Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología
Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Análisis de la producción de hidrógeno verde como vector energético en la isla de Tenerife

Trabajo Fin de Grado

Autora: Andrea Barroso Alonso
Tutor: Benjamín Jesús González Díaz
Fecha: 12 de septiembre de 2022

Índice

1. Abstract

This project is based on the study of the strategies suggested by the Gobierno de Canarias for the energetic transition and the decarbonization for the year 2040. In order to verify the suggested information, several models from the years 2025, 2030, 2035 and 2040 will be simulated on the EnergyPLAN software. Each strategy will have a main model as well as some variations depending on the storage function, hydrogen production and the established minimum of thermic generation. The objective of these simulations is to identify the best path for the electric systems in Tenerife. In addition, it can prove the impacts of the hydrogen use on the other variables and verify if it can be supportive in the manageability.

2. Introducción

En el presente documento se desarrollarán las estrategias seguidas para el estudio del plan de transición energética en Tenerife. Este proyecto se basa principalmente en la simulación mediante el software EnergyPLAN de los datos propuestos por el Gobierno de Canarias en las estrategias planteadas para el objetivo de descarbonización a 2040. Se expondrá el uso del software y la creación de un archivo principal basado en datos reales obtenidos del Anuario Energético de Canarias, en concreto del año 2019, puesto que los años posteriores podrían no representar la tendencia debido a la crisis sanitaria del SARS-COV-19. Con ello, se procederá al análisis de las estrategias mediante simulación y obtención de resultados que se verán plasmados en diferentes gráficas, con el objetivo de visualizar las interacciones entre las diferentes variables. De esta forma, se podrá concluir con diferentes cuestiones en relación con el almacenamiento propuesto y la introducción del hidrógeno como vector energético.

2.1. Plan de transición energética de Canarias

2.1.1. Estrategia para autoconsumo fotovoltaico

En esta estrategia se realiza un estudio sobre el potencial de los recursos actuales para la instalación de sistemas de autoconsumo, a través de la información catastral y un modelo digital de terreno capaz de proveer de datos cartográficos. Con ello se pretende estimar las áreas disponibles y, mediante otros datos de radiación y diferentes factores climatológicos, definir la potencia fotovoltaica instalable y la energía que es capaz de producir cada instalación.

Para esta estrategia se desarrollaron dos supuestos. El primero se centra en la capacidad física de instalación, definiendo la mayor parte de las áreas para la colocación de

paneles fotovoltaicos. Por otro lado, el segundo supuesto se centra en la capacidad del sistema, estableciendo que el límite de excedentes anuales se sitúe en el 10% de la demanda anual, de forma que se maximiza el autoconsumo sin que se produzca una reducción excesiva de la generación renovable.

El escenario óptimo plantea la instalación del 7,5% del área total disponible, lo que supondría una potencia instalada de 1.271 MW en régimen de autoconsumo, para ello es necesario una inversión de 3.244 millones de euros. De esta forma se integrarían en la red 1.588,1 GWh al año, teniendo en cuenta que la instalación de dispositivos de anti-vertido y que no se dispusiera de sistemas de almacenamiento. Esto reduciría las emisiones en 1.248,3 $ktCO_2eq$ al año, lo que implica un beneficio económico de 31,2 millones de euros anuales. Si se plantea un caso más optimista en el que los vertidos pudieran ser aprovechados, las emisiones se reducirían en 1.669 $ktCO^2eq$ y el beneficio sería de 40 millones de euros anuales.

De la potencia instalada, 21,2 MW se podrían instalar en edificaciones ya existentes dentro de Espacios Naturales Protegidos, ya que en muchos casos la repotenciación de las redes de transporte y distribución no es viable, por lo que el autoconsumo sería una solución más sostenible.

Además, se presentan los objetivos que podrían ser integrados en el Plan de Transición Energético de Canarias. Adicionalmente, se definen 60 acciones estructuradas en 9 líneas de actuación con las que se pretenden alcanzar los objetivos planteados. Para todo ello sería necesaria una inversión de 262 millones de euros. También, las acciones en relativas a incentivos fiscales e innovación tendrán el objetivo de conseguir mayores índices de cobertura de la demanda mediante el uso de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, así como la creación de nuevos modelos de negocio que fomenten el empleo verde en Canarias [1].

2.1.2. Estrategia del almacenamiento energético

La estrategia de almacenamiento surge para resolver la variabilidad de las fuentes renovables. Debido a su compleja gestión y teniendo en cuenta que Canarias se compone de seis sistemas independientes, es necesario un plan de almacenamiento para poder maximizar la integración de energías renovables. De esta forma, se proveerá de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico.

Para planificar la estrategia de almacenamiento se ha realizado un diagnóstico de las necesidades y capacidades existentes, complementándolo con un análisis del marco normativo actual, la evolución de costes previstos, un estudio de las tecnologías actuales, con el objetivo de seleccionar las de mayor interés para Canarias, y empleando la experiencia en

materia de almacenamiento energético en los sistemas insulares. Además, se hará uso de los análisis realizados en el primer capítulo en relación con el autoconsumo fotovoltaico.

Con todo ello se propone el uso de sistemas a nivel de usuario. Se considera que la introducción de este tipo de sistemas podrá aportar mayor cobertura de la demanda. Al igual que en la estrategia de autoconsumo se desarrollarán tres supuestos, los dos primeros en relación con la capacidad de autoconsumo, donde se propone estudiar los casos del 100% y del 70-80%, y por otro lado se propone un último supuesto en el que se limiten los vertidos a la red eléctrica al 10% de la generación anual de cada instalación.

Los resultados que se exponen en este capítulo se han obtenido de la simulación en relación con la demanda, la potencia máxima instalable y las combinaciones de sistemas de almacenamiento, variando su potencia y capacidad, para cada uno de los tres supuestos planteados.

Según los estudios existiría, a nivel de usuario, una superficie sobre cubierta capaz de abarcar hasta 11.233 MW, pero optar por esta solución sin disponer de almacenamiento supondría un exceso de vertidos a la red y el grado de cobertura de la demanda no superaría el 50%. Por ello, la opción más adecuada es la instalación de 1.271 MW, lo que permitiría alcanzar una cobertura de la demanda del 36,6 % para toda Canarias. Para aproximarse al 100 % de la demanda se debería instalar 7.739 MW de potencia fotovoltaica de autoconsumo y entre 5.783 y 5.572 MWh de almacenamiento energético, lo que supondría el 72% de la superficie disponible y una inversión de 9.763 millones de euros. Con ello, el ahorro para los usuarios sería de 239 millones de euros anuales y la reducción de las emisiones alcanzaría los 1.963 $ktCO_2$ al año. Además, se plantea un escenario aún más optimista en el que el 80% de la cobertura de la demanda se realice mediante el autoconsumo, siendo necesaria una potencia de 2.131 MW, un almacenamiento de entre 4.334 y 4.086 MWh y una inversión de 8.180 millones de euros. Esto supondría un ahorro para los usuarios de 253 millones de euros anuales y una reducción de las emisiones de 1.620 $ktCO_2$ al año.

El siguiente punto de estudio es el almacenamiento a nivel distribuido, que permitiría incrementar la autosuficiencia energética. Estos sistemas solo atenderían a la parte de la demanda de las edificaciones que no estuviera cubierta por los sistemas de autoconsumo. Una de las conclusiones es que no siempre es posible alcanzar la autosuficiencia energética. Esto se produce porque, a pesar de incrementar el almacenamiento, no todas las subestaciones estarán conectadas a parques de fuentes renovables con los que poder gestionar la energía. Aun así, gracias a los sistemas distribuidos se logra que la demanda conste de entre el 67 y 88% de energías de fuentes renovables [2].

2.1.3. Estrategia del vehículo eléctrico

En este capítulo se realiza un estudio de la situación actual del parque automovilístico de Canarias, así como un diagnóstico de las posibilidades que ofrece la movilidad eléctrica como vector hacia el cambio energético. Como objetivo se propone la electrificación total del parque automovilístico para el año 2040.

Los resultados muestran que actualmente en el parque automovilístico existe un mayor número de vehículos de gasolina, seguido de los vehículos de gasoil y en último lugar los vehículos eléctricos y de GLP. Por ello, se propone reducir el número de vehículos con motores de combustión interna y tender hacia un aumento de los vehículos eléctricos para el año 2040.

Este estudio se ha desarrollado mediante técnicas de regresión estadística avanzadas basándose en la evolución del parque automovilístico, la población y el PIB en los últimos años. Además, se supone una mejora del transporte colectivo, lo que supondría una reducción del ratio de vehículos por habitante.

Dicha tendencia tendrá asociada un aumento de la demanda eléctrica. Esto se ha de solucionar con el uso masivo de energías renovables y proyectar esta situación como un aliado para proveer mayor gestionabilidad.

El peor escenario se produciría si se emplean cargadores semi-rápidos o rápidos a cualquier hora del día. Esto tendría un impacto en los tramos de demanda, distanciando los valores de las horas valles y horas punta, lo que obligaría a aumentar las reservas de generación gestionable desorbitadamente. La solución planteada es aquella en la que los usuarios conectan su vehículo al estacionarlo por un determinado número de horas, mientras la carga estará decidida por un sistema de gestión energético autónomo, el cual priorizará el abastecimiento del vehículo cuando existan excedentes. Este sistema se guiará según una predicción de la generación renovable y el estado de carga del sistema eléctrico.

Lo que se propone con la electrificación del parque automovilístico, en relación con la gestionabilidad del sistema, es el empleo directo de las baterías que portan los vehículos como recurso para gestionar la generación de fuentes renovables. Se considera ineficiente el uso de energía almacenada para la carga de vehículos, puesto que los procesos de carga y descarga tienen una eficiencia del 80-90%, lo que provocaría un incremento de las pérdidas energéticas.

Se concluye que para que este planteamiento sea viable, la recarga de los vehículos se deberá producir en los tramos de mayor producción de energía procedente de fuentes renovables. Si esto no fuera posible se necesitaría una nueva inversión en sistemas de almacenamiento a gran escala.

Por último, se realiza un estudio mediante información geográfica de las islas acerca de los lugares en los que se han de instalar puntos de recarga para vehículos eléctricos de diferentes características, ya sean de carga lenta, semi-rápida o rápida [3].

2.1.4. Estrategia de la generación gestionable

En este punto se identifican las diferentes características de las centrales que aportan generación gestionable en la actualidad. También se analizan nuevas tecnologías con el objetivo de proponer diferentes alternativas en el cambio de los generadores que mantengan las mismas propiedades, pero se basen en fuentes renovables.

En la actualidad existe únicamente generación gestionable basada en el uso de combustibles fósiles. Además, se prevé que para 2030 el 62% de las centrales habrán alcanzado su vida útil y para 2040 no habrá ninguna que pueda mantenerse en uso. Por ello se considera que nos encontraremos en el momento adecuado para realizar un cambio estructural en el sistema.

Se plantean tres soluciones: centrales de bombeo reversible, geotermia de alta entalpía y sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno. La opción más valorada en Canarias son las centrales de hidrobombeo, ya que son capaces de responder en un corto intervalo de tiempo, son flexibles y aportan estabilidad al sistema. Aunque estos sistemas no son viables en todas las islas por igual se plantean variaciones para adaptarlos a la orografía de cada una. La capacidad de estas centrales dependerá del tipo de generadores que se empleen.

La geotermia de alta entalpía es la alternativa de menor coste, pero aún se encuentra en procesos de exploración e investigación. Estas tecnologías presentan un factor de capacidad superior al 50% y que puede llegar a alcanzar el 90%. Es especialmente interesante para las islas de Tenerife y La Palma. Por otro lado, este tipo de sistemas tendrán un funcionamiento de carácter base y no estarán enfocados en el ajuste del sistema.

El empleo de hidrógeno se deja en un segundo plano con el objetivo de respaldar las energías renovables ya existentes. Esto se debe a que el rendimiento del ciclo completo del hidrógeno se encuentra en torno al 20 %. Se emplearía para la re-electrificación mediante motores o turbinas de gas que pueden operar con hidrógeno puro o mediante una mezcla de hidrógeno y gas natural.

Otra conclusión de esta estrategia es la importancia de la flexibilidad. Las centrales de gran tamaño de las que se dispone en Canarias suponen un límite en la introducción de energías renovables a las redes eléctricas. Por ello, se recomienda la instalación de centrales de menor tamaño que funcionen como respaldo a la generación renovable [4].

2.1.5. Estrategia de la geotermia en Canarias

Debido a la baja gestionabilidad de las energías renovables que disponemos actualmente en Canarias se buscan otras fuentes renovables que sean gestionables. Una de las opciones es la energía geotérmica de alta entalpía. Se han realizado estudios en las islas de Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote y La Palma.

Según los estudios en Lanzarote se presenta un modelo geotérmico de roca caliente seca superficial, por lo que serían necesarios dispositivos capaces de captar el recurso de manera externa. Las opciones propuestas no son viables debido a que los estudios se han realizado en un espacio natural protegido como es el Parque Nacional de Timanfaya, con lo que no se podrían realizar instalaciones de las herramientas que se disponen actualmente y el resto de las alternativas aún se encuentran en fase de investigación.

Para Tenerife se propone el uso de una planta de generación geotérmica convencional gracias al alto potencial de diferentes zonas en la isla.

En relación con la isla de Gran Canaria los estudios confirman la existencia de zonas de media entalpía cerca de las costas norte, este y sur. La explotación de estos recursos se enfocará en fines térmicos.

Y en La Palma se identifica la región de mayor interés como los dos flancos de la parte sur de la isla. El uso de una central geotérmica podría ser una solución para la generación de la isla, aunque aún se han de realizar más estudios para concluir la viabilidad de esta propuesta.

Por otro lado, la geotermia de baja entalpía puede ser de gran interés para Canarias. En cambio, la instalación en zonas costeras puede conllevar problemas técnicos debido a las condiciones de salinidad. Se estima que la demanda de calor actual se encuentre sobre los 178 kTep anuales y para el 2040 alcance los 300 kTep anuales. Se plantea que para el 2040 el 25% de la demanda sea cubierta con este tipo de sistemas, lo que implicaría disponer de una potencia térmica total de 650 MW. Es importante destacar que, aunque estos sistemas se realizan en ciclo cerrado, el propio intercambio de calor puede provocar contaminación como consecuencia de la alteración físico-química [5].

2.1.6. Estrategia de las energías renovables marinas

En esta estrategia se realizan los estudios pertinentes en relación con la implementación de eólica off-shore, fotovoltaica off-shore y energía undimotriz. Canarias presenta unas condiciones muy favorables para el uso de dichas tecnologías, no solo a nivel técnico, sino también, por aspectos económicos relativos a la generación.

Para identificar las zonas con mejores condiciones se recurre a información oceanográfica, de carácter medioambiental y en relación con las actividades marítimas. Además, se analizan las características y compatibilidades de cada tecnología con el objetivo

de comprobar su potencial de desarrollo y se valorarán distintas alternativas mediante un modelo de balance energético en el que se definirán los límites técnicos y los requerimientos necesarios. Finalmente, se obtiene que se puede alcanzar los 14 GW de potencia eólica off-shore, aunque 5,4 GW del total se situarán en zonas de difícil acceso.

La energía undimotriz es de especial interés en Tenerife, Lanzarote y Gran Canaria, debido a sus condiciones de oleaje. Se estima que, si estas tecnologías alcanzaran una fase de desarrollo a un coste competitivo, su puesta en marcha sería posible en diversas zonas marítimas.

Durante el estudio se ha podido observar la importancia de realizar una distribución de los generadores con el objetivo de minimizar la posibilidad de propagación de un fallo y definir el impacto visual que tendrá la instalación. Adicionalmente, esta ordenación en la que se define, de manera aproximada la ubicación de cada generador podría permitir la realización de pre-estudios acerca de las interacciones con radiobalizas y conos de aproximación o incluso el dimensionamiento de las infraestructuras de evacuación.

Se estima que los costes de instalación, operación y mantenimiento disminuirán, fijándose en 0,05 y 0,10 USD/kWh en 2023. Además, se plantea la creación de una figura pública que se encargue de la evaluación y otorgamiento de permisos, así como de apoyo, supervisión e implicación activa [6].

2.1.7. Estrategia canaria del hidrógeno verde

A raíz de la descarbonización no solo se plantea una transformación de los sistemas energéticos, sino también de otros sectores como el transporte y el calor. Se trata de la conversión de energía verde, es decir, aquella proveniente de fuentes renovables, en una forma de combustible. Es aquí donde el hidrógeno comienza a ganar importancia gracias a que es un vector energético capaz de adaptarse a diversas aplicaciones; podría emplearse directamente como combustible para vehículos, transformarse en energía térmica, emplearse como sistema de almacenamiento tras un proceso de re-electrificación e incluso como parte del combustible marítimo y aéreo para elaborar amoníaco y queroseno.

La estrategia también contempla la instalación de centros de producción de hidrógeno abastecidos únicamente con suministros provenientes de fuentes renovables que proporcionarán mayor gestionabilidad a la generación. Además, se ha definido la demanda de hidrógeno a 2040 necesaria para cumplir con los objetivos señalados en la declaración de Emergencia Climática.

Actualmente, la aplicación en la movilidad terrestre es la más próxima a la rentabilidad. En concreto, los vehículos eléctricos de mayores dimensiones parecen no ser una solución adecuada teniendo en cuenta los tiempos de carga, autonomía y tamaño de las baterías, por ello la aplicación del hidrógeno en esta parte del parque automovilístico puede ser una

alternativa viable. El precio del hidrógeno estaría comprendido entre los 3,5 y 7 euros/kgH_2, en el caso de que el suministro eléctrico de los electrolizadores tuviera un precio comprendido entre 25 y 70 euros por MWh.

Por otro lado, la re-electrificación sería la segunda aplicación más rentable. Sobre todo, en aquellos casos en los que el suministro se encuentra aislado de la red eléctrica, por lo que la conversión de la energía renovable a hidrógeno y su empleo a través de motores o turbinas de gas podría dar solución al abastecimiento de estas edificaciones.

La tercera opción también hace referencia a la re-electrificación, pero en este caso destinado a grandes consumidores que pudieran usar el hidrógeno en aplicaciones estacionarias. Esto puede emplearse como método de almacenamiento energético.

La estrategia canaria del hidrógeno verde propone la instalación de una serie de centros de producción en polígonos industriales, asumiendo como fuentes de suministro eléctrico único, la electricidad renovable producida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas, aprovechando los electrolizadores como elementos no-críticos, potencialmente diferibles del sistema, con posibilidad para aplicación de gestión de demanda [7].

2.1.8. Estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes

Se propone un modelo a gran escala para la gestión energética con una estructura AMI (*Advanced Measurement Infrastructure*) con tres niveles de control, que permitiría maximizar la cobertura de la demanda con energía de fuentes renovables y alcanzar el mínimo coste posible. Esta estrategia plantea que el consumidor sea capaz de adaptar sus hábitos de consumo a la curva de generación.

El primer nivel es aquel referido a las instalaciones de usuario y se conoce como HAN (*Home Area Network*). En él se engloban pequeños controladores que trabajarán de forma automática, mediante un algoritmo que indicará las horas recomendadas del uso del sistema. Todos los dispositivos de la red se comunicarán vía wifi. El control se puede realizar de tres formas: indirecto, directo y mediante la gestión de desvío de autoconsumo.

El control indirecto se basa en las curvas de precios, que se encuentran relacionadas con las curvas de generación, donde corresponde el alza de los precios con el descenso de la energía renovable. Se realiza una estimación de esta curva con el objetivo de indicar al usuario los tramos horarios en los que se recomienda hacer uso de los electrodomésticos. Aunque supone un buen planteamiento para la gestión diaria, la corrección de la curva establecida implica una cierta complejidad, por ello se toma el control directo como una alternativa para estos casos.

El control directo implica una definición de la curva por parte del operador. La red de usuario enviará una señal binaria al nivel superior con la que indicará si es o no posible aplicar la gestión de la demanda.

La gestión de desvío de autoconsumo es de especial interés para los usuarios que disponen de instalaciones de autoconsumo. Actúa según las predicciones energéticas y las variaciones en tiempo real, es decir, una combinación de control directo e indirecto.

El segundo nivel se conoce como NAN (*Neighborhood Area Network*) y abarca los centros de transformación. Estos sistemas obtienen datos de las redes HAN en términos de consumo y gestión. Además, este nivel puede recibir órdenes del nivel superior, por lo que se encargará de proponer ciertos niveles inferiores a los que aplicar las correcciones. Existen dos formas para la recepción de la información, una de ella a través de comunicación PLC o mediante una red inalámbrica.

El tercer nivel, también llamado WAN (*Wide Area Network*), es aquel que actúa a nivel de isla, por lo que se encarga de gestionar cada sistema eléctrico. Es aquí donde se unirá la información de cada NAN y el sistema responderá enviando órdenes a los niveles inferiores con el fin de gestionar la demanda por nodos. Las políticas de gestión se aplicarán preferentemente a usuarios cercanos a zonas donde la garantía de suministro sea reducida. Adicionalmente, el operador es capaz de gestionar la generación renovable con potencia superior a los 500 kW, por lo que se prioriza el uso de renovables para atender a la demanda.

Finalmente, se establece como la forma más viable de gestión aquellas enfocadas en los termos eléctricos en el sector residencial para el año 2030, que suponen el 50% de la capacidad de potencia gestionable. Además, los electrodomésticos con función diferida también serán un apoyo en la mejora de la gestionabilidad, siendo el 10% de la capacidad [8].

3. Software: EnergyPLAN

Es un programa capaz de simular el funcionamiento de un sistema energético, incluyendo la electricidad, la calefacción, la industria y el transporte. Sus inicios se remontan al año 1999 cuando Henrik Lund comenzó a desarrollar el modelo en una hoja de cálculo. No fue hasta dos años más tarde, en 2001, cuando se realizó una programación del modelo en Visual Basic. A partir de este momento el modelo ha tenido varias versiones en las cuales se ha mejorado o añadido nuevas funcionalidades [9].

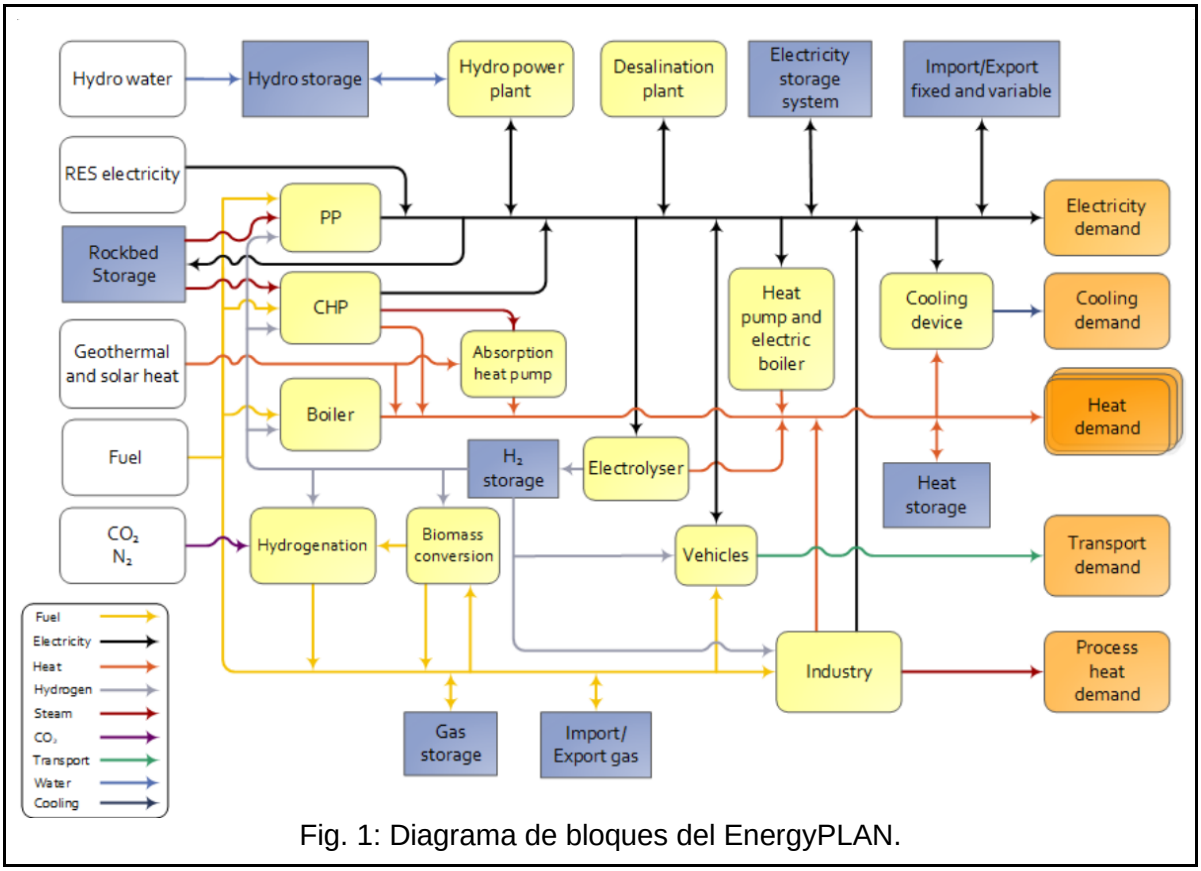


Fig. 1: Diagrama de bloques del EnergyPLAN.

El software tiene un panel en el que se muestran los diferentes puntos fundamentales como la demanda, la generación, el almacenaje, las emisiones y el coste; además de otros en los que se pueden cambiar algunos aspectos de la simulación y los resultados. A continuación, se desarrolla cada uno de los apartados fundamentales de este proyecto en los que se introducirán los datos propuestos en las estrategias de descarbonización a 2040.

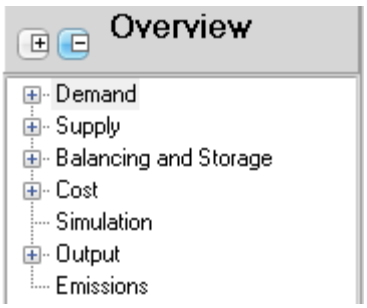


Fig. 2: Panel de selección general del EnergyPLAN.

Se contemplan seis puntos claves: la demanda eléctrica y del sector del transporte, la generación eléctrica, tanto de centrales convencionales como de fuentes renovables, la producción de hidrógeno y el almacenamiento de energía.

Comenzando por la demanda se deberá desplegar dicho punto dentro del panel general. De esta forma se visualizarán los apartados que se muestra en la figura 3, aunque solo serán relevantes la electricidad y el transporte.

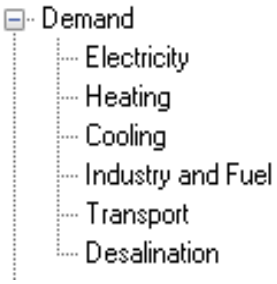


Fig. 3: Panel de selección de demanda del EnergyPLAN.

En cuanto a la demanda eléctrica se debe rellenar la casilla que se muestra en la figura 4, ya sea obtenida del Anuario Energético de Canarias o de las estrategias. Además, será necesario crear un archivo de texto con la distribución de la demanda. Para ello, acudiremos a la página de la Red Eléctrica de España y obtendremos los datos horarios.

En este proyecto se estudiará la demanda de los próximos años, por lo que no dispondremos de las distribuciones reales. En los apartados correspondientes a las estrategias se explicará cómo obtener dichas distribuciones a partir de los datos del año 2019 que se tomará como referencia.

Por último, es importante detallar la estructura del archivo y la cantidad de datos que contiene, en caso contrario no leerá la información correctamente. Se debe comprobar que se insertan 8.784 líneas de datos, es decir, todas las horas de un año bisiesto; en caso de que se trate de un año no bisiesto, se repetirán los últimos 24 datos a continuación para obtener

la cifra mencionada. Además, para el caso de la distribución de demanda eléctrica se ha de añadir un encabezado que viene detallado en el archivo predeterminado al iniciar un nuevo modelo.

Fig. 4: Extracto del panel de demanda eléctrica del EnergyPLAN.

Para el sector de transporte es necesario calcular previamente el total en TWh de todos los combustibles que intervienen en Tenerife, teniendo en cuenta el transporte terrestre, aéreo y marítimo. Principalmente serán la gasolina, el diésel, el queroseno, el gas licuado y por último el vehículo eléctrico, el cual tendrá asociada una distribución. En la figura 5 se muestra un ejemplo de los combustibles fósiles que se emplean actualmente. Para los próximos años veremos cómo estas cifras irán disminuyendo y por el contrario la casilla *Dump Charge* se completará con cifras cada vez mayores.

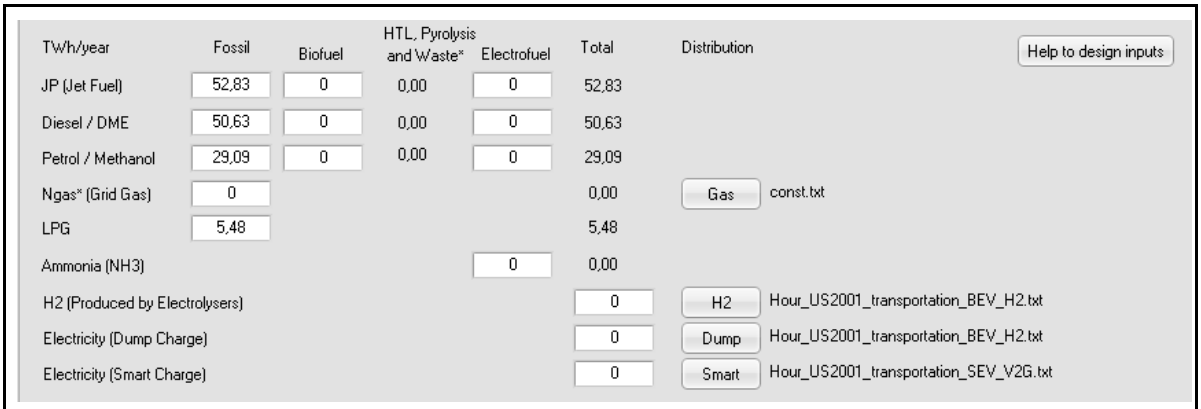


Fig. 5: Extracto del panel de demanda en el transporte del EnergyPLAN.

Para introducir los datos de generación se debe desplegar el apartado de suministros. Aquí se abordarán dos puntos, la electricidad producida en centrales eléctricas y la que proviene de fuentes renovables. En primer lugar, se han de completar las casillas que se muestran en la figura 7 correspondientes a la potencia por generación térmica y su rendimiento. Por otro lado, en la figura 8 se introducirán todas las magnitudes en referencia a la energía eólica y fotovoltaica. Para este punto se ha decidido separar en cinco fuentes en relación con la distribución que se asume en las estrategias. La eólica consta de dos tipos: on-shore y off-shore, y la fotovoltaica de tres: on-shore, off-shore y de autoconsumo.

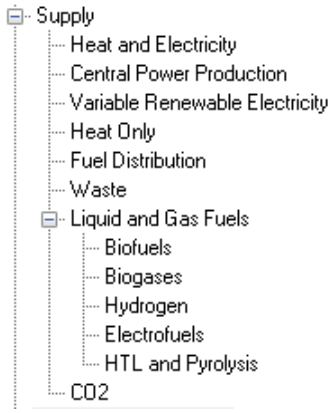


Fig. 6: Panel de selección de suministros del EnergyPLAN.

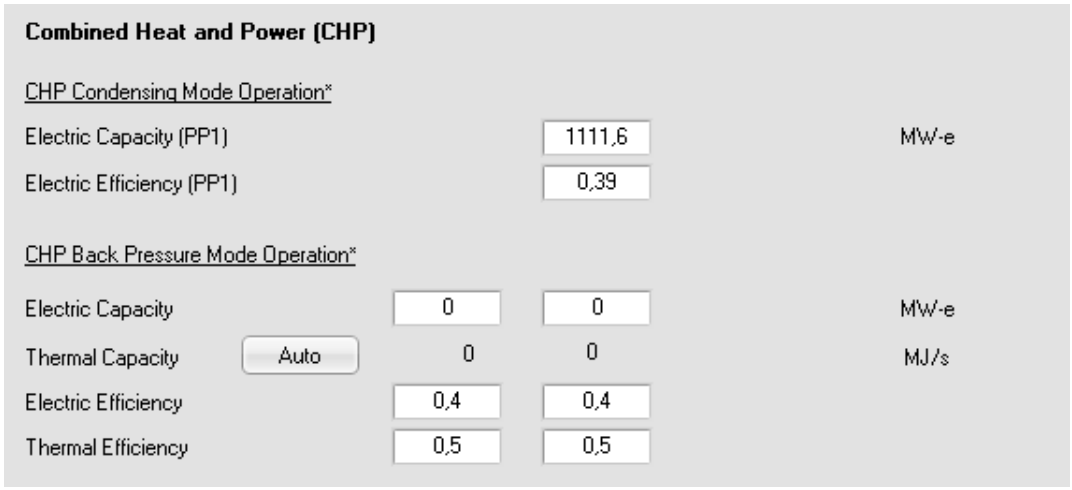


Fig. 7: Extracto del panel de generación térmica del EnergyPLAN.

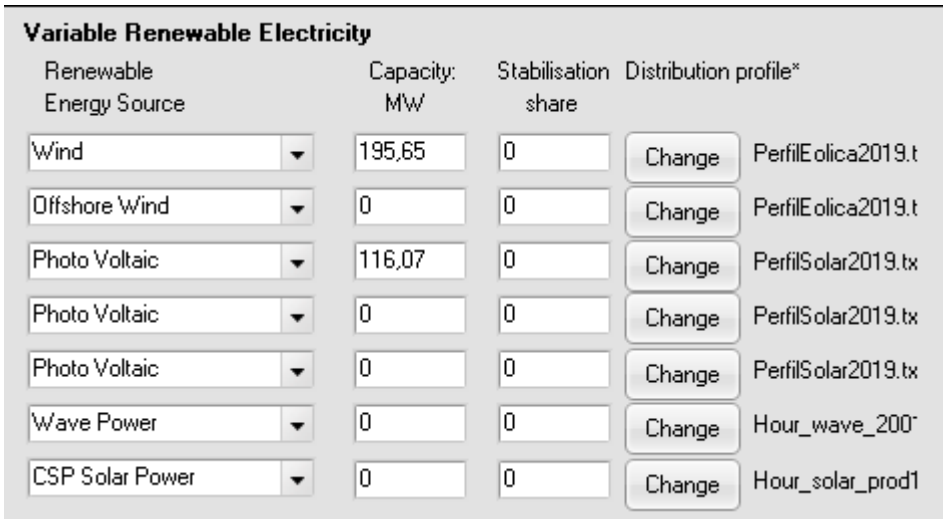
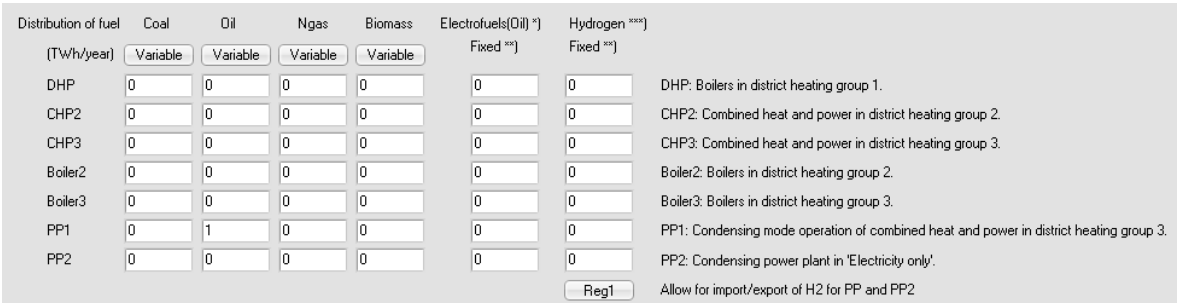


Fig. 8: Extracto del panel de generación renovable del EnergyPLAN.

Además, para introducir la producción de hidrógeno se accede al apartado *Fuel Distribution* y se marca la matriz en la casilla Oil-PP1, de esta forma se indica que se utilizará en la re-electrificación de la energía mediante procesos de generación térmica.



Distribution of fuel (TWh/year)	Coal Variable	Oil Variable	Ngas Variable	Biomass Variable	Electrofuels(Oil) *) Fixed **)	Hydrogen ***) Fixed **)	
DHP	0	0	0	0	0	0	DHP: Boilers in district heating group 1.
CHP2	0	0	0	0	0	0	CHP2: Combined heat and power in district heating group 2.
CHP3	0	0	0	0	0	0	CHP3: Combined heat and power in district heating group 3.
Boiler2	0	0	0	0	0	0	Boiler2: Boilers in district heating group 2.
Boiler3	0	0	0	0	0	0	Boiler3: Boilers in district heating group 3.
PP1	0	1	0	0	0	0	PP1: Condensing mode operation of combined heat and power in district heating group 3.
PP2	0	0	0	0	0	0	PP2: Condensing power plant in 'Electricity only'.
						Reg1	Allow for import/export of H2 for PP and PP2

Fig. 9: Extracto del panel de distribución de combustibles del EnergyPLAN.

Es importante fijar la potencia y capacidad del electrolizador a través de la pestaña de hidrógeno que se muestra en la figura 6. En la figura 10 se exponen los datos que se proponen en las estrategias y que se mantendrán constantes durante las simulaciones.

Total Hydrogen demand*	0,00	0		0,73	0	0,05	0 GWh

Fig. 10: Extracto del panel de hidrógeno del EnergyPLAN.

Para terminar, se completará el apartado de almacenamiento. El software permite incluir dos sistemas de almacenamiento independientes, en el primero se introducirán los datos de almacenamiento a nivel de usuario y en el segundo a nivel distribuido.

En esta misma página se indica el mínimo nivel de energía proveniente de centrales térmicas, con el objetivo de mejorar la estabilidad y gestión del sistema eléctrico.

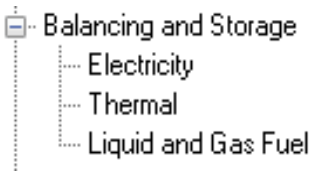


Fig. 11: Panel de selección de almacenamiento del EnergyPLAN.

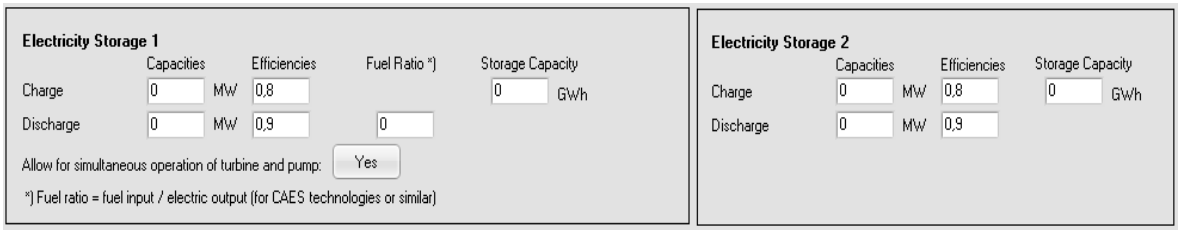


Fig. 12: Extracto del panel de almacenamiento del EnergyPLAN.

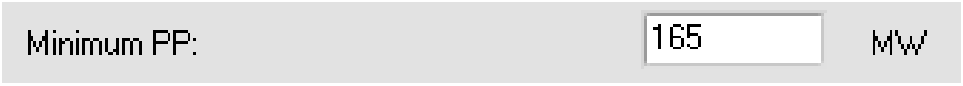


Fig. 13: Extracto del panel de estabilidad del EnergyPLAN.

4. Fichero base: Anuario Energético de Canarias 2019

El estudio de las estrategias propuestas por el Gobierno de Canarias comenzará con la elaboración de un fichero base en EnergyPLAN. Para ello se ha seleccionado el año 2019, pues debido a la crisis sanitaria desarrollada en los últimos años los datos más recientes pueden no representar la tendencia del sector energético.

Para iniciar el modelo se ha recabado información en el Anuario Energético de Canarias y en la página de la Red Eléctrica de España. A continuación, se expondrán cada uno de los datos y sus referencias dentro del documento del año 2019.

En primer lugar, se procede a definir la demanda. En la tabla 1 se muestran los datos de cobertura de la demanda dividida por tipo de fuente, en total se indica que para Tenerife en 2019 fue de 3,71 TWh [10]. Para completar este apartado se debe definir la distribución horaria con la estructura que se ha indicado en el apartado de software. Estos datos se obtienen de la Red Eléctrica de España, pero debido a que el año 2019 no fue bisiesto el software señalará que no puede realizar una lectura correcta de los datos. Para solucionarlo se ha de añadir un duplicado del último día del año.

Tabla 1: Cobertura de la demanda en el año 2019. (TWh) [10]

Ref.	Tabla 59 del Anuario Energético de Canarias 2019							
Fuentes energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PROD. DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	3,03	3,01	0,83	0,64	0,25	0,08	0,02	7,85
Refinería	-	-	-	-	-	-	-	-
Cogeneración	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DERV. PETRÓLEO	3,03	3,01	0,83	0,64	0,25	0,08	0,02	7,85
FUENTES RENOVABLES								
Eólica	0,50	0,50	0,07	0,06	0,02	0,00	-	1,15
Fotovoltaica	0,06	0,19	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,28
Minihidráulica	-	-	-	-	-	-	-	0,00
Hidroeólica	-	-	-	-	-	-	0,04	0,04
Biogás	-	0,01	-	-	-	-	-	0,01
TOTAL RENOVABLES	0,55	0,69	0,08	0,08	0,03	0,00	0,04	1,47
TOTAL	3,58	**3,71**	0,90	0,72	0,28	0,08	0,06	9,32

En cuanto a los datos de demanda del transporte se recurrirá a los apartados 2.7, 2.8 y 2.9 del anuario [10]. En ellos se muestran los suministros empleados en el sector automovilístico, el transporte marítimo y aéreo respectivamente.

En la tabla 2 se exponen los datos del transporte terrestre referidos al año 2019 en Tenerife, omitiendo aquellos en relación con el resto de las islas e indicando las tablas de referencia dentro del anuario [10]. De igual forma las tablas 3 y 4 exponen los datos del transporte marítimo y aéreo.

Tabla 2: Transporte terrestre en Tenerife del año 2019.

TIPO DE COMBUSTIBLE		Suministro [Tm]	Ref.
Petrol	Gasolina	237980	Tabla 20
Diesel	Gasoil	294938	Tabla 22
Jet Fuel	Queroseno	-	-
LPG	GLP	42897	Tabla 17
Electricity Dump Charge	Eléctrico	-	-

Tabla 3: Transporte marítimo en Tenerife del año 2019.

TIPO DE COMBUSTIBLE		Suministro [Tm]	Ref.
Petrol	Gasolina	36	Tabla 26
Diesel	Gasoil	133132	Tabla 26
Jet Fuel	Queroseno	-	-
LPG	GLP	-	-
Electricity Dump Charge	Eléctrico	-	-

Tabla 4: Transporte aéreo en Tenerife del año 2019.

TIPO DE COMBUSTIBLE		Suministro [Tm]	Ref.
Petrol	Gasolina	15	Tabla 28
Diesel	Gasoil	-	-
Jet Fuel	Queroseno	442331	Tabla 28
LPG	GLP	-	-
Electricity Dump Charge	Eléctrico	-	-

Para poder introducir estos datos en el programa se llevará a cabo una conversión de toneladas a toneladas equivalentes de petróleo, donde cada combustible tendrá un factor

propio. Estos factores de conversión se encuentran en las últimas páginas del anuario [10] y se muestran en la tabla 5 junto a la eficiencia energética del petróleo y los resultados finales.

Tabla 5: Demanda en el sector del transporte en Tenerife durante el año 2019.								
TIPO DE COMB.	TRANSPORTE [Tm]				F.C. por tipo	TOTAL [Tep]	F.C	TOTAL [TWh]
	Terrestre	Marítimo	Aéreo	TOTAL	Tep/Tm		TWh/Tep	
Gasolina	237980	36	15	238031	1,051	250170,581	0,0001163	29,09
Gasoil	294938	133132	-	428070	1,017	435347,19	0,0001163	50,63
Queroseno	-	-	442331	442331	1,027	454273,937	0,0001163	52,83
GLP	42897	-	-	42897	1,099	47143,803	0,0001163	5,48
Eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-

La generación en el año 2019 se sostiene mediante las fuentes de energía por quema de combustible, la energía eólica y fotovoltaica. En la siguiente tabla se muestra el parque de generación en Tenerife y se han marcado los datos relevantes a insertar en el EnergyPLAN.

Tabla 6: Parque de generación en Tenerife durante el año 2019. [10]								
Ref.	Tabla 51 del Anuario Energético de Canarias 2019							
Fuentes energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PROD. DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	999,18	1046,50	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2606,38
Refinería	-	25,90	-	-	-	-	-	-
Cogeneración	24,88	39,20	-	-	-	-	-	-
TOTAL DERV. PETRÓLEO	1024,06	**1111,60**	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2606,38
FUENTES RENOVABLES								
Eólica	159,30	**195,65**	22,30	28,66	6,97	0,36	0,00	413,24
Fotovoltaica	40,62	**116,07**	8,01	12,76	4,41	0,01	0,03	181,91
Minihidráulica		1,22			0,80			2,02
Hidroeólica							22,80	22,80
Biogás		1,60	2,10					3,70
TOTAL RENOVABLES	199,92	314,54	32,41	41,42	12,18	0,37	22,83	623,67
TOTAL	1223,98	1426,14	264,67	228,44	117,52	21,54	37,74	3230,05

Al implementar todos los datos mencionados en el EnergyPLAN se obtiene un modelo del sistema eléctrico para el año 2019. Este será la base para los próximos modelos referidos a los años 2025, 2030, 2035 y 2040. Para finalizar este apartado, en el anexo I se muestra la tabla de resultados del software y el gráfico con las curvas de demanda, generación y otras variables relevantes. Adicionalmente, en la siguiente figura se encuentra la gráfica de demanda y generación del año 2019.

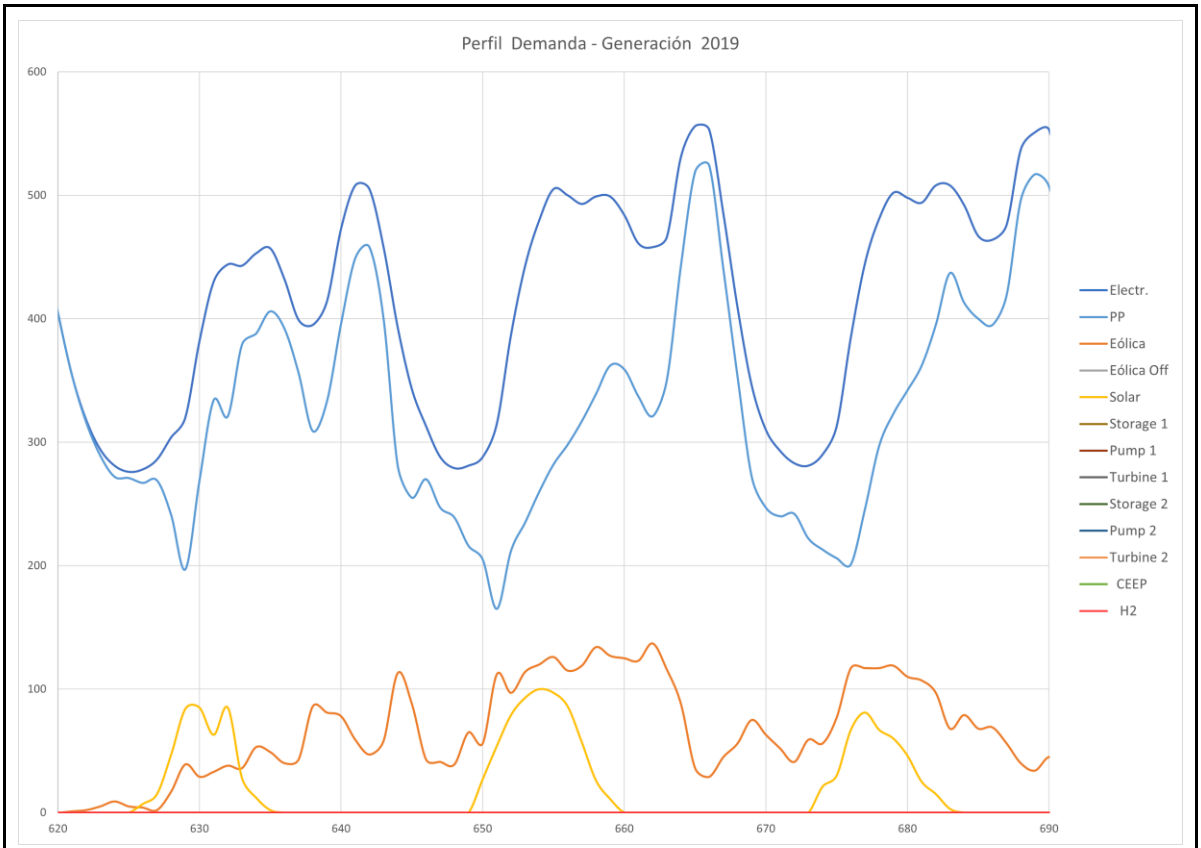


Fig. 14: Gráfica de demanda y generación de 2019.

5. Estrategias

Para realizar el estudio de las estrategias de Canarias hacia la transición energética y la descarbonización a 2040, se crearán modelos de los sistemas eléctricos planteados para los años 2025, 2030, 2035 y 2040. De esta forma se comprobarán si los objetivos marcados cada cinco años son viables, teniendo en cuenta el descenso de las fuentes contaminantes, tanto en al ámbito de la movilidad, donde se pretende que el parque de vehículos actual sea sustituido por el vehículo eléctrico, como en la generación térmica, que se pretende suplir con el aumento de energía de fuentes renovables y la introducción de sistemas de almacenamiento.

5.1. Datos y Cálculos: Distribuciones y transformación de los datos

5.1.1. Demanda eléctrica

Los datos de demanda se han obtenido de la estrategia de generación gestionable, en la que se plantean dos alternativas, la primera basada únicamente en la tendencia ascendente de la demanda desde el año 2000 hasta la actualidad y la segunda en la que se contempla un incremento de la eficiencia energética [4]. Entre ellas se ha optado por la que incluye una mejora de la eficiencia. Además, esta engloba la transición del parque automovilístico, dejando atrás los vehículos de combustión interna y cambiando a un modelo de transporte eléctrico. En la siguiente tabla se han recogido los datos del intervalo de estudio, desde 2025 hasta 2040.

Tabla 7: Demanda eléctrica con mejoras en eficiencia energética y electrificación del transporte terrestre y marítimo. (GWh/año) [4]

Ref.	Tabla 47 de la Estrategia de la Generación Gestionable							
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2025	3155	**3565**	856	700	250	69	47	8642
2026	3141	3573	844	688	252	69	47	8614
2027	3126	3581	831	676	254	69	47	8584
2028	3112	3589	819	664	257	69	46	8556
2029	3097	3597	806	652	259	69	46	8526
2030	3083	**3605**	794	640	261	69	46	8498
2031	3195	3756	820	662	273	72	48	8826
2032	3308	3907	846	684	285	74	49	9153
2033	3420	4058	873	705	296	77	51	9480
2034	3533	4209	899	727	308	79	52	9807
2035	3645	**4360**	925	749	320	82	54	10135
2036	3785	4543	955	775	334	85	56	10533
2037	3925	4725	985	800	349	88	58	10930
2038	4064	4908	1015	826	363	91	59	11326
2039	4204	5090	1045	851	378	94	61	11723
2040	4344	**5273**	1075	877	392	97	63	12121

Se han realizado una serie de cálculos en base a los datos y distribuciones del 2019 para obtener las de años posteriores. En general, las distribuciones se han creado mediante la normalización de los perfiles y las magnitudes propuestas en las estrategias de transición energética. De esta forma, se han obtenido las distribuciones de demanda y generación de cada tipo.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la demanda partiendo del año 2019. Se indican los factores a tener en cuenta para mantener una distribución horaria constante, pero adecuándose a cada año según la demanda promedio esperada. Se puede apreciar que en los próximos años se espera un descenso de la demanda debido a las políticas de eficiencia energética, con las que se espera una reducción del consumo en torno al 30% para el año 2030 y del 45% en el 2040. Aun así, la curva se incrementará a partir del 2030 debido, en mayor parte, a la electrificación del parque automovilístico de Canarias.

Fig. 15: Gráfica de la evolución de la demanda partiendo del año 2019.

5.1.2. Transporte

En este apartado se recurre a la estrategia del vehículo eléctrico [3], en la que se indica la evolución del parque automovilístico de Canarias teniendo en cuenta los diferentes combustibles y vehículos.

Como se indicó anteriormente en el apartado del EnergyPLAN, los datos de transporte han de estar en TWh, por lo que se ha de realizar una conversión según la eficiencia energética del combustible y así obtener un resultado en toneladas equivalentes de petróleo. Finalmente, se emplea un factor de conversión para tener los resultados en las unidades necesarias. A continuación, se indican cada una de las tablas con los datos relevantes para la transformación en términos de potencia en Tenerife.

Las siguientes tablas muestran los datos del parque automovilístico en los próximos años. En la figura 16 se muestra la evolución del transporte en número de vehículos, se puede apreciar que la curva se incrementa a medida que avanzan los años. Si comparamos la gráfica de la demanda del apartado anterior se comprueba como la pendiente corresponde con la de la transición al vehículo eléctrico.

Tabla 8: Parque de vehículos de gasolina. [3]								
Ref.					Tabla 8 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico			
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2025	391908	**472035**	83674	51564	44416	9655	4939	1058191
2030	307868	**370813**	65731	40507	34892	7585	3880	831276
2035	171907	**207054**	36703	22618	19483	4235	2167	464167
2040	0	**0**	0	0	0	0	0	0

Tabla 9: Parque de vehículos de gasoil. [3]								
Ref.					Tabla 9 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico			
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2025	192454	**209179**	35667	29776	19800	4590	3147	494613
2030	151184	**164323**	28019	23391	15554	3605	2472	388548
2035	84418	**91755**	15645	13061	8685	2013	1380	216957
2040	0	**0**	0	0	0	0	0	0

Tabla 10: Parque de vehículos eléctricos. [3]								
Ref.	Tabla 10 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico							
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2025	54948	**63772**	16697	6956	6938	1916	1737	152964
2030	172401	**199996**	42683	23243	20000	4944	3702	466969
2035	353829	**409881**	78321	49058	39278	9125	5930	945422
2040	599234	**693439**	123611	84400	64773	14459	8423	1588339

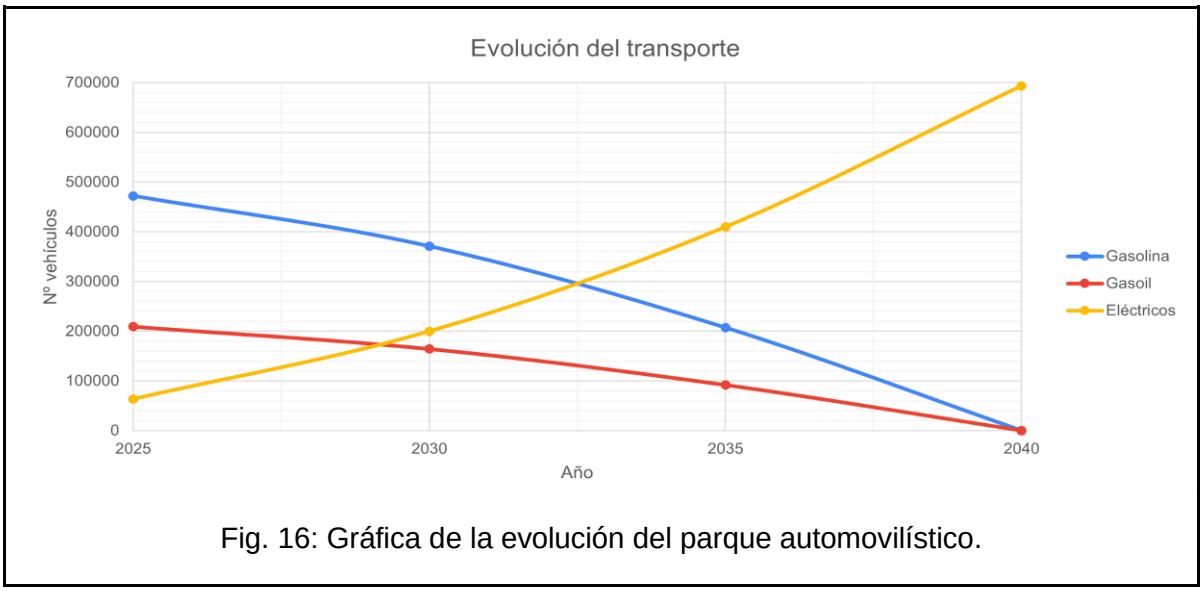


Fig. 16: Gráfica de la evolución del parque automovilístico.

Tabla 11: Distribución de vehículos de gasolina por tipo. [3]								
Ref.					Tabla 12 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico			
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicletas	Tractores	Otras	Total
2025	849276	27118	39964	79	101875	56	5015	1023383
2030	651440	20774	30670	60	78299	43	3849	785135
2035	356409	11352	16787	33	42914	24	2107	429626
2040	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12: Distribución de vehículos de gasoil por tipo. [3]								
Ref.					Tabla 13 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico			
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicletas	Tractores	Otras	Total
2025	167285	182765	104781	5482	63	4667	14147	479190
2030	128417	140151	80441	4209	48	3587	10866	367719
2035	70310	76660	44042	2304	26	1966	5952	201260
2040	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 13: Distribución de vehículos eléctricos por tipo. [3]								
Ref.	Tabla 14 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico							
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicletas	Tractores	Otras	Total
2025	103621	21425	14573	565	10326	457	1999	152966
2030	316711	65068	44424	1721	31723	1403	5918	466968
2035	641403	131409	89876	3481	64423	2849	11981	945422
2040	1077767	220451	150927	5845	108427	4794	20128	1588339

Tabla 14: Consumo previsto de gasolinas. (kTn/año) [3]								
Ref.	Tabla 23 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico							
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicletas	Tractores	Otras	Total
2025	867960	71266	59514	3095	17848	82	7322	1027087
2030	665772	54593	45674	2374	13718	63	5619	787813
2035	364250	29833	24999	1299	7519	35	3076	431011
2040	0	**0**	0	0	0	0	0	0

Tabla 15: Consumo previsto de gasoil. (kTm/año) [3]								
Ref.	Tabla 24 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico							
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicletas	Tractores	Otras	Total
2025	170965	480308	156040	216097	11	6814	20654	1050889
2030	131243	368318	119793	165907	8	5238	15864	806371
2035	71857	201463	65588	90842	5	2871	8690	441316
2040	0	**0**	0	0	0	0	0	0

Tabla 16: Consumo previsto de energía eléctrica. (MWh/año) [3]								
Ref.	Tabla 30 de la Estrategia del Vehículo Eléctrico							
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicletas	Tractores	Otras	Total
2025	280810	149297	57544	59031	4797	1770	7738	560987
2030	858276	453426	175423	179877	14737	5433	22910	1710082
2035	1738180	915725	354901	363860	29929	11030	46383	3460008
2040	2920710	1536206	595983	610983	50371	18561	77924	5810738

En primer lugar, necesitaremos los datos de consumo por tipo de combustible, está información se encuentra en toneladas para el caso de los vehículos de combustión y en vatios para los vehículos eléctricos. Además, los datos de consumo sólo se describen a nivel global de Canarias, por lo que se realiza una conversión a nivel de Tenerife multiplicando los datos por un factor proporcional obtenido de la relación entre el número de vehículos en Tenerife con respecto al total de Canarias. Se ha querido reflejar en las tablas los datos por tipo de vehículo en cada uno de los combustibles, por esta razón se ha definido otro factor que indica el porcentaje de tipo de vehículo con respecto al total de Canarias. Los cálculos se pueden encontrar en el siguiente apartado referido a cada año de estudio. De igual forma en la tabla 17 se muestra un ejemplo con los cálculos mencionados.

Tabla 17: Ejemplo de conversión de datos de Canarias a Tenerife.						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Prop. Tenerife - Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	71266	27118	0,02650	12508	0,4612	31790,1159
Furgoneta	59514	39964	0,03905	18433	0,4612	26547,8202
Guagua	3095	79	0,00008	36	0,4612	1380,6080
Turismo	867960	849276	0,82987	391728	0,4612	387176,9004
Motocicleta	17.848	101875	0,09955	46990	0,4612	7961,5804
Otros	7404	5071	0,00496	2339	0,4612	3302,7533
TOTAL	1027087	1023383	1,00000	472035	0,4461	458159,7782
Ref.	Tablas de datos		Nº tipo veh./Total Canarias	Prop. Canarias* Total Tenerife	Nº Tenerife/Nº Canarias	Consumo Canarias*Prop TF-Canarias

En cuanto a la distribución del vehículo eléctrico, se ha recurrido a los gráficos proporcionados en el apartado 3.6 de dicha estrategia [3]. Aunque se emplea la isla de Gran Canaria como ejemplo, el perfil no debería variar en gran medida con respecto a la isla de Tenerife. En definitiva, se han obtenido los datos de distribución de la gráfica 85 [3], donde se muestra la curva de demanda derivada del vehículo eléctrico sin gestión. En la figura 17 se ha recreado la curva con los datos que se han empleado en el perfil normalizado de la

demanda del transporte eléctrico. La curva se ha estimado a partir de los hábitos de consumo, por ello se puede apreciar que las horas punta de recarga se encuentran en tramos nocturnos, mientras que las de menor consumo se ajustan a los horarios de una jornada laboral.

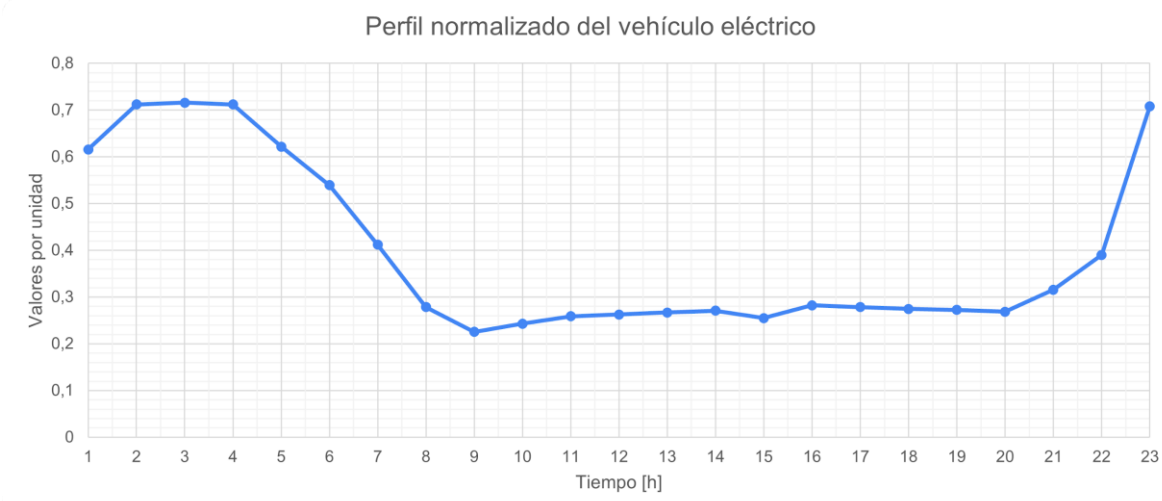


Fig. 17: Perfil normalizado de la demanda del vehículo eléctrico sin gestión de un día.

Más adelante, en cada una de las estrategias, se definirá cómo calcular un factor entre el perfil normalizado y el consumo del año de estudio, el cual se empleará para obtener una distribución proporcional adecuada en cada una de las estrategias. Será necesario disponer de los datos de consumo por tipo de vehículo que se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 18: Consumo por tipo de vehículo. [3]

Tipo Vehículo	Consumo/Veh. (kW)
Camión	0,7954166667
Furgoneta	0,4508333333
Guagua	11,9325
Turismo	1,127083333
Motocicleta	0,05291666667
Otros	-
TOTAL	
Ref.	Tabla 26

5.1.3. Generación

Estos datos vienen definidos en el apartado 4.5 de la estrategia de la generación gestionable [4], donde se indica el parque de generación de cada isla. En la tabla 19 se encuentra la información referida a la isla de Tenerife relacionada con los años de estudio.

Tabla 19: Parque de generación de Tenerife. (MW) [4]					
Ref.	Tabla 95 de la Estrategia de Generación Gestionable				
Datos Generación	2019	2025	2030	2035	2040
Generación térmica	1111,60	750,50	677,10	172,10	0,00
Eólica On-shore	195,65	307,00	568,50	1134,20	1700,00
Eólica Off-shore	0,00	50,00	130,00	317,70	505,30
Fotovoltaica On-shore	116,07	168,20	343,20	996,60	1650,00
Fotovoltaica Off-shore	0,00	4,00	10,80	18,90	27,00
Fotovoltaica de autoconsumo	0,00	96,90	230,70	529,80	829,00

La generación también deberá definir cada uno de los perfiles según el tipo de fuente renovable para cada año. A partir del año 2025 se prevé la introducción de fuentes off-shore y de autoconsumo, pero debido a la falta de datos de estas tecnologías en el año 2019 se recurrirá a los mismos perfiles que las on-shore. Se han representado los factores en función de los años para poder visualizar la evolución de las fuentes tomando como referencia el año 2019. Con ello se puede apreciar un aumento de la pendiente a partir del 2030, sobre todo en relación a las fuentes fotovoltaicas on-shore. Además, en cuanto a las nuevas tecnologías offshore, se observa que se apuesta en mayor medida por la fotovoltaica frente a la eólica.

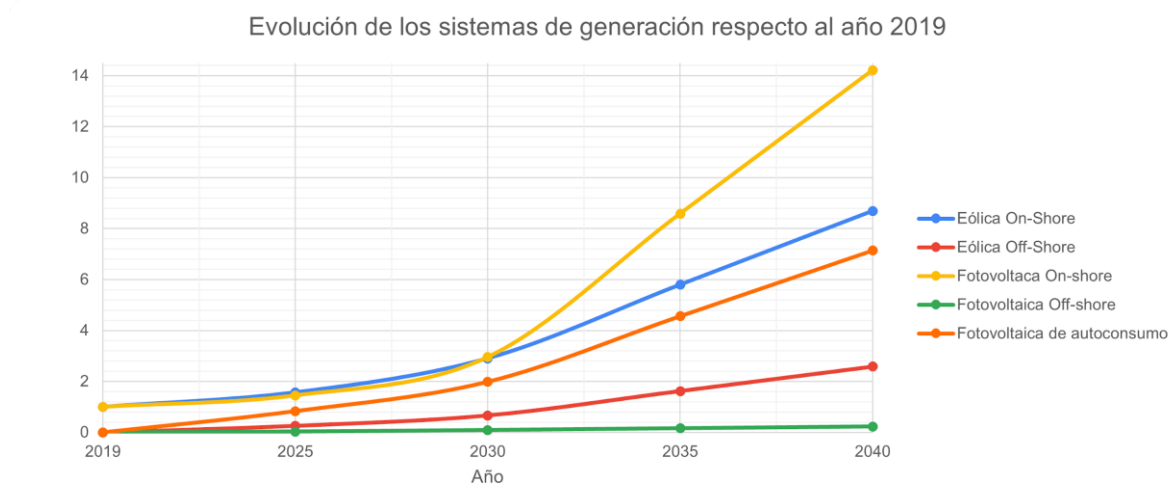


Fig.18: Gráfica de la evolución de los sistemas de generación con respecto al año 2019.

Adicionalmente, se ha representado la evolución en datos de generación hasta 2040, añadiendo la generación térmica al resto de renovables, la cual se estima que sufra un descenso progresivo hasta su total disolución. En comparación a la gráfica anterior se puede ver cómo, a pesar de que la fotovoltaica on-shore presenta un crecimiento elevado con

respecto a 2019, es la energía eólica on-shore la que se posiciona en primer lugar, siendo la que más energía aporta al sistema.

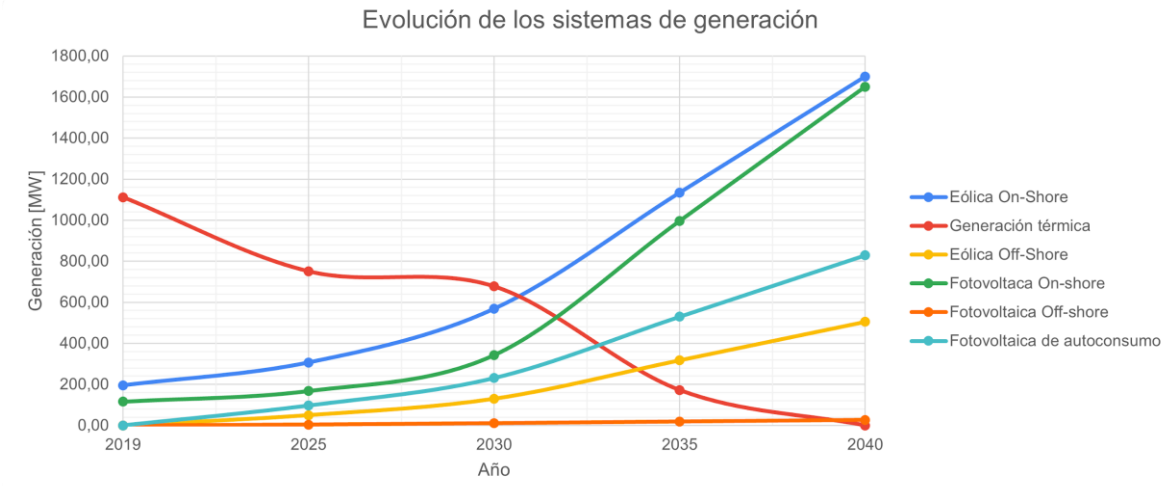


Fig.19: Gráfica de la evolución de los sistemas de generación en MW.

5.1.4. Hidrógeno

La información referida al hidrógeno como vector energético en la transición a la descarbonización se ve reflejada en la presentación del Plan de Transición Energética de Canarias [11], donde se define que su utilización comienza a partir del año 2030. Esta predicción se mantendrá constante en los años posteriores, ya que se entiende que no habrá una reinversión en esta área en la próxima década. Entre la información proporcionada se necesitará la capacidad, la potencia media y el factor de capacidad del electrolizador, además de la cantidad promedio de hidrógeno producido anualmente.

Tabla 20: Sistemas de producción de hidrógeno en el año 2030. [11]

Ref.	Presentación PTECan	
Electrolizador	**90**	**MW**
Producción eólica total	861316	MWh
Producción FV total	508906	MWh
Producción EERR destinada a hidrógeno	612837	MWh
Hidrógeno producido	1057	kgH_2/h
Hidrógeno producido anual	**9260**	**tH_2/año**
Producción máxima	1360	kgH_2/h
Factor de capacidad	**78**	**%**
Potencia electrolizador media	**69959**	**kW**

A partir de estos datos se calcula la capacidad de almacenamiento de hidrógeno, teniendo en cuenta la potencia media y multiplicándola por el número de horas de un año en función del factor de capacidad, se obtiene la energía. Se determina que el hidrógeno almacenado se emplea en la producción de PP. Esto supondrá un aumento del combustible gracias al uso de hidrógeno para alimentar la planta. Por ello la demanda se definirá con la misma magnitud que nuestro sistema es capaz de almacenar.

Tabla 21: Cálculo de la energía del electrolizador.		
Horas al Año	8784,000	Horas/año
Almacenamiento de Hidrógeno	**477,482**	**GWh**

Tabla 22: Demanda de hidrógeno			
Fuel distribucion:	**Hydrogen - PP1**	**0,477**	**TWh**

5.1.5. Almacenamiento

En la presentación del PTECan [11] se presentan una serie de datos con respecto al almacenamiento energético. De esta tabla se adquiere la información con respecto al año 2025 y 2030.

Tabla 23: Almacenamiento energético. (MWh) [11]		
	2025	2030
Nivel de usuario	166,27	407,740
Distribuido	13,62	28,800
Gran escala	0,00	0,000
TOTAL	179,89	436,540

A posterior se realizará una predicción con respecto a 2030 para obtener unos valores aproximados de 2035 y 2040 en función del crecimiento de las energías eólicas, ya que estás encabezan la generación de fuentes renovables como se veía en la figura 19.

Tabla 24: Proyección del almacenamiento en base a la evolución de la generación eólica a partir del año 2030. [4][11]						
AÑO	Generación Eólica	Gen. Eólica Norm. 2030	Nivel de usuario	Distribuido	Gran Escala	TOTAL
2030	568,5	1	407,740	28,800	0,000	436,540
2035	1134,2	1,995074758	813,472	57,458	0,000	870,930
2040	1700,0	2,990325418	1219,275	86,121	0,000	1305,397

Finalmente, se obtendrá el ratio de almacenamiento, que será necesario para calcular la potencia en función de los datos de energía. Para ello se han obtenido tres series de datos de un proveedor de contenedores de almacenamiento [12]. Seleccionando los datos normalizados de energía y potencia de tres tipos de contenedor, cada uno de mayores dimensiones al anterior, se ha calculado el ratio de cada uno. Finalmente, se ha realizado una media de los resultados, obteniendo un ratio aproximado de 3,17 horas para su carga completa.

Tabla 25: Ratio en base a proveedor de contenedor de almacenamiento. [12]					Ratio
Tiempo de carga y descarga	Energía (MWh)	1,24	2,06	2,89	
	Potencia (MW)	0,32	0,63	1,26	3,17
	Tiempo (h)	3,94	3,27	2,29	

5.2. Escenario de Tenerife 2025

En base al modelo realizado del año 2019 se sustituirán e introducirán los nuevos datos en relación con el año 2025. La información necesaria del año de estudio se explicará teniendo en cuenta la demanda, generación y almacenamiento. También, gracias al almacenamiento, se realizarán una serie de variables del modelo en base a diferentes supuestos en capacidad o ratio de carga.

Por otro lado, esta será la única estrategia que no contenga la introducción de hidrógeno como apoyo para el cambio energético, debido a que solo se plantea la implementación de estas tecnologías a partir del año 2030

5.2.1. Demanda eléctrica

Con los datos expuestos en apartados anteriores se muestra que la demanda en 2025 es de 3,565 TWh [4]. Se observa un descenso con respecto al año de referencia debido al supuesto de la mejora de la eficiencia energética. La distribución mantendrá la forma de la curva del 2019, pero ajustándose mediante un factor de proporcionalidad entre el año base y el de estudio. En el anexo II se muestra la gráfica completa del 2025, donde se puede ver como la curva de demanda corresponde con la del anexo I referida a 2019, pero con valores ligeramente inferiores.

5.2.2. Transporte

Con los datos expuestos en el apartado anterior, se han realizado una serie de tablas para obtener la información a nivel insular en términos de consumo. Se ha elaborado una tabla por cada uno de los combustibles empleados en el sector del transporte terrestre, mientras que el ámbito marítimo y aéreo se ha mantenido constante con respecto al año 2019, debido a la falta de datos en las estrategias en relación a la evolución de los combustibles en ambos campos.

Tabla 26: Gasolina 2025. [3]

Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	71266	27118	0,02650	12508	0,4612	31790,11589
Furgoneta	59514	39964	0,03905	18433	0,4612	26547,82023
Guagua	3095	79	0,00008	36	0,4612	1380,607985
Turismo	867960	849276	0,82987	391728	0,4612	387176,9004
Motocicleta	17848	101875	0,09955	46990	0,4612	7961,580394
Otros	7404	5071	0,00496	2339	0,4612	3302,753319
TOTAL	1027087	1023383	1,00000	472035	0,4461	458159,7782
Ref.	Tabla 23	Tabla 12		Tabla 8	Tabla 8	

Tabla 27: Diesel 2025. [3]						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	480308	182765	0,38140	79782	0,4365	203129,619
Furgoneta	156040	104781	0,21866	45740	0,4365	65991,70898
Guagua	216097	5482	0,01144	2393	0,4365	91390,73529
Turismo	170965	167285	0,34910	73024	0,4365	72303,72036
Motocicleta	11	63	0,00013	28	0,4365	4,652068692
Otros	27468	18814	0,03926	8213	0,4365	11616,63844
TOTAL	1050889	479190	1,00000	209179	0,4229	444437,0742
Ref.	Tabla 24	Tabla 13		Tabla 9	Tabla 9	

Tabla 28: Vehículo eléctrico 2025. [3]							
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (MWh)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Nº Vehículos "Real"	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo anual (MWh)
Camión	149297	21425	0,14006	8932	8129	0,4169	62243,20
Furgoneta	57544	14573	0,09527	6076	6314	0,4333	23990,59
Guagua	59031	565	0,00369	236	240	0,4248	24610,53
Turismo	280810	103621	0,67741	43200	43734	0,4221	117072,09
Motocicleta	4797	10326	0,06751	4305	4407	0,4268	1999,91
Otros	9508	2456	0,01606	1024	948	0,3860	3963,97
TOTAL	560987	152966	1,00000	63772	63772	0,4169	233880,28
Ref.	Tabla 30	Tabla 14		Tabla 10	Tabla 15	Tabla 10	

Finalmente, los datos de consumo se agrupan en una única tabla para cambiar las mismas unidades, obteniendo los valores totales en TWh de cada combustible como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 29: Resumen del transporte 2025.								
TIPO DE COMB.	TRANSPORTE [Tm]				F.C. por tipo	TOTAL [Tep]	F.C	TOTAL [TWh]
	TERRESTRE	MARÍTIMO	AÉREO	TOTAL	Tep/Tm		TWh/Tep	
Petrol	458159,78	36	15	458210,78	1,051	481579,52	0,0001163	56,01
Diesel	444437,07	133132	0	577569,07	1,017	587387,75	0,0001163	68,31
Jet Fuel	-	-	442331	442331	1,027	454273,94	0,0001163	52,83
LPG	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricity Dump Charge	-	-	-	-	-	-	-	0,23
TOTAL								177,38

En cuanto a la distribución del vehículo eléctrico, se ha de hallar un factor que relacione la demanda normalizada con la supuesta para el año 2025. Para ello se calcula el valor de consumo teniendo en cuenta la cantidad de vehículos de cada tipo y su consumo asociado. Dividiendo el total de consumo calculado entre el sumatorio de todo el perfil normalizado, se halla el factor necesario para adaptar la distribución normalizada al 2025.

5.2.3. Generación

En el año 2025 se inicia un proceso de cambio en el sistema energético, donde se reducirá la generación por uso de combustibles fósiles hasta los 750,5 MW, mientras la eólica y fotovoltaica aumentarán ligeramente hasta alcanzar los 307 MW y 168,20 MW respectivamente. Además, comienza la introducción de tecnologías off-shore y de autoconsumo, que serán encabezadas por la fotovoltaica de autoconsumo con 96,9 MW, seguida de la eólica off-shore con 50 MW y en menor medida con la fotovoltaica off-shore que llegará a los 4 MW [4].

Los perfiles se obtienen a partir de los normalizados del año 2019 y, como se especificaba en el apartado de datos y cálculos, se emplearán las curvas on-shore para obtener las off-shore y de autoconsumo, debido a que en el año de referencia no existen información de estas tecnologías. Las curvas resultantes se muestran en la gráfica del anexo II junto al resto de variables de estudio.

5.2.4. Almacenamiento

Para el modelo principal se emplearán los datos de almacenamiento y el ratio obtenido de un proveedor de contenedores de 3,17h [12]. El almacenaje se propone a diferentes niveles como de usuario, distribuido y a gran escala, aunque para las islas este último no es viable según el estudio del Gobierno de Canarias. Los datos correspondientes son 166,27 MWh y 13,62 MWh respectivamente [11].

Por otro lado, se realizan nueve variables del modelo principal. Cinco estarán enfocadas a los ratios de almacenaje, donde se planteará un ratio superior al obtenido del fabricante de 4 h, y otros cuatro tiempos de carga inferiores con valores de 2 h, 1 h, 30 min y 15 min. Las cuatro variables restantes estarán dirigidas a la capacidad de almacenaje de manera proporcional. Tres de ellas emplearán los factores 2, 3 y 4 para aumentar la energía y potencia de cada nivel, mientras la última de las variables eliminará el almacenaje para poder compararlo con el modelo principal y ver cómo afecta al sistema.

Tabla 30: Variaciones del modelo con diferentes ratios.					
Velocidad de carga		Nivel de usuario		Distribuido	
		Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
4 h	4,00	0,166	41,568	0,014	3,405
2 h	2,00	0,166	83,135	0,014	6,810
1 h	1,00	0,166	166,270	0,014	13,620
30 min	0,50	0,166	332,540	0,014	27,240
15 min	0,25	0,166	665,080	0,014	54,480

Tabla 31: Variaciones del modelo en relación a la capacidad. [11] [12]		
Factor proporcional de 2		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	0,333	105,013
Distribuido	0,027	8,602
Factor proporcional de 3		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	0,499	157,519
Distribuido	0,041	12,903
Factor proporcional de 4		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	0,665	210,025
Distribuido	0,054	17,204

5.2.5. Discusión de los resultados

En el anexo II se encuentran las tablas de resultados y los gráficos del modelo principal, además de las variables de almacenaje realizadas, para poder visualizarlas con mayor detalle.

Cabe destacar 3 aspectos a tener en cuenta para las siguientes estrategias. En primer lugar, si se comparan las gráficas de los modelos con diferentes ratios de almacenaje, se verifica que existen ligeros cambios en las curvas, como era de esperar, las pendientes cambiarán según los tiempos de carga y descarga completa, pero no repercuten en los resultados de exportación de energía que se mantienen en 27 millones de euros. Por ello, en los próximos modelos no se realizarán variables de carga. En la figura 20 se muestra el almacenamiento con un ratio de 1h y en la figura 24 con 4h, si se observan aquellas variables relacionadas con el almacenamiento, en particular la variable Storage 1, se puede ver una clara diferencia en las pendientes. Se verifica que con un ratio menor se alcanza el valor máximo de capacidad de almacenamiento mucho más rápido que con el de 4 h.

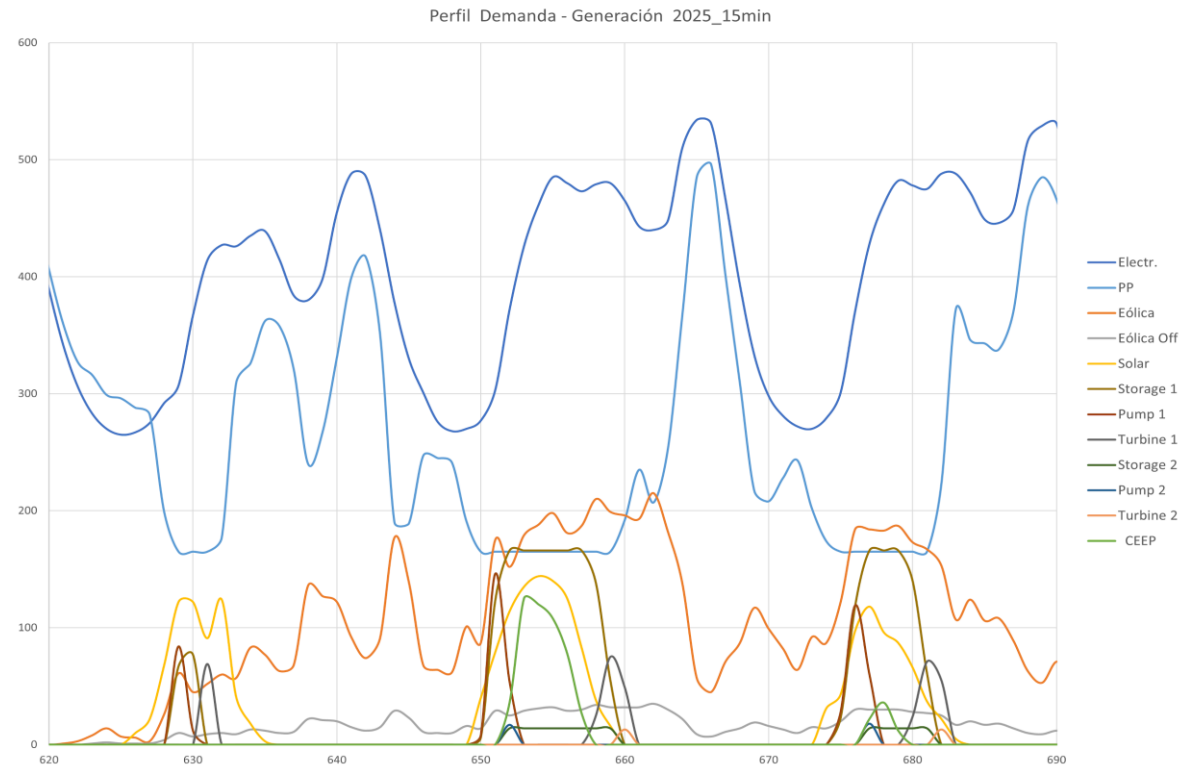


Fig. 20: Gráfica de demanda y generación de 2025 con un ratio de almacenamiento de 15 min.

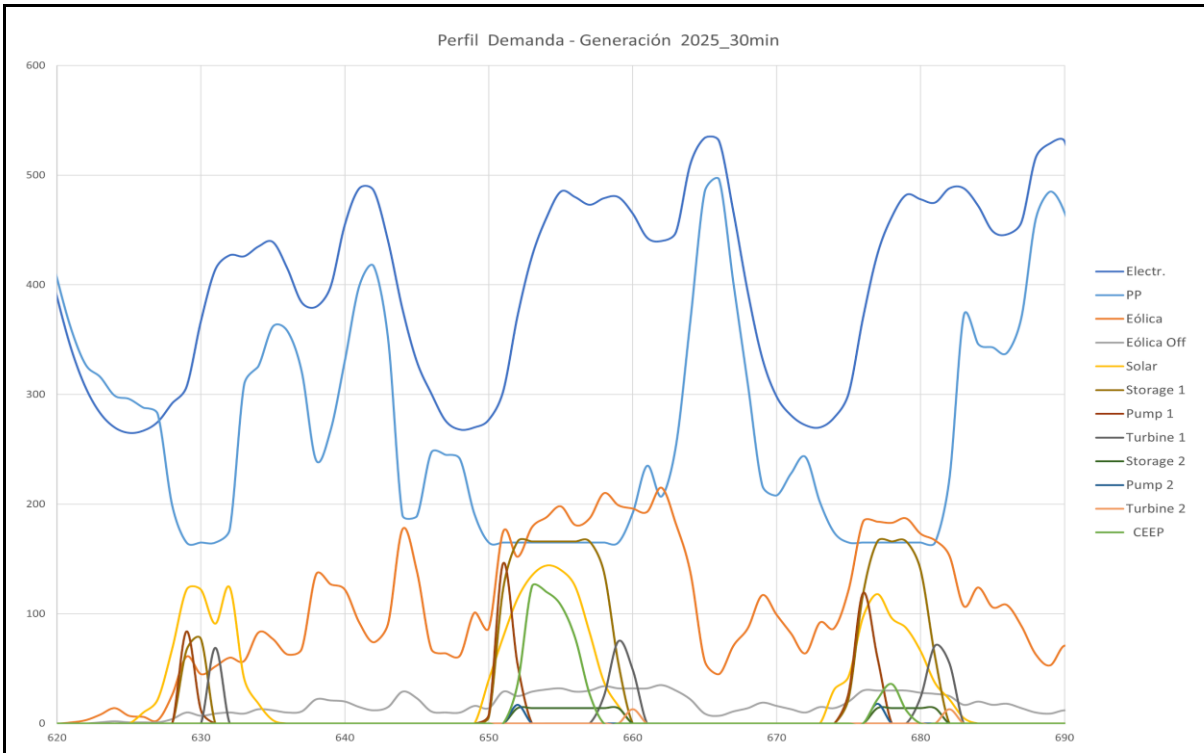


Fig. 21: Gráfica de demanda y generación de 2025 con un ratio de almacenamiento de 30 min.

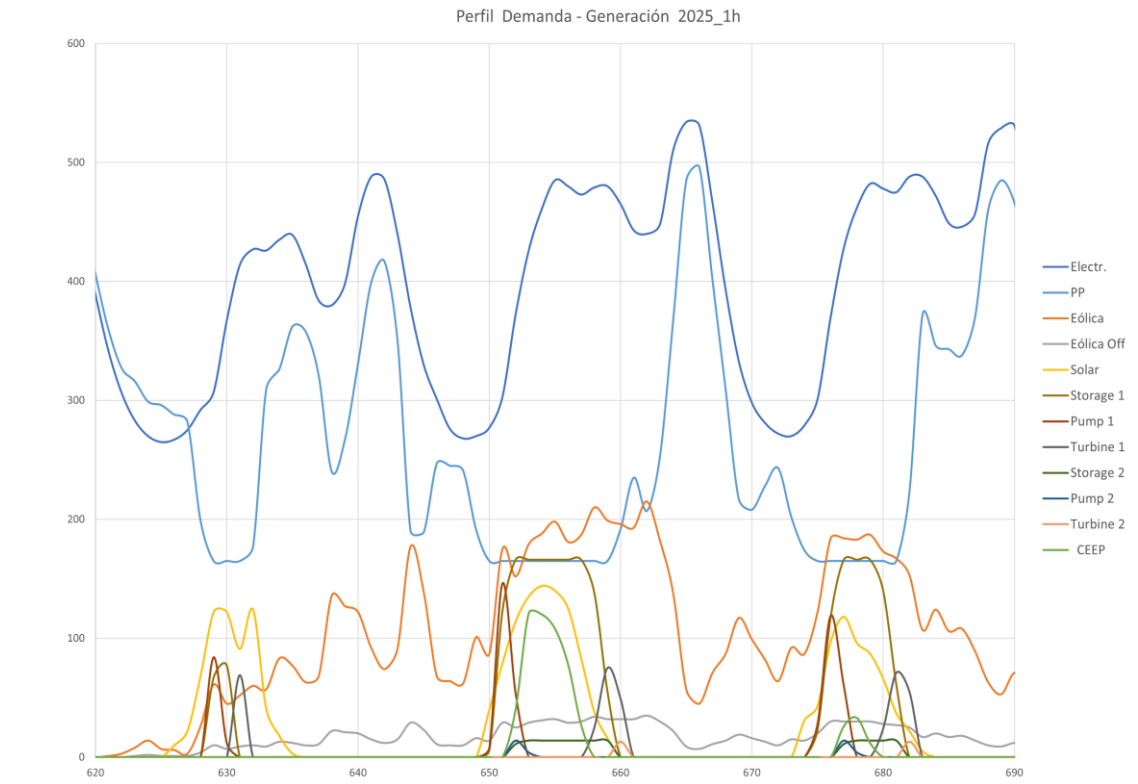


Fig. 22: Gráfica de demanda y generación de 2025 con un ratio de almacenamiento de 1h.

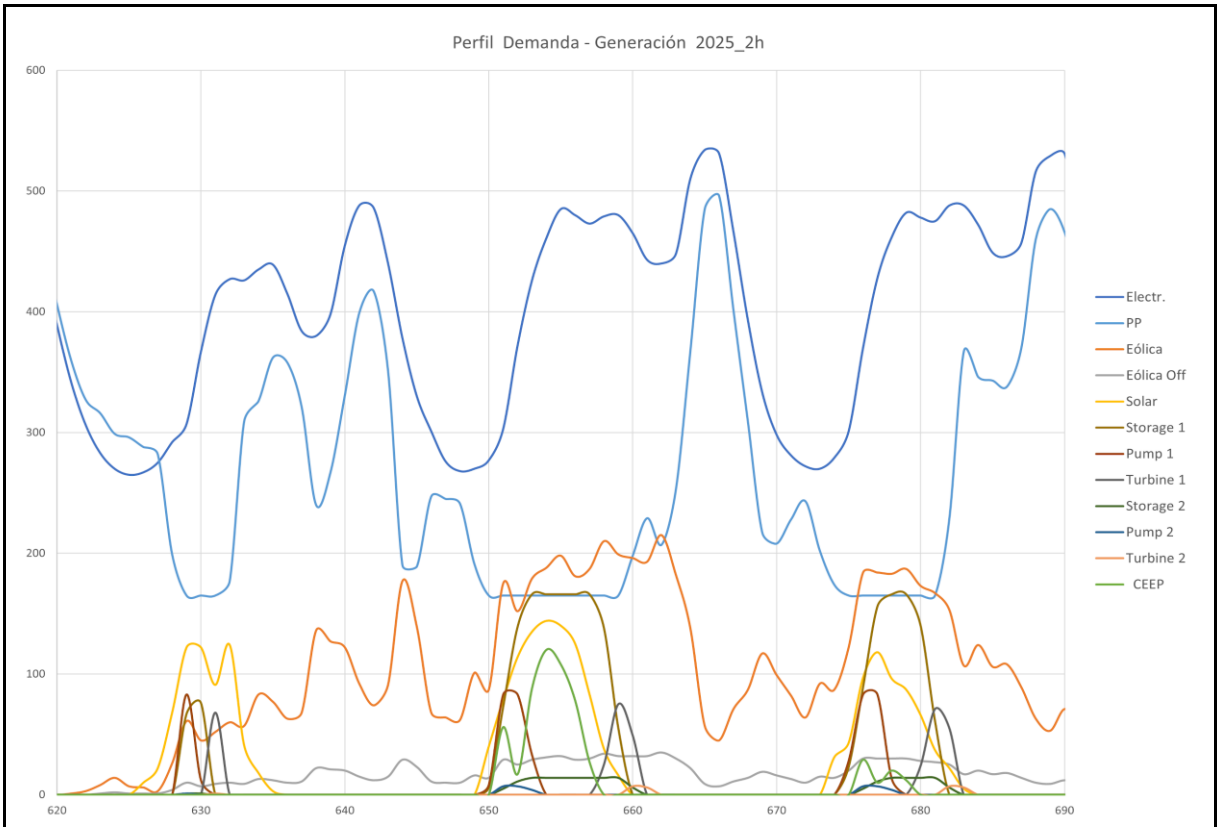


Fig. 23: Gráfica de demanda y generación de 2025 con un ratio de almacenamiento de 2h.

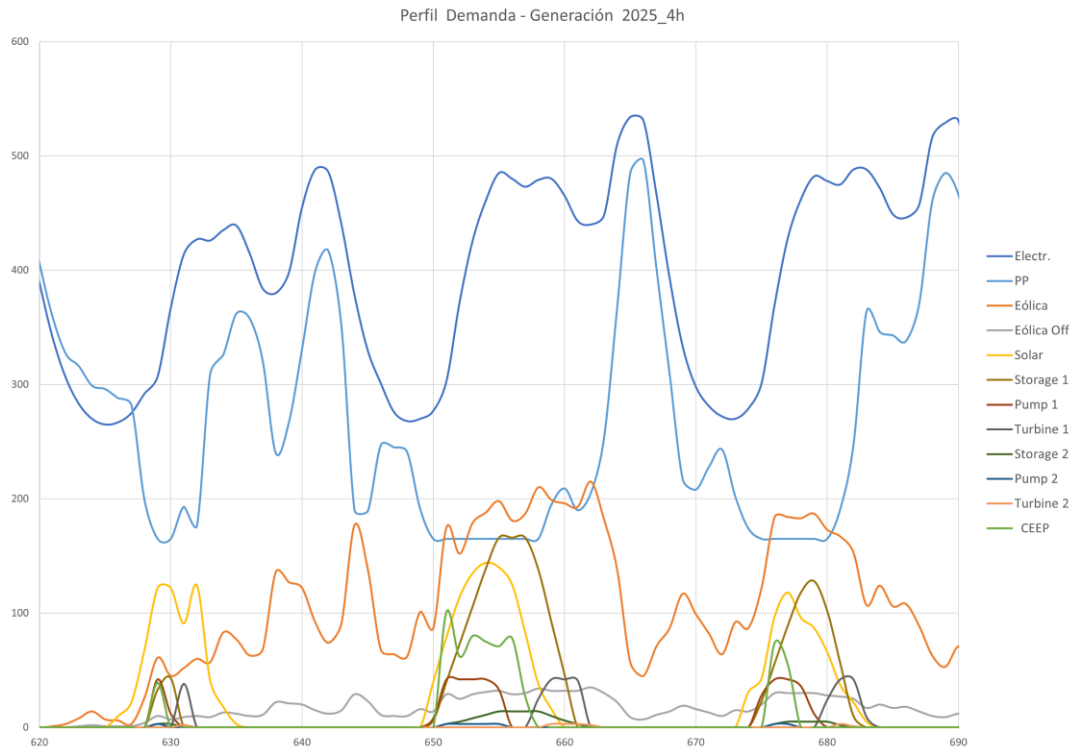


Fig. 24: Gráfica de demanda y generación de 2025 con un ratio de almacenamiento de 4h.

Por otro lado, el aumento de la capacidad de almacenamiento mejora la gestión del sistema y esto se ve reflejado de forma inversamente proporcional en el coste total de exportación. Esto se debe a que proporciona al sistema una mayor gestionabilidad, de tal forma que se emplea el exceso de energía producida en los picos de generación para cubrir los picos de demanda que se producen en diferentes tramos horarios. También se identifica con la reducción de la curva de exceso crítico. Se puede apreciar que, en el modelo principal, figura 25, el almacenaje propuesto no es capaz de captar todo el exceso producido, mientras que al aumentar el factor, figura 29, se observa cómo se reduce la curva hasta finalmente permanecer nula.

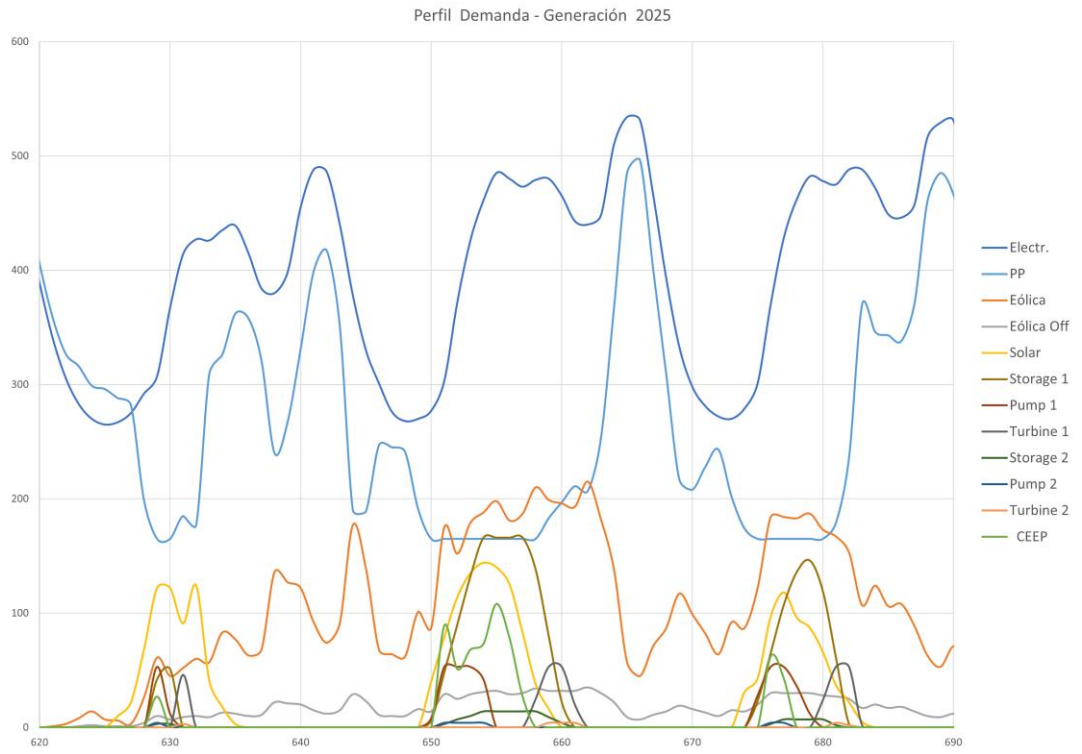


Fig. 25: Gráfica de demanda y generación de 2025.

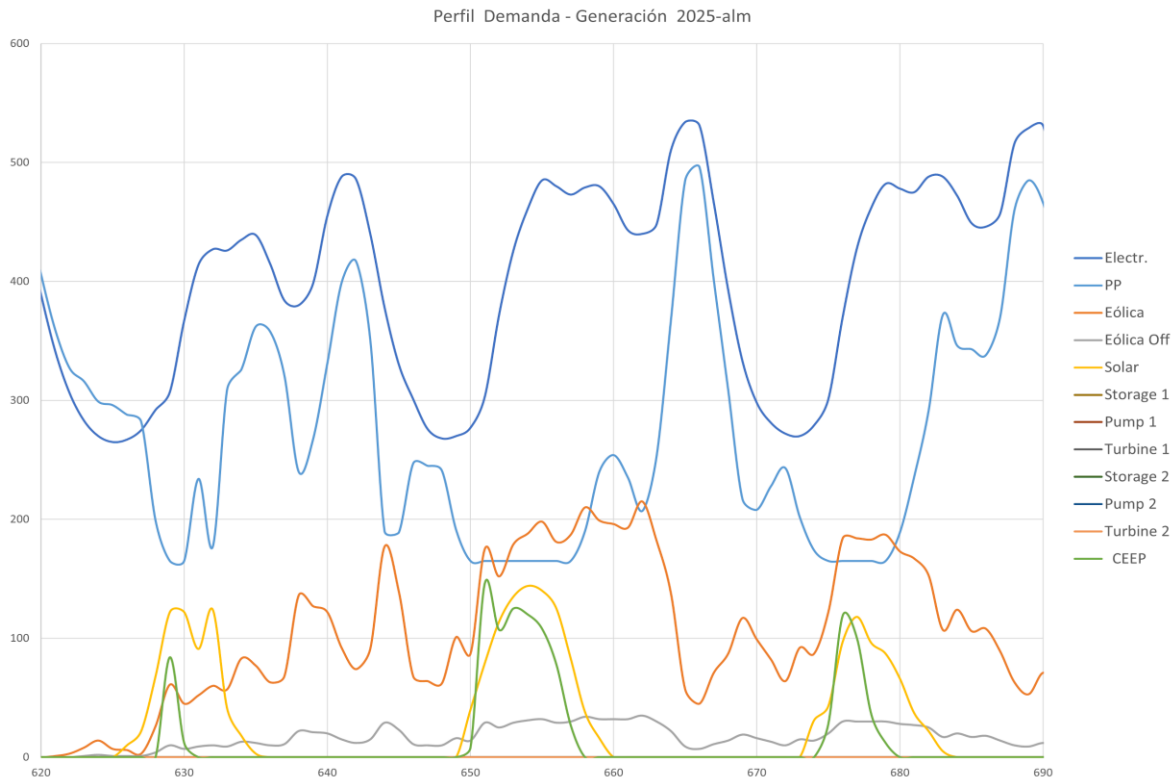


Fig. 26: Gráfica de demanda y generación de 2025 sin almacenamiento.

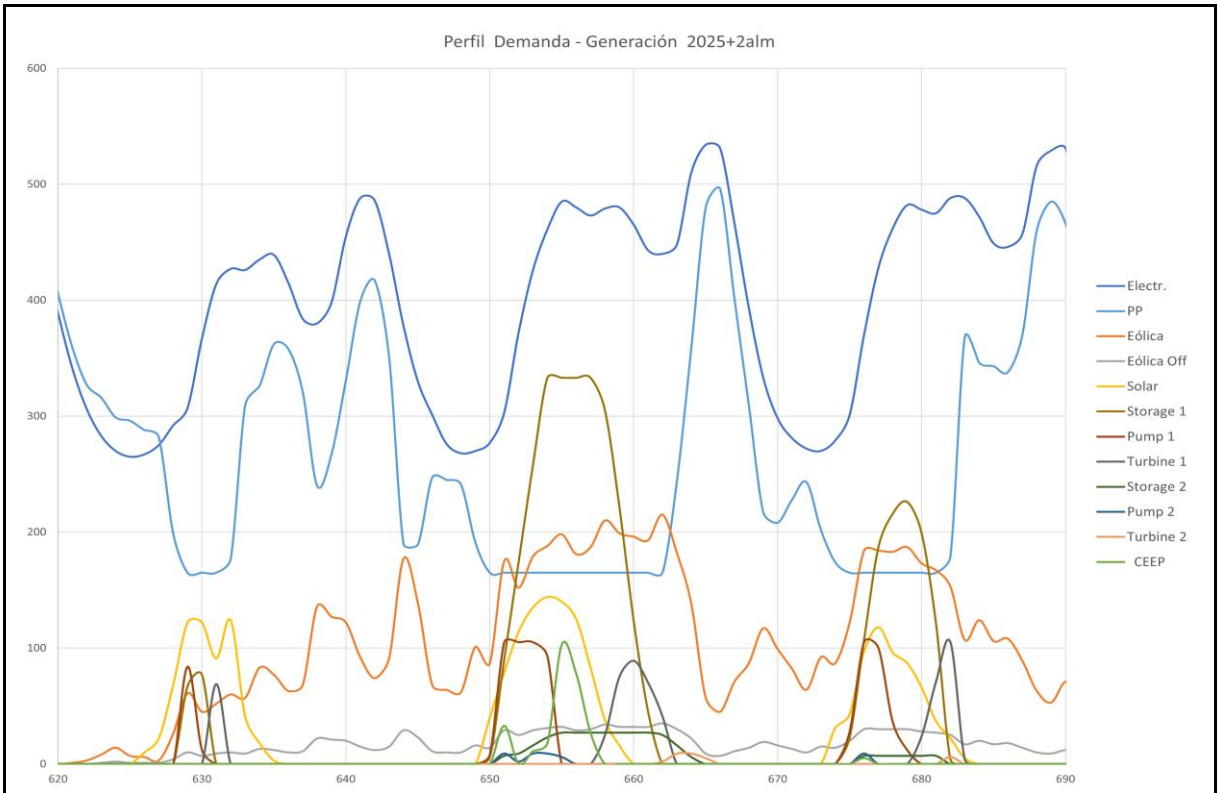


Fig. 27: Gráfica de demanda y generación de 2025 con 2 veces la capacidad de almacenamiento.

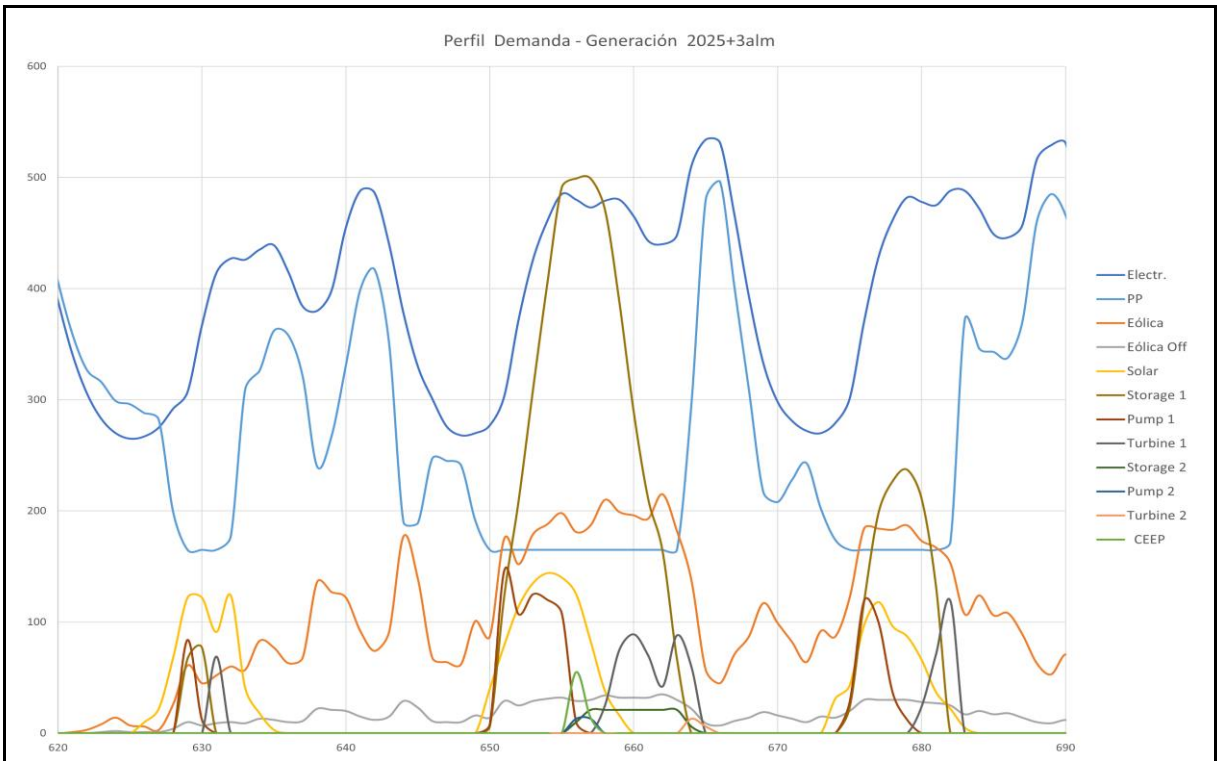


Fig. 28: Gráfica de demanda y generación de 2025 con 3 veces la capacidad de almacenamiento.

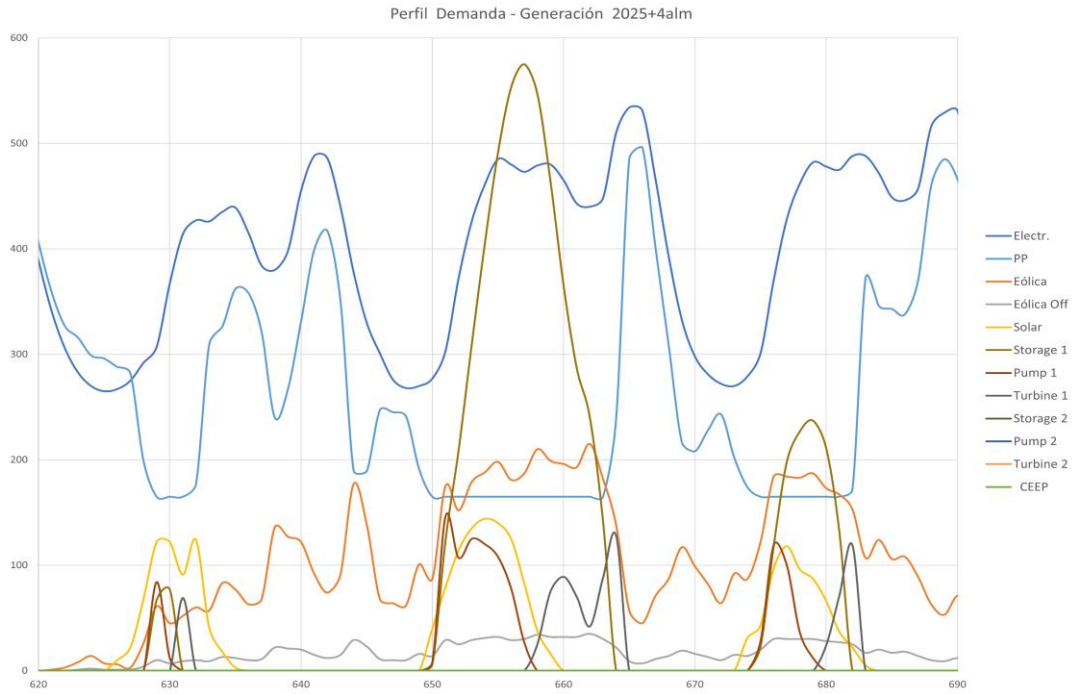


Fig. 29: Gráfica de demanda y generación de 2025 con 4 veces la capacidad de almacenamiento.

Por último, también en relación con la capacidad, se puede ver como la introducción del almacenamiento planteado no consigue anular las pérdidas energéticas que se definen en la exportación, lo que significa que es insuficiente. En cambio, si se compara con un sistema en el que no se implementarán técnicas de almacenamiento, se produciría un incremento de la exportación de 7 millones de euros. Esto se obtiene de las tablas de resultados del modelo principal y su variable sin almacenamiento, donde se muestra que la exportación resultante en cada caso es de 27 y 33 millones de euros.

5.3. Escenario de Tenerife 2030

Las estrategias plantean el año 2030 como un punto clave en el avance de las energías renovables, lo cual marca el momento de la introducción del hidrógeno como un sistema de apoyo para la gestión de la energía. Las estrategias plantean un incremento de los datos con respecto a 2025 en la electrificación del transporte, la generación renovable y el almacenamiento, que llevarán asociado un descenso del transporte y generación por combustible fósil.

Se realizará un modelo del sistema eléctrico basado en los datos proporcionados en las estrategias, además de otras variables en las que se anularán o incrementarán las capacidades de almacenaje e hidrógeno.

5.3.1. Demanda eléctrica

Para el 2030 se estima una demanda eléctrica de 3,605 TWh [11]. Esta sigue siendo inferior a la demanda del año 2019 debido a las políticas de mejora de la eficiencia energética, pero ya comienza a mostrarse la tendencia ascendente con respecto a la predicción de 2025.

La distribución de la demanda se puede ver junto al resto de variables en las gráficas expuestas en el anexo III.

5.3.2. Transporte

Se ha desarrollado una tabla para cada uno de los combustibles que intervienen en el sector terrestre, siendo estos gasolina, gasoil y vehículos eléctricos. Tomando los datos expuestos en el apartado de datos y cálculos del transporte, se ha transformado la información en términos de consumo para la isla de Tenerife por tipo de vehículo. Así, se obtiene la demanda del transporte en toneladas para el caso de los combustibles fósiles y directamente en MWh para el vehículo eléctrico.

Tabla 32: Gasolina 2030. [3]

Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	54593	20774	0,02646	9811	0,4723	24352,67481
Furgoneta	45674	30670	0,03906	14485	0,4723	20374,11517
Guagua	2374	60	0,00008	28	0,4723	1058,9865
Turismo	665772	651440	0,82972	307670	0,4723	296985,4929
Motocicleta	13718	78299	0,09973	36980	0,4723	6119,282566
Otros	5682	3892	0,00496	1838	0,4723	2534,608801
TOTAL	787813	785135	1,00000	370813	0,4461	351425,1608
Ref.	Tabla 23	Tabla 12		Tabla 8	Tabla 8	

Tabla 33: Gasoil 2030. [3]						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	368318	140151	0,38114	62629	0,4469	155767,0171
Furgoneta	119793	80441	0,21876	35947	0,4469	50662,19483
Guagua	165907	4209	0,01145	1881	0,4469	70164,47336
Turismo	131243	128417	0,34923	57386	0,4469	55504,56568
Motocicleta	8	48	0,00013	21	0,4469	3,383315875
Otros	21103	14453	0,03930	6459	0,4469	8924,764364
TOTAL	806372	367719	1,00000	164323	0,4229	341026,3986
Ref.	Tabla 24	Tabla 13		Tabla 9	Tabla 9	

Tabla 34: Vehículo eléctrico 2030. [3]							
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (MWh)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Nº Vehículos "Real"	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo anual (MWh)
Camión	453426	65068	0,13934	27868	25494	0,4283	194196,15
Furgoneta	175423	44424	0,09513	19026	19802	0,4458	75131,27
Guagua	179877	1721	0,00369	737	754	0,4381	77038,86
Turismo	858276	316711	0,67823	135643	137280	0,4335	367587,86
Motocicleta	14737	31723	0,06793	13587	13821	0,4357	6311,66
Otros	28343	7321	0,01568	3135	2846	0,3887	12138,92
TOTAL	1710082	466968	1,00000	199996	199997	0,4283	732404,70
Ref.	Tabla 30	Tabla 14		Tabla 10	Tabla 15	Tabla 10	

Finalmente, se introducen los resultados de cada combustible en una tabla general, donde se transforman las unidades de toneladas de combustibles a unidades de energía gracias a los factores de rendimiento energético. En la tabla se muestra como el consumo de los sectores aéreo y marítimo se ha mantenido constante desde el año 2019, puesto que las estrategias sólo definen que se producirán mejoras en ambos transportes, pero no realizan una predicción de nuevos valores. Por lo que, no cambiar los datos implica, según las estrategias, situar nuestro modelo en una posición desfavorable en dichos sectores respecto al proceso de descarbonización.

Tabla 35: Resumen del transporte 2030.								
TIPO DE COMB.	TRANSPORTE [Tm]				F.C. por tipo	TOTAL [Tep]	F.C	TOTAL [TWh]
	TERRESTRE	MARÍTIMO	AÉREO	TOTAL	Tep/Tm		TWh/Tep	
Petrol	351425,16	36	15	351476,16	1,051	369401,45	0,0001163	42,96
Diesel	341026,40	133132	0	474158,40	1,017	482219,09	0,0001163	56,08
Jet Fuel	-	-	442331	442331	1,027	454273,94	0,0001163	52,83
LPG	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricity Dump Charge	-	-	-	-	-	-	-	0,72
TOTAL								152,60
Ref.	2030	2019 no modificados						

5.3.3. Generación

En este año se puede apreciar como el descenso de la generación térmica y el crecimiento de la energía eólica llegan a equipararse alcanzando los 677,1 MW y los 568,5 MW respectivamente [4]. Esto implica un gran avance en la descarbonización, aunque como ya se adelantaba en la gráfica de generación de apartado de datos y cálculo, será a partir de este año cuando se impulsará en mayor medida la transición energética. Además, a las fuentes de energía eólica on-shore le sigue la fotovoltaica on-shore, la cual alcanza los 343,2 MW, seguida de la fotovoltaica de autoconsumo con 230,7 MW, la eólica off-shore con 130 MW y la fotovoltaico off-shore que presenta un leve crecimiento hasta alcanzar los 10,8 MW [4].

De igual forma al año 2025, las distribuciones se obtendrán en base al año 2019 y se ajustarán mediante la relación de la generación promedio de 2030 con respecto al 2019. Además, se recuerda que para la obtención de la distribución off-shore y de autoconsumo se emplea como base las fuentes on-shore.

5.3.4. Hidrógeno

Debido al avance en generación renovable, se toma el año 2030 como el inicio en la introducción de hidrógeno como vector energético. En las estrategias los ciclos de hidrógeno se describen como un sistema de apoyo para la gestionabilidad de las energías renovables junto a los sistemas de almacenamiento. En el estudio se plantea el uso de hidrógeno como un sistema cíclico de re-electrificación, es decir, se trata de emplear un electrolizador alimentado con el exceso de energía proveniente de fuentes renovables para extraer hidrógeno y, a su vez, poder usarlo como combustible para las turbinas de gas y volver a generar energía.

Los datos planteados en las estrategias y que serán constantes para el resto de los modelos son: una demanda de 0,477 TWh, la cual coincide con la capacidad de almacenamiento, y la potencia del electrolizador de 90 MW [11].

Adicionalmente, se realizará un modelo en el que no se introduzca hidrógeno, de esta forma se puede comprobar el efecto que causa en el sistema.

5.3.5. Almacenamiento

Se suponen dos niveles de almacenamiento, de usuario y distribuido, que aumenta con respecto al año 2025 hasta una capacidad de 407,74 MWh y 28,8 MWh respectivamente [11]. De igual forma se emplea un ratio de 3,17h obtenido con la información de un proveedor de contenedores [12]. Para este año no se realizarán variaciones en el modelo en función de los tiempos de carga, ya que en el año 2025 se verificó que no repercute en la gestionabilidad del sistema.

Por otro lado, se realizaron cuatro variaciones del sistema. La primera anulando en almacenaje para poder comparar el efecto de la capacidad propuesto en las estrategias. El resto de las variaciones consistirán en incrementar el almacenaje por los factores 2, 3 y 4.

Tabla 36: Variaciones del modelo en relación a la capacidad. [11] [12]

Factor proporcional de 2		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	0,815	257,520
Distribuido	0,058	18,189
Factor proporcional de 3		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	1,223	386,280
Distribuido	0,086	27,284
Factor proporcional de 4		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	1,631	515,040
Distribuido	0,115	36,379

5.3.6. Discusión de los resultados

En el anexo III se encuentran adjuntas las tablas de resultados y los gráficos del modelo principal junto al resto de variantes en función del almacenamiento y uso de hidrógeno.

El principal problema es la diferencia entre la implementación de hidrógeno en el modelo principal y la variante donde este se elimina. Los resultados esperados para la simulación base deberían presentar una mejora de la gestión energética y un descenso de la

exportación respecto al caso sin hidrógeno. Aunque sí se disminuye la exportación de 128 millones de euros para el caso sin hidrógeno hasta 108 millones de euros para el caso con hidrógeno, se produce un incremento en la importación. Esto implica que, a pesar de tener los recursos necesarios para el abastecimiento por medios propios, existen puntos de demanda que no se pueden suplir con el almacenamiento interno del sistema. A la hora de verificar los gráficos se observa una anomalía en las interacciones del hidrógeno con otras variables como la generación térmica y el exceso crítico.

Se espera que con la introducción del hidrógeno el exceso crítico de fuentes renovables sea destinado a las nuevas tecnologías de almacenamiento y producción de hidrógeno, mientras la generación por combustibles fósiles se mantenga en los valores mínimos. Por el contrario, se observa que con la introducción de hidrógeno los picos de generación térmica aumentan en aquellos tramos donde las energías renovables se sitúan en valores mínimos. Al observar la curva PP, marcada en azul en las siguientes gráficas, se comprueba como el modelo principal para el año 2030 mostrado en figura 31 contiene mayores niveles de producción de energía de fuentes contaminantes.

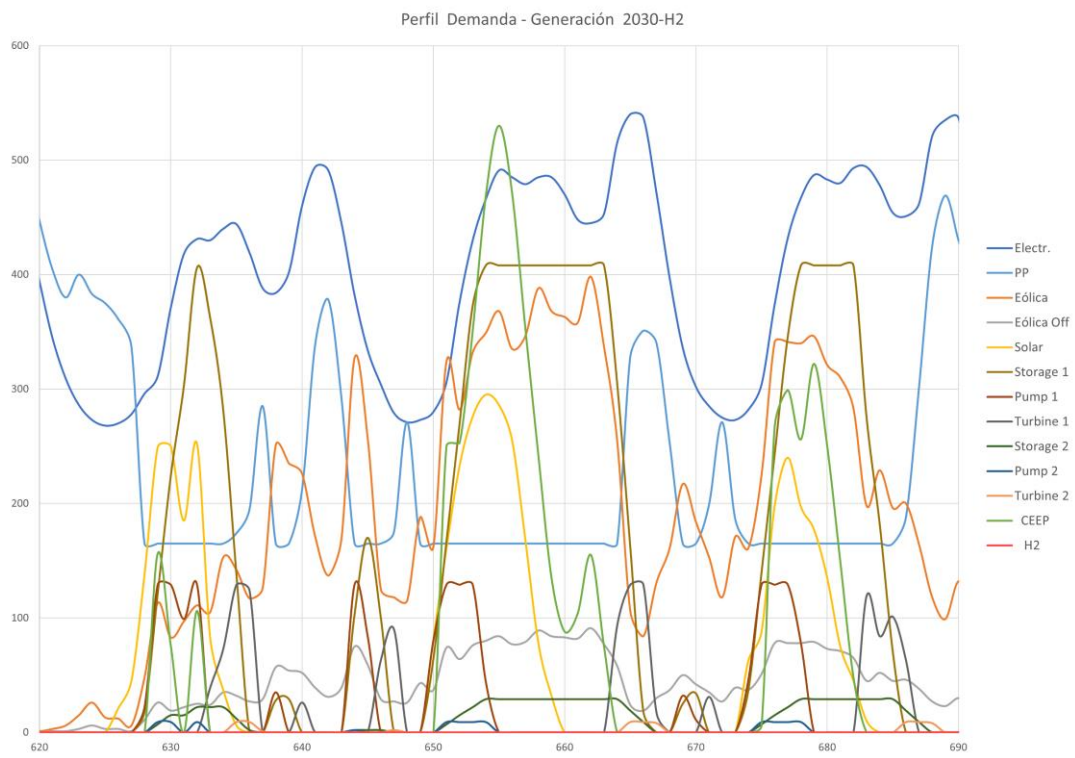


Fig. 30: Gráfica de demanda y generación de 2030 sin producción de hidrógeno.

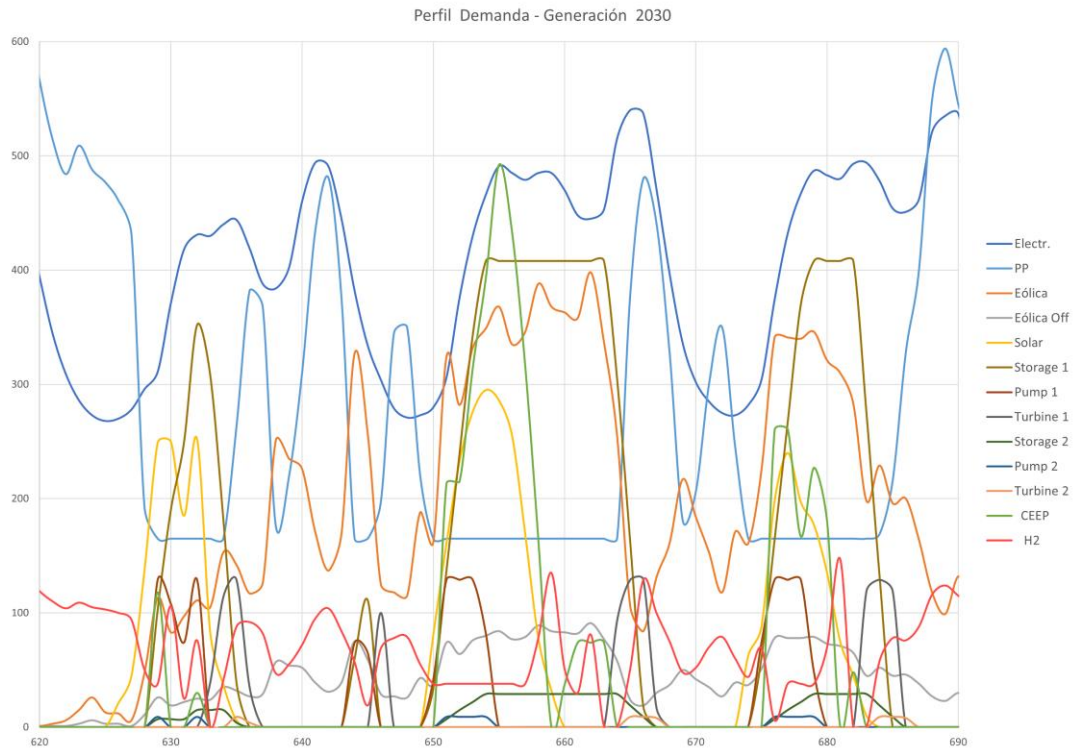


Fig. 31: Gráfica de demanda y generación de 2030 con producción de hidrógeno.

Con ello se entiende que se está priorizando la producción de hidrógeno verde ante la demanda eléctrica, y como consecuencia aumenta la generación por fuentes no renovables.

Por todo ello, se concluye que el año 2030 no tiene la capacidad en términos de fuentes renovables para abastecer ambos sistemas de almacenamiento con los excesos de energía.

En cuanto al aumento de la capacidad, se observa que la exportación desciende a medida que se incrementa el almacenamiento. Otro punto importante es el hecho de que se mantiene constante una importación de 3 millones de euros a pesar del aumento de la capacidad, se entiende que es a causa de la producción de hidrógeno, como se explicó en el párrafo anterior.

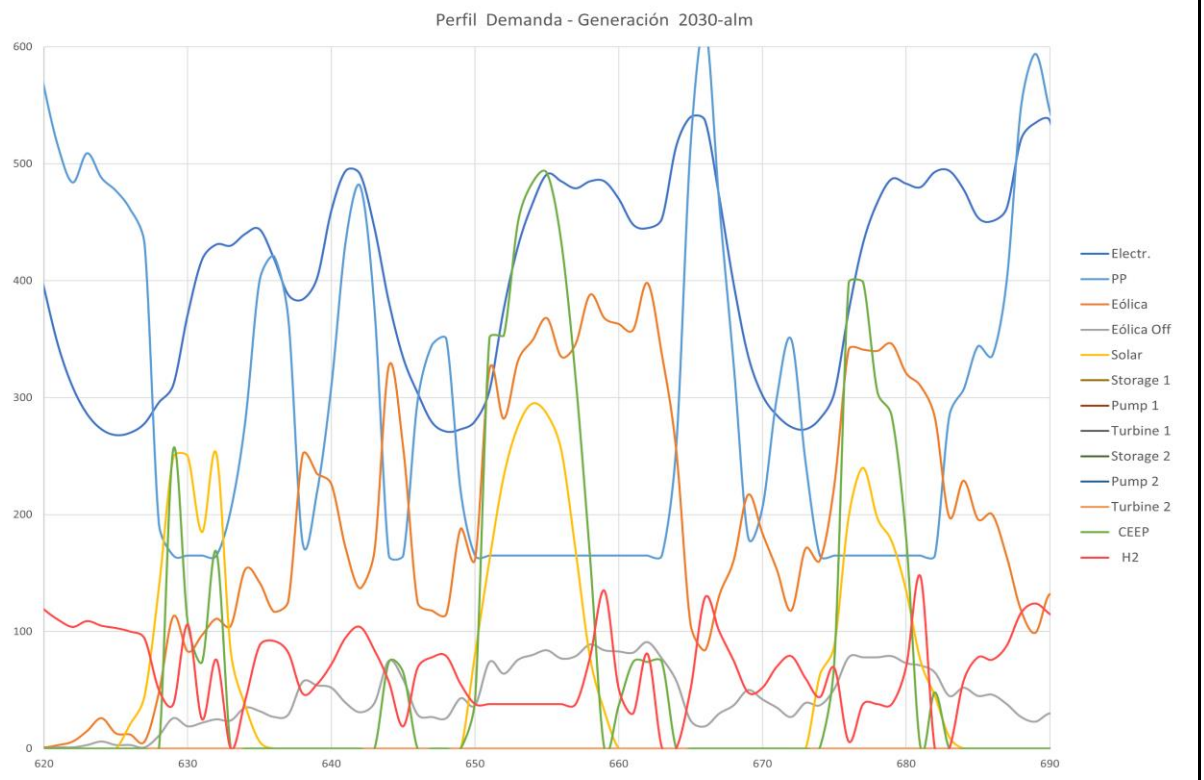


Fig. 32: Gráfica de demanda y generación de 2030 sin almacenamiento.

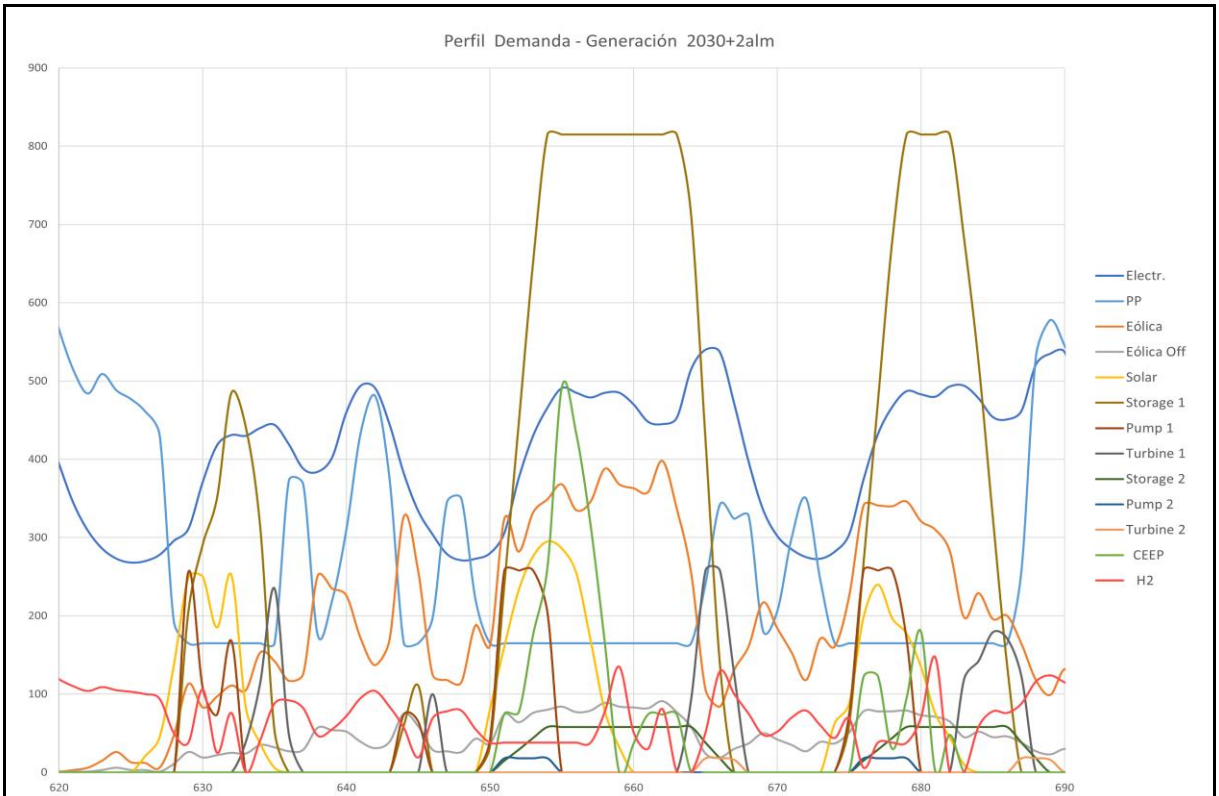


Fig. 33: Gráfica de demanda y generación de 2030 con 2 veces la capacidad de almacenamiento.

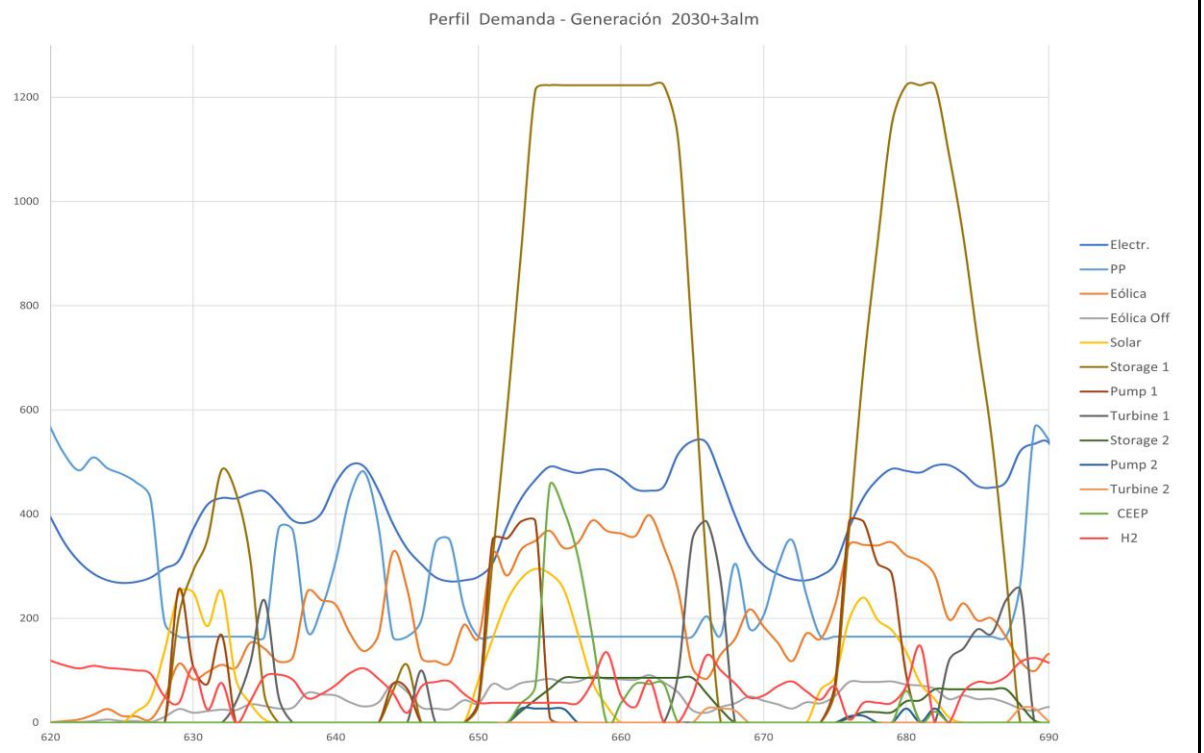


Fig. 34: Gráfica de demanda y generación de 2030 con 3 veces la capacidad de almacenamiento.

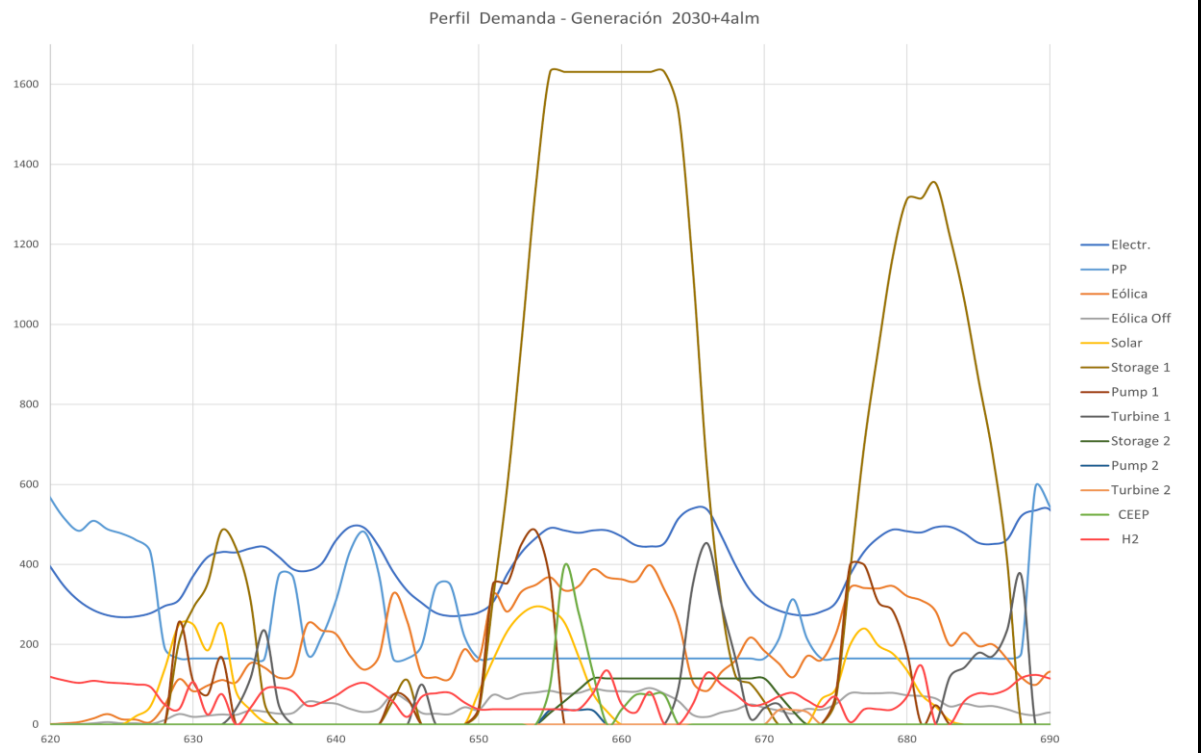


Fig. 35: Gráfica de demanda y generación de 2030 con 4 veces la capacidad de almacenamiento.

5.4. Escenario de Tenerife 2035

El modelo del año 2035 será similar al 2030, ya que se introducirán los datos correspondientes a demanda, generación, hidrógeno y almacenamiento. En este punto será clave el estudio del hidrógeno para verificar si la implementación de este tipo de tecnologías es viable en el sistema eléctrico de Tenerife, pues para el año 2030 se comprobó que el corto avance de las renovables era insuficiente para su introducción. Como ya se adelantaba en las gráficas de evolución de la demanda entre el 2019 y el 2040, la generación renovable se incrementa considerablemente a partir del año 2030, por lo que el 2035 deberá mostrar mayores magnitudes en las fuentes renovables y, por consecuencia, un gran descenso en la generación térmica. Aun así, para este modelo se mantendrá el mínimo establecido por generación térmica para la estabilidad del sistema, pues los datos que se estiman en las estrategias son superiores al mínimo.

Para las variantes del modelo se abordarán 3 puntos. Al igual que en el resto de las estrategias, se realizarán variaciones en la capacidad de almacenamiento y en el uso de hidrógeno. La última alternativa mostrará un modelo sin mínimo de generación térmica, con el objetivo de verificar si es necesario o debido a la alta introducción de fuentes renovables junto al almacenamiento es suficiente para gestionar el sistema.

5.4.1. Demanda eléctrica

En el 2035 se puede apreciar la tendencia de crecimiento de la demanda que alcanza los 4,36 TWh [4], superando el umbral que había marcado el 2019 con la mejora de la eficiencia energética en los años posteriores. Igual que en el resto de los modelos será necesaria la distribución horaria de demanda. Para ello se emplea la demanda normalizada del año de referencia y un factor resultante de la proporción entre la demanda promedio del 2035 y la de 2019. La curva del perfil obtenido se muestra en el anexo IV junto al resto de variables que intervienen en el modelo.

5.4.2. Transporte

Los cálculos del transporte seguirán el mismo proceso al año 2030, obteniendo los valores de consumo de cada combustible y agrupándolos en una única tabla junto a los datos del transporte aéreo y marítimo, para obtener la demanda total en TWh de cada uno. A continuación, se muestran las tablas de cada combustible.

Tabla 37: Gasolina 2035. [3]						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	29833	11352	0,02642	5471	0,4819	13307,80082
Furgoneta	24999	16787	0,03907	8090	0,4819	11151,46692
Guagua	1299	33	0,00008	16	0,4819	579,4533993
Turismo	364250	356409	0,82958	171768	0,4819	162483,3724
Motocicleta	7519	42914	0,09989	20682	0,4819	3354,049353
Otros	3111	2131	0,00496	1027	0,4819	1387,744053
TOTAL	431011	429626	1,00000	207054	0,4461	192263,8869
Ref.	Tabla 23	Tabla 12		Tabla 8	Tabla 8	

Tabla 38: Gasoil 2035. [3]						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	201463	76660	0,38090	34950	0,4559	85201,91726
Furgoneta	65588	44042	0,21883	20079	0,4559	27738,21173
Guagua	90842	2304	0,01145	1050	0,4559	38418,53128
Turismo	71857	70310	0,34935	32055	0,4559	30389,47186
Motocicleta	5	26	0,00013	12	0,4559	2,11457978
Otros	11561	7918	0,03934	3610	0,4559	4889,331368
TOTAL	441316	201260	1,00000	91755	0,4229	186639,5781
Ref.	Tabla 24	Tabla 13		Tabla 9	Tabla 9	

Tabla 39: Vehículo eléctrico 2035. [3]							
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (MWh)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Nº Vehículos "Real"	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo anual (MWh)
Camión	915725	131409	0,13900	56971	52248	0,4335	397006,08
Furgoneta	354901	89876	0,09506	38965	40583	0,4515	153864,81
Guagua	363860	3481	0,00368	1509	1546	0,4441	157748,92
Turismo	1738180	641403	0,67843	278076	281347	0,4386	753575,61
Motocicleta	29929	64423	0,06814	27930	28325	0,4397	12975,51
Otros	57413	14830	0,01569	6429	5832	0,3933	24891,00
TOTAL	3460008	945422	1,00000	409881	409881	0,4335	1500061,92
Ref.	Tabla 30	Tabla 14		Tabla 10	Tabla 15	Tabla 10	

Los resultados se muestran en la tabla 40, donde ya se han cambiado los datos de consumo en toneladas de combustible a la unidad correspondiente para el EnergyPLAN.

Tabla 40: Resumen del transporte 2035.

TIPO DE COMB.	TRANSPORTE [Tm]				F.C. por tipo	TOTAL [Tep]	F.C	TOTAL [TWh]
	TERRESTRE	MARÍTIMO	AÉREO	TOTAL	Tep/Tm		TWh/Tep	
Petrol	192263,89	36	15	192314,89	1,051	202122,95	0,0001163	23,51
Diesel	186639,58	133132	0	319771,58	1,017	325207,69	0,0001163	37,82
Jet Fuel	-	-	442331	442331	1,027	454273,94	0,0001163	52,83
LPG	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricity Dump Charge	-	-	-	-	-	-	-	1,48
TOTAL								115,64
Ref.	2035	2019 no modificados						

Finalmente, la distribución del vehículo eléctrico para el año 2035 se obtiene del perfil normalizado por un factor proporcional. Este factor es el resultado de dividir la energía total de la distribución entre la obtenida para el año de estudio, teniendo en cuenta el consumo por tipo de vehículo.

5.4.3. Generación

En el año 2035 la generación refleja los grandes avances que se predicen a partir del año 2030, donde las fuentes renovables crecen más del doble con respecto al año anterior de estudio. Las eólicas on-shore y off-shore alcanzan los 1134,2 MW y 317,7 MW, y las fotovoltaicas on-shore, off-shore y de autoconsumo llegan a valores de 996,6 MW, 18,9 MW y 529,8 MW [4]. Por el contrario, la generación térmica sufre el mayor descenso hasta el momento obteniendo un total de 172,1 MW [4].

Igual que en los modelos de años anteriores, las distribuciones se estiman en función del año 2019 y la relación entre las generaciones promedio. Hay que recordar que para las tecnologías off-shore y de autoconsumo se han empleado las distribuciones on-shore del 2019, pues se estima que la curva de los perfiles sea similar.

Además, en relación con los valores mínimos de generación térmica, se ha elaborado un modelo partiendo del principal en el que no se establece dicho valor, por lo que la curva de generación podrá tomar valores nulos cuando la generación renovable y los sistemas de almacenamiento sean suficientes para abastecer la demanda. Los resultados y el gráfico de este modelo se exponen junto al modelo principal y el resto de las variantes en el anexo IV.

5.4.4. Hidrógeno

Los valores en el campo del hidrógeno se mantienen constantes desde el 2030, pues se estima que no habrá una reinversión en estas tecnologías hasta la próxima década. Se dispondrá de un electrolizador de 90 MW de potencia y una capacidad de almacenamiento de 477,482 GWh [11].

En relación a este apartado, se realizará un modelo en el que se anule la producción de hidrógeno con el objetivo de comprobar cómo repercute en el resto de las variables.

5.4.5. Almacenamiento

Los datos de almacenamiento para el año 2035 no se encuentran descritos en las estrategias. Por ello se ha realizado una estimación de los valores según la tendencia de la generación eólica, que encabeza la generación renovable, partiendo de los datos del año 2030. Se obtiene una cifra a nivel de usuario de 813,472 MWh y a nivel distribuido de 57,458 MWh [11]. Se emplea el mismo factor que el resto de los modelos de 3,17 h para obtener el valor de las potencias asociadas [12].

La capacidad de almacenamiento será una de las variables del sistema con la que se crearán nuevas alternativas. Se realizarán cuatro modelos en base a los factores proporcionales 2, 3 y 4, además de un modelo en el que se anulará el almacenamiento.

Tabla 41: Variaciones del modelo en relación a la capacidad. [11] [12]

Factor proporcional de 2		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	1,627	513,772
Distribuido	0,115	36,289
Factor proporcional de 3		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	2,440	770,657
Distribuido	0,172	54,434
Factor proporcional de 4		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	3,254	1027,543
Distribuido	0,230	72,579

5.4.6. Discusión de los resultados

En el anexo IV se encuentran las tablas de resultados y los gráficos del modelo principal y las variantes de almacenamiento, hidrógeno y mínimo de generación no renovable. Igualmente se mostrarán las gráficas con el objetivo de realizar un breve análisis.

Un resultado a destacar es que la importación alcanza los 150 millones de euros, valor muy superior al de años anteriores. Esto se debe a la reducción que sufre la generación térmica que tendrá un valor máximo de 172,10 MW según las estrategias. Por ello, se muestra en la figura 36 como la curva de PP se mantiene casi constante en su máxima capacidad. Todo ello indica que la introducción de renovables para el año 2035 es insuficiente y que aún no es el momento de desarrollar un descenso tan pronunciado de las fuentes no renovables.

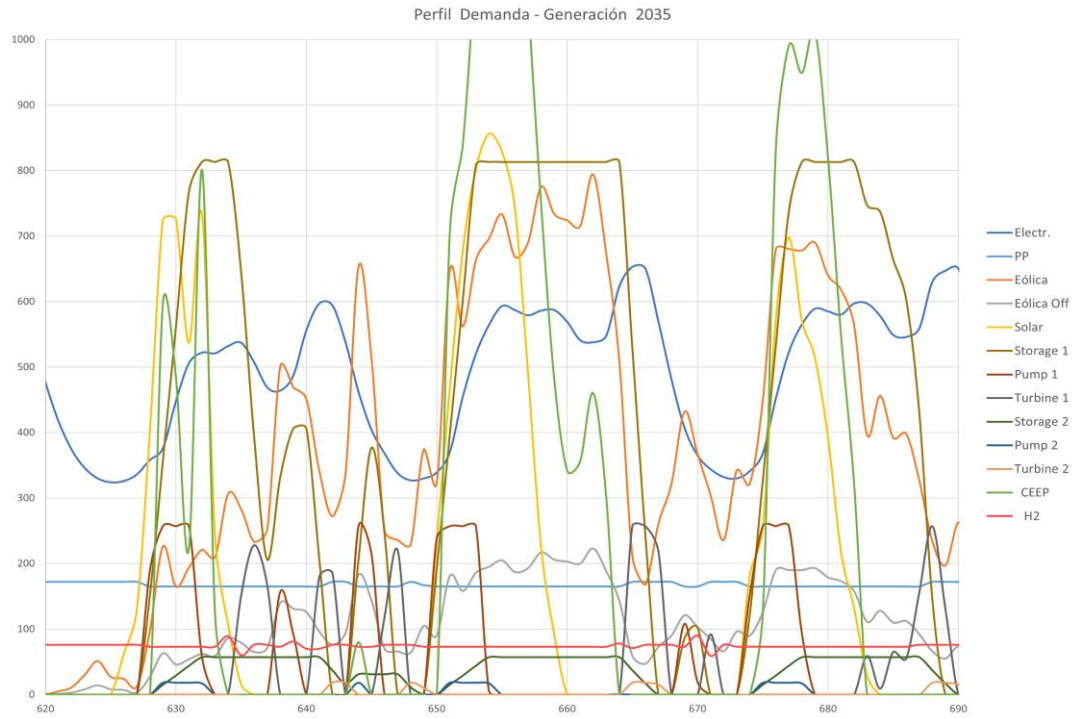


Fig. 36: Gráfica de demanda y generación de 2035.

Otro aspecto relevante es la repercusión que tiene en el sistema la definición del valor mínimo de generación térmica para proveer de estabilidad. Debido a la gran introducción de renovables para el año de estudio, el exceso crítico se dispara a valores muy superiores a los de años anteriores. Al obligar al sistema a mantener un valor de generación no renovable, sólo se producirá un aumento de dicho exceso de energía. Esto se puede apreciar al comparar los resultados del modelo principal y la variante sin mínimo de generación térmica de la figura 37, donde la diferencia de exportación es de 119 millones de euros a favor del modelo principal. Por otro lado, sería de esperar que al no definir un mínimo, la importación se incremente debido a la falta de gestionabilidad de las fuentes renovables, pero gracias a los sistemas de almacenamiento también se ve reducido el gasto de importación en 27 millones de euros.

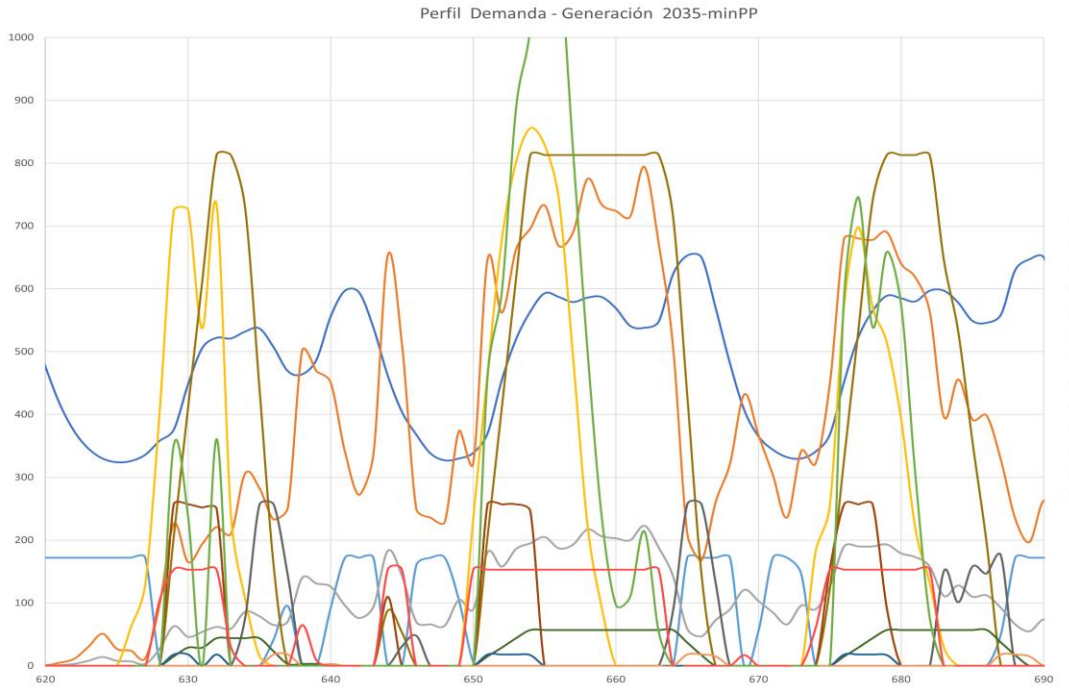


Fig. 37: Gráfica de demanda y generación de 2035 sin mínimo de generación térmica.

Esto se ve respaldado al observar el caso donde se elimina el almacenamiento, en el que la importación se incrementa con respecto al modelo base, de 150 millones de euros con sistemas de almacenamiento a 170 millones de euros cuando se prescinde de ellos.

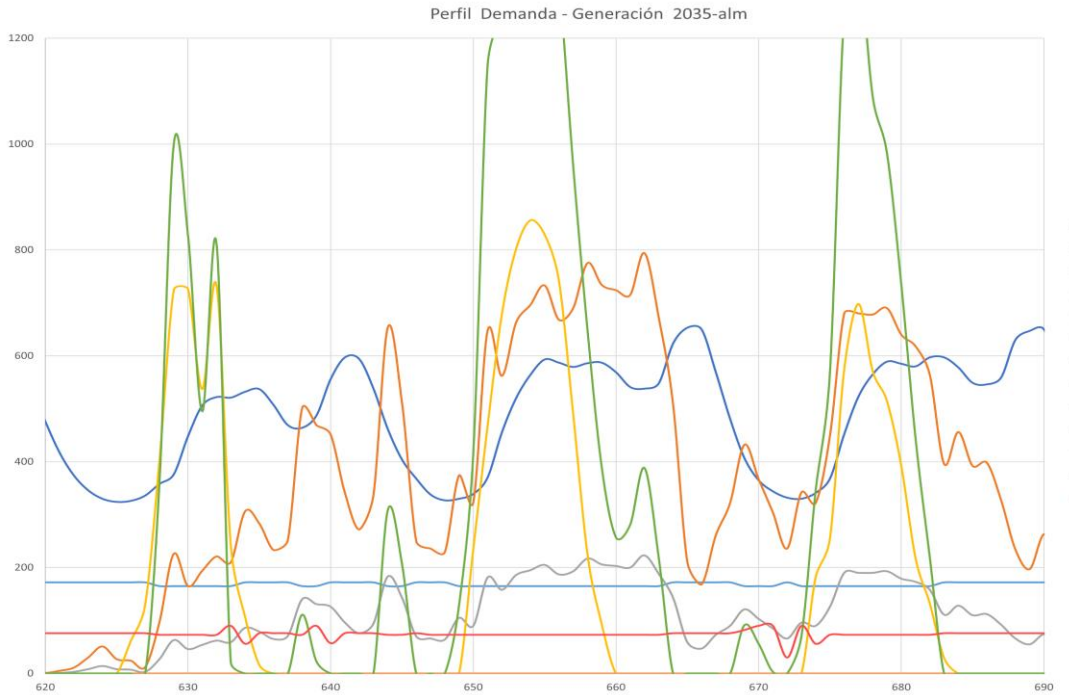


Fig. 38: Gráfica de demanda y generación de 2035 sin almacenamiento.

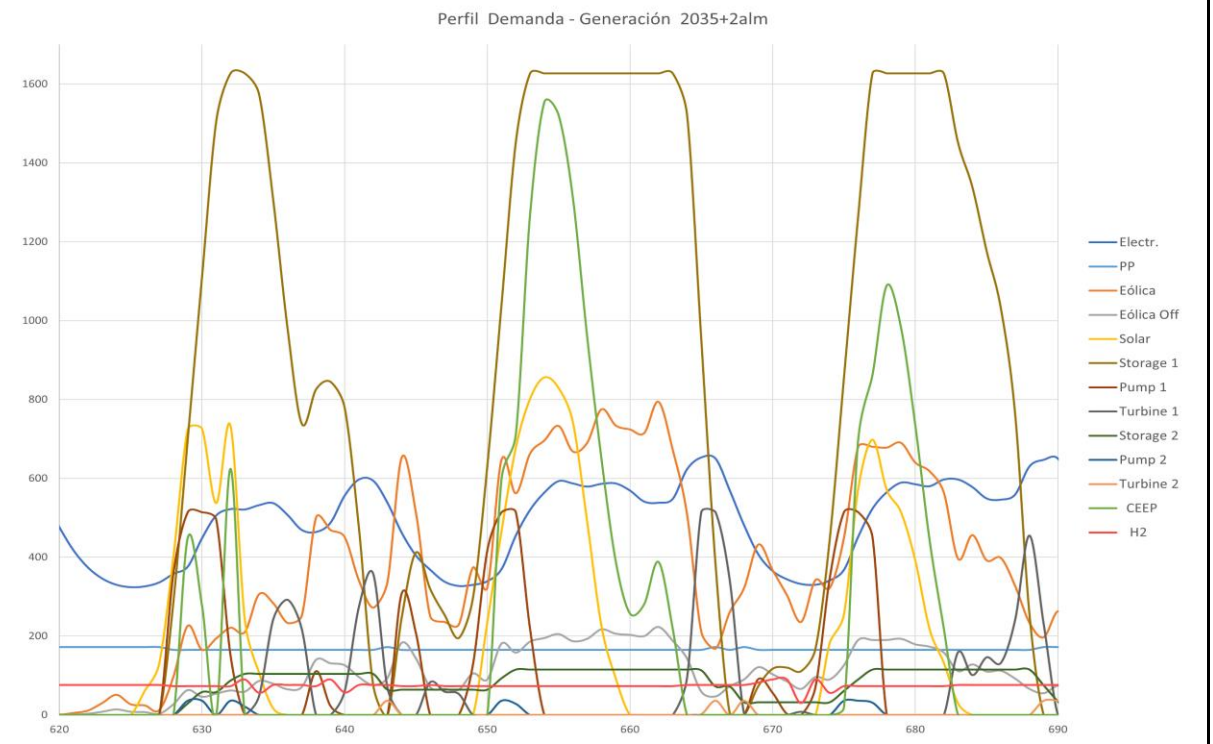


Fig. 39: Gráfica de demanda y generación de 2035 con dos veces la capacidad de la capacidad de almacenamiento.

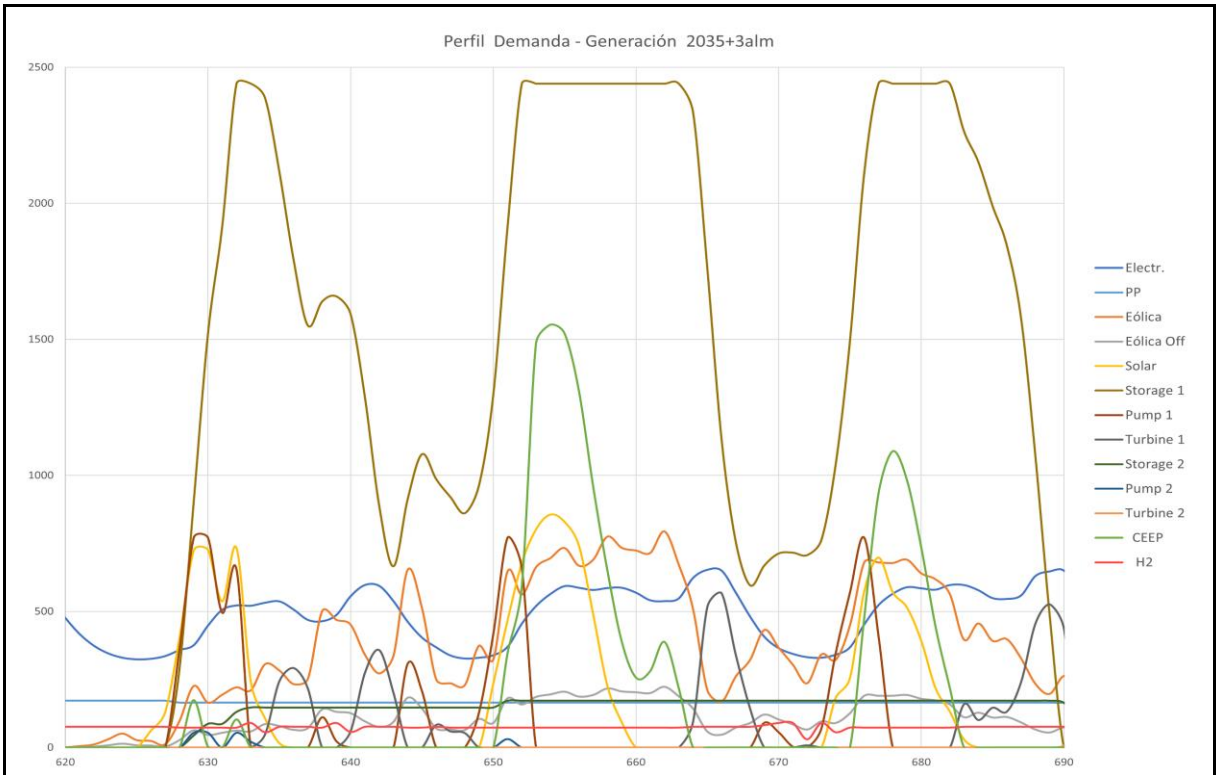


Fig. 40: Gráfica de demanda y generación de 2035 con tres veces la capacidad de almacenamiento.

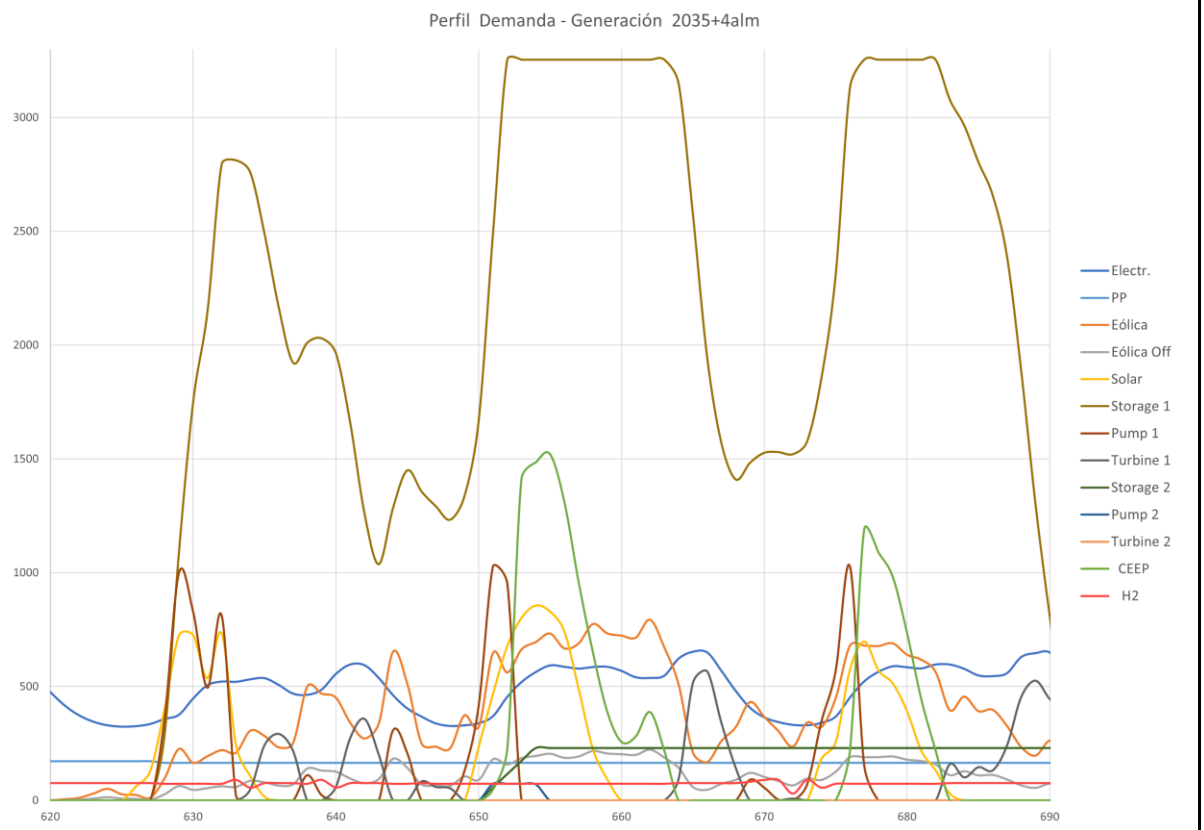


Fig. 41: Gráfica de demanda y generación de 2035 con cuatro veces la capacidad de almacenamiento.

Además, se muestra que al prescindir del hidrógeno disminuye la importación y aumenta la exportación. Esto último era de esperar, ya que la energía destinada a la producción de hidrógeno vuelve a formar parte del exceso crítico que los sistemas de almacenamiento no son capaces de abarcar. Por otro lado, aludiendo a las conclusiones del año 2030, con respecto a las interacciones que provoca el hidrógeno en la importación, se definió que el sistema prioriza la producción de hidrógeno antes de atender a la demanda. Aun así, gracias a la alta introducción de renovables se esperaba que el sistema fuera capaz albergar la demanda, el almacenamiento y el hidrógeno. Pero, como se comentaba en el primer párrafo, se comprueba mediante los niveles de importación, que la introducción de renovables sigue siendo insuficiente debido al incremento de la demanda y el descenso de la generación térmica para el año 2035. Esto indica que vuelve a producirse el mismo efecto del año 2030.

Fig. 42: Gráfica de demanda y generación de 2035 sin producción de hidrógeno.

5.5. Escenario de Tenerife 2040

En las estrategias se define que para el año 2040 habrá un aumento de la demanda con respecto a años anteriores a consecuencia de la completa electrificación del parque automovilístico de Tenerife. En el apartado de transporte se muestra como los valores de gasolina y diésel para la movilidad terrestre son nulos, aunque seguirán teniendo presencia debido al transporte aéreo y marítimo. Otra característica relevante para el año de estudio, es la completa desaparición de la generación térmica según se estima en las estrategias, de forma que la generación renovable alcance los mayores datos hasta el momento.

A parte del modelo principal se realizarán otras variantes. Al igual que en los casos anteriores se crearán cuatro modelos donde se modificará la capacidad de almacenamiento. Por otro lado, se implementará un modelo en que se añadirá un valor de generación térmica igual al mínimo estipulado para la estabilidad del sistema. Solo de esta forma veremos el comportamiento de la producción de hidrógeno. Adicionalmente, se ha añadido un último modelo con respecto a la variante anterior, donde se ha añadido la generación térmica y se ha eliminado la producción de hidrógeno, para realizar una comparación de los resultados en ambos casos y verificar si la introducción del hidrógeno es realmente un apoyo para la transición energética.

5.5.1. Demanda eléctrica

La demanda se incrementa con respecto al año 2019 y alcanza su mayor valor hasta el momento llegando a los 5,273 TWh [4]. Al igual que en el año 2035, se muestra la evolución creciente de la demanda a pesar de la mejora de la eficiencia energética, sobre todo a causa de la electrificación del parque automovilístico que cada año se incrementa y se espera que para 2040 se complete. La distribución conservará la forma del año de referencia, pero se adaptará a la energía promedio para este año.

5.5.2. Transporte

Se conservan los datos del 2019 en cuanto a la movilidad aérea y marítima. En cambio, para el transporte terrestre se espera un gran descenso de los datos, llegando a la desaparición de los vehículos de combustibles fósiles debido a la completa electrificación del parque automovilístico.

Tabla 42: Gasolina 2040. [3]						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	0	0	-	0	-	0
Furgoneta	0	0	-	0	-	0
Guagua	0	0	-	0	-	0
Turismo	0	0	-	0	-	0
Motocicleta	0	0	-	0	-	0
Otros	0	0	-	0	-	0
TOTAL	0	0	-	0	-	0
Ref.	Tabla 23	Tabla 12		Tabla 8	Tabla 8	

Tabla 43: Gasoil 2040. [3]						
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (Tm)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo Tenerife (Tm)
Camión	0	0	-	0	-	0
Furgoneta	0	0	-	0	-	0
Guagua	0	0	-	0	-	0
Turismo	0	0	-	0	-	0
Motocicleta	0	0	-	0	-	0
Otros	0	0	-	0	-	0
TOTAL	0	0	-	0	-	0
Ref.	Tabla 24	Tabla 13		Tabla 9	Tabla 9	

Tabla 44: Vehículo eléctrico 2040. [3]							
Tipo Vehículo	Consumo Canarias (MWh)	Nº Vehículos Canarias	Proporción Canarias	Nº Vehículos Tenerife	Nº Vehículos "Real"	Proporción Tenerife/Canarias	Consumo anual (MWh)
Camión	1536206	220451	0,13879	96245	88393	0,4366	670678,71
Furgoneta	595983	150927	0,09502	65892	68659	0,4549	260194,99
Guagua	610983	5845	0,00368	2552	2615	0,4474	266743,71
Turismo	2920710	1077767	0,67855	470533	475985	0,4416	1275127,17
Motocicleta	50371	108427	0,06826	47337	47921	0,4420	21991,03
Otros	96485	24922	0,01569	10880	9867	0,3959	42123,54
TOTAL	5810738	1588339	1,00000	693439	693440	0,4366	2536859,16
Ref.	Tabla 30	Tabla 14		Tabla 10	Tabla 15	Tabla 10	

La gasolina desaparecerá casi por completo, mientras el diésel aún tendrá presencia debido al transporte marítimo. Finalmente, se estima que el transporte terrestre consuma 2,51 TWh para el año 2040.

Tabla 45: Resumen del transporte 2040.

TIPO DE COMB.	TRANSPORTE [Tm]				F.C. por tipo	TOTAL [Tep]	F.C	TOTAL [TWh]
	TERRESTRE	MARÍTIMO	AÉREO	TOTAL	Tep/Tm		TWh/Tep	
Petrol	0	36	15	51	1,051	53,601	0,0001163	0,01
Diesel	0	133132	0	133132	1,017	135395,24	0,0001163	15,75
Jet Fuel	-	-	442331	442331	1,027	454273,94	0,0001163	52,83
LPG	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricity Dump Charge	-	-	-	-	-	-	-	2,51
TOTAL								71,10
Ref.	2040	2019 no modificados						

La distribución del vehículo eléctrico se obtendrá mediante un factor resultante de la relación entre la energía total del perfil normalizado y el consumo eléctrico del parque automovilístico. Multiplicando el perfil normalizado por dicho factor se creará el perfil para el año 2040.

5.5.3. Generación

Una de las metas más importantes planteadas en las estrategias es la desaparición de la generación térmica para el año 2040, por ello se define que este tipo de producción será nula. Por el contrario, las fuentes renovables siguen creciendo, alcanzando los 1.700 MW en el caso de la eólica on-shore, seguida muy de cerca por la fotovoltaica on-shore con 1.650 MW, en menor medida por la fotovoltaica de autoconsumo con 829 MW y finalmente las tecnologías off-shore, eólica y fotovoltaica, con 505,30 MW y 27 MW [4].

Los perfiles de cada una de las fuentes renovables se estiman en función del perfil normalizado del año 2019. Se recuerda que las distribuciones off-shore se han creado a partir de las tecnologías on-shore.

5.5.4. Hidrógeno

La inversión propuesta para las tecnologías de hidrógeno se mantiene sin cambios hasta la próxima década, por ello se dispone de un electrolizador de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 477,483 GWh [11].

Al igual que en otros modelos, se realizará unas variantes del modelo principal del año 2040 en la que se elimine la producción de hidrógeno. De esta forma se podrá comparar ambos modelos y ver las repercusiones de la implementación del hidrógeno en el resto del sistema.

5.5.5. Almacenamiento

Para el modelo principal se define un almacenamiento a nivel de usuario de 1.219 MWh y a nivel distribuido de 86,12 MWh [11]. Además, se empleará un ratio de 3,17 obtenido de los datos de un fabricante de contenedores de almacenamiento [12].

Por otro lado, se realizarán variantes del modelo principal cambiando las capacidades de almacenamiento en ambos niveles, anulando o incrementando los valores por los factores 2, 3 y 4. En la tabla 46 se muestran los datos empleados en dichas variantes.

Tabla 46: Variaciones del modelo en relación a la capacidad. [11] [12]

Factor proporcional de 2		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	2,439	770,069
Distribuido	0,172	54,392
Factor proporcional de 3		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	3,658	1155,103
Distribuido	0,258	81,589
Factor proporcional de 4		
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Nivel de usuario	4,877	1540,137
Distribuido	0,344	108,785

5.5.6. Discusión de los resultados

En el anexo V se encuentran las tablas de resultados y los gráficos del modelo principal junto al resto de variantes en función del almacenamiento, la generación térmica y el hidrógeno.

Para comprobar las influencias de cada una de las variables se ha de comparar el modelo principal con las variaciones realizadas en cuestión de almacenamiento, uso de hidrógeno y definición de un mínimo de generación no renovable.

Comenzando por el almacenamiento, es de esperar que el aumento de la capacidad produzca un descenso en el exceso crítico, como se puede observar al comparar el modelo principal de la figura 43 con las figuras 45, 46 y 47, donde la curva de CEEP disminuye y los resultados muestran cómo los valores descienden de 627 millones de euros para el modelo principal hasta 492 millones de euros para el caso de factor 4 de la figura 47. De igual forma, esto debe repercutir en la gestionabilidad, ya que se dispone de mayor cantidad de energía para emplear en las horas de mayor demanda y ser capaces de abastecer el sistema, recurriendo en menor medida de energía externa. Esto se encuentra reflejado en la reducción de la importación, ya que, comparando el modelo principal con los modelos en los que se varía la capacidad de almacenamiento, hay una diferencia de hasta 78 millones de euros.

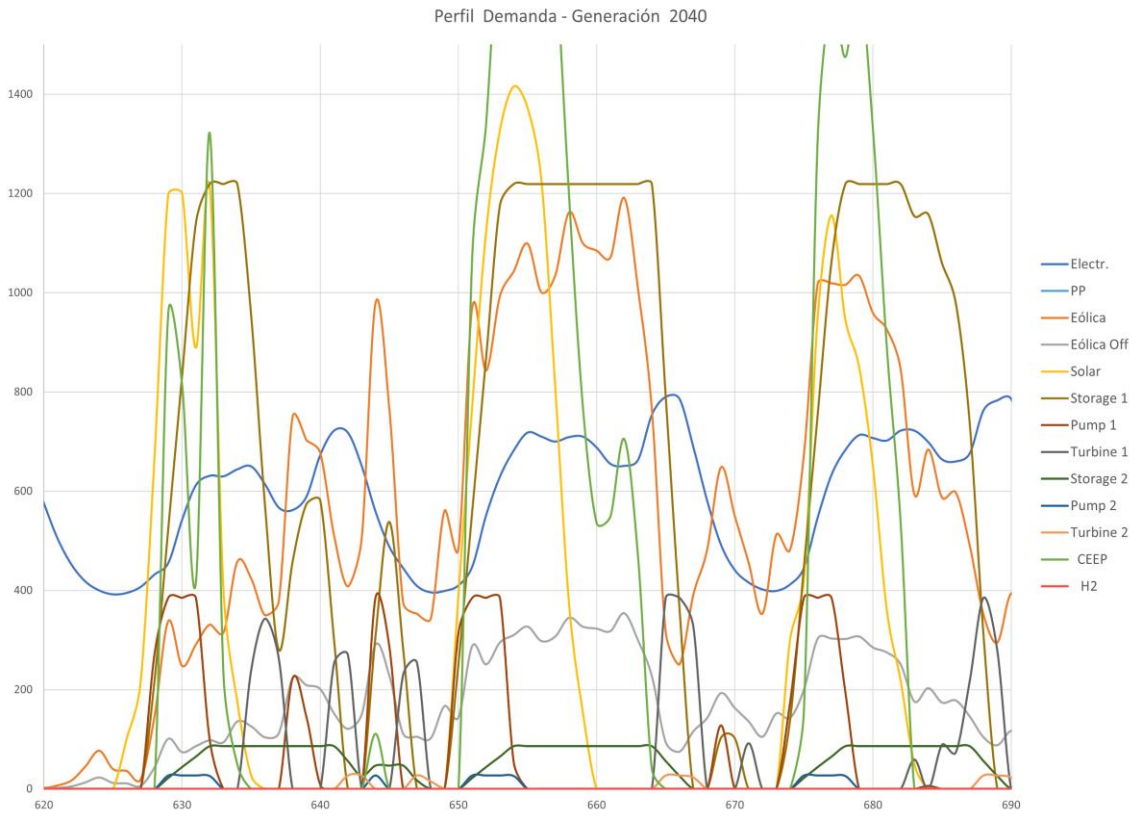


Fig. 43: Gráfica de demanda y generación de 2040.

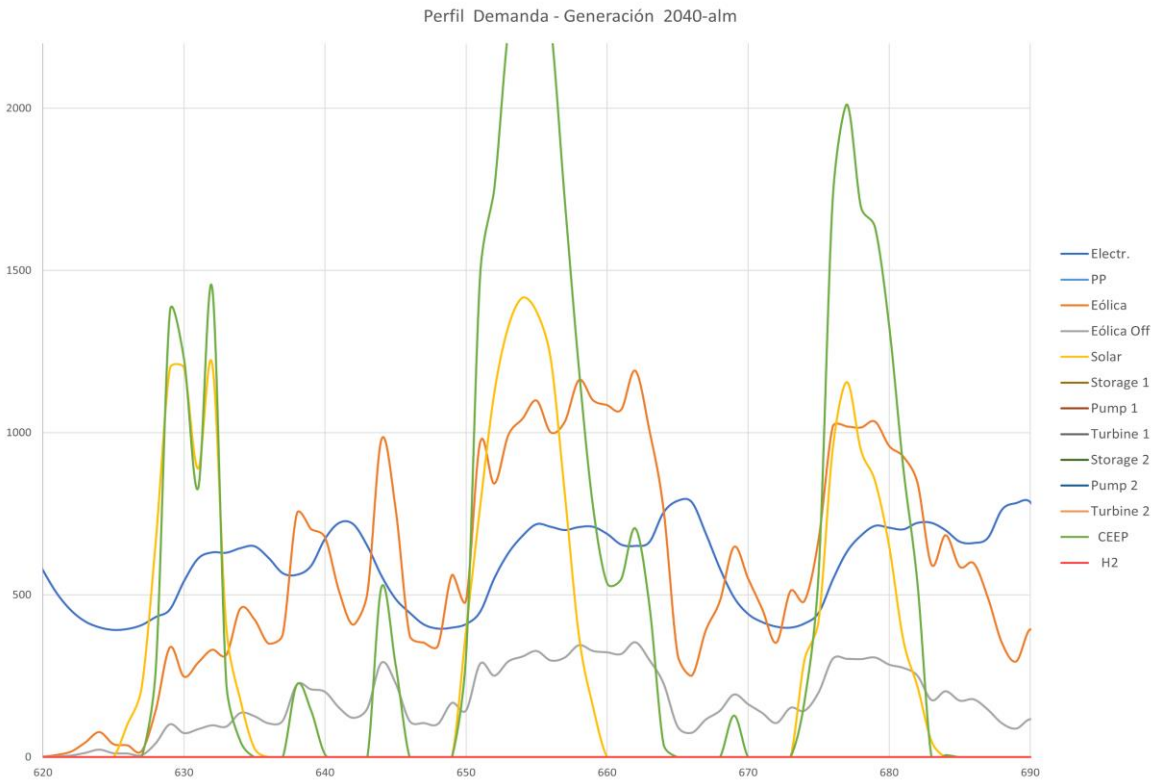


Fig. 44: Gráfica de demanda y generación de 2040 sin almacenamiento.

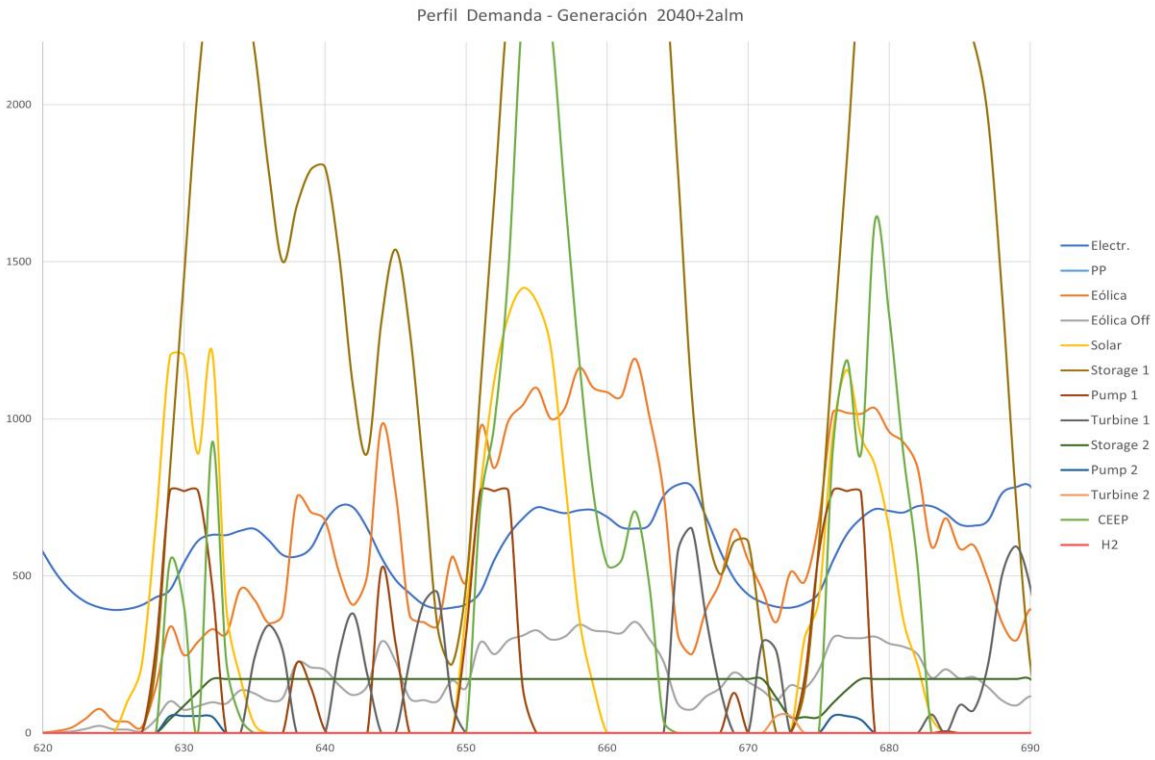


Fig. 45: Gráfica de demanda y generación de 2040 con dos veces la capacidad de almacenamiento.

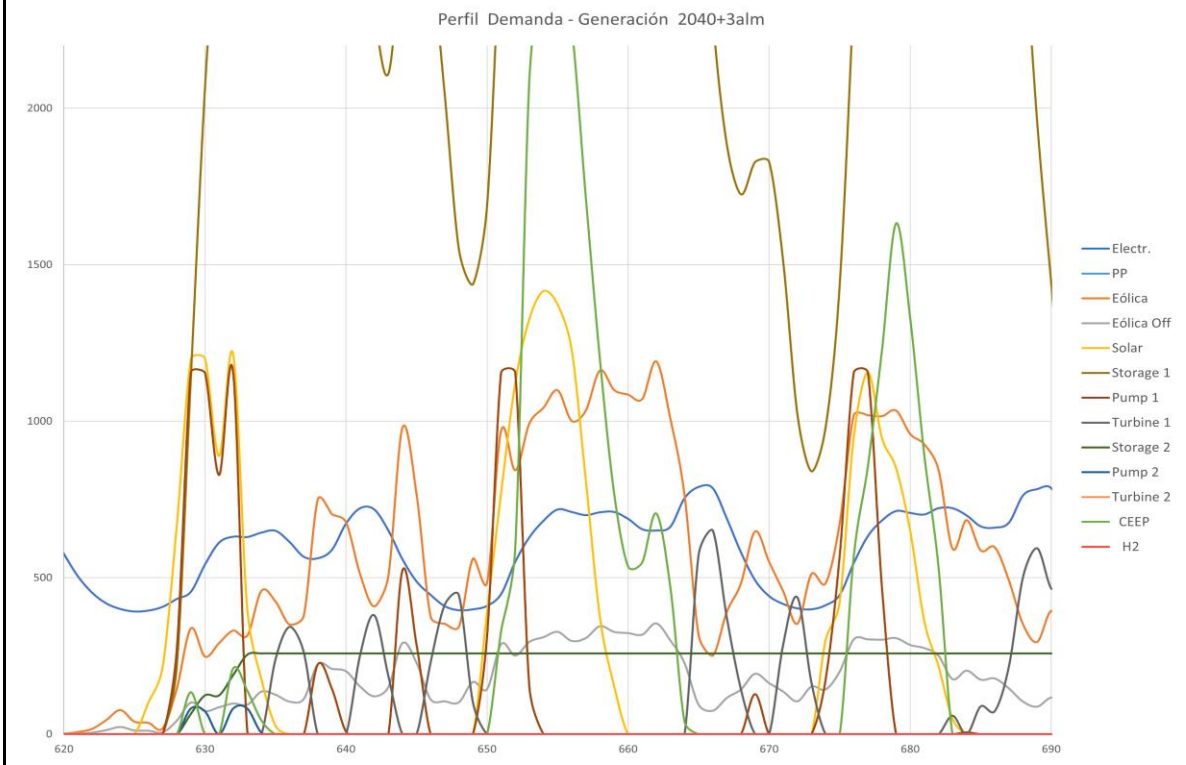


Fig. 46: Gráfica de demanda y generación de 2040 con tres veces la capacidad de almacenamiento.

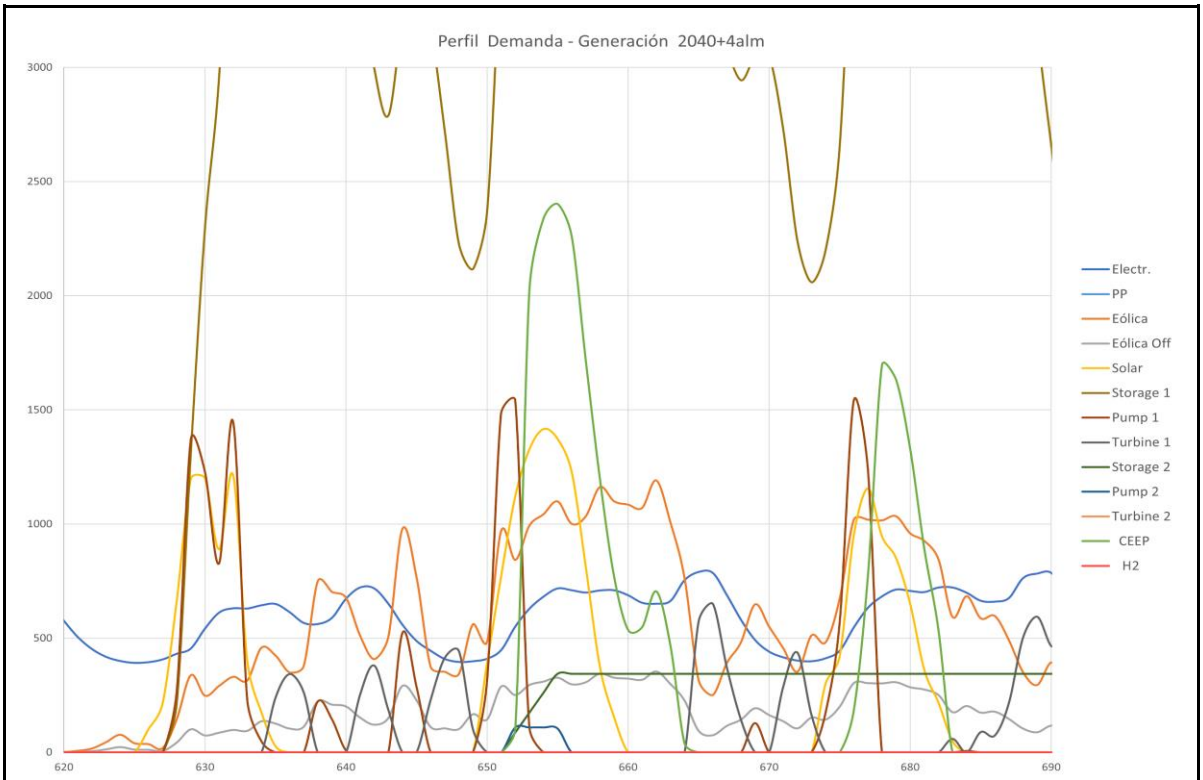


Fig. 47: Gráfica de demanda y generación de 2040 con cuatro veces la capacidad de almacenamiento.

Por otro lado, para determinar la influencia del hidrógeno en el sistema, se han determinado dos variables del modelo añadiendo un mínimo de generación térmica, pues en el modelo principal la generación no renovable para el año 2040 desaparece por completo y por consecuencia la introducción de hidrógeno para estos sistemas también se anula. En primer lugar, es de esperar que, al establecer un valor mínimo, el exceso crítico aumentará y por consecuencia la exportación. Esto se muestra en las tablas de resultados donde las magnitudes alcanzan los 679 y 725 millones de euros para los casos con y sin hidrógeno. En las figuras 48 y 49 se exponen las gráficas de ambos modelos para visualizar las curvas de PP, H_2 y CEEP. Además, si se comparan ambos modelos se puede identificar que el uso de hidrógeno reduce la exportación, ya que parte del exceso de energía se deriva a su producción. Otra variable que muestra los efectos de la generación térmica son las emisiones de CO_2, que aumentan con respecto al modelo principal de 18,27 Mt a 19,14 Mt con el uso de hidrógeno y a 19,26 Mt sin el uso de hidrógeno. De esta forma, vemos como el hidrógeno reduce los índices de contaminación.

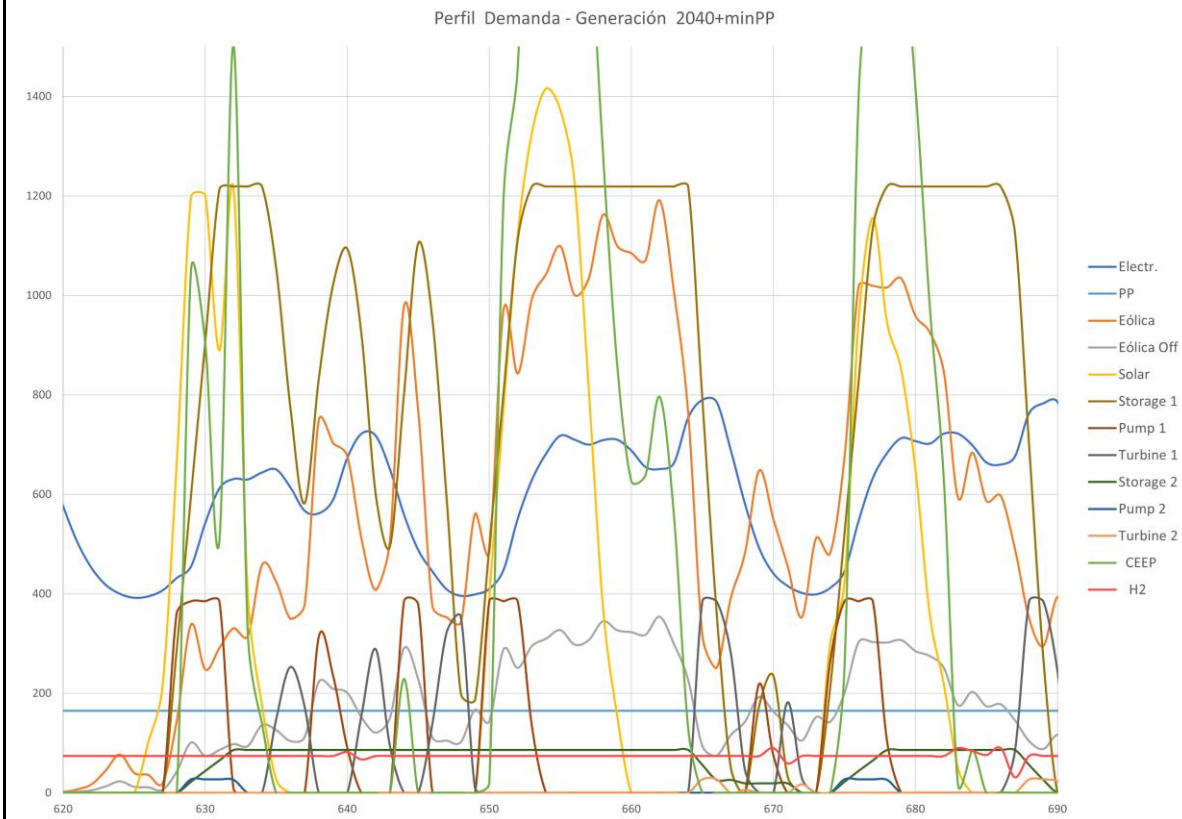


Fig. 48: Gráfica de demanda y generación de 2040 con mínimo de generación térmica y producción de hidrógeno.

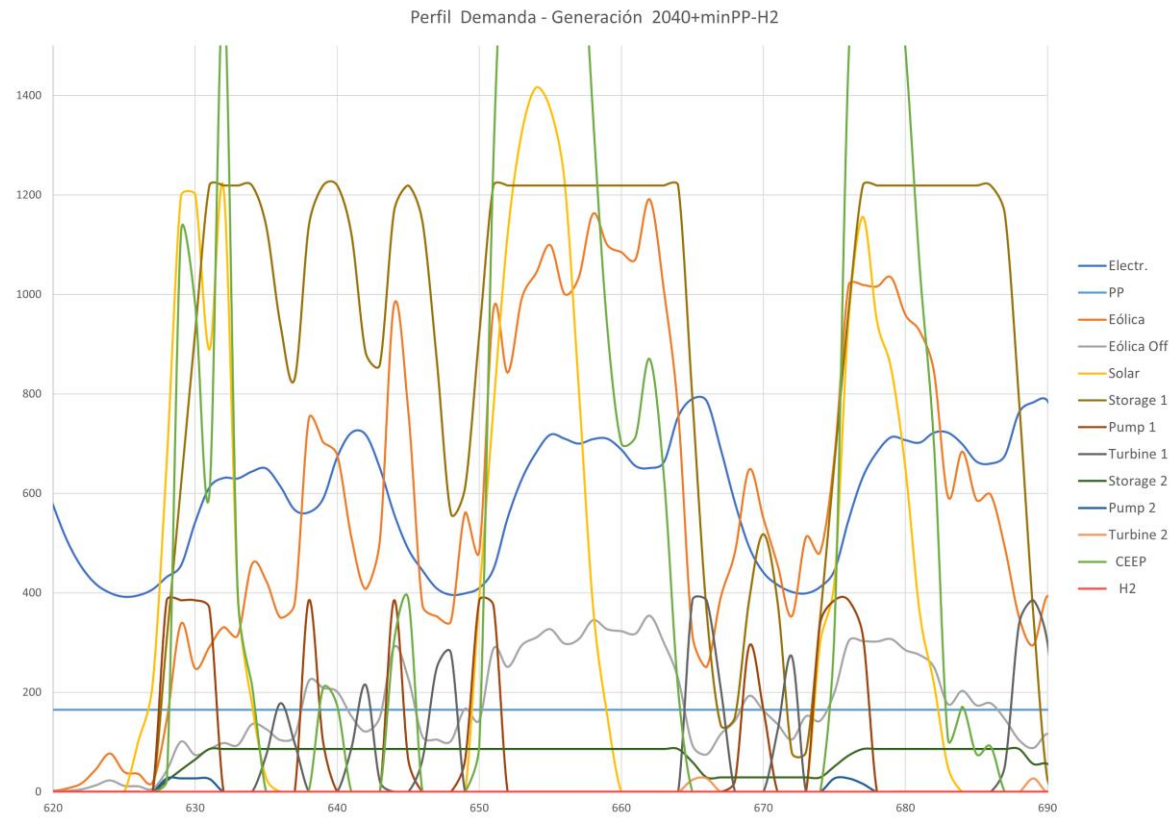


Fig. 49: Gráfica de demanda y generación de 2040 con mínimo de generación térmica sin producción de hidrógeno.

6. Conclusiones y discusiones de las estrategias

Tras cada uno de los análisis realizados en función de los modelos principales y sus variantes para cada año de estudio, se procederá a seleccionar los casos más favorables en niveles de gestionabilidad y reducción de emisiones, para finalmente ver la evolución de los resultados en el proceso de descarbonización a 2040.

Para el año 2025 los resultados obtenidos, que se muestran en el anexo II, definen que la capacidad de almacenaje definida en las estrategias no es suficiente para abarcar todos los excedentes de energía. Aun así, se ha comprobado que el incremento del almacenaje no consigue anular los valores de exportación, descendiendo hasta 15 millones de euros al cuadriplicar los valores de almacenamiento. Por otro lado, se ve como las emisiones disminuyen con el crecimiento del almacenamiento, pero al equiparar ambas curvas, se observa que la repercusión en términos de contaminación se reduce mínimamente, por ejemplo, al emplear un factor de 4 en el almacenamiento las emisiones se reducen de 48,92 Mt a 48,87Mt. Por ello, se concluye que el modelo principal cumple con el almacenamiento necesario en relación al incremento de renovables planteado en las estrategias.

En los resultados del año 2030 se había observado una interacción entre la producción de hidrógeno y la generación térmica. Mediante las gráficas del modelo principal y la variante en la que se elimina el uso de hidrógeno, se había observado cómo el sistema prioriza su producción antes de abastecer la demanda con la energía proveniente de fuentes renovables, lo que producía un incremento en la generación térmica con el objetivo de abastecer el sistema eléctrico. Por ello, se define como el mejor escenario para el año 2030 aquel en el que aún no se ha implementado el sistema de apoyo mediante el uso hidrógeno, debido a que la evolución de fuentes renovables experimenta su mayor ascenso después del año 2030 y no es capaz de abarcar ambos sistemas: almacenamiento y producción de hidrógeno. Además, si se comprueban los resultados en función de las emisiones de CO_2, se verifica que sin el hidrógeno la generación no renovable disminuye y por consecuencia las emisiones se reducen de 42,26 Mt a 42,09 Mt.

Para el año 2035 se definió que la introducción de renovables aún no era capaz de abastecer la demanda, el almacenamiento y el uso del hidrógeno. A pesar de que las fuentes renovables experimentan un alto crecimiento a partir del año 2030, el aumento de la demanda por la electrificación del parque automovilístico y el gran descenso de la generación térmica provocan nuevamente, al igual que en el año 2030, que el hidrógeno no sea un sistema de apoyo en la gestionabilidad. Por otro lado, se ha comprobado que al prescindir del mínimo de generación térmica se disminuyen los valores de importación y exportación con respecto al modelo principal. Esto se debe a que la combinación del hidrógeno sin un mínimo estable provoca que la curva de producción de hidrógeno también varíe y se adapte mejor al sistema

en cada momento. Por ello, esta variable se toma como una buena alternativa ante la posibilidad de mantener los sistemas de apoyo de hidrógeno y la reducción de la generación no renovables. Además, este decrecimiento lleva implícito un descenso de las emisiones de CO_2, de 31,29 Mt a 30,72 Mt.

Por último, el año 2040 contiene valores aún mayores de demanda y generación renovables, mientras por el contrario no dispone de generación térmica y, por consiguiente, tampoco de producción de hidrógeno. Como consecuencia se obtienen valores de importación y exportación de 237 y 627 millones de euros. Con el objetivo de reducir dichos valores se opta por un modelo en que la capacidad de almacenaje se adapte en mayor medida al crecimiento de las energías renovables. En la figura 50 se muestra la evolución del almacenamiento y de la generación, y se comprueba como las velocidades de crecimiento no son comparables.

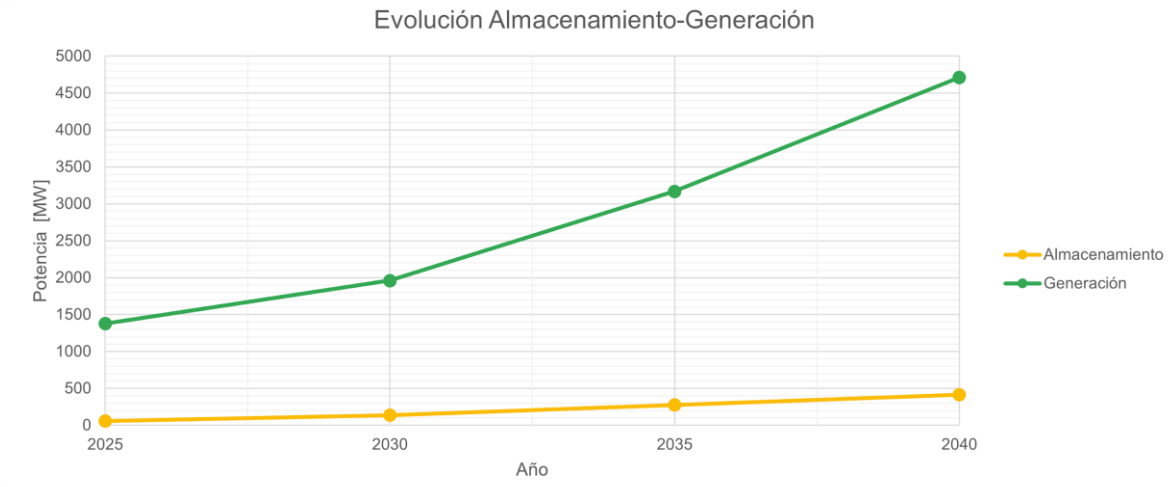


Fig. 50: Gráfica de la evolución del almacenamiento y la generación.

En cambio, si se opta por un modelo para el año 2040 en el que la capacidad sea cuatro veces mayor a la planteada en las estrategias, figura 51, vemos cómo se llega a equiparar el crecimiento de ambas.

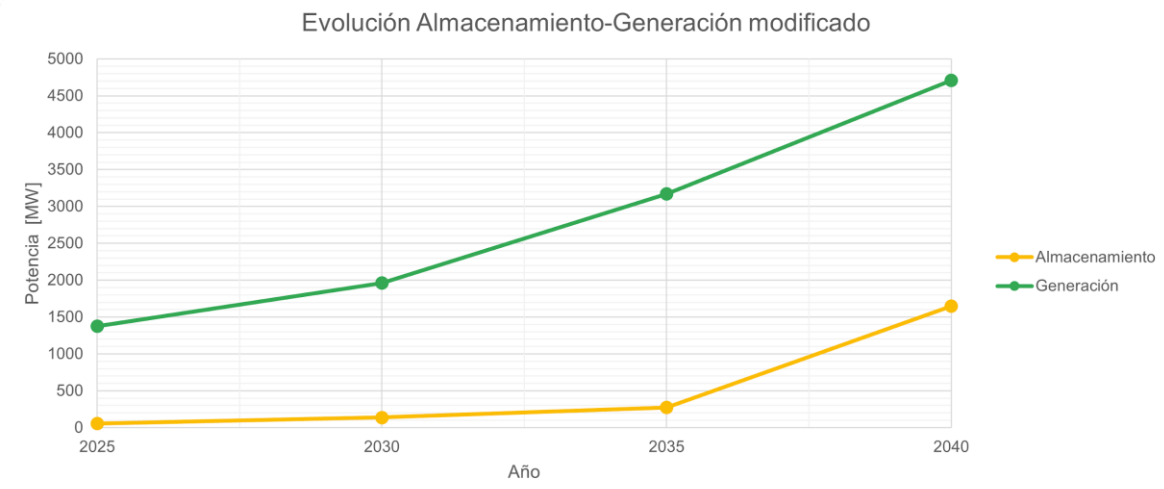


Fig. 51: Gráfica de la evolución del almacenamiento y la generación adaptadas.

Con este modelo se reduce la importación y la exportación hasta 159 y 492 millones de euros. Además, al contener el 100% de generación renovable y del parque automovilístico electrificado, las emisiones de CO_2 toman valores mínimos de 18,27 Mt, únicamente debidas al transporte aéreo y marítimo.

7. Conclusiones

Para concluir se expondrá la evolución de los resultados obtenidos de los modelos principales y de los casos más favorables seleccionados en el apartado anterior. Las emisiones de CO_2 y la estabilidad del sistema en términos de importación y exportación de energía son las variables que pueden representar en mayor medida su funcionamiento.

Fig. 52: Gráfica comparativa de la evolución de la importación y la exportación.

En la figura 52 se muestra como ambas variables tienen magnitudes inferiores en las curvas amarillas, las cuales pertenecen a los casos más favorables. La exportación del año 2030 es la única excepción donde se supera la del modelo principal. Esto es a causa de la eliminación de la producción de hidrógeno. Se concluyó que el año 2030 no estaba dotado de suficientes fuentes renovables para abarcar estos sistemas, por lo que parte del exceso de energía que era destinado a estas tecnologías termina siendo exportado.

Aun así, en los casos más favorables se muestra cómo a partir del año 2035 las exportación e importaciones aumentan con respecto al año 2030. Esto nos indica problemas de estabilidad que ni los sistemas de hidrógeno ni los de almacenamiento pueden suplir. La principal causa es la desaparición de los sistemas de generación térmica. Aunque este es el principal objetivo del plan de transición energética, se concluye que la gestionabilidad de los sistemas en el año 2040 sigue dependiendo de la existencia de una fuente capaz de aportar la energía necesaria en los picos de demanda, además de un incremento de las tecnologías de almacenamiento que se adapte al crecimiento de la generación.

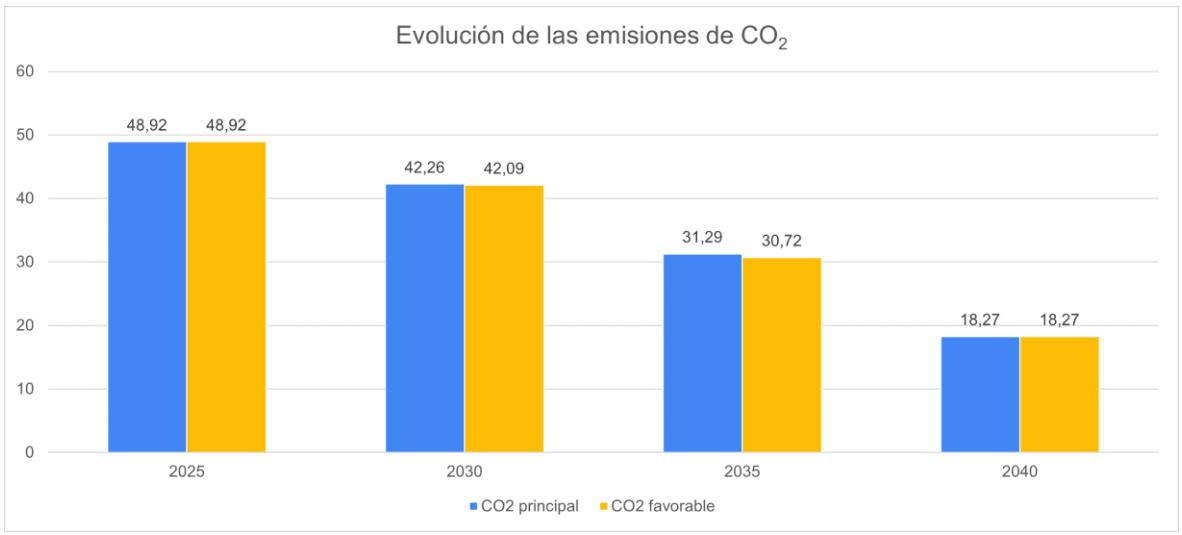


Fig. 53: Gráfica comparativa de la evolución de las emisiones de CO2.

Por otro lado, en la figura 53 se muestra el descenso de las emisiones en los casos seleccionados respecto a los modelos principales de las estrategias. Para los años 2025 y 2040 las emisiones se mantienen constantes en ambos casos, debido a que se han tomado modelos en el que las condiciones de generación térmica y producción de hidrógeno no difieren del modelo principal. En el caso de 2025 el caso más favorable coincide con el principal y en el caso de 2040 los niveles indicados en la figura corresponden al valor mínimo que es capaz de alcanzar el sistema planteado. En cambio, para el año 2030 y 2035 se consigue reducir las emisiones. Para el 2030 se elimina la producción de hidrógeno, que a priori concluirá en el incremento de las emisiones, pero debido a la prioridad de estos sistemas sobre la demanda, la generación térmica se ve forzada a aumentar y con ella las emisiones. Por ello, la eliminación del hidrógeno cambia las condiciones de generación y reduce las emisiones en 170.000 toneladas de CO_2. En el 2035 también se cambian las condiciones de generación, ya que se elimina el mínimo estable de PP y esto reduce a su vez las emisiones en 570.000 toneladas de CO_2.

Finalmente, con respecto a la introducción de hidrógeno como vector energético en el proceso de descarbonización, se concluye que para cuando su implementación sea óptima en relación al aumento de las energías renovables, la inversión no será rentabilizada. Si en el 2040 se produce una eliminación de las centrales térmicas debido al fin de su vida útil, el uso de hidrógeno para alimentar estos sistemas no se podrá realizar, sería necesario una reinversión en este tipo de centrales para poder extender el uso del hidrógeno como sistema limpio de apoyo a la gestionabilidad.

8. Conclusions

The import and export data evolution of the selected models shows better manageability conditions. Even so, since the year 2035, management will be affected by the huge reductions of the thermic generation sources. As for emissions, there are improvements in the years 2030 and 2035, falling by 170.000 and 570.000 t of CO_2, respectively. Due to the change in the thermic generation conditions, either by hydrogen production cancellation in 2030 or by reducing the mandatory minimum of PP in 2035. With this progression, minimum emissions values will be defined by the air and sea transportation with an amount of 18,27 Mt will be reached by 2040. This situation is related to the most unfavourable possible, since the information from both areas has been the same since 2019, so other less polluting alternatives have not been evaluated. This means that the expected values for the year 2040 could be even lower than those indicated.

9. Bibliografía

[1] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2021.

[2] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia de almacenamiento energético de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2021.

[3] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2021.

[4] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia de la generación gestionable de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2022.

[5] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia de la geotermia de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2020.

[6] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2022.

[7] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia canaria del hidrógeno verde”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2022.

[8] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, febrero de 2022.

[9] Henrik Lund and Jakob Zinck Thellufsen, “Energyplan: Advanced Energy Systems Analysis Computer Model, version 16.2”, mayo de 2022

[10] José Antonio Valbuena Alonso, “Anuario energético de Canarias 2019”, Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, diciembre de 2020.

[11] Instituto Tecnológico de Canarias, “Canarias por la transición energética: Plan de transición energética de Canarias”, Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial.

[12] Microgreen. Containerized energy storage [Online]. Available: https://microgreen.ca/solar-storage-solutions/containerized-energy-storage (accedido el 10 de agosto de 2022).

Anexo I:

Tabla de resultados y gráficas del año 2019

Input 2019.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,71	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,00
Electric cooling	0,00	Total	3,71

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	196	MW	0,54	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	116	MW	0,23	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		5000		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	100	300			3,00
Boiler		5000		0,90	
Condensing	1112		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	10	GWh	gr.3:	10	GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0	Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	1600	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	0	0	0,80	
Discharge 1:	0		0,90	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	132,55	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	367	100	0	1	0	1	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	0	356	100	0	1	0	1	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	415	0	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	330	100	0	3	0	3	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	0	0	0	0	0	0	62	0	0	0	0	343	100	0	1	0	1	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	0	0	0	0	0	0	83	0	0	0	0	324	100	0	2	0	2	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420	0	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	346	100	0	2	0	2	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	431	0	0	0	0	0	0	120	0	0	0	0	313	100	0	2	0	2	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	439	0	0	0	0	0	0	138	0	0	0	0	303	100	0	2	0	2	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	437	0	0	0	0	0	0	90	0	0	0	0	348	100	0	1	0	1	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	431	0	0	0	0	0	0	87	0	0	0	0	347	100	0	2	0	2	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	424	0	0	0	0	0	0	105	0	0	0	0	323	100	0	4	0	4	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	422	0	0	0	0	0	0	72	0	0	0	0	353	100	0	2	0	2	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	422	0	0	0	0	0	0	87	0	0	0	0	338	100	0	2	0	2	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	589	0	0	0	0	0	0	294	0	0	0	0	565	100	0	165	0	165	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	-	129
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	2,97		0,00	0,02	0,00	0,02	0	2

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	7,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132,55	-	-	140,15	-0,04	140,11	37,34	37,33
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,48	-	-	5,48	0,00	5,48	1,18	2,30
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,54	0,23	-	-	-	-	-	-	0,76	0,00	0,76	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	7,60	-	-	-	-	-	-	0,54	0,23	-	-	-	138,03	-	-	146,40	-0,04	146,35	38,51	39,62

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	34	0	20	0	54
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	39	0	26	0	64
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	61	0	27	0	88
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	34	0	28	0	62
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	52	0	32	0	83
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	50	0	25	0	75
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	88	0	32	0	120
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	108	0	30	0	138
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	64	0	26	0	90
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	64	0	23	0	87
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	85	0	20	0	105
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	53	0	19	0	72
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	61	0	26	0	87
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	196	0	116	0	294
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	-2	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,54	0,00	0,23	0,00	0,76

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

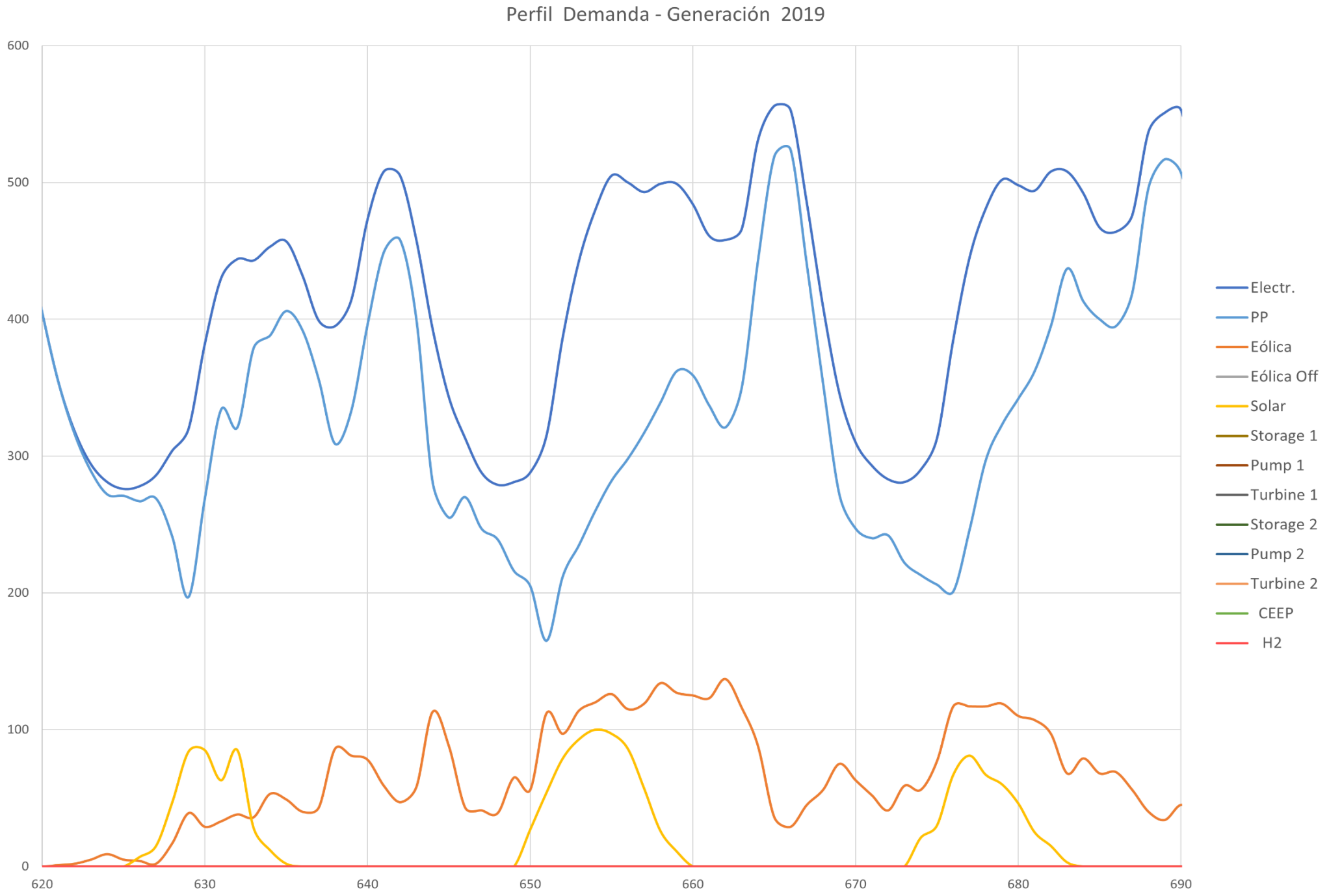
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	8416
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	333
Gasoil/Diesel=	3117
Petrol/JP =	4966
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	8
Total Electricity exchange =	-2
Import =	0
Export =	-2
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	1101
Total variable costs =	9523
Fixed operation costs =	6090
Annual Investment costs =	419
TOTAL ANNUAL COSTS =	16033

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,5 Percent of Primary Energy 20,5 Percent of Electricity 0,8 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2019
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Anexo II:

Tablas de resultados y gráficas del año 2025

Input 2025.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1		
CEEP regulation	000000000		
Minimum Stabilisation share	0,00		
Stabilisation share of CHP	0,00		
Minimum CHP gr 3 load	0	MW	
Minimum PP	165	MW	
Heat Pump maximum share	1,00		
Maximum import/export	0	MW	

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt		
Addition factor	0,00	EUR/MWh	
Multiplication factor	1,00		
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW	
Average Market Price	113	EUR/MWh	
Gas Storage	0	GWh	
Syngas capacity	0	MW	
Biogas max to grid	0	MW	

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	53	0	0,80	
Discharge 1:	53		0,90	
Charge 2:	4	0	0,80	
Discharge 2:	4		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	4	3	108	0	0	0	0	326	100	0	4	4	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	4	3	130	0	0	0	0	309	100	0	8	8	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	6	5	175	0	0	0	0	282	100	0	30	30	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	5	4	127	0	0	0	0	306	100	0	17	17	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	7	5	168	0	0	0	0	277	100	0	27	27	0	0	4
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	5	4	149	0	0	0	0	302	100	0	20	20	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	9	6	235	0	0	0	0	252	100	0	44	44	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	9	6	266	0	0	0	0	230	100	0	46	46	0	0	4
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	292	100	0	22	22	0	0	2
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	6	4	170	0	0	0	0	295	100	0	23	23	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	6	4	202	0	0	0	0	268	100	0	35	35	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	4	3	140	0	0	0	0	312	100	0	19	19	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	6	4	171	0	0	0	0	287	100	0	25	25	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	57	57	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	111	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,05	0,04	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,53		0,00	0,22	0,22	0,00	0	27

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,63	-0,56	183,07	48,92	48,77
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,48	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,13	-0,56	184,57	48,92	48,77

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo \ MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

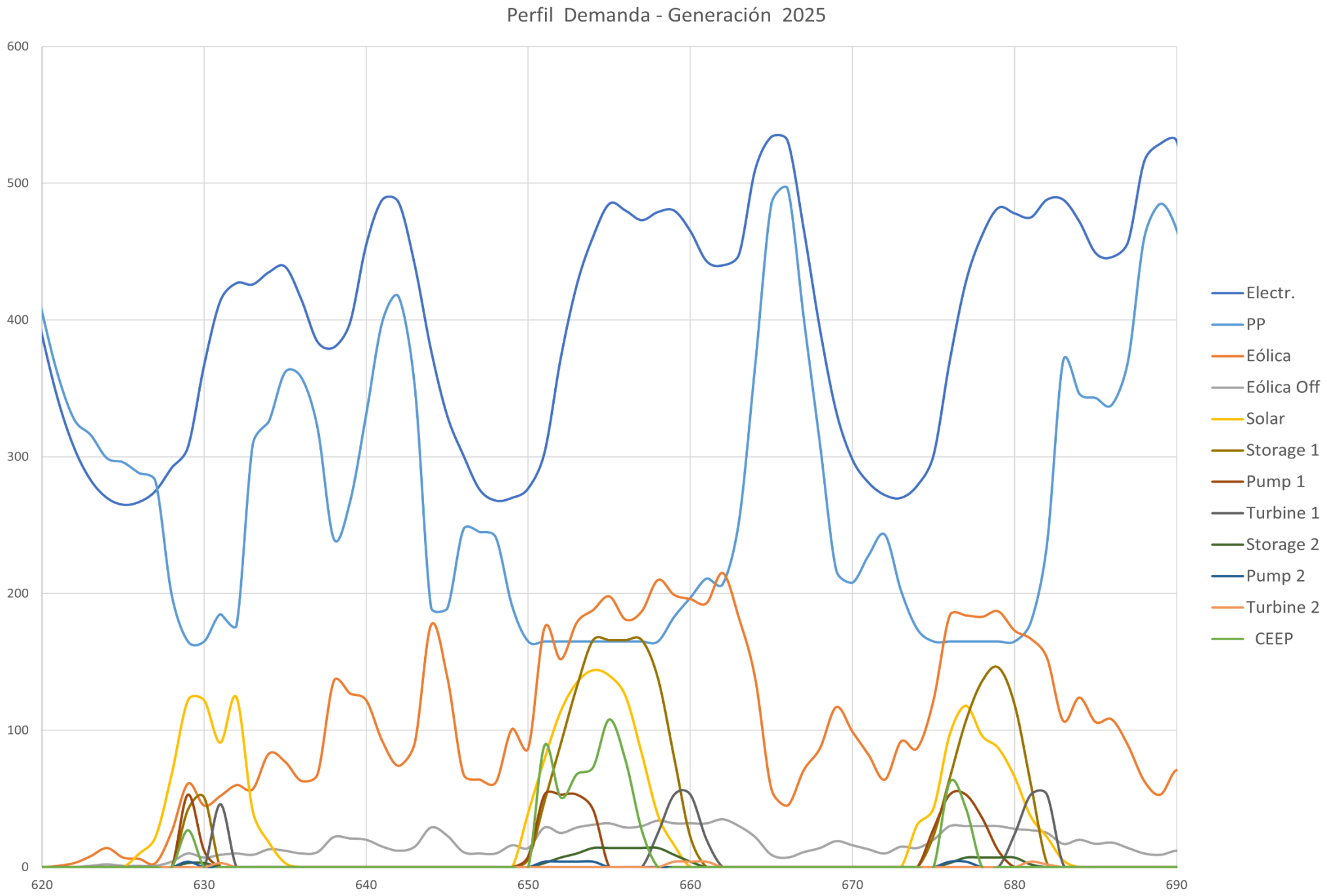
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-27
Bottleneck =	27
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,0 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025-alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level:

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	0	0	0,80	
Discharge 1:	0		0,90	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	0	0	108	0	0	0	0	329	100	0	8	8	0	0	1
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	0	0	130	0	0	0	0	312	100	0	12	12	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	0	0	175	0	0	0	0	286	100	0	36	36	0	0	3
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	309	100	0	22	22	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	0	0	168	0	0	0	0	282	100	0	33	33	0	0	5
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	0	0	149	0	0	0	0	306	100	0	25	25	0	0	3
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	258	100	0	52	52	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	0	0	266	0	0	0	0	236	100	0	55	55	0	0	5
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	0	0	177	0	0	0	0	297	100	0	28	28	0	0	3
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	0	0	170	0	0	0	0	299	100	0	29	29	0	0	3
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	0	0	202	0	0	0	0	273	100	0	41	41	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	0	0	140	0	0	0	0	315	100	0	23	23	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	0	0	171	0	0	0	0	292	100	0	30	30	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	0	0	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	-	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,56		0,00	0,27	0,27	0,00	0	33

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,72	-0,69	183,03	48,94	48,76
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,57	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,22	-0,69	184,53	48,94	48,76

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

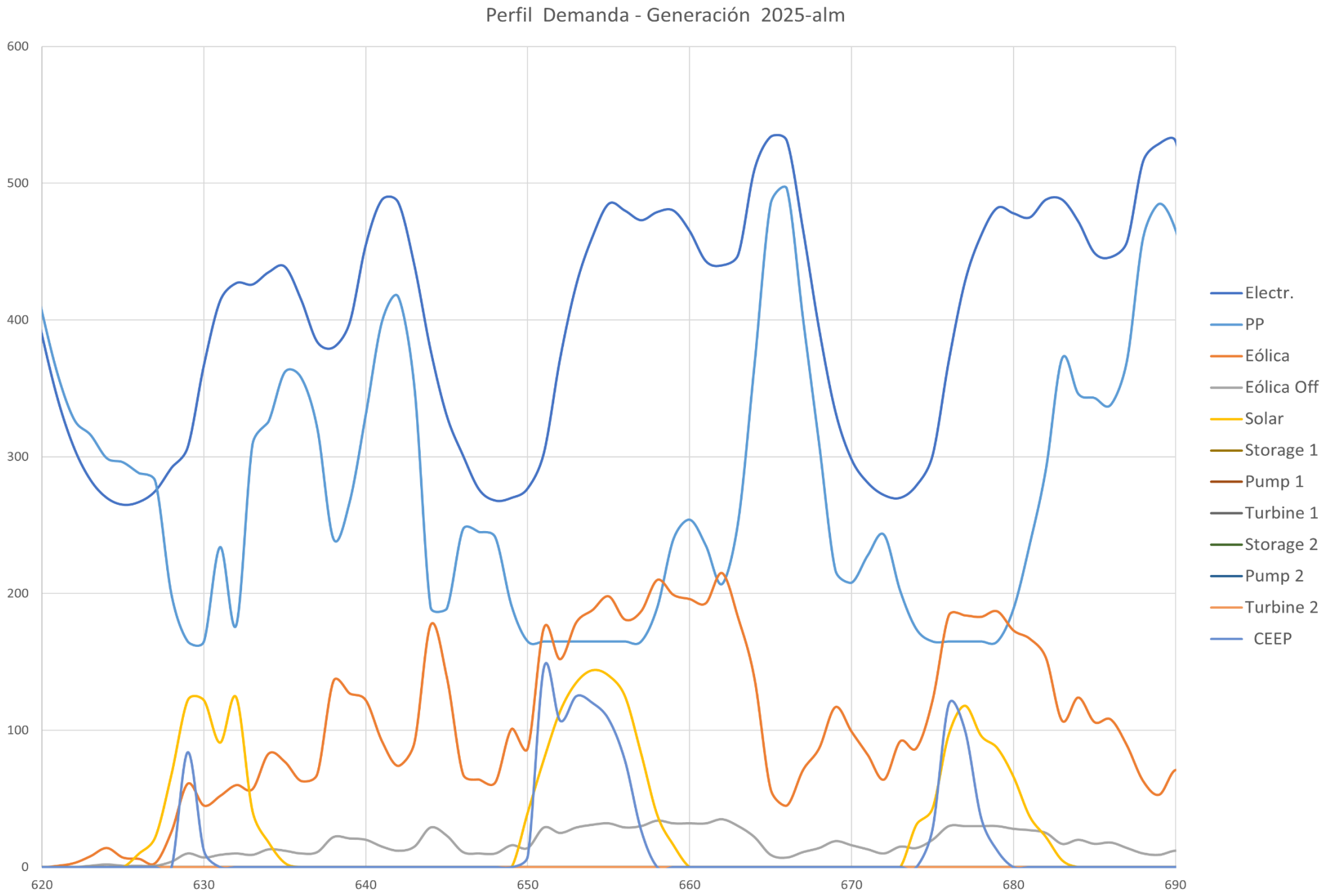
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-33
Bottleneck =	33
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,5 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025-alm
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025+2alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	105	0	0,80	
Discharge 1:	105		0,90	
Charge 2:	9	0	0,80	
Discharge 2:	9		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Payment Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	6	5	108	0	0	0	0	324	100	0	1	1	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	7	5	130	0	0	0	0	307	100	0	6	6	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	11	9	175	0	0	0	0	278	100	0	25	25	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	8	6	127	0	0	0	0	303	100	0	14	14	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	12	9	168	0	0	0	0	273	100	0	21	21	0	0	3
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	8	6	149	0	0	0	0	300	100	0	17	17	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	17	12	235	0	0	0	0	246	100	0	35	35	0	0	3
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	17	12	266	0	0	0	0	224	100	0	38	38	0	0	3
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	12	9	177	0	0	0	0	288	100	0	16	16	0	0	1
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	9	7	170	0	0	0	0	293	100	0	19	19	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	10	7	202	0	0	0	0	266	100	0	31	31	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	7	5	140	0	0	0	0	310	100	0	16	16	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	10	8	171	0	0	0	0	284	100	0	20	20	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	114	114	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	114	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,09	0,07	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50		0,00	0,18	0,18	0,00	0	22

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,55	-0,45	183,10	48,90	48,78
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,40	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,05	-0,45	184,60	48,90	48,78

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

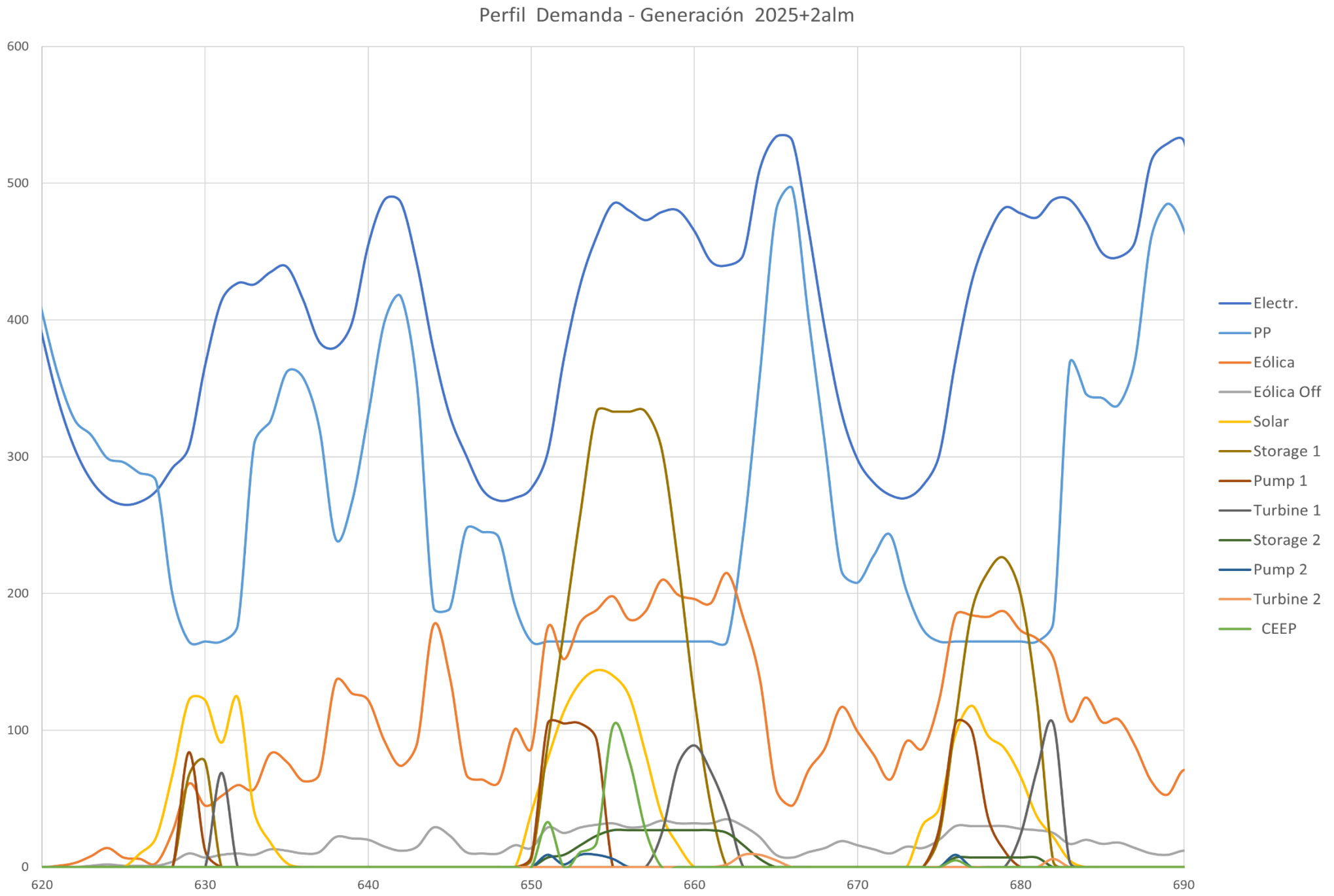
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-22
Bottleneck =	22
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 38,7 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025+2alm
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025+3alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level:

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	158	0	0,80	
Discharge 1:	158		0,90	
Charge 2:	13	0	0,80	
Discharge 2:	13		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	7	5	108	0	0	0	0	324	100	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	8	5	130	0	0	0	0	307	100	0	4	4	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	16	12	175	0	0	0	0	274	100	0	20	20	0	0	1
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	11	8	127	0	0	0	0	301	100	0	11	11	0	0	1
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	17	12	168	0	0	0	0	270	100	0	17	17	0	0	2
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	10	7	149	0	0	0	0	299	100	0	16	16	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	24	17	235	0	0	0	0	241	100	0	29	29	0	0	2
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	23	17	266	0	0	0	0	220	100	0	31	31	0	0	3
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	17	13	177	0	0	0	0	285	100	0	11	11	0	0	1
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	12	9	170	0	0	0	0	291	100	0	16	16	0	0	1
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	13	9	202	0	0	0	0	263	100	0	28	28	0	0	2
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	10	7	140	0	0	0	0	308	100	0	14	14	0	0	1
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	14	10	171	0	0	0	0	282	100	0	16	16	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	170	170	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	110	123
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,12	0,09	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,47		0,00	0,14	0,14	0,00	0	18

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,49	-0,37	183,12	48,88	48,78
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,34	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	184,99	-0,37	184,62	48,88	48,78

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

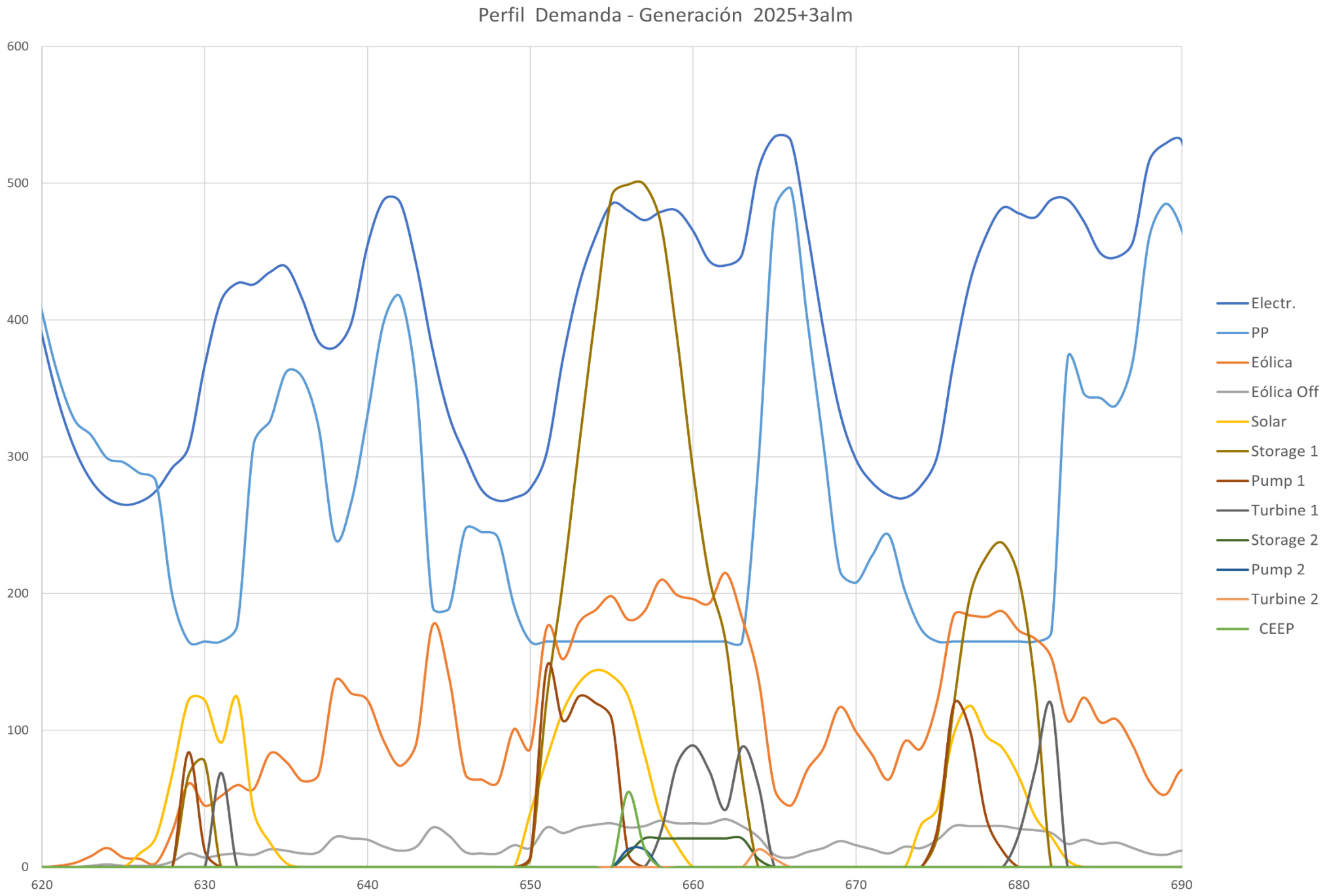
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-18
Bottleneck =	18
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 38,4 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025+3alm
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025+4alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level:

Elec. Storage	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies Elec.	Ther.
Charge 1:	210	1	0,80	
Discharge 1:	210		0,90	
Charge 2:	17	0	0,80	
Discharge 2:	17		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	8	6	108	0	0	0	0	323	100	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	9	6	130	0	0	0	0	306	100	0	3	3	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	19	14	175	0	0	0	0	272	100	0	17	17	0	0	1
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	13	10	127	0	0	0	0	299	100	0	9	9	0	0	1
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	21	15	168	0	0	0	0	267	100	0	13	13	0	0	2
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	11	7	149	0	0	0	0	298	100	0	14	14	0	0	1
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	29	21	235	0	0	0	0	237	100	0	23	23	0	0	2
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	29	21	266	0	0	0	0	215	100	0	25	25	0	0	2
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	22	16	177	0	0	0	0	281	100	0	6	6	0	0	1
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	14	10	170	0	0	0	0	289	100	0	14	14	0	0	1
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	15	11	202	0	0	0	0	262	100	0	26	26	0	0	2
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	11	8	140	0	0	0	0	307	100	0	12	12	0	0	1
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	17	12	171	0	0	0	0	280	100	0	14	14	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	227	227	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	112	123
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,15	0,11	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,46		0,00	0,12	0,12	0,00	0	15

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,45	-0,31	183,14	48,87	48,79
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,30	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	184,95	-0,31	184,64	48,87	48,79

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

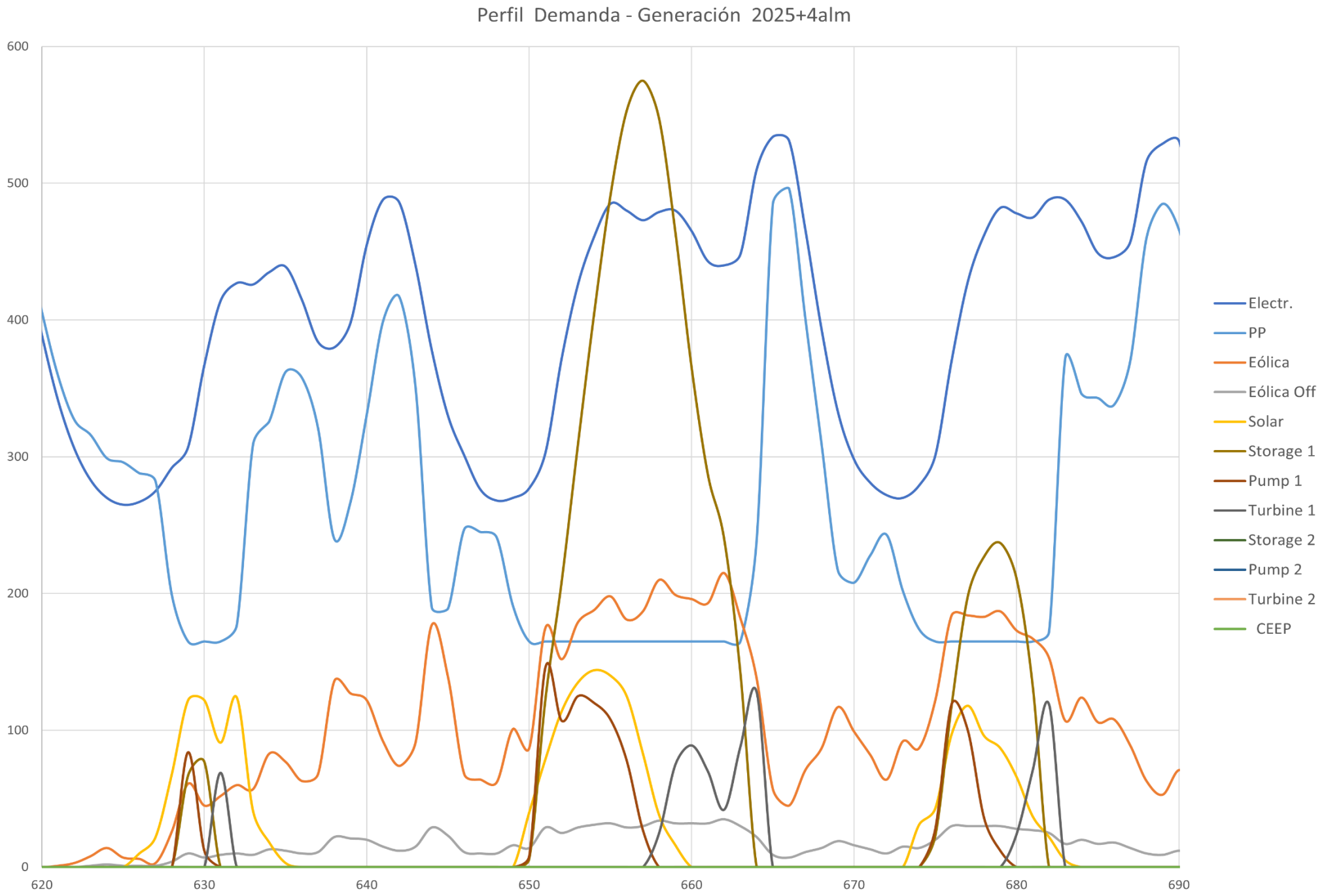
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-15
Bottleneck =	15
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 38,1 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025+4alm
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025_15min.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	665	0	0,80	
Discharge 1:	665		0,90	
Charge 2:	54	0	0,80	
Discharge 2:	54		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	4	3	108	0	0	0	0	326	100	0	3	3	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	4	3	130	0	0	0	0	309	100	0	8	8	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	6	5	175	0	0	0	0	281	100	0	30	30	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	5	4	127	0	0	0	0	305	100	0	17	17	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	7	5	168	0	0	0	0	277	100	0	27	27	0	0	4
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	5	4	149	0	0	0	0	302	100	0	20	20	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	9	6	235	0	0	0	0	252	100	0	44	44	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	9	6	266	0	0	0	0	230	100	0	46	46	0	0	4
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	292	100	0	22	22	0	0	2
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	6	4	170	0	0	0	0	295	100	0	23	23	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	6	4	202	0	0	0	0	268	100	0	35	35	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	4	3	140	0	0	0	0	312	100	0	19	19	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	6	4	171	0	0	0	0	287	100	0	25	25	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	213	162	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	118	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,05	0,04	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52		0,00	0,22	0,22	0,00	0	27

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,62	-0,55	183,07	48,92	48,77
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,12	-0,55	184,57	48,92	48,77

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

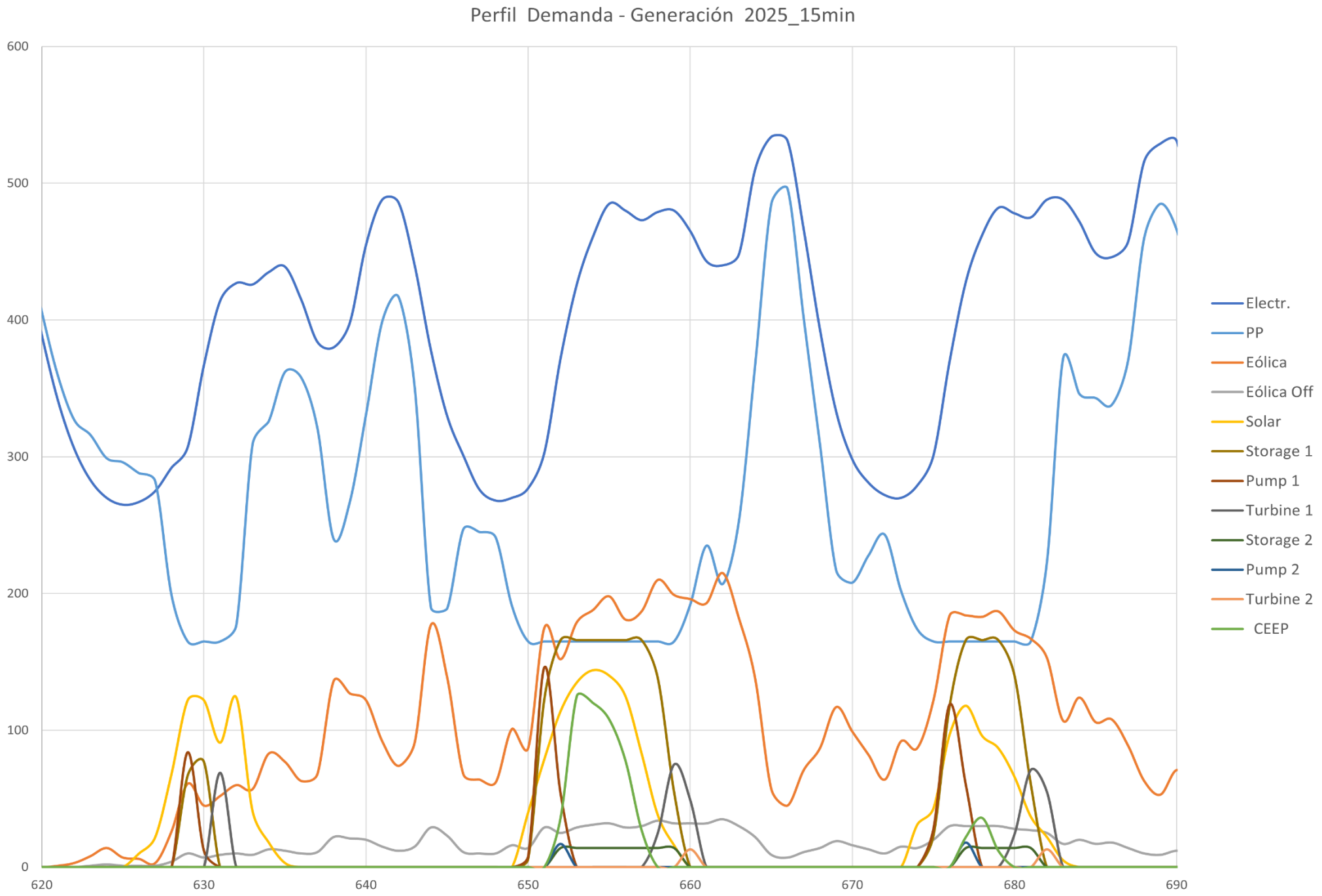
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-27
Bottleneck =	27
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,0 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025_15min
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025_30min.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	333	0	0,80	
Discharge 1:	333		0,90	
Charge 2:	27	0	0,80	
Discharge 2:	27		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Payment Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	4	3	108	0	0	0	0	326	100	0	3	3	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	4	3	130	0	0	0	0	309	100	0	8	8	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	6	5	175	0	0	0	0	281	100	0	30	30	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	5	4	127	0	0	0	0	305	100	0	17	17	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	7	5	168	0	0	0	0	277	100	0	27	27	0	0	4
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	5	4	149	0	0	0	0	302	100	0	20	20	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	9	6	235	0	0	0	0	252	100	0	44	44	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	9	6	266	0	0	0	0	230	100	0	46	46	0	0	4
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	292	100	0	22	22	0	0	2
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	6	4	170	0	0	0	0	295	100	0	23	23	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	6	4	202	0	0	0	0	268	100	0	35	35	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	4	3	140	0	0	0	0	312	100	0	19	19	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	6	4	171	0	0	0	0	287	100	0	25	25	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	213	162	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	118	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,05	0,04	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52		0,00	0,22	0,22	0,00	0	27

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,62	-0,55	183,07	48,92	48,77
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,12	-0,55	184,57	48,92	48,77

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

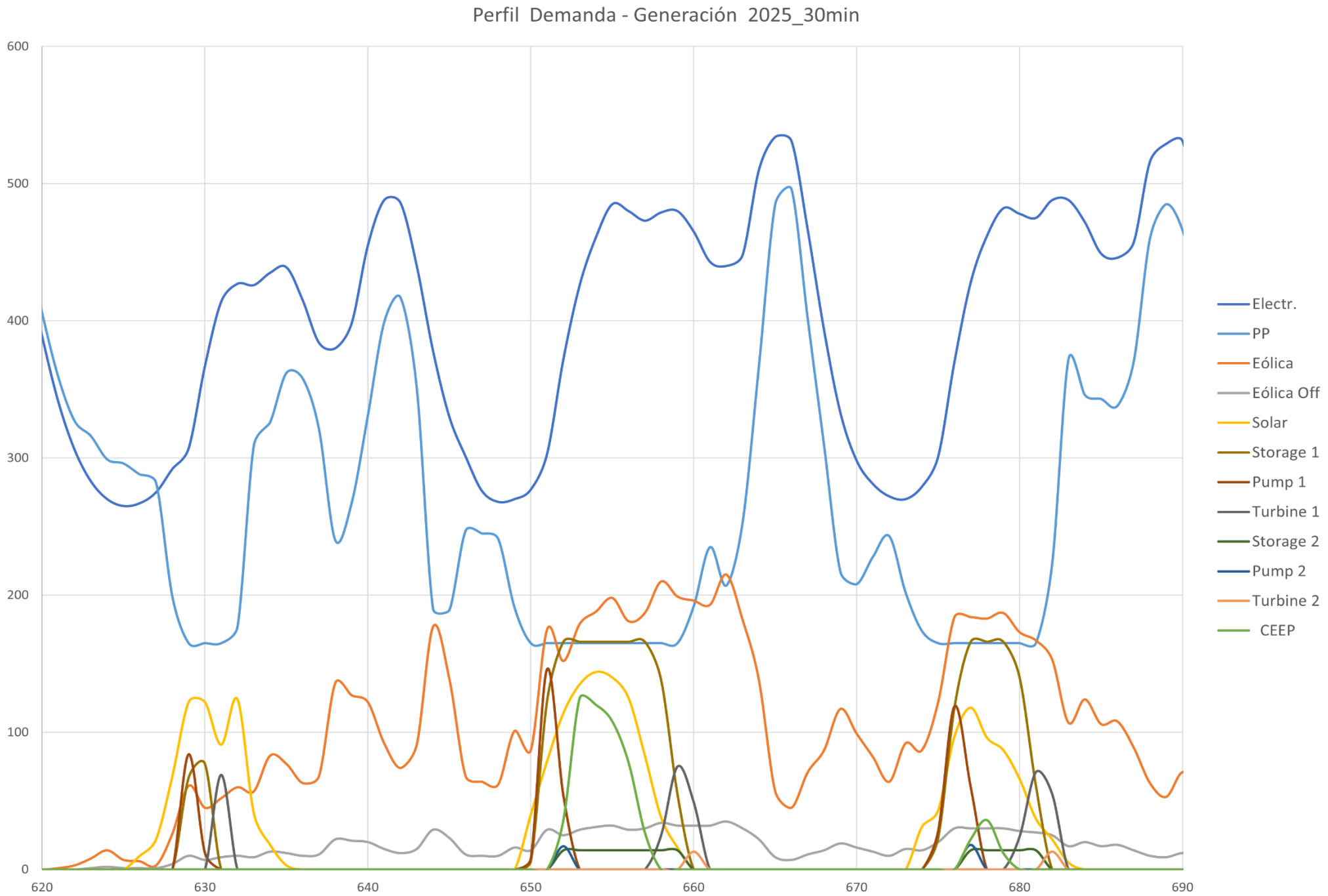
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-27
Bottleneck =	27
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,0 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025_30min
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025_1h.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	166	0	0,80	
Discharge 1:	166		0,90	
Charge 2:	14	0	0,80	
Discharge 2:	14		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	4	3	108	0	0	0	0	326	100	0	3	3	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	4	3	130	0	0	0	0	309	100	0	8	8	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	6	5	175	0	0	0	0	281	100	0	30	30	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	5	4	127	0	0	0	0	305	100	0	17	17	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	7	5	168	0	0	0	0	277	100	0	27	27	0	0	4
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	5	4	149	0	0	0	0	302	100	0	20	20	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	9	6	235	0	0	0	0	252	100	0	44	44	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	9	6	266	0	0	0	0	230	100	0	46	46	0	0	4
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	292	100	0	22	22	0	0	2
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	6	4	170	0	0	0	0	295	100	0	23	23	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	6	4	202	0	0	0	0	268	100	0	35	35	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	4	3	140	0	0	0	0	312	100	0	19	19	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	6	4	171	0	0	0	0	287	100	0	25	25	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	180	162	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	117	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,05	0,04	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52		0,00	0,22	0,22	0,00	0	27

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,62	-0,55	183,07	48,92	48,77
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,12	-0,55	184,57	48,92	48,77

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo \ MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year																													
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

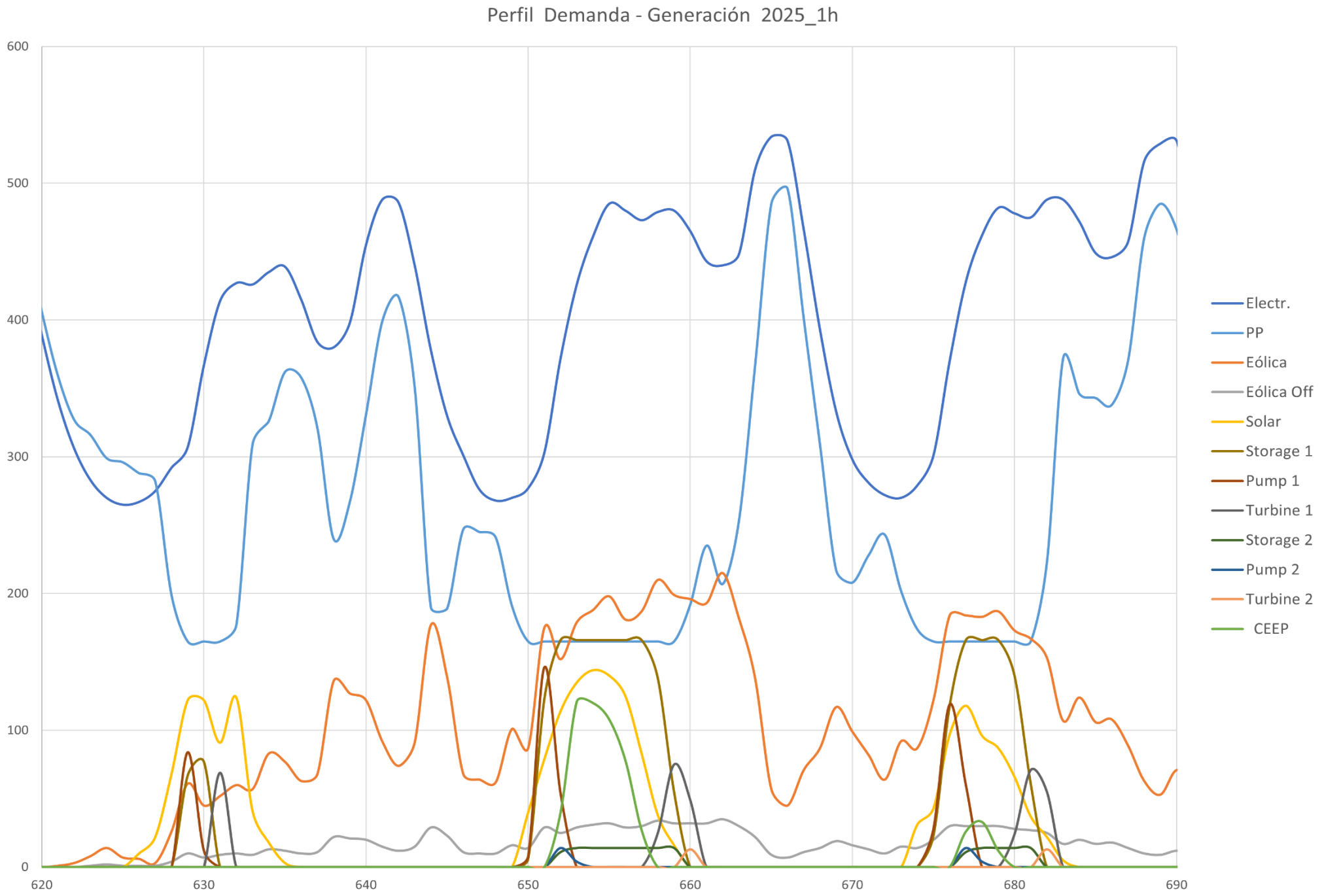
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-27
Bottleneck =	27
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,0 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025_1h
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025_2h.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	83	0	0,80	
Discharge 1:	83		0,90	
Charge 2:	7	0	0,80	
Discharge 2:	7		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	4	3	108	0	0	0	0	326	100	0	3	3	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	4	3	130	0	0	0	0	309	100	0	8	8	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	6	5	175	0	0	0	0	282	100	0	30	30	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	5	4	127	0	0	0	0	305	100	0	17	17	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	7	5	168	0	0	0	0	277	100	0	27	27	0	0	4
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	5	4	149	0	0	0	0	302	100	0	20	20	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	9	6	235	0	0	0	0	252	100	0	44	44	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	9	6	266	0	0	0	0	230	100	0	46	46	0	0	4
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	292	100	0	22	22	0	0	2
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	6	4	170	0	0	0	0	295	100	0	23	23	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	6	4	202	0	0	0	0	268	100	0	35	35	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	4	3	140	0	0	0	0	312	100	0	19	19	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	6	4	171	0	0	0	0	287	100	0	25	25	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	90	90	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	114	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,05	0,04	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52		0,00	0,22	0,22	0,00	0	27

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,62	-0,55	183,07	48,92	48,77
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,47	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,12	-0,55	184,57	48,92	48,77

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo \ MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

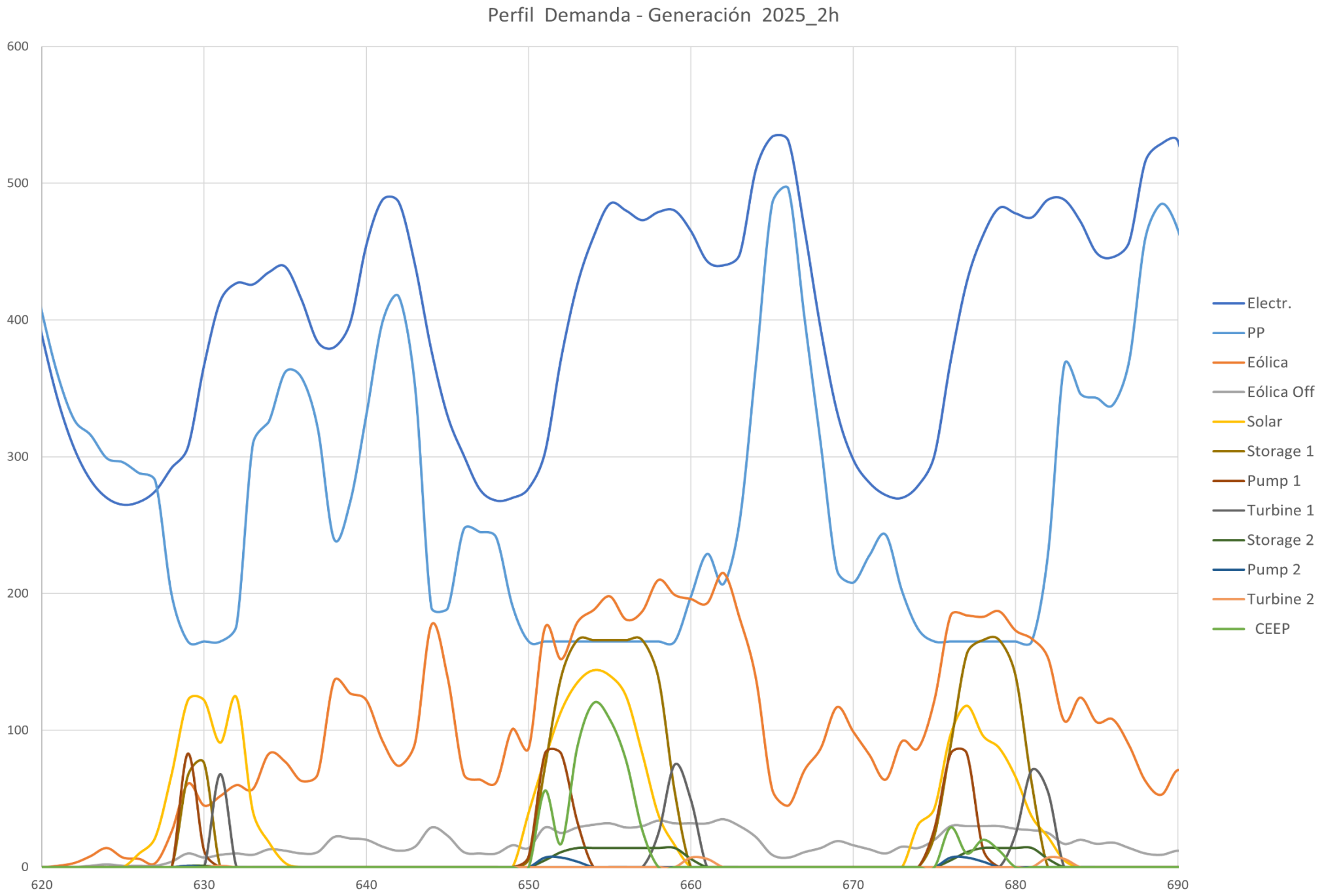
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-27
Bottleneck =	27
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,0 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025_2h
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Input 2025_4h.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23
Electric cooling	0,00	Total	3,80

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	307	MW	0,84	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	50	MW	0,14	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	168	MW	0,33	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	4	MW	0,2	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	751		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	42	0	0,80	
Discharge 1:	42		0,90	
Charge 2:	3	0	0,80	
Discharge 2:	3		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	177,15	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	4	3	108	0	0	0	0	326	100	0	4	4	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	4	3	130	0	0	0	0	309	100	0	9	9	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399	26	0	0	0	6	5	175	0	0	0	0	282	100	0	30	30	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	26	0	0	0	5	3	127	0	0	0	0	306	100	0	17	17	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	26	0	0	0	7	5	168	0	0	0	0	277	100	0	27	27	0	0	4
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	26	0	0	0	5	3	149	0	0	0	0	302	100	0	20	20	0	0	2
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	8	6	235	0	0	0	0	252	100	0	44	44	0	0	4
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421	26	0	0	0	9	6	266	0	0	0	0	230	100	0	46	46	0	0	4
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	292	100	0	22	22	0	0	2
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	26	0	0	0	5	4	170	0	0	0	0	295	100	0	23	23	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	26	0	0	0	5	4	202	0	0	0	0	269	100	0	35	35	0	0	3
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	4	3	140	0	0	0	0	312	100	0	20	20	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	26	0	0	0	6	4	171	0	0	0	0	288	100	0	25	25	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	566	46	0	0	0	45	45	587	0	0	0	0	586	100	0	399	399	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	111	124
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,23	0,00	0,00	0,00	0,05	0,04	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,53		0,00	0,22	0,22	0,00	0	27

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,15	-	-	183,63	-0,56	183,07	48,92	48,77
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	-	-	-	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,48	-	-	-	-	-	-	0,84	0,52	0,14	-	-	177,15	-	-	185,13	-0,56	184,57	48,92	48,77

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	28	17	108
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	10	37	22	130
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	40	24	175
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	9	40	24	127
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	13	46	28	168
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	13	36	22	149
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	22	47	28	235
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	28	43	26	266
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	38	23	177
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	16	33	20	170
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	22	29	17	202
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	13	28	17	140
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	37	22	171
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	307	50	168	101	587
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-2	-1
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,84	0,14	0,33	0,20	1,50

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

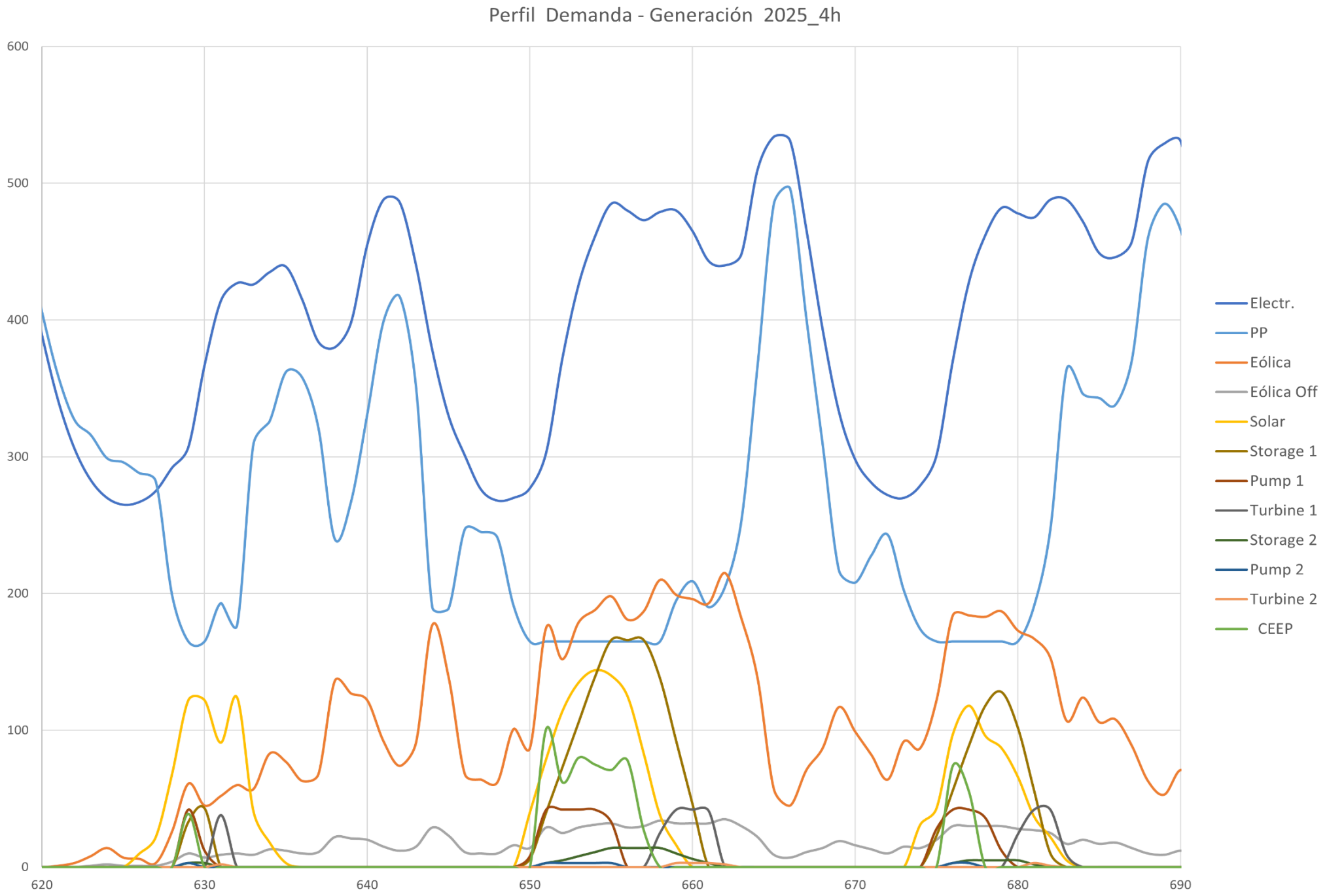
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-27
Bottleneck =	27
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 0,8 Percent of Primary Energy 39,1 Percent of Electricity 1,5 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2025_4h
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP

Anexo III:

Tablas de resultados y gráficas del año 2030

Input 2030.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,61	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72
Electric cooling	0,00	Total	4,33

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	568	MW	1,56	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	130	MW	0,36	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	343	MW	0,67	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	11	MW	0,47	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	677		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	0,00	0,00	
Gr.3:	0,00	0,00	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1		
CEEP regulation	000000000		
Minimum Stabilisation share	0,00		
Stabilisation share of CHP	0,00		
Minimum CHP gr 3 load	0	MW	
Minimum PP	165	MW	
Heat Pump maximum share	1,00		
Maximum import/export	0	MW	

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	129	0	0,80	
Discharge 1:	129		0,90	
Charge 2:	9	0	0,80	
Discharge 2:	9		0,90	
Electrolysers:	155	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	151,87	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem (7) Electrolyser increased

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp EUR
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	409	82	0	87	0	16	12	221	0	0	0	0	383	100	3	24	24	0	1	2
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	15	11	267	0	0	0	0	343	100	1	38	38	0	0	2
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	403	82	0	73	0	15	11	356	0	0	0	0	314	100	4	112	112	0	0	8
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	392	82	0	84	0	18	13	262	0	0	0	0	365	100	5	71	71	0	0	7
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	394	82	0	74	0	20	14	344	0	0	0	0	316	100	3	108	108	0	0	14
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	14	9	304	0	0	0	0	348	100	5	84	84	0	0	8
July	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	419	82	0	64	0	18	13	476	0	0	0	0	270	100	2	179	179	0	0	13
August	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	426	82	0	54	0	16	12	535	0	0	0	0	224	100	1	193	193	0	0	17
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	424	82	0	74	0	20	15	359	0	0	0	0	319	100	3	95	95	0	0	9
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	419	82	0	77	0	16	12	344	0	0	0	0	334	100	5	100	100	0	0	9
November	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	412	82	0	67	0	14	10	406	0	0	0	0	289	100	4	133	133	0	0	11
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	82	0	13	9	284	0	0	0	0	361	100	7	73	73	0	1	7
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	74	0	16	12	347	0	0	0	0	322	100	4	101	101	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	572	143	0	155	0	138	138	1201	0	0	0	0	677	100	159	950	950	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	2	45	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	109	121
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	3,61	0,72	0,00	0,65	0,00	0,14	0,10	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	2,83		0,03	0,89	0,89	0,00	3	108

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,87	-	-	-	158,64	-2,20	156,44	42,26	41,68
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	-	-	-	3,05	0,00	3,05	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	7,25	-	-	-	-0,48	-	-	1,56	1,13	0,36	-	151,87	-	-	-	161,69	-2,20	159,49	42,26	41,68

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	58	41	221
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	112	26	76	53	267
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	81	57	356
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	82	58	262
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	150	34	94	66	344
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	145	33	74	52	304
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	255	58	95	67	476
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	313	72	88	62	535
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	185	42	77	54	359
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	186	42	68	48	344
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	248	57	60	42	406
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	153	35	56	40	284
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	76	53	347
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	568	130	343	242	1201
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	0	-7	-5	-3
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	1,56	0,36	0,67	0,47	3,05

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

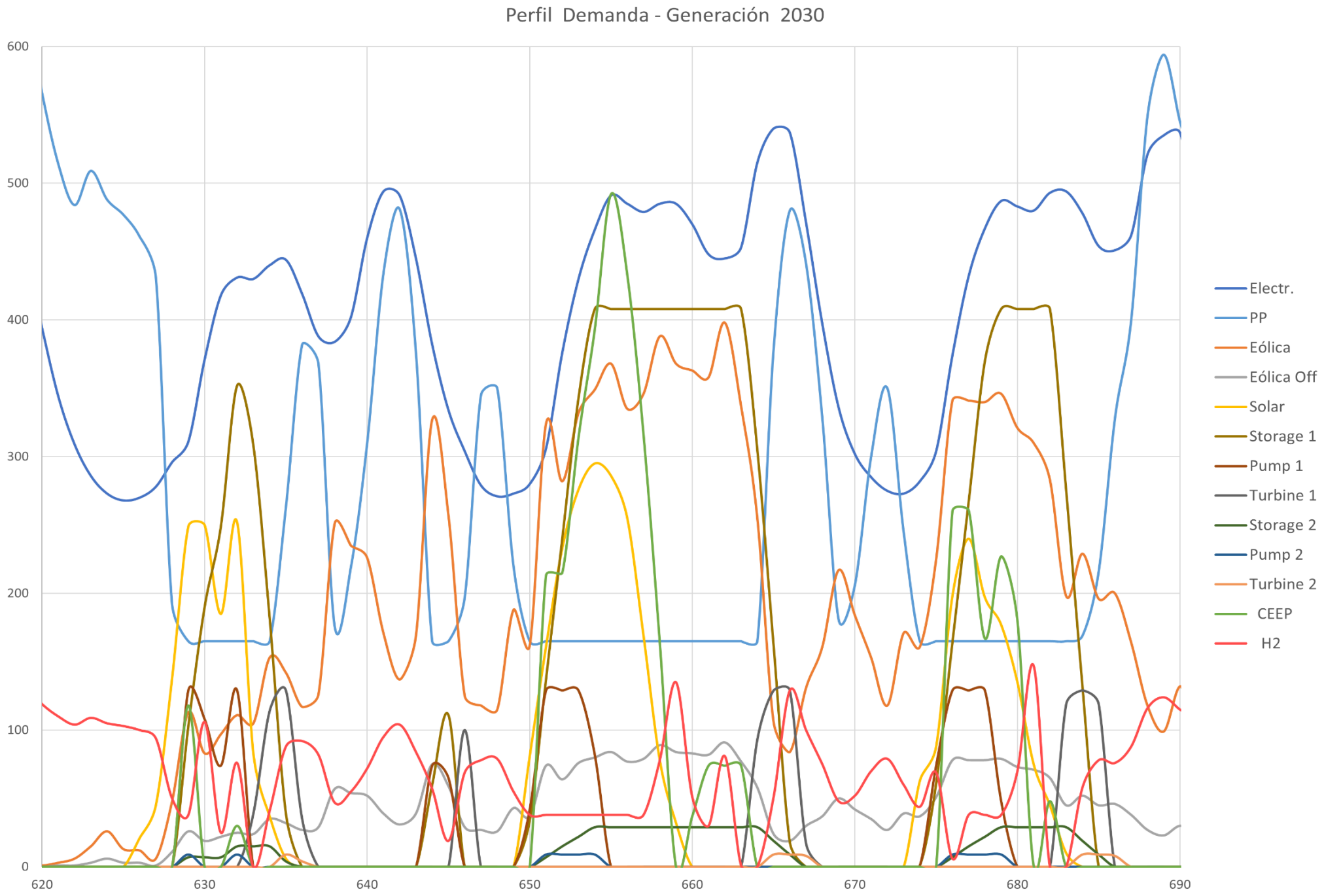
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	3
Import =	3
Export =	-108
Bottleneck =	108
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	3
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	3

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 1,9 Percent of Primary Energy 59,6 Percent of Electricity 3,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2030
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2030-H2.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,61	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72
Electric cooling	0,00	Total	4,33

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	568	MW	1,56	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	130	MW	0,36	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	343	MW	0,67	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	11	MW	0,47	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	677		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	129	0	0,80	
Discharge 1:	129		0,90	
Charge 2:	9	0	0,80	
Discharge 2:	9		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	151,87	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	409	82	0	0	0	19	14	221	0	0	0	0	311	100	0	36	36	0	0	3
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	82	0	0	0	19	13	267	0	0	0	0	281	100	0	52	52	0	0	3
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	82	0	0	0	15	11	356	0	0	0	0	267	100	0	134	134	0	0	10
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	82	0	0	0	20	14	262	0	0	0	0	303	100	0	86	86	0	0	9
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	394	82	0	0	0	20	14	344	0	0	0	0	268	100	0	130	130	0	0	17
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	82	0	0	0	14	10	304	0	0	0	0	291	100	0	101	101	0	0	9
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	82	0	0	0	17	13	476	0	0	0	0	235	100	0	206	206	0	0	15
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	426	82	0	0	0	15	11	535	0	0	0	0	202	100	0	224	224	0	0	19
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	424	82	0	0	0	22	16	359	0	0	0	0	265	100	0	112	112	0	0	10
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419	82	0	0	0	17	12	344	0	0	0	0	282	100	0	120	120	0	0	11
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	412	82	0	0	0	15	11	406	0	0	0	0	250	100	0	158	158	0	0	13
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	410	82	0	0	0	15	11	284	0	0	0	0	303	100	0	90	90	0	0	8
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	410	82	0	0	0	17	13	347	0	0	0	0	271	100	0	121	121	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	572	143	0	0	0	138	138	1201	0	0	0	0	677	100	4	950	950	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	45	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	127	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,61	0,72	0,00	0,00	0,00	0,15	0,11	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	2,38		0,00	1,06	1,06	0,00	0	128

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,87	-	-	157,98	-2,73	155,25	42,09	41,36
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	-	-	-	3,05	0,00	3,05	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,11	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	151,87	-	-	161,03	-2,73	158,30	42,09	41,36

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo \ MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	23	58	41	221
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112	26	76	53	267
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	177	41	81	57	356
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	23	82	58	262
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	34	94	66	344
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	145	33	74	52	304
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	255	58	95	67	476
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	313	72	88	62	535
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	185	42	77	54	359
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	186	42	68	48	344
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	248	57	60	42	406
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153	35	56	40	284
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	177	41	76	53	347
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	568	130	343	242	1201
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-7	-5	-3
Total for the whole year																													
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1,56	0,36	0,67	0,47	3,05

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

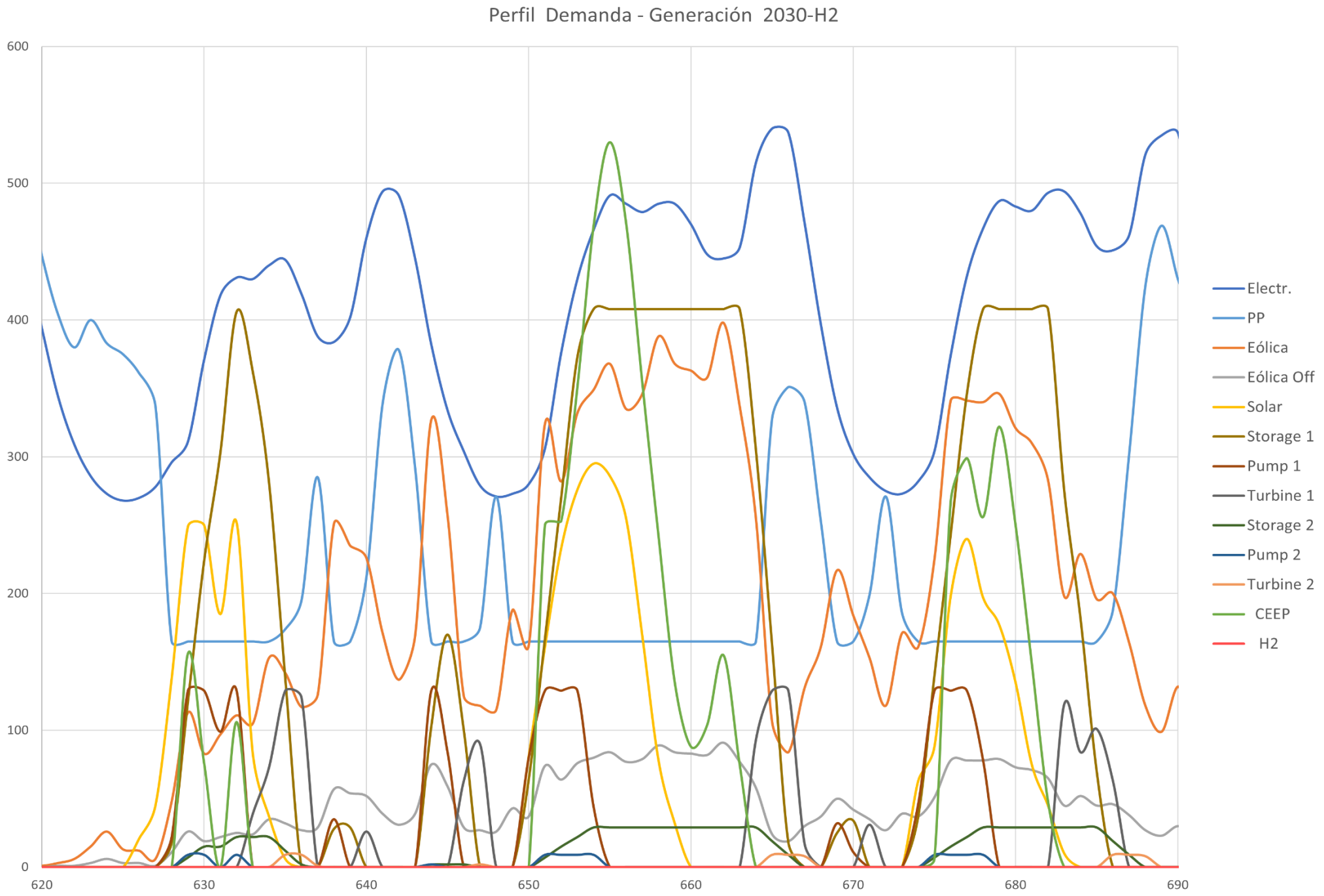
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-128
Bottleneck =	128
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	0
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	0

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 1,9 Percent of Primary Energy 68,2 Percent of Electricity 3,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2030-H2
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2030-alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,61	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72
Electric cooling	0,00	Total	4,33

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	568	MW	1,56	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	130	MW	0,36	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	343	MW	0,67	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	11	MW	0,47	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	677		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1		
CEEP regulation	000000000		
Minimum Stabilisation share	0,00		
Stabilisation share of CHP	0,00		
Minimum CHP gr 3 load	0	MW	
Minimum PP	165	MW	
Heat Pump maximum share	1,00		
Maximum import/export	0	MW	

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt		
Addition factor	0,00	EUR/MWh	
Multiplication factor	1,00		
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW	
Average Market Price	113	EUR/MWh	
Gas Storage	0	GWh	
Syngas capacity	0	MW	
Biogas max to grid	0	MW	

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	0	0	0,00	
Discharge 1:	0		0,00	
Charge 2:	0	0	0,00	
Discharge 2:	0		0,00	
Electrolysers:	155	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	151,87	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem (7) Electrolyser increased

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Balance	Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp Exp
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	409	82	0	87	0	0	0	221	0	0	0	0	395	100	3	40	40	0	1 3
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	0	0	267	0	0	0	0	354	100	1	53	53	0	0 3
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	403	82	0	73	0	0	0	356	0	0	0	0	325	100	4	127	127	0	0 10
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	392	82	0	84	0	0	0	262	0	0	0	0	377	100	6	88	88	0	0 9
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	394	82	0	74	0	0	0	344	0	0	0	0	330	100	3	128	128	0	0 17
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	0	0	304	0	0	0	0	357	100	5	98	98	0	0 9
July	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	419	82	0	64	0	0	0	476	0	0	0	0	284	100	2	197	197	0	0 15
August	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	426	82	0	54	0	0	0	535	0	0	0	0	236	100	1	209	209	0	0 18
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	424	82	0	74	0	0	0	359	0	0	0	0	333	100	3	115	115	0	0 11
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	419	82	0	77	0	0	0	344	0	0	0	0	345	100	5	116	116	0	0 10
November	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	412	82	0	67	0	0	0	406	0	0	0	0	299	100	4	147	147	0	0 12
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	82	0	0	0	284	0	0	0	0	370	100	7	86	86	0	1 8
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	74	0	0	0	347	0	0	0	0	334	100	4	117	117	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	572	143	0	155	0	0	0	1201	0	0	0	0	677	100	159	950	950	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	2	45	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	109 122
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	3,61	0,72	0,00	0,65	0,00	0,00	0,00	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	2,93		0,03	1,03	1,03	0,00	3 126

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	7,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,87	-	-	-	158,91	-2,57	156,34	42,33	41,65
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	-	-	-	3,05	0,00	3,05	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	7,51	-	-	-	-0,48	-	-	1,56	1,13	0,36	-	151,87	-	-	-	161,96	-2,57	159,39	42,33	41,65

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	58	41	221
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	112	26	76	53	267
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	81	57	356
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	82	58	262
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	150	34	94	66	344
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	145	33	74	52	304
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	255	58	95	67	476
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	313	72	88	62	535
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	185	42	77	54	359
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	186	42	68	48	344
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	248	57	60	42	406
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	153	35	56	40	284
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	76	53	347
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	568	130	343	242	1201
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	0	-7	-5	-3
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	1,56	0,36	0,67	0,47	3,05

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

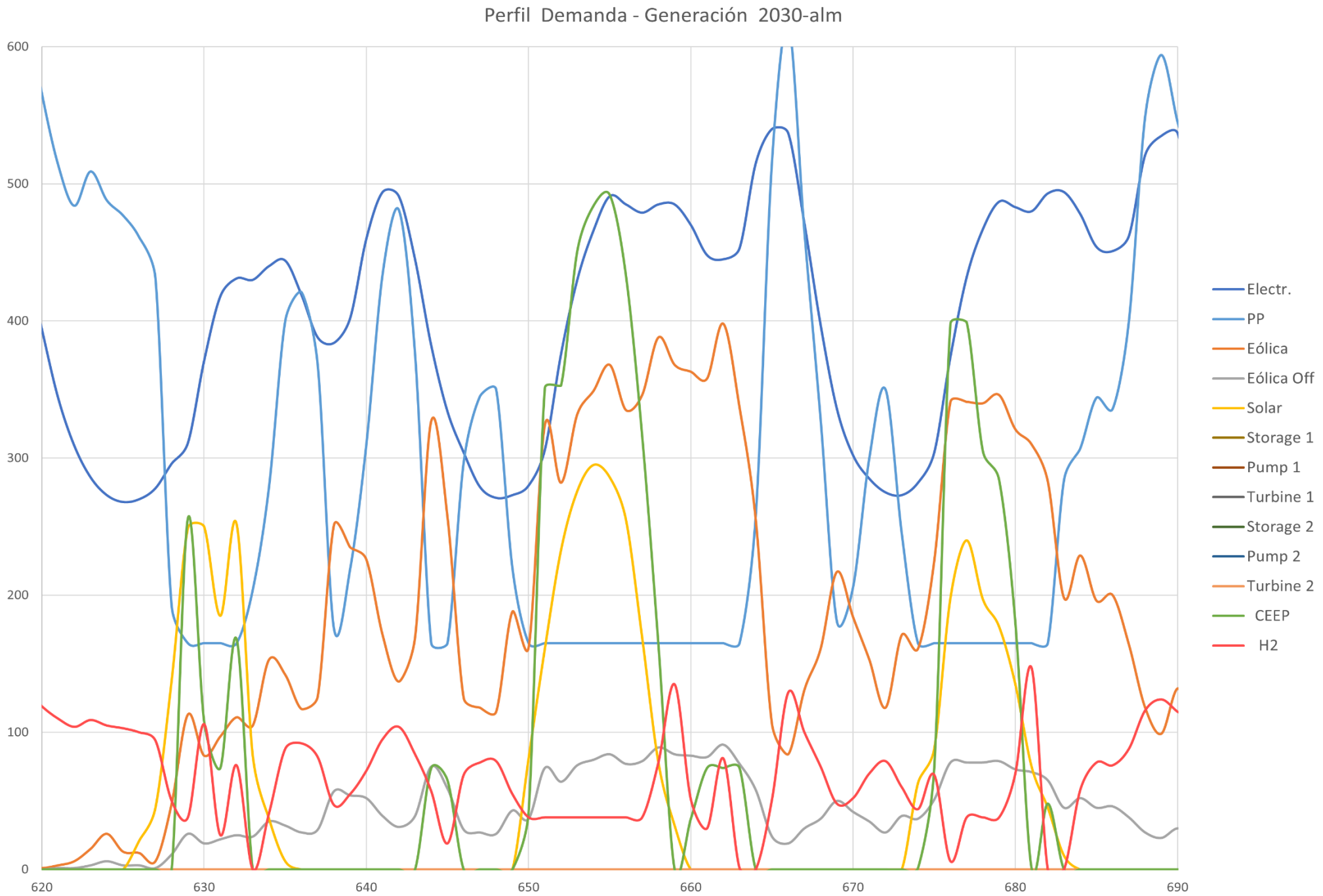
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	3
Import =	3
Export =	-126
Bottleneck =	126
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	3
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	3

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 1,9 Percent of Primary Energy 61,2 Percent of Electricity 3,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2030-alm
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2030+2alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,61	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72
Electric cooling	0,00	Total	4,33

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	568	MW	1,56	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	130	MW	0,36	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	343	MW	0,67	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	11	MW	0,47	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	677		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

Elec. Storage	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies Elec.	Ther.
Charge 1:	258	1	0,80	
Discharge 1:	258		0,90	
Charge 2:	18	0	0,80	
Discharge 2:	18		0,90	
Electrolysers:	155	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	151,87	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem (7) Electrolyser increased

	District Heating										Electricity															Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance				Payment
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	409	82	0	87	0	24	17	221	0	0	0	0	377	100	3	16	16	0	1	1
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	24	16	267	0	0	0	0	337	100	1	29	29	0	0	2
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	403	82	0	73	0	23	18	356	0	0	0	0	307	100	4	104	104	0	0	8
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	392	82	0	84	0	31	22	262	0	0	0	0	355	100	5	57	57	0	0	6
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	394	82	0	74	0	34	25	344	0	0	0	0	306	100	3	93	93	0	0	12
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	23	16	304	0	0	0	0	342	100	5	74	74	0	0	7
July	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	419	82	0	64	0	34	25	476	0	0	0	0	258	100	2	163	163	0	0	12
August	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	426	82	0	54	0	29	21	535	0	0	0	0	215	100	1	180	180	0	0	16
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	424	82	0	74	0	36	26	359	0	0	0	0	308	100	3	80	80	0	0	7
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	419	82	0	77	0	29	21	344	0	0	0	0	325	100	5	87	87	0	0	8
November	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	412	82	0	67	0	21	16	406	0	0	0	0	283	100	4	125	125	0	0	10
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	82	0	18	13	284	0	0	0	0	357	100	7	68	68	0	1	6
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	74	0	27	20	347	0	0	0	0	314	100	3	90	90	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	572	143	0	155	0	276	276	1201	0	0	0	0	677	100	159	950	950	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	2	45	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	109	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	3,61	0,72	0,00	0,65	0,00	0,24	0,17	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76		0,03	0,79	0,79	0,00	3	95

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,87	-	-	-	158,47	-1,95	156,51	42,22	41,70
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	-	-	-	3,05	0,00	3,05	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	7,07	-	-	-	-0,48	-	-	1,56	1,13	0,36	-	151,87	-	-	-	161,51	-1,95	159,56	42,22	41,70

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	58	41	221
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	112	26	76	53	267
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	81	57	356
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	82	58	262
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	150	34	94	66	344
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	145	33	74	52	304
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	255	58	95	67	476
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	313	72	88	62	535
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	185	42	77	54	359
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	186	42	68	48	344
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	248	57	60	42	406
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	153	35	56	40	284
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	76	53	347
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	568	130	343	242	1201
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	0	-7	-5	-3
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	1,56	0,36	0,67	0,47	3,05

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

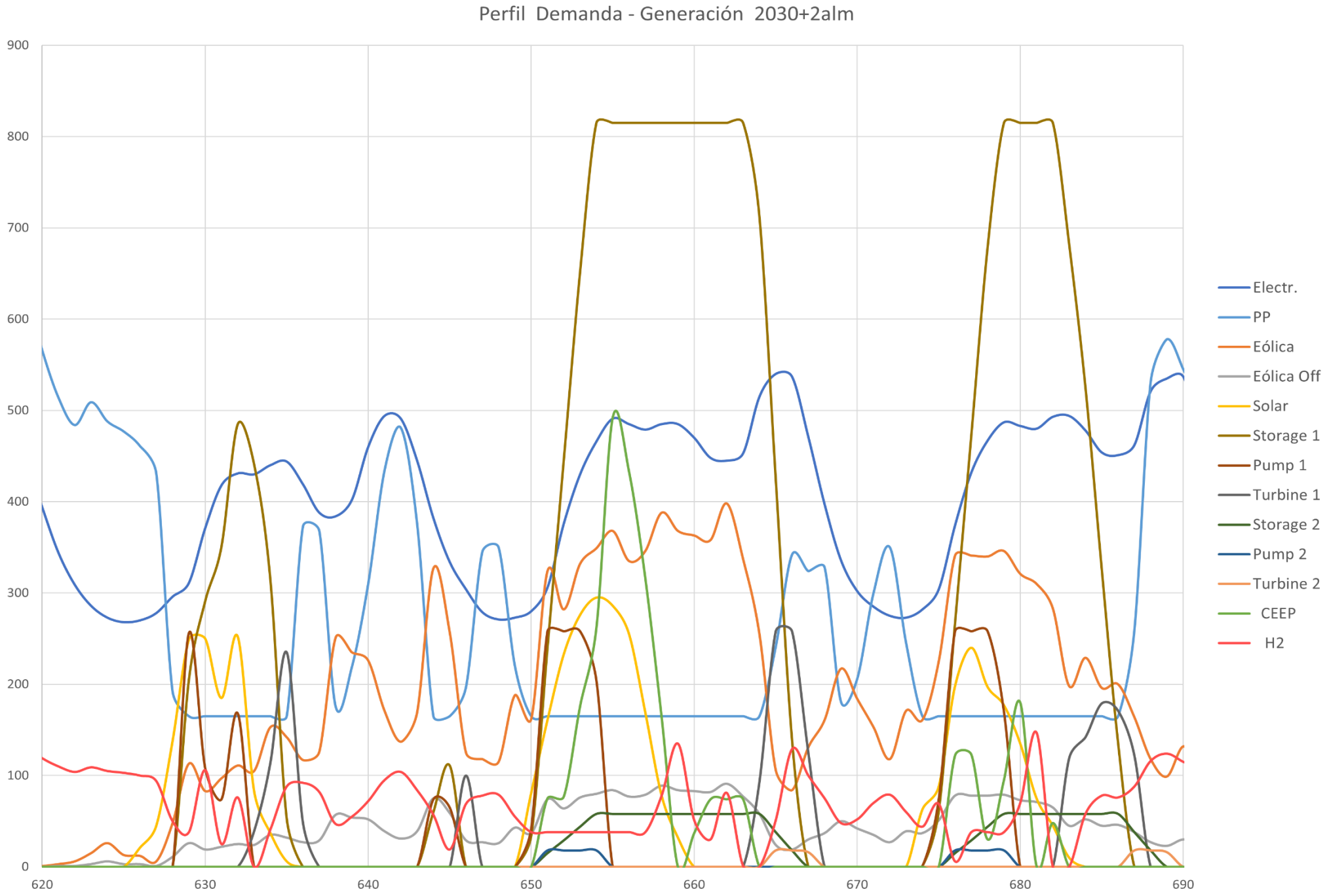
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	3
Import =	3
Export =	-95
Bottleneck =	95
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	3
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	3

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 1,9 Percent of Primary Energy 58,6 Percent of Electricity 3,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2030+2alm
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2030+3alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,61	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72
Electric cooling	0,00	Total	4,33

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	568	MW	1,56	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	130	MW	0,36	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	343	MW	0,67	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	11	MW	0,47	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	677		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

Elec. Storage	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies Elec.	Ther.
Charge 1:	386	1	0,80	
Discharge 1:	386		0,90	
Charge 2:	27	0	0,80	
Discharge 2:	27		0,90	
Electrolysers:	155	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	151,87	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem (7) Electrolyser increased

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	409	82	0	87	0	30	21	221	0	0	0	0	373	100	3	11	11	0	1	1
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	31	20	267	0	0	0	0	333	100	1	23	23	0	0	2
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	403	82	0	73	0	30	23	356	0	0	0	0	302	100	4	97	97	0	0	7
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	392	82	0	84	0	41	29	262	0	0	0	0	348	100	5	47	47	0	0	5
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	394	82	0	74	0	47	34	344	0	0	0	0	297	100	3	81	81	0	0	11
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	31	21	304	0	0	0	0	337	100	5	67	67	0	0	6
July	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	419	82	0	64	0	49	37	476	0	0	0	0	248	100	2	149	149	0	0	11
August	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	426	82	0	54	0	40	29	535	0	0	0	0	207	100	0	170	170	0	0	15
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	424	82	0	74	0	49	35	359	0	0	0	0	298	100	3	67	67	0	0	6
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	419	82	0	77	0	39	27	344	0	0	0	0	319	100	5	77	77	0	0	7
November	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	412	82	0	67	0	26	20	406	0	0	0	0	279	100	4	121	121	0	0	10
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	82	0	22	16	284	0	0	0	0	354	100	7	64	64	0	1	6
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	74	0	36	26	347	0	0	0	0	308	100	3	81	81	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	572	143	0	155	0	414	414	1201	0	0	0	0	677	100	159	950	950	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	2	45	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	110	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	3,61	0,72	0,00	0,65	0,00	0,32	0,23	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	2,70		0,03	0,71	0,71	0,00	3	86

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,87	-	-	-	158,33	-1,76	156,57	42,18	41,71
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	-	-	-	3,05	0,00	3,05	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,93	-	-	-	-0,48	-	-	1,56	1,13	0,36	-	151,87	-	-	-	161,37	-1,76	159,62	42,18	41,71

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	58	41	221
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	112	26	76	53	267
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	81	57	356
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	82	58	262
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	150	34	94	66	344
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	145	33	74	52	304
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	255	58	95	67	476
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	313	72	88	62	535
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	185	42	77	54	359
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	186	42	68	48	344
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	248	57	60	42	406
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	153	35	56	40	284
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	76	53	347
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	568	130	343	242	1201
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	0	-7	-5	-3
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	1,56	0,36	0,67	0,47	3,05

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

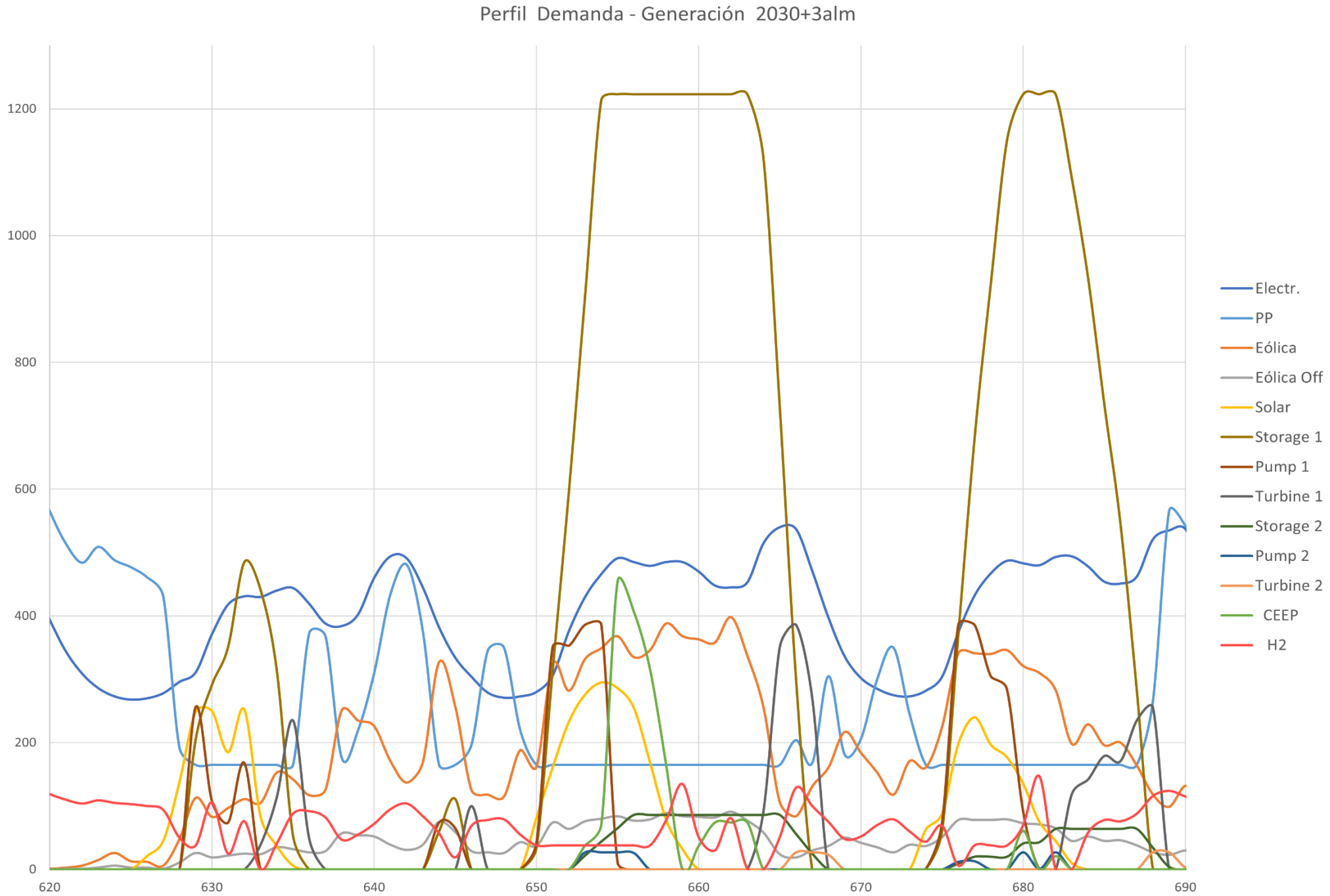
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	3
Import =	3
Export =	-86
Bottleneck =	86
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	3
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	3

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 1,9 Percent of Primary Energy 57,7 Percent of Electricity 3,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2030+3alm
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2030+4alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,61	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72
Electric cooling	0,00	Total	4,33

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	568	MW	1,56	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	130	MW	0,36	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	343	MW	0,67	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	11	MW	0,47	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	677		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1		
CEEP regulation	000000000		
Minimum Stabilisation share	0,00		
Stabilisation share of CHP	0,00		
Minimum CHP gr 3 load	0	MW	
Minimum PP	165	MW	
Heat Pump maximum share	1,00		
Maximum import/export	0	MW	

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	515	2	0,80	
Discharge 1:	515		0,90	
Charge 2:	36	0	0,80	
Discharge 2:	36		0,90	
Electrolysers:	155	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	151,87	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem (7) Electrolyser increased

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH		Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp	Exp
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	409	82	0	87	0	33	24	221	0	0	0	0	371	100	3	7	7	0	1	1
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	35	23	267	0	0	0	0	330	100	1	18	18	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	403	82	0	73	0	36	28	356	0	0	0	0	297	100	4	91	91	0	0	7
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	392	82	0	84	0	48	34	262	0	0	0	0	344	100	5	40	40	0	0	5
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	394	82	0	74	0	57	41	344	0	0	0	0	290	100	3	71	71	0	0	9
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	408	82	0	79	0	36	24	304	0	0	0	0	334	100	5	62	62	0	0	6
July	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	419	82	0	64	0	62	47	476	0	0	0	0	238	100	1	135	135	0	0	10
August	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	426	82	0	54	0	48	35	535	0	0	0	0	201	100	0	161	161	0	0	14
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	424	82	0	74	0	61	44	359	0	0	0	0	290	100	3	54	54	0	0	5
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	419	82	0	77	0	46	31	344	0	0	0	0	314	100	4	71	71	0	0	6
November	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	412	82	0	67	0	28	21	406	0	0	0	0	277	100	4	119	119	0	0	10
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	82	0	25	18	284	0	0	0	0	352	100	7	61	61	0	1	6
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	410	82	0	74	0	43	31	347	0	0	0	0	303	100	3	75	75	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	572	143	0	155	0	551	551	1201	0	0	0	0	677	100	159	950	950	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	2	45	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	111	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	3,61	0,72	0,00	0,65	0,00	0,38	0,27	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	2,66		0,03	0,66	0,66	0,00	3	78

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,87	-	-	-	158,22	-1,61	156,61	42,15	41,72
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	-	-	-	3,05	0,00	3,05	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	6,83	-	-	-	-0,48	-	-	1,56	1,13	0,36	-	-	151,87	-	-	161,27	-1,61	159,66	42,15	41,72

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	58	41	221
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	112	26	76	53	267
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	81	57	356
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	100	23	82	58	262
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	150	34	94	66	344
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	145	33	74	52	304
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	255	58	95	67	476
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	313	72	88	62	535
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	185	42	77	54	359
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	186	42	68	48	344
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	248	57	60	42	406
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	153	35	56	40	284
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	177	41	76	53	347
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	568	130	343	242	1201
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	0	-7	-5	-3
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	1,56	0,36	0,67	0,47	3,05

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

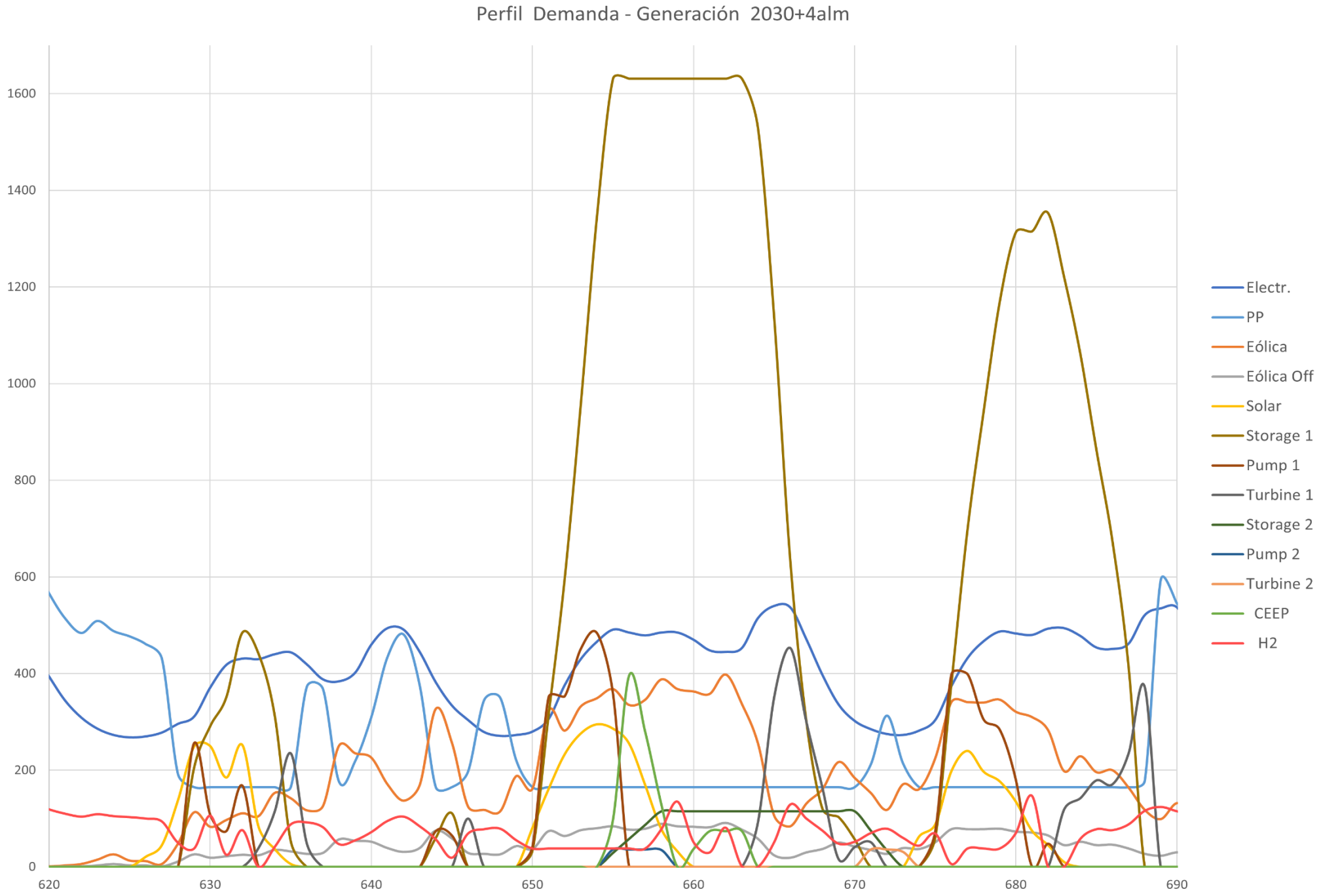
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	3
Import =	3
Export =	-78
Bottleneck =	78
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	3
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	3

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 1,9 Percent of Primary Energy 57,1 Percent of Electricity 3,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2030+4alm
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Anexo IV:

Tablas de resultados y gráficas del año 2035

Input 2035.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	257	1	0,80	
Discharge 1:	257		0,90	
Charge 2:	18	0	0,80	
Discharge 2:	18		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity															Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance				
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp Million EUR	Payment Exp Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	44	32	516	0	0	0	0	169	100	217	154	154	0	21	13
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	42	29	629	0	0	0	0	169	100	162	210	210	0	13	13
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	488	168	0	74	0	29	22	817	0	0	0	0	168	100	154	401	401	0	13	30
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	474	168	0	75	0	43	31	624	0	0	0	0	169	100	222	286	286	0	17	28
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	477	168	0	74	0	39	28	805	0	0	0	0	168	100	167	408	408	0	10	51
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	35	25	704	0	0	0	0	168	100	191	316	316	0	12	30
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	168	0	74	0	34	26	1080	0	0	0	0	167	100	105	595	595	0	4	43
August	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	515	168	0	74	0	26	19	1197	0	0	0	0	166	100	49	647	647	0	3	56
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	513	168	0	74	0	43	31	821	0	0	0	0	168	100	145	365	365	0	12	34
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	168	0	74	0	35	25	780	0	0	0	0	168	100	180	368	368	0	16	33
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	499	168	0	74	0	30	22	901	0	0	0	0	167	100	127	446	446	0	11	37
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	75	0	36	26	644	0	0	0	0	168	100	213	276	276	0	18	26
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	74	0	36	26	794	0	0	0	0	168	100	161	374	374	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-1	692	294	0	90	0	275	275	2795	0	0	0	0	172	100	840	2270	2270	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-3	1	93	0	24	0	0	0	-12	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	106	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	4,36	1,48	0,00	0,65	0,00	0,32	0,23	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47		1,41	3,28	3,28	0,00	150	392

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	117,46	-4,79	112,67	31,29	30,02
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,78	-	-	-	-0,48	-	-	3,11	3,00	0,87	-	114,16	-	-	-	124,44	-4,79	119,65	31,29	30,02

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-1	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-3	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

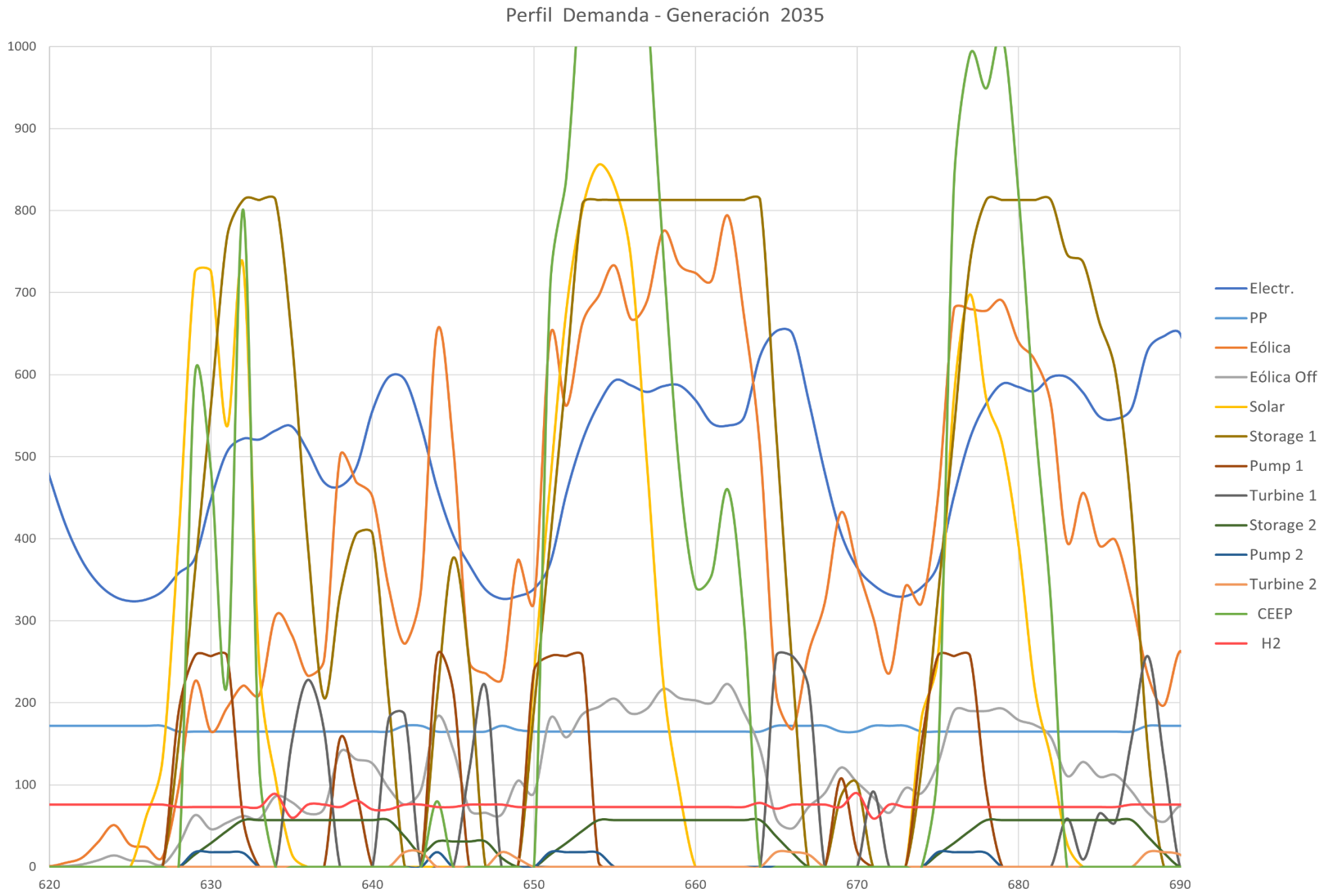
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	150
Import =	150
Export =	-392
Bottleneck =	392
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	150
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	150

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,6 Percent of Primary Energy 102,7 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2035-minPP.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	0	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	257	1	0,80	
Discharge 1:	257		0,90	
Charge 2:	18	0	0,80	
Discharge 2:	18		0,90	
Electrolysers:	153	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem (7) Electrolyser increased

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Balance	Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp	Exp
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	493	168	0	46	0	38	27	516	0	0	0	0	101	100	185	83	83	0	19	7
February	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	493	168	0	56	0	40	28	629	0	0	0	0	90	100	131	120	120	0	10	8
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	488	168	0	74	0	30	22	817	0	0	0	0	69	100	129	278	278	0	11	20
April	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	474	168	0	57	0	40	28	624	0	0	0	0	92	100	189	195	195	0	14	19
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	477	168	0	73	0	39	28	805	0	0	0	0	70	100	142	288	288	0	9	37
June	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	493	168	0	65	0	30	20	704	0	0	0	0	79	100	167	213	213	0	10	20
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	168	0	90	0	35	26	1080	0	0	0	0	51	100	89	447	447	0	3	33
August	0	0	0	0	0	0	4	0	0	-4	515	168	0	107	0	29	21	1197	0	0	0	0	29	100	41	468	468	0	3	41
September	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	513	168	0	64	0	42	30	821	0	0	0	0	72	100	123	258	258	0	10	24
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	168	0	69	0	35	25	780	0	0	0	0	75	100	154	254	254	0	14	23
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	499	168	0	86	0	30	22	901	0	0	0	0	55	100	109	304	304	0	9	25
December	0	0	0	0	0	0	2	0	0	-2	496	168	0	63	0	31	23	644	0	0	0	0	85	100	183	176	176	0	15	16
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	71	0	35	25	794	0	0	0	0	72	100	137	258	258	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	692	294	0	153	0	275	275	2795	0	0	0	0	172	100	764	2024	2024	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	1	93	0	0	0	0	0	-12	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	106	121
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	4,36	1,48	0,00	0,62	0,00	0,31	0,22	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64		1,20	2,27	2,27	0,00	127	273

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	115,31	-2,73	112,58	30,72	29,99
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	1,63	-	-	-	-0,48	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	114,16	-	-	122,29	-2,73	119,56	30,72	29,99

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	-4	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-2	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

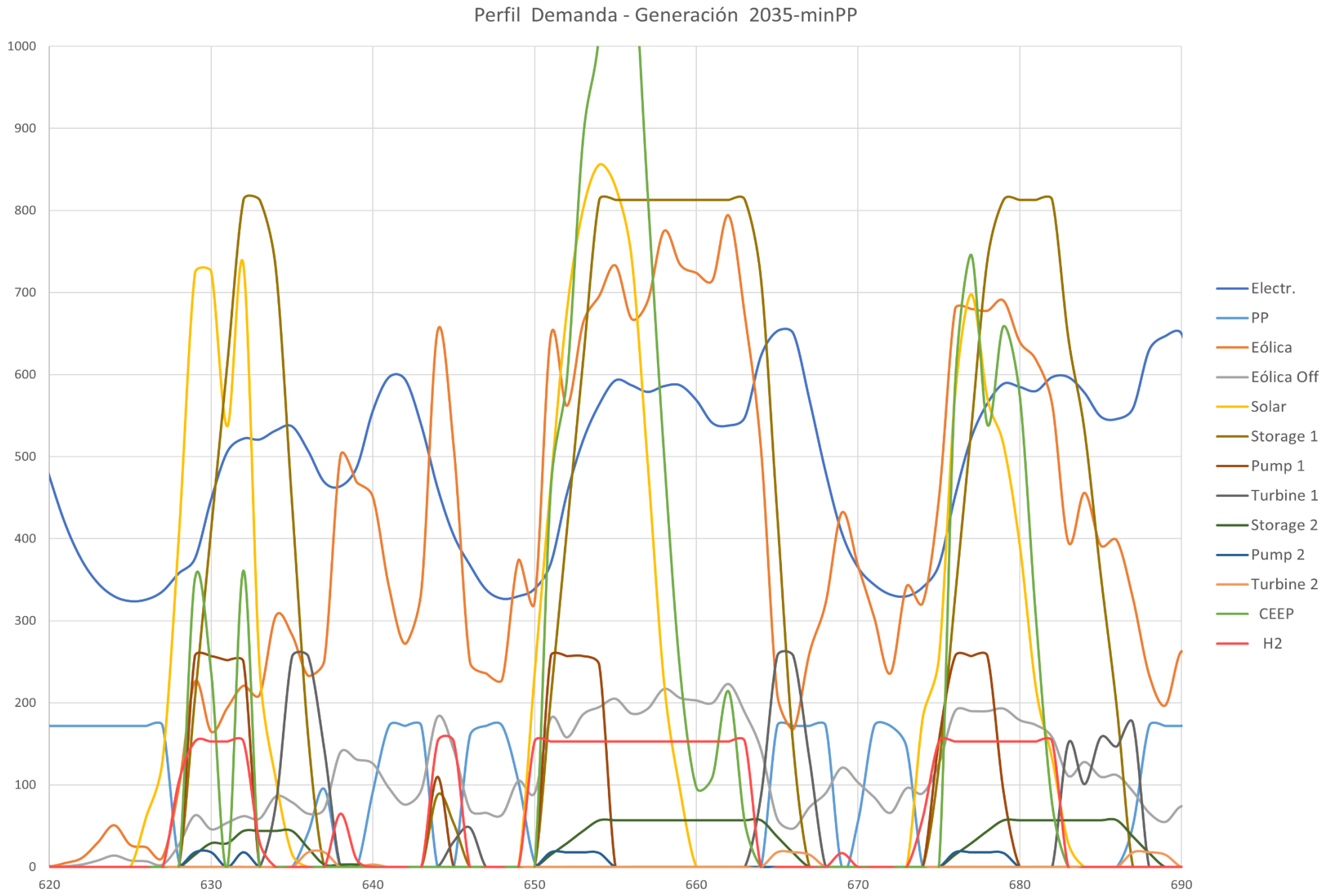
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	127
Import =	127
Export =	-273
Bottleneck =	273
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	127
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	127

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,7 Percent of Primary Energy 103,4 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035-minPP
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2035-H2.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	257	1	0,80	
Discharge 1:	257		0,90	
Charge 2:	18	0	0,80	
Discharge 2:	18		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH		Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp Exp
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	493	168	0	0	0	45	33	516	0	0	0	0	169	100	170	180	180	0	17 17
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	493	168	0	0	0	41	29	629	0	0	0	0	168	100	123	245	245	0	10 15
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	488	168	0	0	0	28	21	817	0	0	0	0	167	100	122	444	444	0	10 33
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	474	168	0	0	0	42	30	624	0	0	0	0	168	100	180	318	318	0	13 31
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	477	168	0	0	0	40	28	805	0	0	0	0	168	100	133	448	448	0	8 56
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	493	168	0	0	0	35	25	704	0	0	0	0	168	100	154	354	354	0	10 33
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	507	168	0	0	0	33	25	1080	0	0	0	0	167	100	80	644	644	0	3 46
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	515	168	0	0	0	23	17	1197	0	0	0	0	166	100	35	707	707	0	2 61
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	513	168	0	0	0	41	30	821	0	0	0	0	167	100	111	406	406	0	9 37
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	507	168	0	0	0	34	24	780	0	0	0	0	168	100	146	408	408	0	13 37
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499	168	0	0	0	29	21	901	0	0	0	0	167	100	101	494	494	0	8 40
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	496	168	0	0	0	36	26	644	0	0	0	0	168	100	174	311	311	0	14 29
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	496	168	0	0	0	36	26	794	0	0	0	0	168	100	127	414	414	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	692	294	0	0	0	275	275	2795	0	0	0	0	172	100	764	2343	2343	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	93	0	0	0	0	0	-12	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	105 120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,36	1,48	0,00	0,00	0,00	0,31	0,23	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47		1,12	3,64	3,64	0,00	118 435

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	117,93	-6,46	111,47	31,42	29,70
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,77	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	114,16	-	-	124,91	-6,46	118,45	31,42	29,70

16-agosto-2022 [17:33]

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

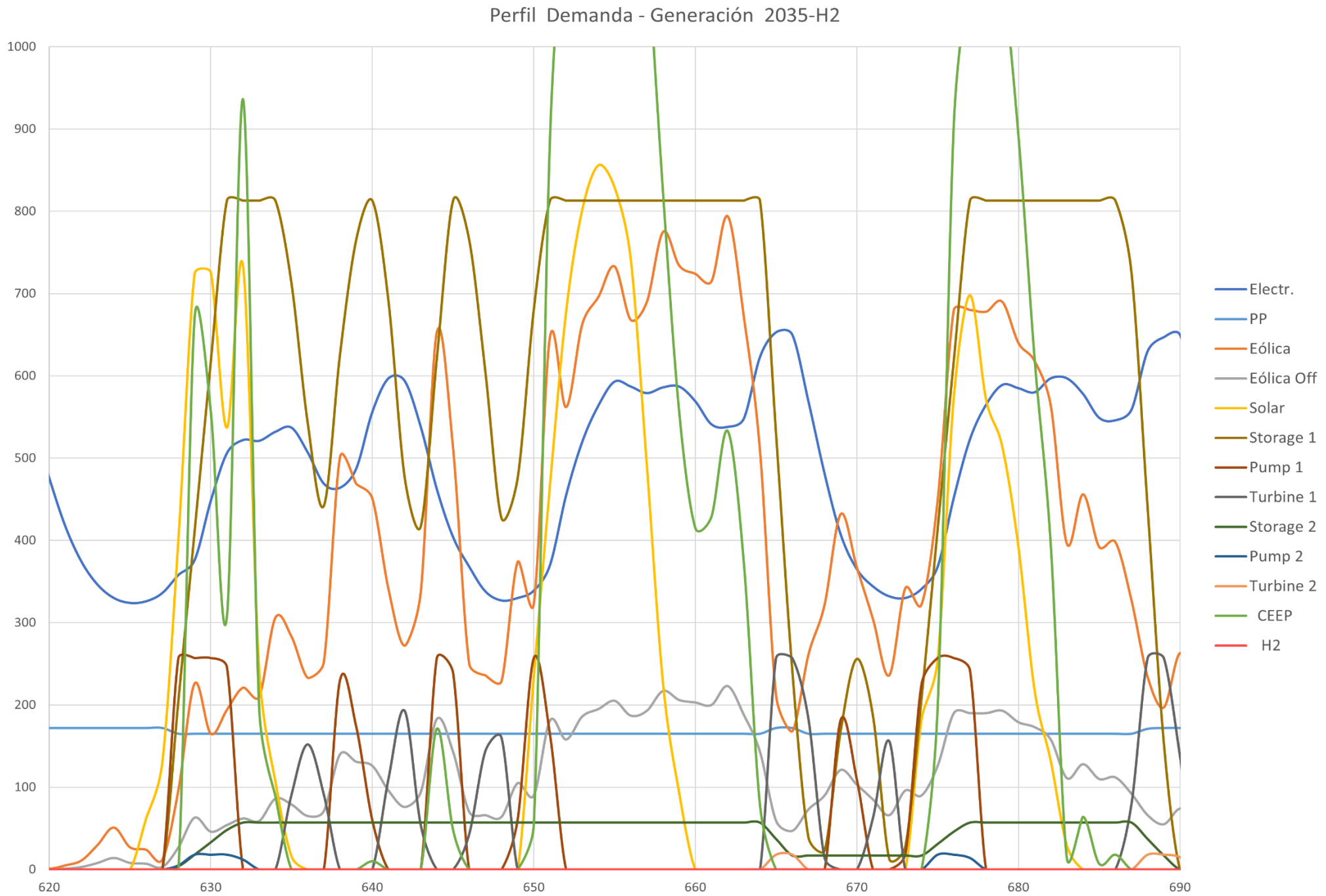
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	118
Import =	118
Export =	-435
Bottleneck =	435
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	118
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	118

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,6 Percent of Primary Energy 113,7 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035-H2
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2035-alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	0	0	0,80	
Discharge 1:	0		0,90	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity															Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance				
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Payment Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	0	0	516	0	0	0	0	169	100	242	192	192	0	26	17
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	0	0	629	0	0	0	0	169	100	216	278	278	0	17	17
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	488	166	0	74	0	0	0	817	0	0	0	0	168	100	176	433	433	0	15	32
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	474	161	0	75	0	0	0	624	0	0	0	0	169	100	228	312	312	0	18	30
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	477	162	0	74	0	0	0	805	0	0	0	0	168	100	169	429	429	0	11	54
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	0	0	704	0	0	0	0	169	100	197	334	334	0	13	32
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	0	0	1080	0	0	0	0	167	100	110	606	606	0	5	44
August	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	515	175	0	74	0	0	0	1197	0	0	0	0	167	100	57	657	657	0	4	56
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	513	174	0	74	0	0	0	821	0	0	0	0	168	100	157	384	384	0	13	35
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	0	0	780	0	0	0	0	168	100	189	384	384	0	17	35
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	499	169	0	74	0	0	0	901	0	0	0	0	168	100	139	466	466	0	12	38
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	75	0	0	0	644	0	0	0	0	169	100	226	299	299	0	20	28
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	74	0	0	0	794	0	0	0	0	168	100	175	399	399	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	692	235	0	90	0	0	0	2795	0	0	0	0	172	100	793	2245	2245	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	1	0	0	8	0	0	0	-12	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	111	119
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	4,36	1,48	0,00	0,65	0,00	0,00	0,00	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48		1,54	3,50	3,50	0,00	170	417

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	117,47	-5,03	112,44	31,29	29,95
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,79	-	-	-	-0,48	-	-	3,11	3,00	0,87	-	114,16	-	-	-	124,45	-5,03	119,42	31,29	29,95

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

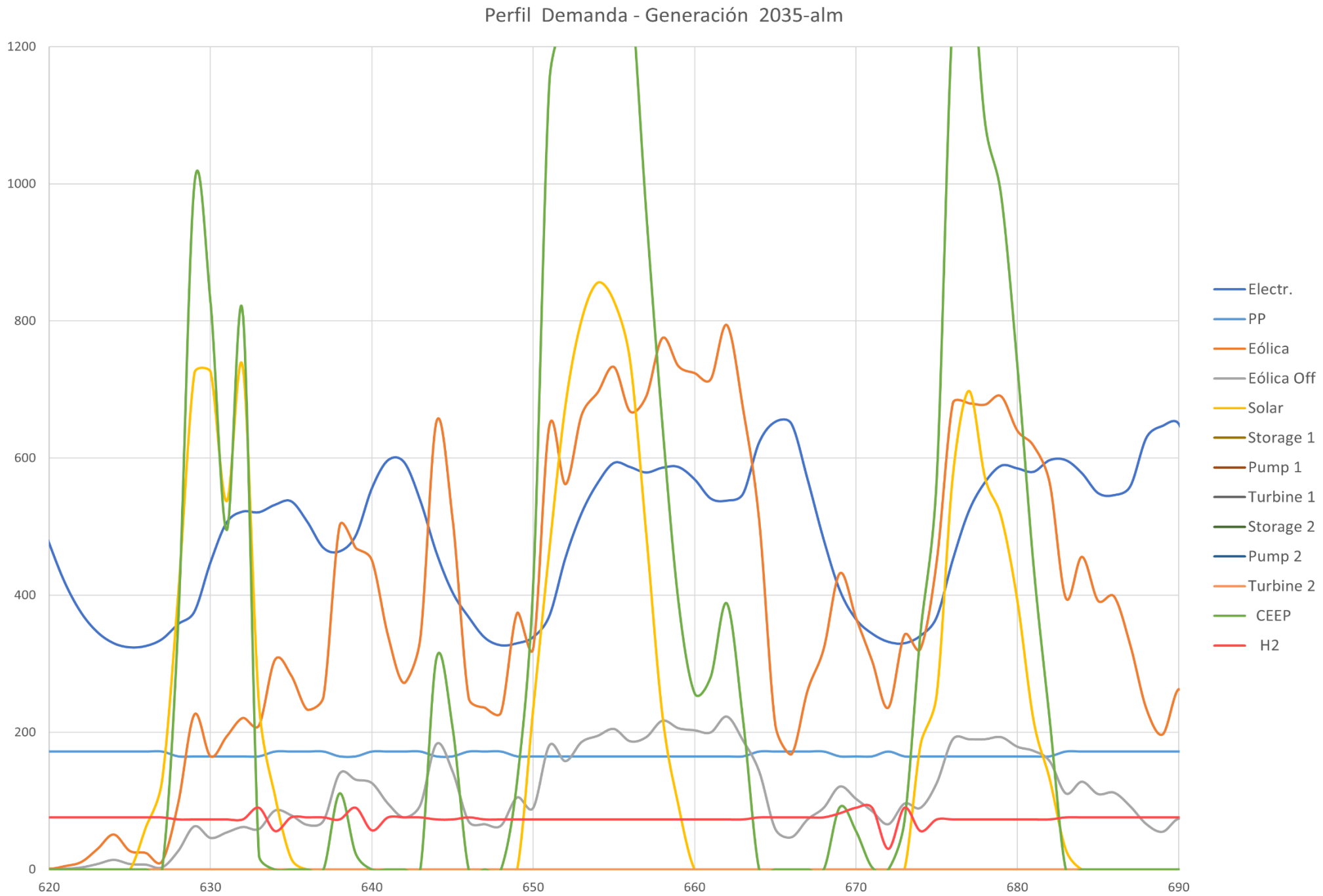
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	170
Import =	170
Export =	-417
Bottleneck =	417
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	170
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	170

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,6 Percent of Primary Energy 107,4 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035-alm
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2035+2alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	514	2	0,80	
Discharge 1:	514		0,90	
Charge 2:	36	0	0,80	
Discharge 2:	36		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity															Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance				
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Payment Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	83	60	516	0	0	0	0	168	100	183	109	109	0	19	9
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	83	57	629	0	0	0	0	168	100	159	195	195	0	13	12
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	488	166	0	74	0	53	40	817	0	0	0	0	167	100	136	380	380	0	12	27
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	474	161	0	75	0	76	55	624	0	0	0	0	168	100	174	235	235	0	14	24
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	477	162	0	74	0	74	52	805	0	0	0	0	167	100	118	354	354	0	7	44
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	58	41	704	0	0	0	0	168	100	156	276	276	0	10	25
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	63	47	1080	0	0	0	0	166	100	64	543	543	0	3	38
August	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	515	175	0	74	0	44	32	1197	0	0	0	0	166	100	26	612	612	0	2	53
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	513	174	0	74	0	75	54	821	0	0	0	0	167	100	104	309	309	0	9	28
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	63	43	780	0	0	0	0	168	100	147	321	321	0	13	29
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	499	169	0	74	0	47	36	901	0	0	0	0	167	100	105	419	419	0	9	34
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	75	0	62	44	644	0	0	0	0	168	100	182	237	237	0	16	22
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	74	0	65	47	794	0	0	0	0	167	100	129	334	334	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	692	235	0	90	0	550	550	2795	0	0	0	0	172	100	793	2245	2245	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	1	0	0	8	0	0	0	-12	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	110	118
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	4,36	1,48	0,00	0,65	0,00	0,57	0,41	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47		1,14	2,93	2,93	0,00	125	344

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	117,45	-4,60	112,85	31,29	30,06
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,77	-	-	-	-0,48	-	-	3,11	3,00	0,87	-	114,16	-	-	-	124,43	-4,60	119,83	31,29	30,06

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

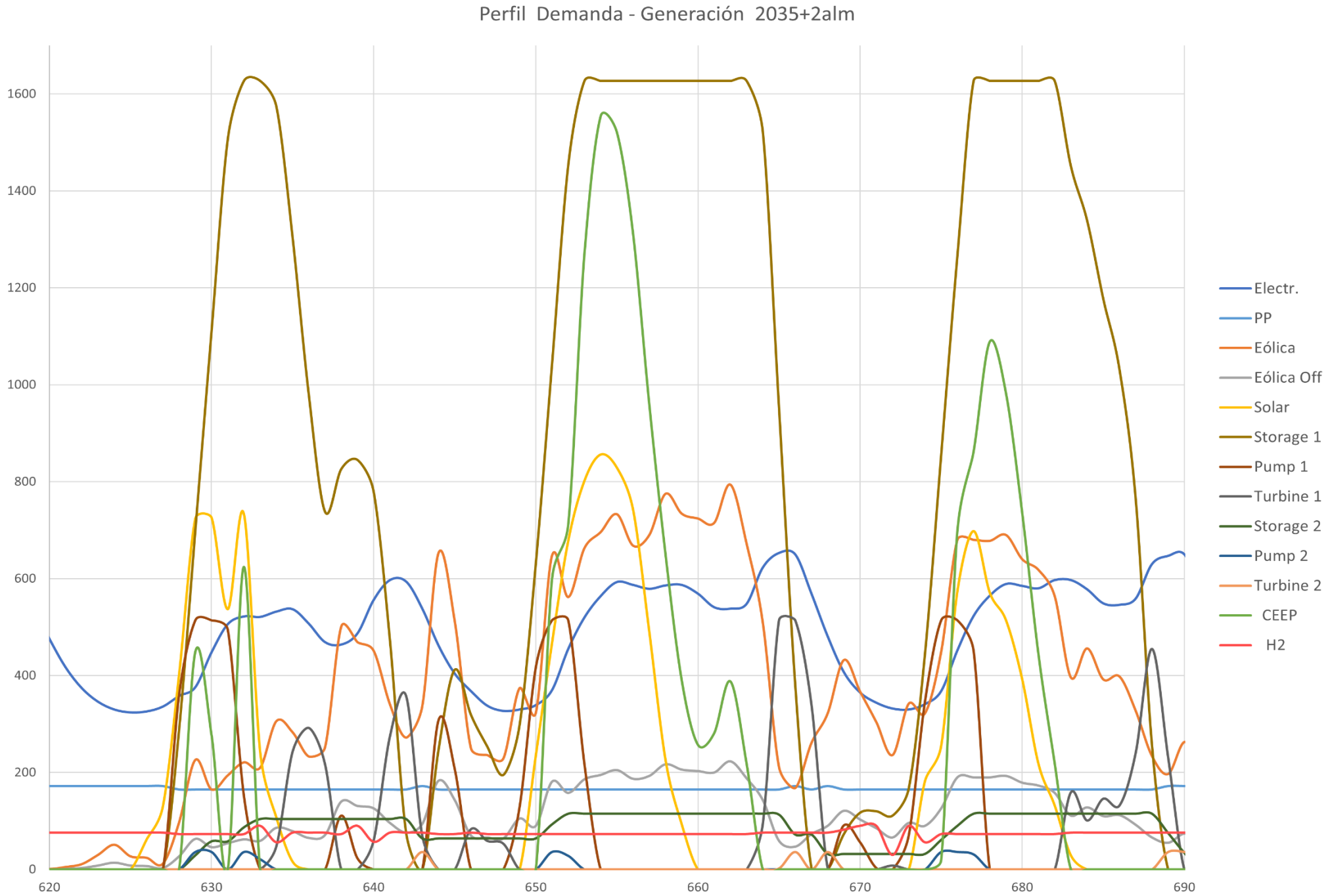
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	125
Import =	125
Export =	-344
Bottleneck =	344
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	125
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	125

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,6 Percent of Primary Energy 99,2 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035+2alm
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2035+3alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	771	2	0,80	
Discharge 1:	771		0,90	
Charge 2:	54	0	0,80	
Discharge 2:	54		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity															Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance				
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp Million EUR	Payment Exp Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	111	80	516	0	0	0	0	168	100	164	81	81	0	17	6
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	117	81	629	0	0	0	0	168	100	136	161	161	0	11	10
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	488	166	0	74	0	73	55	817	0	0	0	0	167	100	121	361	361	0	11	26
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	474	161	0	75	0	104	75	624	0	0	0	0	168	100	155	208	208	0	12	21
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	477	162	0	74	0	106	74	805	0	0	0	0	167	100	97	322	322	0	6	40
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	79	56	704	0	0	0	0	168	100	142	255	255	0	9	22
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	86	64	1080	0	0	0	0	166	100	48	519	519	0	2	36
August	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	515	175	0	74	0	58	43	1197	0	0	0	0	165	100	15	599	599	0	1	52
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	513	174	0	74	0	98	71	821	0	0	0	0	167	100	88	286	286	0	7	26
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	86	59	780	0	0	0	0	167	100	131	298	298	0	12	26
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	499	169	0	74	0	59	46	901	0	0	0	0	167	100	95	406	406	0	8	33
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	75	0	82	59	644	0	0	0	0	168	100	168	217	217	0	14	20
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	74	0	88	63	794	0	0	0	0	167	100	113	311	311	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	692	235	0	90	0	825	745	2795	0	0	0	0	172	100	793	2245	2245	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	1	0	0	8	0	0	0	-12	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	111	117
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	4,36	1,48	0,00	0,65	0,00	0,77	0,56	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47		0,99	2,73	2,73	0,00	111	318

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	117,45	-4,45	113,00	31,29	30,10
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,76	-	-	-	-0,48	-	-	3,11	3,00	0,87	-	114,16	-	-	-	124,42	-4,45	119,97	31,29	30,10

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

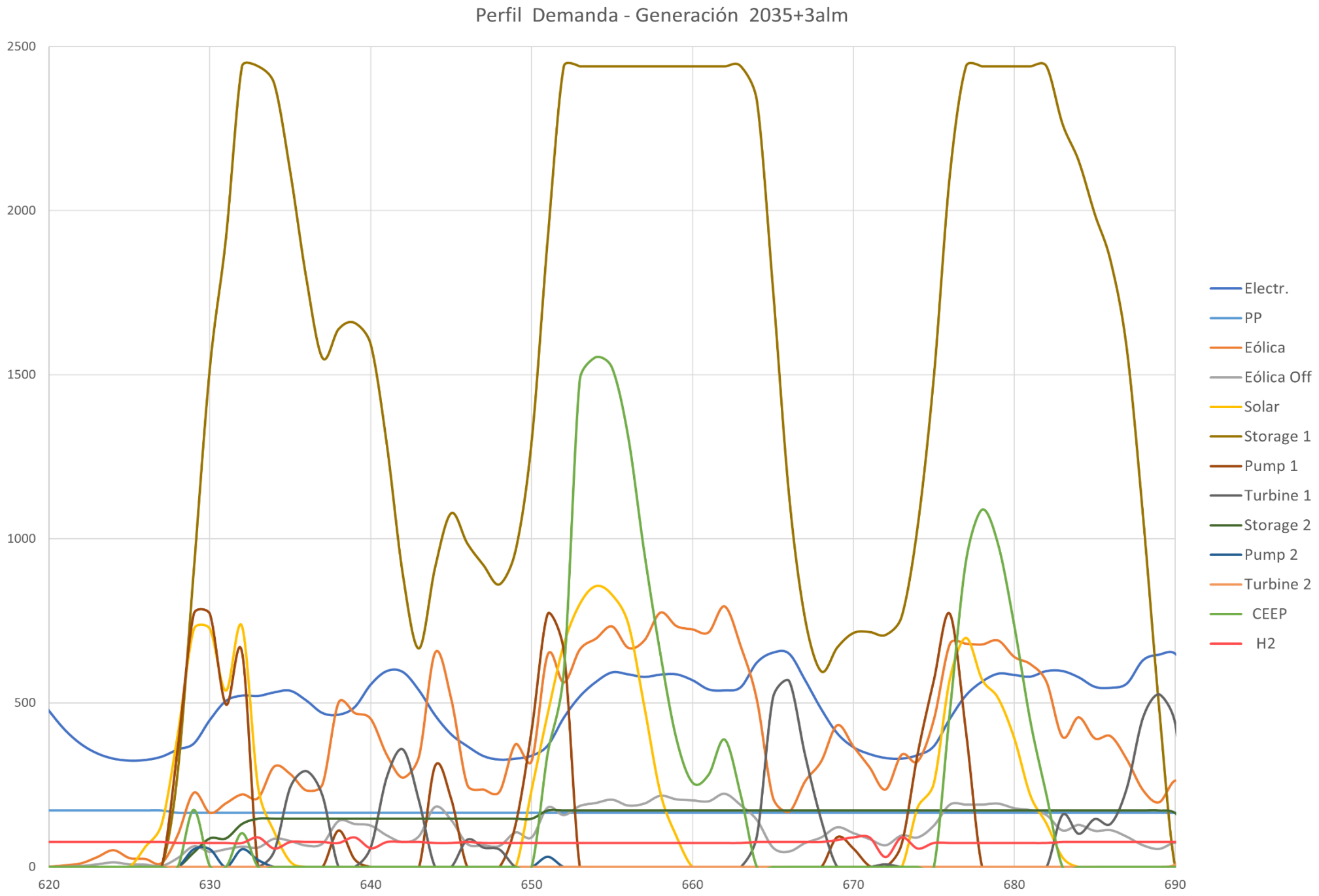
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	111
Import =	111
Export =	-318
Bottleneck =	318
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	111
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	111

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,6 Percent of Primary Energy 96,5 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035+3alm
2500
2000
1500
1000
500
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2035+4alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	4,36	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48
Electric cooling	0,00	Total	5,84

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1134	MW	3,11	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	318	MW	0,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	997	MW	1,93	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	19	MW	1,06	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	172		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	1028	3	0,80	
Discharge 1:	1028		0,90	
Charge 2:	73	0	0,80	
Discharge 2:	73		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	114,16	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp	Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	127	91	516	0	0	0	0	168	100	152	65	65	0	17	5
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	168	0	75	0	143	98	629	0	0	0	0	167	100	119	135	135	0	9	9
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	488	166	0	74	0	84	65	817	0	0	0	0	167	100	112	349	349	0	10	25
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	474	161	0	75	0	127	91	624	0	0	0	0	168	100	139	185	185	0	11	19
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	477	162	0	74	0	134	93	805	0	0	0	0	167	100	78	294	294	0	4	36
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	493	167	0	75	0	95	68	704	0	0	0	0	167	100	130	238	238	0	8	20
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	105	78	1080	0	0	0	0	166	100	34	500	500	0	1	34
August	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	515	175	0	74	0	68	51	1197	0	0	0	0	165	100	7	589	589	0	0	51
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	513	174	0	74	0	114	81	821	0	0	0	0	166	100	78	270	270	0	6	25
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	507	172	0	74	0	104	72	780	0	0	0	0	167	100	118	279	279	0	10	25
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	499	169	0	74	0	66	52	901	0	0	0	0	166	100	89	399	399	0	7	32
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	75	0	94	68	644	0	0	0	0	168	100	159	205	205	0	13	19
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	496	168	0	74	0	105	76	794	0	0	0	0	167	100	101	294	294	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	692	235	0	90	0	1100	745	2795	0	0	0	0	172	100	793	2245	2245	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	1	0	0	8	0	0	0	-12	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	112	116
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	4,36	1,48	0,00	0,65	0,00	0,92	0,66	6,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47		0,89	2,58	2,58	0,00	99	300

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114,16	-	-	-	117,44	-4,33	113,11	31,29	30,13
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,11	3,00	0,87	-	-	-	-	-	6,98	0,00	6,98	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,76	-	-	-	-0,48	-	-	3,11	3,00	0,87	-	114,16	-	-	-	124,42	-4,33	120,08	31,29	30,13

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	169	93	516
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	224	63	220	121	629
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	235	129	817
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	199	56	238	131	624
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	299	84	272	150	805
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	290	81	215	118	704
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	508	142	277	153	1080
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	624	175	256	141	1197
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	369	103	224	124	821
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	370	104	197	108	780
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	494	138	173	95	901
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	305	85	163	90	644
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	354	99	220	121	794
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	1134	318	997	549	2795
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	0	0	-20	-11	-12
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	3,11	0,87	1,93	1,06	6,98

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

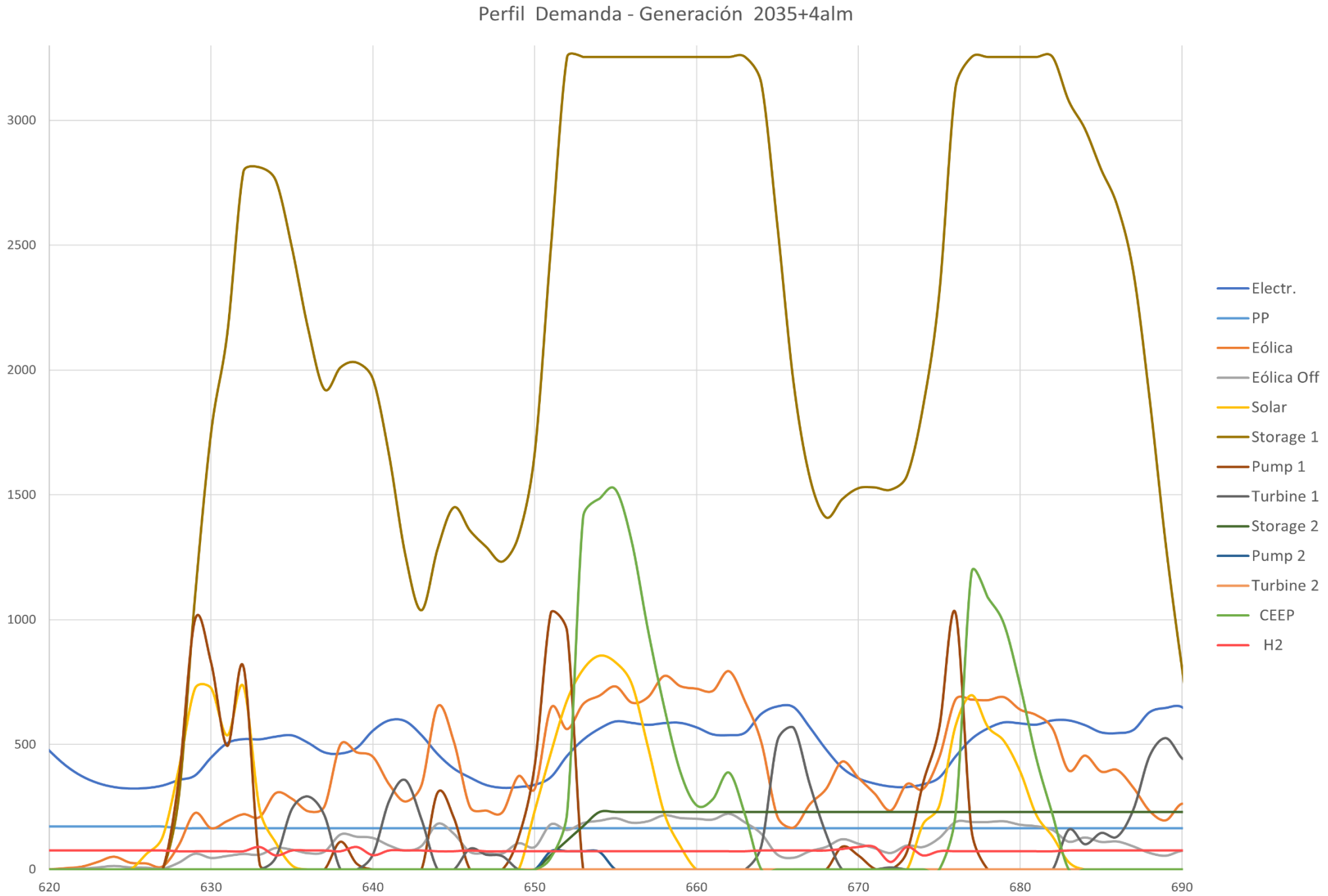
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	99
Import =	99
Export =	-300
Bottleneck =	300
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	99
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	99

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 5,6 Percent of Primary Energy 94,5 Percent of Electricity 7,0 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2035+4alm
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Anexo V:

Tablas de resultados y gráficas del año 2040

Input 2040.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	0		0,00		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	385	1	0,80	
Discharge 1:	385		0,90	
Charge 2:	27	0	0,80	
Discharge 2:	27		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	596	286	0	0	0	67	48	811	0	0	0	0	0	100	345	255	255	0	33	23
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	63	44	990	0	0	0	0	0	100	253	342	342	0	21	21
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	286	0	0	0	45	34	1279	0	0	0	0	0	100	240	633	633	0	20	47
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573	286	0	0	0	65	46	986	0	0	0	0	0	100	355	464	464	0	27	45
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	286	0	0	0	59	42	1266	0	0	0	0	0	100	270	656	656	0	17	82
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	54	38	1103	0	0	0	0	0	100	302	507	507	0	19	48
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	51	38	1685	0	0	0	0	0	100	172	946	946	0	7	68
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	286	0	0	0	40	29	1858	0	0	0	0	0	100	79	1018	1018	0	5	88
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	286	0	0	0	65	47	1282	0	0	0	0	0	100	233	590	590	0	19	54
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	54	38	1216	0	0	0	0	0	100	286	586	586	0	25	53
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	603	286	0	0	0	45	34	1395	0	0	0	0	0	100	200	695	695	0	17	57
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	54	39	1004	0	0	0	0	0	100	336	439	439	0	28	41
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	55	40	1242	0	0	0	0	0	100	256	596	596	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	837	499	0	0	0	412	412	4393	0	0	0	0	0	100	1266	3544	3544	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	157	0	0	0	0	0	-22	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	105	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,27	2,51	0,00	0,00	0,00	0,48	0,35	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		2,25	5,23	5,23	0,00	237	627

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	68,59	0,00	68,59	18,27	18,27
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	68,59	-	-	79,50	0,00	79,50	18,27	18,27

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

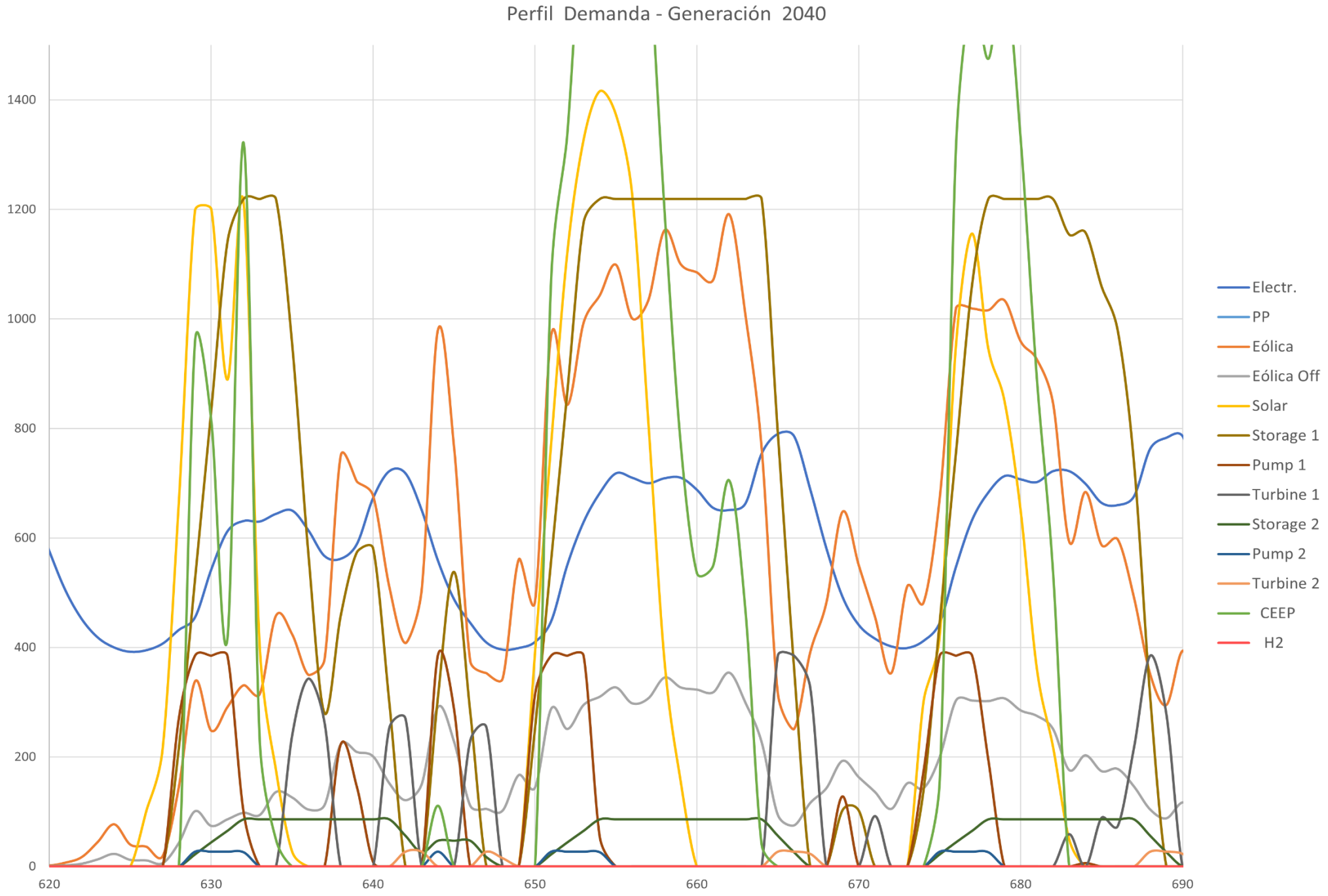
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	237
Import =	237
Export =	-627
Bottleneck =	627
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	237
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	237

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,7 Percent of Primary Energy 132,4 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2040+minPP.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	165		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	385	1	0,80	
Discharge 1:	385		0,90	
Charge 2:	27	0	0,80	
Discharge 2:	27		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity															Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance				
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment Imp	Payment Exp
																												Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	596	286	0	74	0	69	49	811	0	0	0	0	165	100	287	287	287	0	27	27
February	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	597	286	0	74	0	61	42	990	0	0	0	0	165	100	204	384	384	0	16	24
March	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	590	286	0	74	0	44	33	1279	0	0	0	0	165	100	202	685	685	0	17	51
April	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	573	286	0	74	0	64	46	986	0	0	0	0	165	100	304	504	504	0	23	49
May	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	577	286	0	74	0	60	42	1266	0	0	0	0	165	100	229	705	705	0	14	88
June	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	597	286	0	74	0	54	39	1103	0	0	0	0	165	100	258	554	554	0	16	52
July	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	613	286	0	74	0	51	39	1685	0	0	0	0	165	100	140	1005	1005	0	5	72
August	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	623	286	0	74	0	36	26	1858	0	0	0	0	165	100	62	1092	1092	0	4	94
September	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	620	286	0	74	0	62	45	1282	0	0	0	0	165	100	191	640	640	0	16	59
October	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	613	286	0	74	0	52	36	1216	0	0	0	0	165	100	244	635	635	0	21	57
November	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	603	286	0	74	0	44	33	1395	0	0	0	0	165	100	169	755	755	0	14	62
December	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	600	286	0	74	0	55	40	1004	0	0	0	0	165	100	288	481	481	0	24	45
Average	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-3	600	286	0	74	0	54	39	1242	0	0	0	0	165	100	215	646	646	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	3	0	0	-1	837	499	0	90	0	412	412	4393	0	0	0	0	165	100	1175	3635	3635	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-3	1	157	0	23	0	0	0	-22	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	105	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	-0,02	5,27	2,51	0,00	0,65	0,00	0,48	0,34	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45		1,89	5,67	5,67	0,00	197	679

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	-	71,83	-9,71	62,12	19,14	16,55
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,72	-	-	-	-0,48	-	-	4,66	4,86	1,38	-	68,59	-	-	-	82,74	-9,71	73,03	19,14	16,55

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-3	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	-1	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-3	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00		-0,02	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

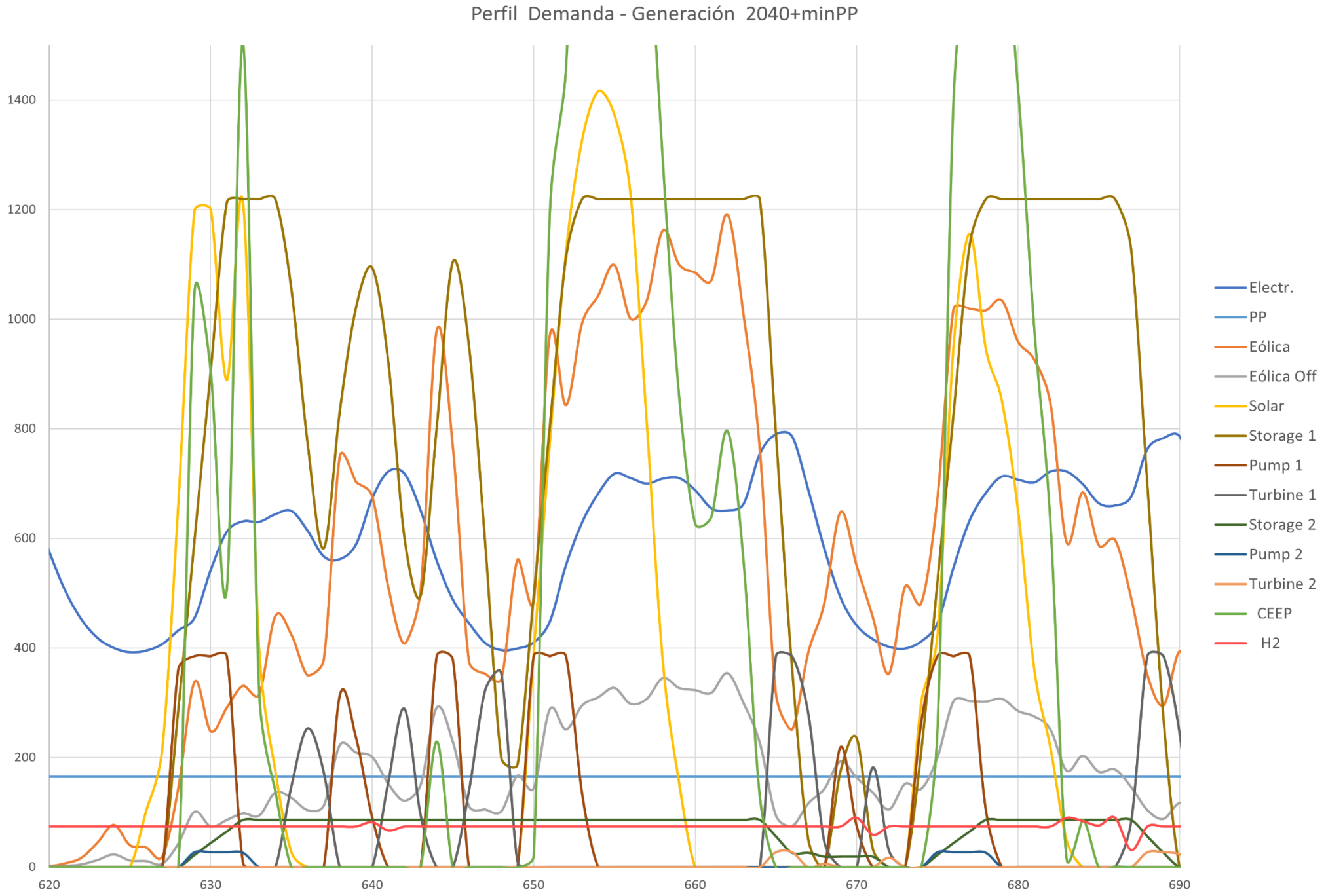
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	197
Import =	197
Export =	-679
Bottleneck =	679
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	197
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	197

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,2 Percent of Primary Energy 122,7 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040+minPP
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2040+minPP-H2.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	165		0,39		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	385	1	0,80	
Discharge 1:	385		0,90	
Charge 2:	27	0	0,80	
Discharge 2:	27		0,90	
Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	596	286	0	0	0	69	50	811	0	0	0	0	165	100	242	317	317	0	23	31
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	61	42	990	0	0	0	0	165	100	167	422	422	0	13	26
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	286	0	0	0	42	32	1279	0	0	0	0	165	100	173	731	731	0	14	54
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573	286	0	0	0	64	46	986	0	0	0	0	165	100	264	538	538	0	19	52
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	286	0	0	0	61	42	1266	0	0	0	0	165	100	197	746	746	0	12	93
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	54	39	1103	0	0	0	0	165	100	224	595	595	0	14	55
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	50	38	1685	0	0	0	0	165	100	117	1056	1056	0	4	75
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	286	0	0	0	34	24	1858	0	0	0	0	165	100	50	1155	1155	0	3	99
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	286	0	0	0	60	43	1282	0	0	0	0	165	100	160	684	684	0	13	63
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	51	35	1216	0	0	0	0	165	100	211	677	677	0	19	61
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	603	286	0	0	0	42	32	1395	0	0	0	0	165	100	145	806	806	0	12	66
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	54	39	1004	0	0	0	0	165	100	251	519	519	0	20	48
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	53	38	1242	0	0	0	0	165	100	183	689	689	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	837	499	0	0	0	412	412	4393	0	0	0	0	165	100	1101	3709	3709	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	157	0	0	0	0	0	-22	0	0	0	0	165	100	0	0	0	0	104	120
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,27	2,51	0,00	0,00	0,00	0,47	0,34	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45		1,61	6,05	6,05	0,00	168	725

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	3,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	72,31	-11,39	60,92	19,26	16,23
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	3,72	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	68,59	-	-	83,21	-11,39	71,83	19,26	16,23

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

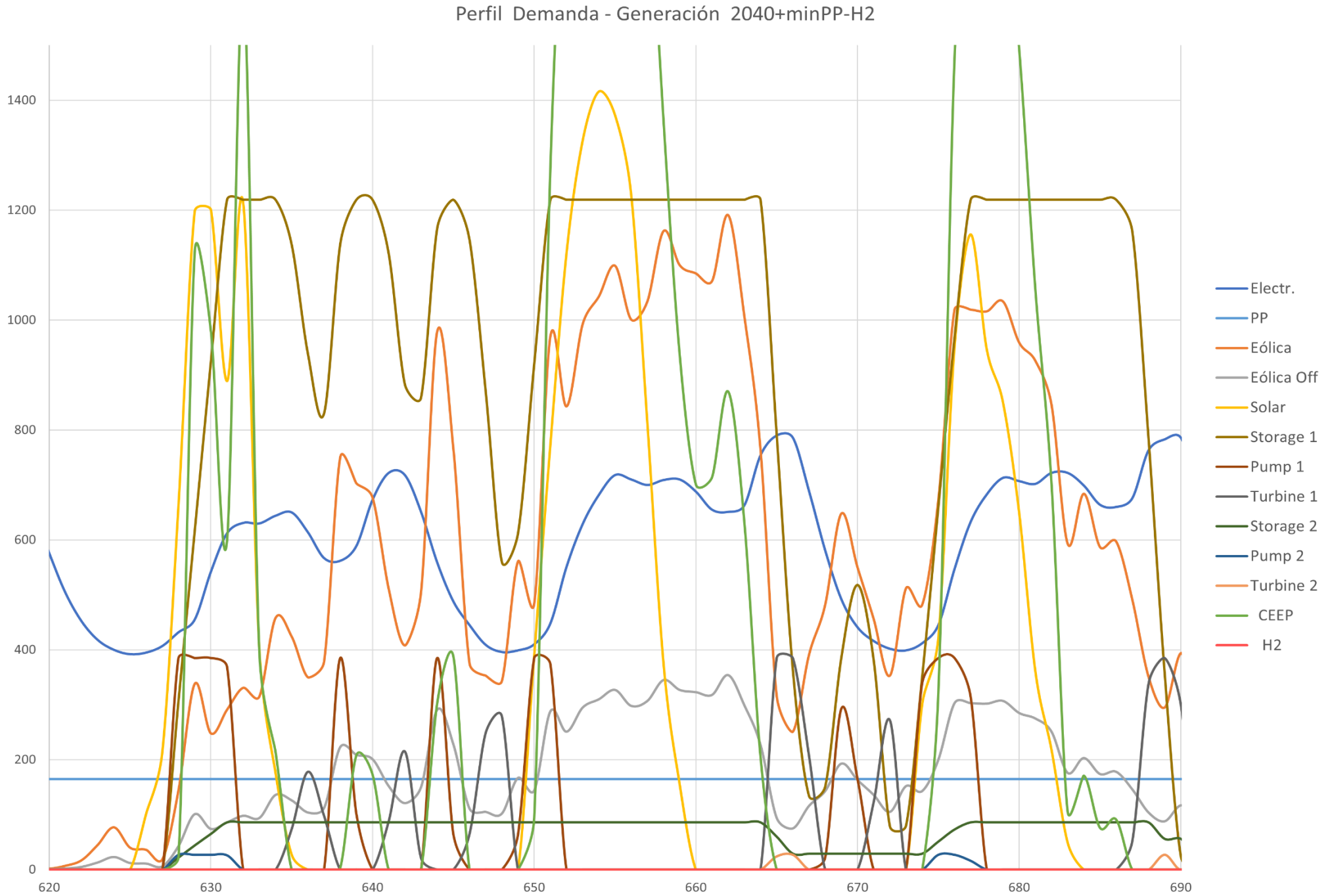
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	168
Import =	168
Export =	-725
Bottleneck =	725
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	168
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	168

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,1 Percent of Primary Energy 132,6 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040+minPP-H2
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2040-alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	0		0,00		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	0	0	0,80	
Discharge 1:	0		0,90	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	596	286	0	0	0	0	0	811	0	0	0	0	0	100	394	322	322	0	38	31
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	0	0	990	0	0	0	0	0	100	297	405	405	0	24	25
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	286	0	0	0	0	0	1279	0	0	0	0	0	100	274	677	677	0	22	51
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573	286	0	0	0	0	0	986	0	0	0	0	0	100	402	529	529	0	30	51
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	286	0	0	0	0	0	1266	0	0	0	0	0	100	312	715	715	0	20	90
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	0	0	1103	0	0	0	0	0	100	341	561	561	0	21	53
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	0	0	1685	0	0	0	0	0	100	210	997	997	0	8	72
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	286	0	0	0	0	0	1858	0	0	0	0	0	100	108	1058	1058	0	8	91
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	286	0	0	0	0	0	1282	0	0	0	0	0	100	279	655	655	0	23	60
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	0	0	1216	0	0	0	0	0	100	323	640	640	0	29	58
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	603	286	0	0	0	0	0	1395	0	0	0	0	0	100	234	741	741	0	19	61
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	0	0	1004	0	0	0	0	0	100	375	493	493	0	32	46
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	0	0	1242	0	0	0	0	0	100	296	651	651	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	837	499	0	0	0	0	0	4393	0	0	0	0	0	100	1266	3544	3544	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	157	0	0	0	0	0	-22	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	106	121
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,27	2,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		2,60	5,72	5,72	0,00	275	690

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	68,59	0,00	68,59	18,27	18,27
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	68,59	-	-	79,50	0,00	79,50	18,27	18,27

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

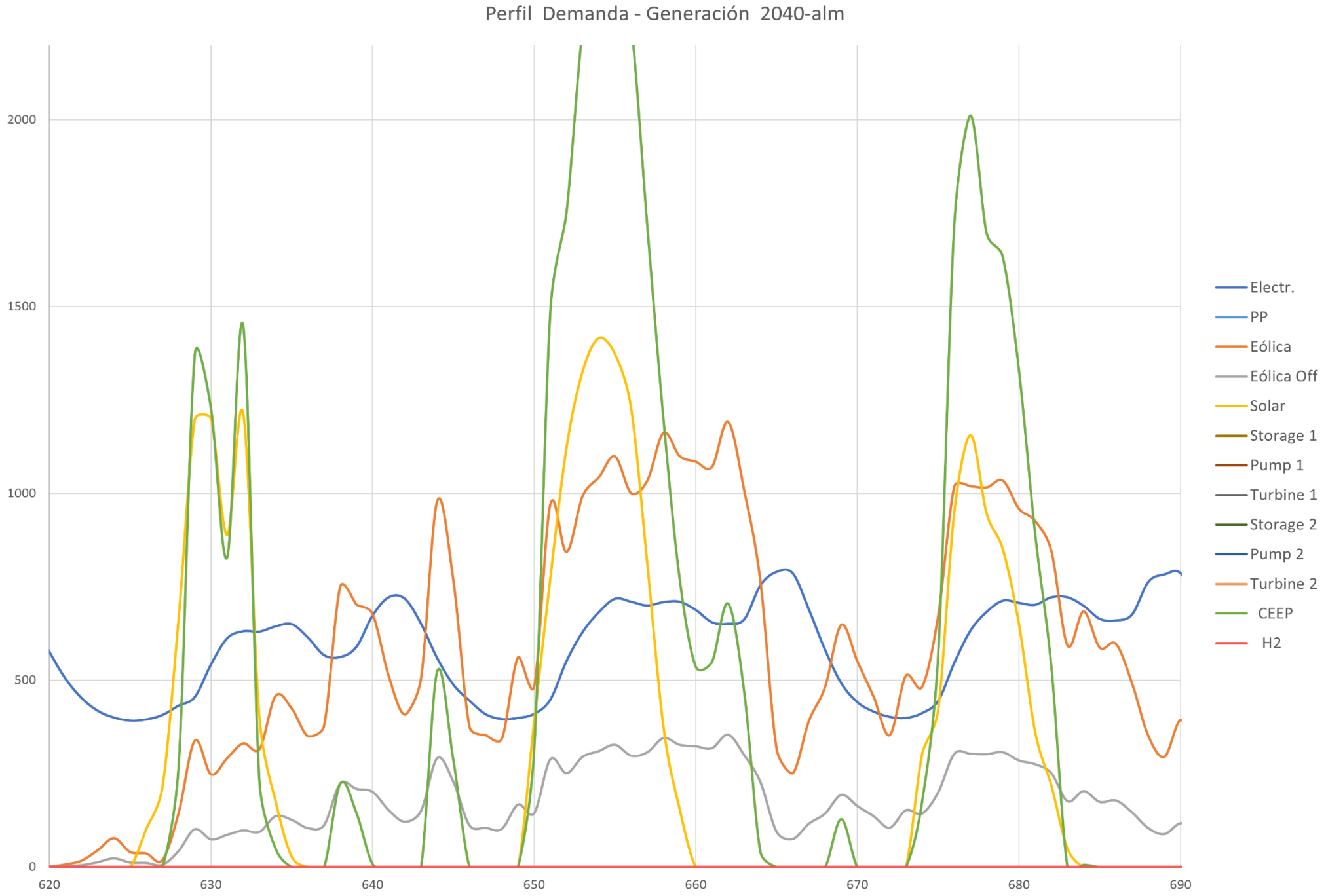
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	275
Import =	275
Export =	-690
Bottleneck =	690
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	275
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	275

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,7 Percent of Primary Energy 140,1 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040-alm
2000
1500
1000
500
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2040+2alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	0		0,00		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	770	2	0,80	
Discharge 1:	770		0,90	
Charge 2:	54	0	0,80	
Discharge 2:	54		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																	Exchange	
	Demand	Production								Ba-	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec- trolyser	EH	Hydro Pump	Tur- bine	RES	Hy- dro	Geo- thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab- Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp	Exp
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	596	286	0	0	0	126	91	811	0	0	0	0	0	100	303	196	196	0	29	16
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	118	82	990	0	0	0	0	0	100	215	287	287	0	18	18
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	286	0	0	0	81	61	1279	0	0	0	0	0	100	213	596	596	0	18	44
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573	286	0	0	0	122	88	986	0	0	0	0	0	100	314	407	407	0	24	40
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	286	0	0	0	116	81	1266	0	0	0	0	0	100	231	599	599	0	14	75
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	101	72	1103	0	0	0	0	0	100	269	461	461	0	17	42
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	100	75	1685	0	0	0	0	0	100	136	897	897	0	5	64
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	286	0	0	0	70	51	1858	0	0	0	0	0	100	58	988	988	0	4	86
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	286	0	0	0	121	87	1282	0	0	0	0	0	100	192	534	534	0	16	49
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	99	68	1216	0	0	0	0	0	100	255	541	541	0	22	49
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	603	286	0	0	0	80	60	1395	0	0	0	0	0	100	174	660	660	0	14	54
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	101	73	1004	0	0	0	0	0	100	302	392	392	0	24	36
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	103	74	1242	0	0	0	0	0	100	222	548	548	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	837	499	0	0	0	824	824	4393	0	0	0	0	0	100	1266	3544	3544	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	157	0	0	0	0	0	-22	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	105	119
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,27	2,51	0,00	0,00	0,00	0,90	0,65	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,95	4,82	4,82	0,00	204	573

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon- version	Electro- Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	68,59	-11,39	57,20	18,27	15,24
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	68,59	-	-	79,50	-11,39	68,11	18,27	15,24

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

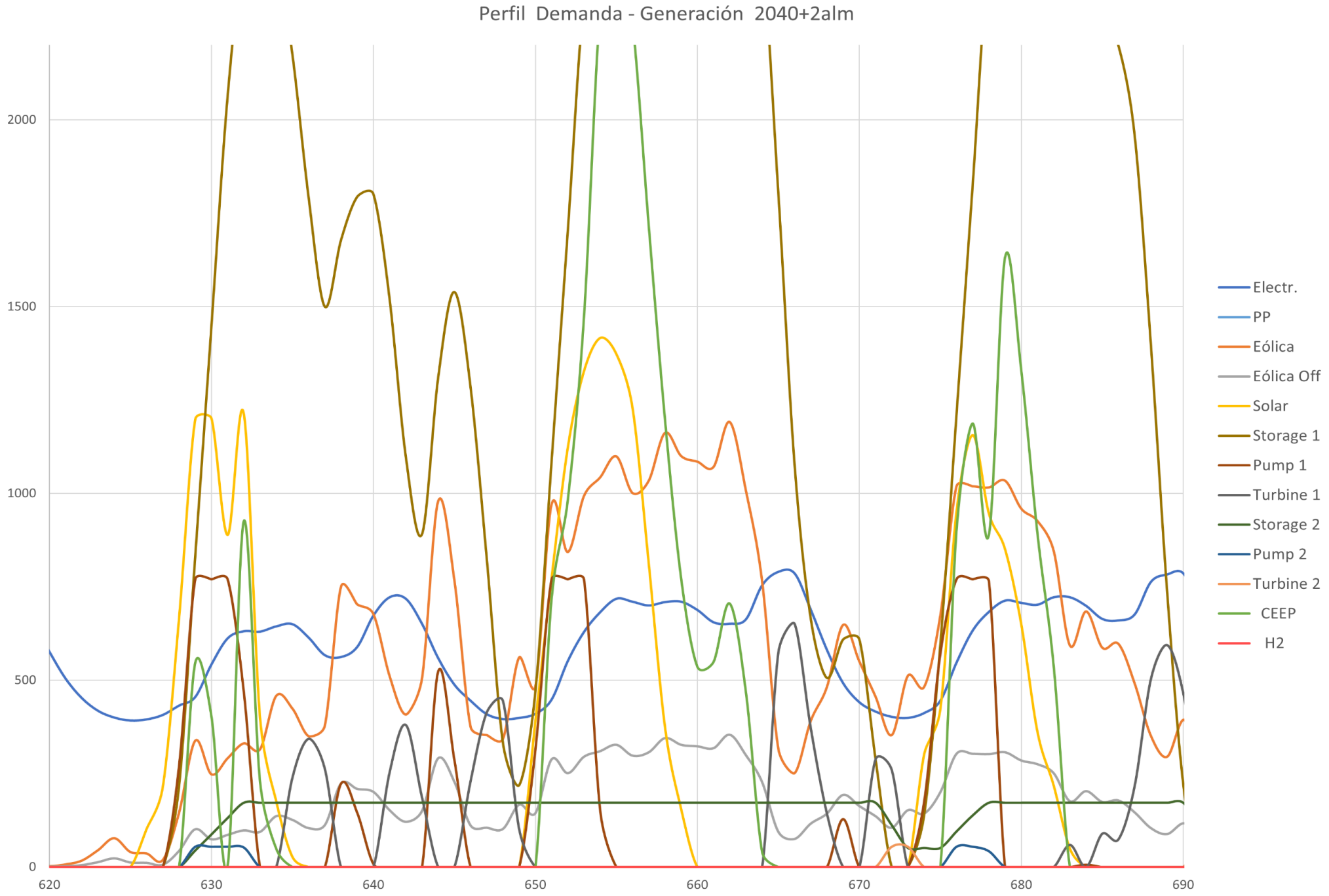
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	204
Import =	204
Export =	-573
Bottleneck =	573
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	204
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	204

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,7 Percent of Primary Energy 126,3 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040+2alm
2000
1500
1000
500
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2040+3alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	0		0,00		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	1155	4	0,80	
Discharge 1:	1155		0,90	
Charge 2:	82	0	0,80	
Discharge 2:	82		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	596	286	0	0	0	173	124	811	0	0	0	0	0	100	270	150	150	0	26	12
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	165	114	990	0	0	0	0	0	100	183	240	240	0	14	15
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	286	0	0	0	111	85	1279	0	0	0	0	0	100	189	566	566	0	16	41
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573	286	0	0	0	170	123	986	0	0	0	0	0	100	279	358	358	0	22	36
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	286	0	0	0	168	117	1266	0	0	0	0	0	100	195	548	548	0	11	68
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	137	98	1103	0	0	0	0	0	100	243	425	425	0	15	37
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	144	106	1685	0	0	0	0	0	100	104	853	853	0	4	60
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	286	0	0	0	95	70	1858	0	0	0	0	0	100	38	963	963	0	2	83
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	286	0	0	0	167	120	1282	0	0	0	0	0	100	160	488	488	0	13	45
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	139	97	1216	0	0	0	0	0	100	226	501	501	0	20	45
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	603	286	0	0	0	106	81	1395	0	0	0	0	0	100	153	634	634	0	13	52
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	137	99	1004	0	0	0	0	0	100	276	356	356	0	22	33
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	143	103	1242	0	0	0	0	0	100	193	509	509	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	837	499	0	0	0	1237	1124	4393	0	0	0	0	0	100	1266	3544	3544	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	157	0	0	0	0	0	-22	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	105	118
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,27	2,51	0,00	0,00	0,00	1,25	0,90	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,70	4,47	4,47	0,00	178	527

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	-	68,59	-11,39	57,20	18,27	15,24
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	68,59	-	-	79,50	-11,39	68,11	18,27	15,24

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

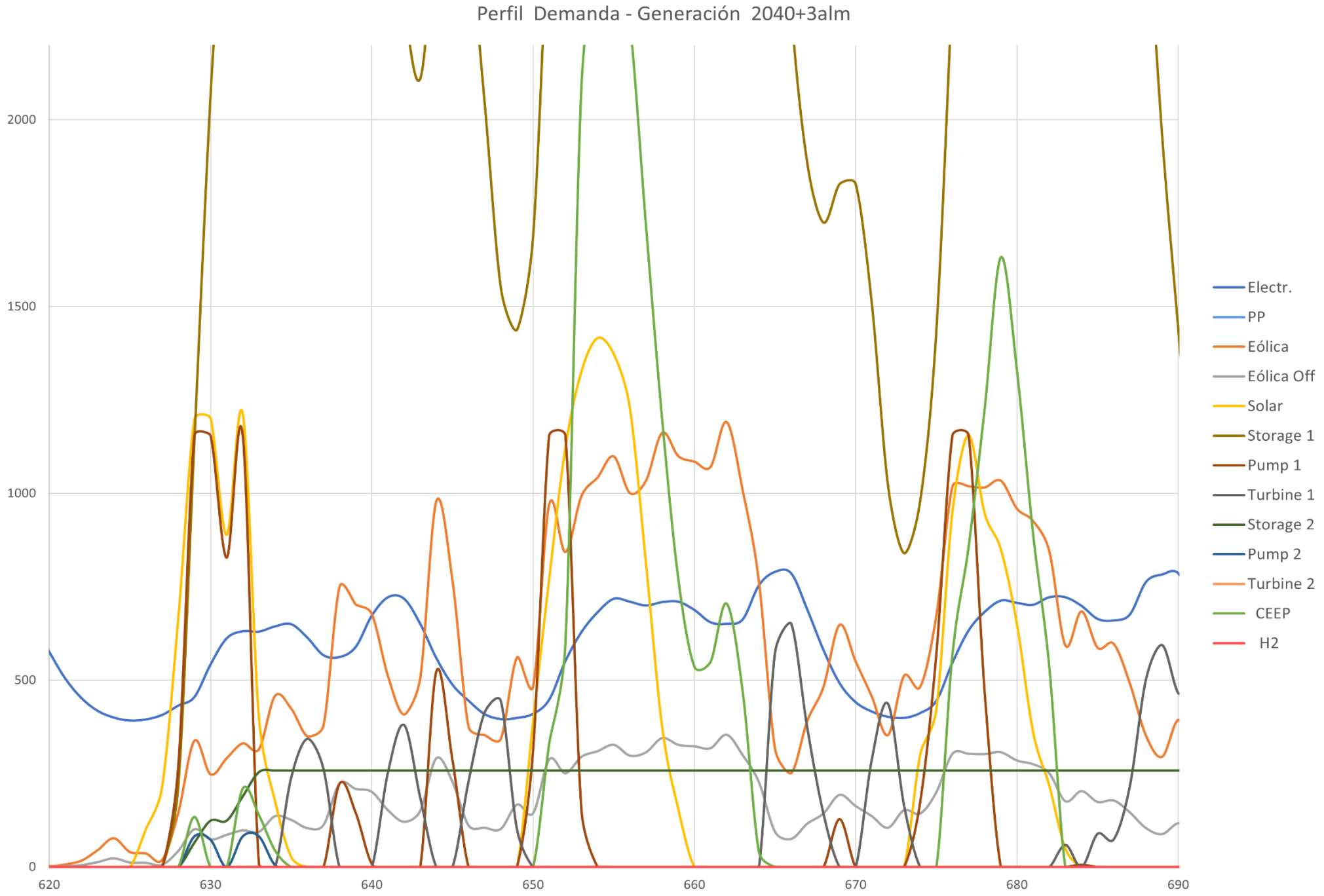
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	178
Import =	178
Export =	-527
Bottleneck =	527
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	178
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	178

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,7 Percent of Primary Energy 121,5 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040+3alm
2000
1500
1000
500
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2

Input 2040+4alm.txt

The EnergyPLAN model 16.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	5,27	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51
Electric cooling	0,00	Total	7,78

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00

Wind	1700	MW	4,66	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	505	MW	1,38	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	1650	MW	3,2	TWh/year	0,00	sation
Photo Voltaic	27	MW	1,66	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			0,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	0		0,00		

Heatstorage:	gr.2:	0	GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	
CEEP regulation	000000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	165	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	113	EUR/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	1540	5	0,80	
Discharge 1:	1540		0,90	
Charge 2:	109	0	0,80	
Discharge 2:	109		0,90	
Electrolysers:	90	477	0,73	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	68,59	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating										Electricity																Exchange	
	Demand	Production								Balance	Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	596	286	0	0	0	205	148	811	0	0	0	0	0	100	246	117	117	0	23	9
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	200	137	990	0	0	0	0	0	100	160	205	205	0	13	14
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	286	0	0	0	131	101	1279	0	0	0	0	0	100	173	546	546	0	15	39
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573	286	0	0	0	210	151	986	0	0	0	0	0	100	251	319	319	0	20	32
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	286	0	0	0	215	149	1266	0	0	0	0	0	100	163	500	500	0	9	62
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	597	286	0	0	0	168	121	1103	0	0	0	0	0	100	220	393	393	0	14	33
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	182	134	1685	0	0	0	0	0	100	77	815	815	0	3	57
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	286	0	0	0	117	87	1858	0	0	0	0	0	100	21	941	941	0	1	82
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	286	0	0	0	199	141	1282	0	0	0	0	0	100	138	456	456	0	11	42
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	286	0	0	0	172	121	1216	0	0	0	0	0	100	203	468	468	0	18	42
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	603	286	0	0	0	124	95	1395	0	0	0	0	0	100	139	617	617	0	12	50
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	165	119	1004	0	0	0	0	0	100	256	328	328	0	20	30
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	286	0	0	0	174	125	1242	0	0	0	0	0	100	170	477	477	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	837	499	0	0	0	1649	1163	4393	0	0	0	0	0	100	1266	3544	3544	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	157	0	0	0	0	0	-22	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	106	117
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,27	2,51	0,00	0,00	0,00	1,53	1,10	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,50	4,19	4,19	0,00	159	492

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,59	-	-	-	68,59	-11,39	57,20	18,27	15,24
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	-	-	-	10,91	0,00	10,91	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	4,86	1,38	-	-	68,59	-	-	79,50	-11,39	68,11	18,27	15,24

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	279	145	811
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	100	365	189	990
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	531	158	389	202	1279
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	89	395	205	986
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	133	451	234	1266
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	129	355	184	1103
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	227	459	238	1685
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936	278	424	220	1858
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	164	372	193	1282
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	165	326	169	1216
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741	220	286	148	1395
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	136	271	140	1004
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	158	364	189	1242
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1700	505	1650	856	4393
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34	-17	-22
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	4,66	1,38	3,20	1,66	10,91

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

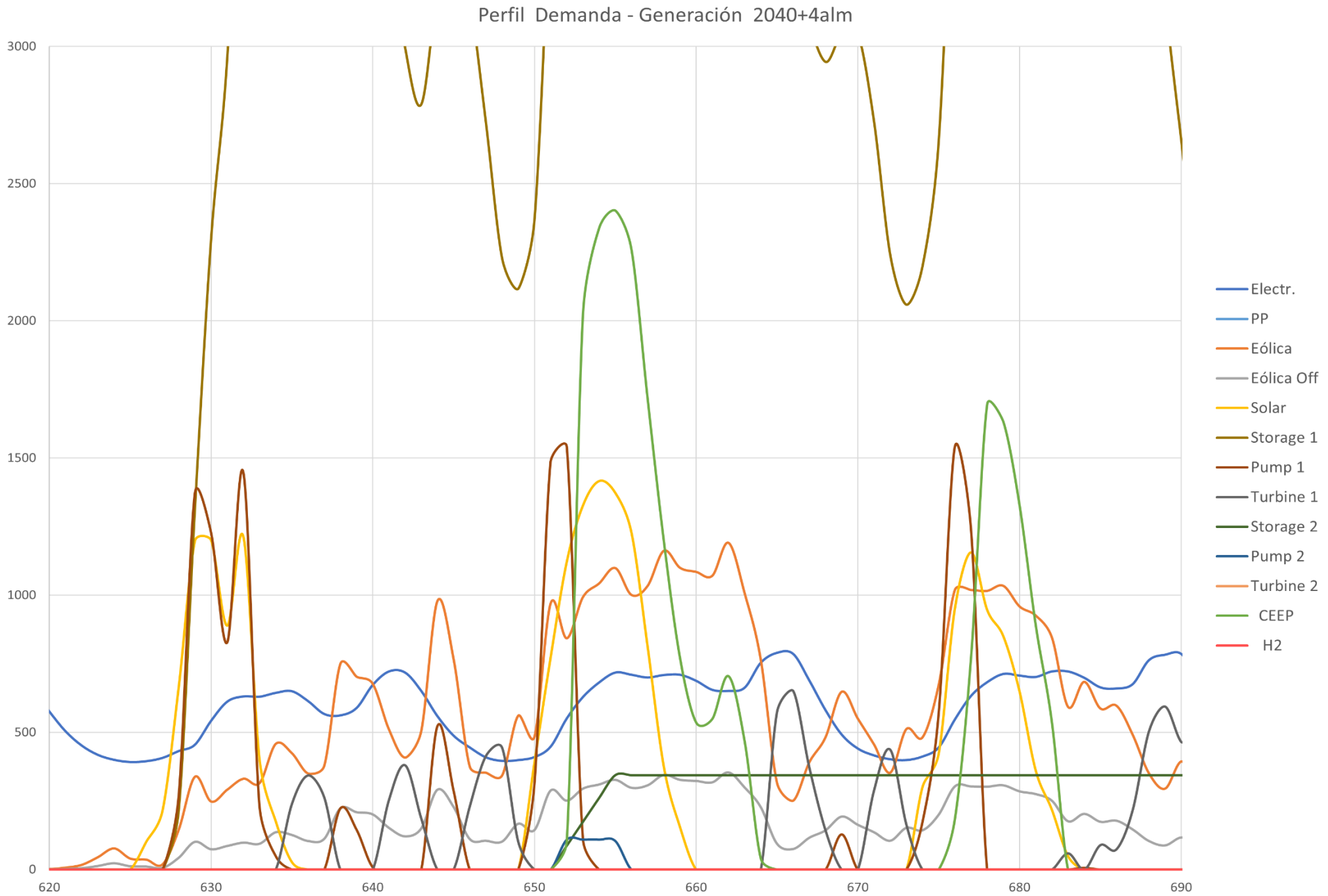
ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	159
Import =	159
Export =	-492
Bottleneck =	492
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	159
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	159

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 13,7 Percent of Primary Energy 117,9 Percent of Electricity 10,9 TWh electricity from RES


Perfil Demanda - Generación 2040+4alm
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
620
630
640
650
660
670
680
690
Electr.
PP
Eólica
Eólica Off
Solar
Storage 1
Pump 1
Turbine 1
Storage 2
Pump 2
Turbine 2
CEEP
H2