



Trabajo de Fin de Grado

Autor

Rubén Lorenzo Cruz González

Tutor

Benjamín J. González Díaz

ANÁLISIS DE LA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES

Analysis of the penetration of renewable energies in
island electricity systems

 **Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a mi tutor de TFG, Benjamín González, por su gran aporte de conocimiento que ha contribuido de manera única y constante a la finalización de este trabajo, además de su cercanía, comprensión y libertad que han sido fundamentales para mi durante el transcurso de este estudio.

Quiero también agradecer a mi compañero Santiago Escamilla por su gran apoyo y aportes de calidad a este proyecto, por tener siempre un sabio consejo que dar en el momento indicado, y por enseñarme una filosofía de trabajo que estoy seguro de que me acompañará por mucho tiempo.

También quiero tener un especial reconocimiento hacia mis familiares y amigos por su constante apoyo incondicional y su plena confianza en mí, que me ha impulsado para situarme en el lugar donde me encuentro ahora.

“El saber no ocupa lugar”

Antonio González Ramos

RESUMEN

Nuestra sociedad actualmente se enfrenta a la amenaza que supone el cambio climático producido por el exceso de emisiones de gases de efecto invernadero durante el siglo pasado y comienzos de este.

Contra esto, la humanidad está ofreciendo una respuesta conjunta para intentar limitar el calentamiento global por debajo de 2 grados centígrados, y si es posible, por debajo de 1,5 °C. Para ello, se están emitiendo cantidad de tratados jurídicamente vinculantes a todas las escalas, a través de los que se hará un recorrido partiendo de los que tienen un mayor alcance hasta llegar a los distintos planes de transición energética que han intentado la revertir la retrasada situación de Canarias en cuanto a la transición energética respecto al resto de España y Europa.

El objetivo de este estudio es contribuir a la investigación científicas sobre la situación de Canarias en términos de descarbonización y plantea propuestas para que nuestro archipiélago ocupe una posición de referencia en una futura economía descarbonizada, tanto en el resto de España como en la UE, como corresponde a una región cuyo cuidado de la naturaleza debe ocupar un lugar preminente. Dentro de este estudio se incluye la simulación de: i) un escenario tendencial, donde estudiaremos en qué situación nos encontraríamos si no se llevaran a cabo nuevas políticas energéticas que cambien el devenir de la transición energética canaria, ii) otro donde analizaremos como afectaría la introducción del gas natural a nuestro mix de generación, iii) y un último donde se analiza el propuesto por el PTECAN, comparándolos entre ellos y extrayendo nuestras propias conclusiones.

ABSTRACT

Our society is currently facing the threat posed by climate change caused by the excess of greenhouse gas emissions during the last century and the beginning of this one.

Against this, humanity is offering a joint response to try to limit global warming to below 2 degrees Celsius, and if possible, to below 1.5 degrees Celsius. To this end, several legally binding treaties are being issued at all scales, through which a journey will be made starting from those with the widest scope to the various energy transition plans that have tried to reverse the delayed situation of the Canary Islands in terms of energy transition compared to the rest of Spain and Europe.

The aim of this study is to contribute to scientific research about the Canary Islands in terms of decarbonization and puts forward proposals for our archipelago to occupy a position of reference in a future decarbonized economy, both in the rest of Spain and in the EU, as befits a region whose care for nature should occupy a prominent place. This study includes the simulation of: i) a trend scenario, where we will study the situation we would find ourselves in if no new energy policies were implemented to change the future of the Canary Islands energy transition, ii) another where we will analyze how the introduction of natural gas would affect our generation mix, iii) and a last one where we will analyze the scenario proposed by the PTECAN, comparing them and drawing our own conclusions.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	Antecedentes y metodología	5
2.1	Definición de Transición Energética	5
2.2	Tecnologías fundamentales en el mix energético	6
2.3	Diseño de escenarios	8
2.4	Energy Plan	20
3	Estado de la cuestión	21
4	Resultados y discusión	25
5	Conclusiones	39
5	Conclusions	41
	BIBLIOGRAFÍA	44
	ANEXO 1	49
	ANEXO 2	53
	ANEXO 3	65
	ANEXO 3	68
	ANEXO 4	77
	ANEXO 5	86
	ANEXO 6	95

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Evolución de emisiones de CO2 y temperatura en el mundo.	1
Gráfico 2: Perfil de demanda horaria de recarga del VE	11
Gráfico 3: Evolución Indicadores Transición Energética IRENA [37].	23
Gráfico 4: Emisiones de GEI derivadas de la generación de electricidad	24
Gráfico 5: Escenario BaU para el año 2025.	26
Gráfico 6: Escenario BaU+GN para el año 2025.	26
Gráfico 7: Escenario PTECAN para el año 2025.	26
Gráfico 8: Escenario BaU para el año 2030.	28
Gráfico 9: Escenario PTECAN para el año 2030.	28
Gráfico 10: Escenario BaU para el año 2035.	29
Gráfico 11: Escenario PTECAN para el año 2035.	29
Gráfico 12: Escenario BaU para el año 2040.	30
Gráfico 13: Escenario PTECAN para el año 2040.	30
Gráfico 14: Evolución de emisiones de los tres escenarios.	35
Gráfico 15: Evolución de costes por derechos de emisión	35
Gráfico 16: Evolución de los costes por combustible.	36
Gráfico 17: Evolución del precio del gas natural según la IEA [42].	36
Gráfico 18: Evolución de la inversión para los tres escenarios.	37
Gráfico 19: Porcentaje de EERR en la producción de electricidad.	38
Gráfico 20: Evolución del VE con condición de ligadura.	51
Gráfico 21: Evolución del VE según el PTECAN.	51
Gráfico 22: Evolución del número de vehículos ligeros	51
Gráfico 23: Evolución lineal del VE.	52
Gráfico 24: Evolución exponencial del VE.	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Trilema energético tradicional vs actual.	5
Figura 2: Escenarios planteados.	8
Figura 3: Esquema de funcionamiento del software EnergyPlan.	21
Figura 4: Historia de la planificación energética de Canarias.	31
Figura 5: KPIs de transición energética según el IRENA.	32
Figura 6: Resumen de las conclusiones	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Objetivos planteados por el PTECAN frente a la situación en 2020.	4
Tabla 2: Ventajas e inconvenientes del mix energético de Canarias.	7
Tabla 3: Costes de instalación, operación y mantenimiento [16].	12
Tabla 4: Valores estimados de combustibles y demanda.	14
Tabla 5: Valores estimados de generación convencional.	14
Tabla 9: Costes para la planta de regasificación de Granadilla.	16
Tabla 11: Valores de Demanda y producción de hidrógeno.	19
Tabla 12: Valores de combustibles y demanda según el PTECAN.	19
Tabla 13: Valores de almacenamiento energético.	19
Tabla 14: Valores de Generación convencional.	19
Tabla 15: Valores para la generación renovable según el PTECAN (1).	20
Tabla 16: Valores para la generación renovable según el PTECAN (2).	20
Tabla 17: Comparativa KPIs entre Europa, España y Canarias.	22
Tabla 18: Realidad vs Simulación.	25
Tabla 19: Evolución exponencial del VE.	50
Tabla 20: Evolución lineal del VE.	50
Tabla 21: Evolución del VE con condición de ligadura.	50

Tabla 22: Evolución según el PTECAN del VE.	50
Tabla 23: Evolución de los parámetros de demanda (escenario BAU).	54
Tabla 24: Evolución de los parámetros de suministro y otros (escenario BAU).	55
Tabla 25: Evolución de los parámetros de costes (escenario BAU).	56
Tabla 26: Evolución de los parámetros de demanda (escenario BAU+GN).	57
Tabla 27: Evolución de parámetros de suministro y otros (escenario BAU+GN).	58
Tabla 28: Evolución de los parámetros de costes (escenario BAU+GN) (1).	59
Tabla 29: Evolución de los parámetros de costes (escenario BAU+GN).	60
Tabla 30: Evolución de los parámetros de demanda (escenario PTECAN) (1).	61
Tabla 31: Evolución de los parámetros de demanda (escenario PTECAN) (2).	62
Tabla 32: Evolución de los parámetros de suministro (escenario PTECAN).	63
Tabla 33: Evolución de los parámetros de suministro y otros (escenario PTECAN).	64

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Ecuación para la estimación lineal de la demanda de electricidad	13
Ecuación 2: Estimación lineal para el consumo de queroseno.	13
Ecuación 3: Estimación lineal para el consumo de diésel.	13
Ecuación 4: Estimación lineal para el consumo de gasolina.	13
Ecuación 5: Estimación lineal para el consumo de GLP.	13
Ecuación 6: Estimación exponencial para el nº de VE.	13
Ecuación 7: Estimación lineal para la potencia convencional instalada.	13
Ecuación 8: Estimación lineal del rendimiento de la generación convencional.	13
Ecuación 9: Estimación lineal para la potencia eólica instalada.	14
Ecuación 10: Estimación lineal para la potencia fotovoltaica instalada	14

1 INTRODUCCIÓN

Nuestra civilización se enfrenta a la grave amenaza que supone el cambio climático, un cambio que está acelerando a una velocidad nunca contemplada por la humanidad [1] generando un peligro real para nuestra forma de vida actual. El mundo entero demanda soluciones encaminadas hacia una transición energética que nos permita afrontar esta amenaza mediante una nueva forma de producción y consumo de energía segura para todos, asequible para toda la humanidad y en concordia con la ecología de nuestro planeta mediante con un modelo de energía asequible y no contaminante, de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODS 7).

La evidencia científica ha demostrado que este cambio climático está asociado a la actividad humana, y en especial a la industrial debido a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) que produce esta actividad [2]. Ante esto, el mundo está, por primera vez, tomando una respuesta global a través del Acuerdo de París, un tratado internacional jurídicamente vinculante que tiene como objetivo limitar el calentamiento global muy por debajo de 2°C, y si es posible, por debajo de 1,5°C. Cada cinco años, los países deben enviar un plan conocido como Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN), planteando su contribución al cambio climático con el objetivo de llegar a la descarbonización de la economía en 2050 [3]. Esto constituye el núcleo del marco legislativo que crea la Unión Europea (UE) para cumplir este acuerdo, el Pacto Verde Europeo, donde se crea un compromiso para convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en 2050 [4].

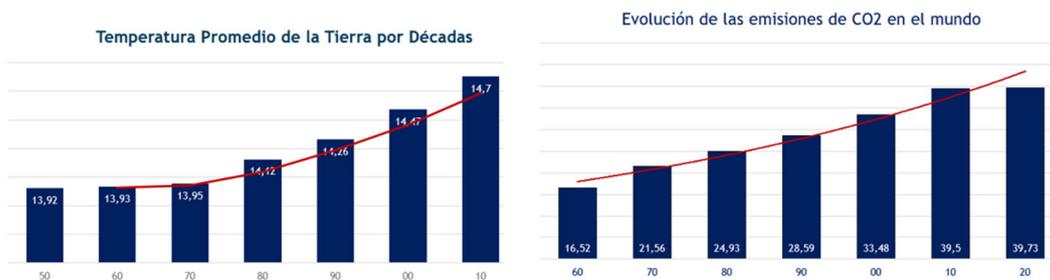


Gráfico 1 Evolución de emisiones de CO₂ y temperatura en el mundo.

Fuente: ONG Energía sin Fronteras

La Crisis generada por la pandemia de COVID-19 ha obstaculizado la consecución de objetivos ambientales a nivel global. Contra esto, la UE responde a través del programa *NextGenerationEU*, un instrumento de recuperación temporal firmemente ligado a la transición energética, ya que el 30% de este fondo irá destinado a la transición energética [5]. A este escenario ya de por sí complejo, se ha sumado la invasión rusa a Ucrania, que ha generado interrupciones en las cadenas de suministro internacionales y una escalada en los precios de la energía [6], creando una gran preocupación social que exige una respuesta urgente por parte de la UE para reducir la dependencia de las importaciones de petróleo, generando un interés social aún mayor por acelerar la transición energética.

Como respuesta a las exigencias de Europa, España emite el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para avanzar en la descarbonización de la economía y poder alcanzar la neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte 2050. En este se expresan como objetivos para 2030 [7], reducir las emisiones de GEI en un 23% respecto a 1990, mejorar la eficiencia energética en un 39,5% y conseguir una penetración de un 42% de energías renovables (EERR en adelante).

Dentro del territorio español, la zona “más vulnerable” al cambio climático es Canarias [8] por los siguientes motivos:

- Constituye un sistema energético aislado del continente, formado por seis subsistemas independientes de pequeño tamaño [9], con las complejidades añadidas de gestión que supone un sistema aislado [10].
- Un 80% de su mix eléctrico se produce a través de centrales térmicas que funcionan con combustibles fósiles (gasóleos y diésel).
- El porcentaje de penetración de EERR es muy bajo (20%) [11] comparado con el del conjunto de España (45%) y la UE (39%).
- La dificultad de ampliar la cuota de renovables debido al cuidado que exige la naturaleza de Canarias, con un 40% de su territorio con

cierto nivel de protección ambiental [12], que a su vez está asociada a la importancia de su sector turístico que supone el 35% del PIB [13].

Los factores anteriores, junto a la gravedad de situaciones como los devastadores incendios de Gran Canaria en 2019, han conducido hacia la declaración del estado de emergencia climática por parte del Gobierno de Canarias [14], incluyendo un compromiso para alcanzar una economía descarbonizada en el año 2040. Para lograr este objetivo, se crea la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética (LCCCTE) con la finalidad de aumentar la capacidad de adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático [15], y una herramienta de planificación, el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECAN). Su alcance llega hasta 2040 aunque es vinculante hasta el 2030, y promueve el desarrollo de un modelo energético sostenible basado en la eficiencia energética y las fuentes de energía renovable con el fin de alcanzar la descarbonización de la economía mediante el análisis de distintas alternativas [16].

El objetivo de este estudio es realizar un análisis comparativo de los siguientes escenarios para el sistema energético de Canarias:

- Tendencial (*Business as usual* o BaU) que plantea una evolución tendencial de acuerdo con los últimos 5 años reportados por el Anuario Energético de Canarias (2021-2017).
- Evolución prevista de acuerdo con las previsiones del PTECAN.
- Escenario BaU+GN, donde por último se observa el sistema canario de acuerdo con su desarrollo tendencial, y se añade el impacto de la introducción del gas natural en los Ciclos Combinados de Granadilla propiedad de Endesa.

Históricamente, Canarias ha basado su planificación energética en el PECAN (Plan Energético de Canarias) y el EECAN 2025 (Estrategia Energética de Canarias), pero estos planes nunca han conseguido sus objetivos, y aun así, el PTECAN (recientemente aprobado), propone unos objetivos aún más ambiciosos que los anteriores [17], mediante la implantación de tecnologías

disruptivas que aún no existen en las islas (generación eólica y fotovoltaica off-shore, y geotérmica entre otras). La tabla 1 nos permite observar la distancia entre los objetivos del PTECAN y la realidad actual en Canarias:

Objetivos PTECAN 2030	Meta	Estado 2020	Progreso
Fomento del VE [nº Veh.]	225.424	3.806	2%
Introducción del gas natural [Sí/No]	Sí	No	-
Generación Eólica on-shore [MW]	1.706	463	27%
Generación Eólica off-shore [MW]	330	5	2%
Generación FV on-shore [MW]	759	182	24%
Generación FV off-shore [MW]	31	0	-
Generación FV autoconsumo [MW]	524	24	5%
Generación de biocombustibles [MW]	18	4	21%
Almacenamiento energético [MWh]	4.339	156	4%
Superficie con paneles solares [m ²]	456.272	125.019	27%
Producción geotérmica [MW]	89	32	36%
Generación hidráulica [MW]	6	2	33%
Generación termosolar [MW]	6	0	-
Calderas de biomasa	15.423	1.221	8%

Tabla 1: Objetivos planteados por el PTECAN frente a la situación en 2020.

Fuente: Plan de transición Energética de Canarias.

En este estudio se analizará por vez primera unos escenarios de descarbonización para la isla de Tenerife de acuerdo con el software EnergyPLAN, creado con la finalidad de simular el funcionamiento de los sistemas energéticos nacionales. Este trabajo supone una contribución a la comprensión del reto al que se enfrenta Canarias y la forma en que su gobierno plantea resolverlo.

La estructura de este documento es la siguiente, en primer lugar, situaremos al lector con los antecedentes sobre la cuestión y una explicación de nuestra metodología, a continuación, mostraremos el estado actual de la transición energética de Canarias mediante la comparativa de sus indicadores de transición energética con el resto de España y la UE. En la siguiente sección se detallarán las principales magnitudes de cada escenario y se presentarán sus resultados. Seguidamente se realiza una descripción detallada de cada escenario y un análisis de sus resultados, que es discutida en la siguiente sección. Finalmente, se realiza un resumen con las conclusiones más interesantes de los resultados obtenidos.

2 Antecedentes y metodología

2.1 Definición de Transición Energética

La definición de transición energética (TE) ha ido evolucionando a lo largo del tiempo, en función de los objetivos y desafíos que se plantean y del desarrollo de nuevas posibilidades tecnológicas. Inicialmente, se enfocaba en la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, mientras que actualmente se ha ampliado su perspectiva para abordar la mitigación del cambio climático y la descarbonización de la economía.

El proceso de TE supondrá un cambio en nuestros paradigmas de consumo de energía actuales, suponiendo una transformación del tradicional trilema energético (sostenibilidad medioambiental, competitividad en costes y seguridad de suministro) [18] a uno nuevo compuesto por digitalización, descentralización y descarbonización [19]). Se considera también fundamental conseguir que esta transición se lleve a cabo cumpliendo con el objetivo de lograr un acceso universal a una energía no contaminante y asequible para todos (ODS7) [20] sin dejar atrás a aquellos ciudadanos en situación más vulnerable.

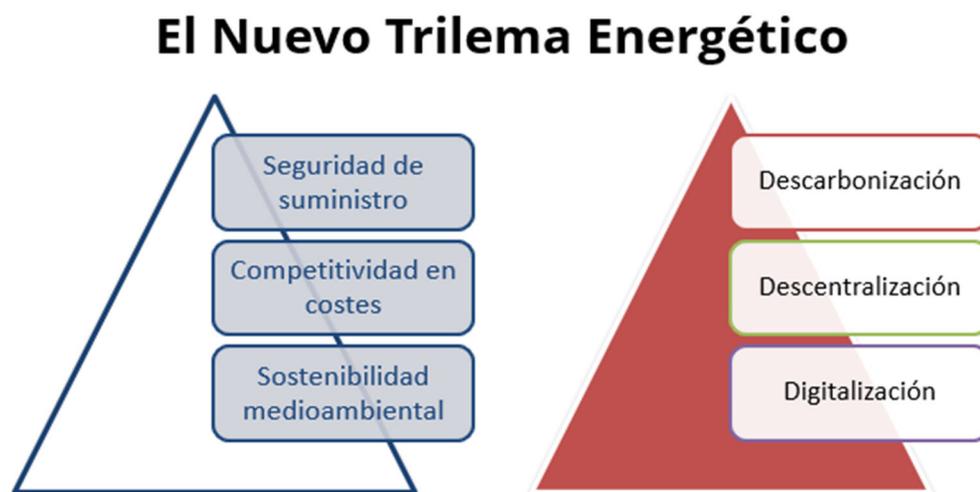


Figura 1: Trilema energético tradicional vs actual.

Fuente: Elaboración propia.

La puesta en común de diversos organismos internacionales sobre su definición de TE, como son IRENA o IPCC nos permite observar una definición de TE basada en la consecución de una transformación del sistema energético, logrando un nuevo sistema más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles. Ambos organismos (IRENA e IPCC) coinciden en definir la TE como un proceso que involucra cambios en la oferta y la demanda de energía, así como la mejora de la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía renovables.

Resumiendo, la TE es un proceso complejo y multifacético que busca transformar el sistema energético global para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y abordar los desafíos del cambio climático. Este proceso implica la implementación de políticas adecuadas, la inversión en tecnologías limpias y eficientes, y la colaboración internacional. En última instancia, el objetivo de la TE es lograr un sistema de energía sostenible, asequible y accesible para todos.

2.2 Tecnologías fundamentales en el mix energético

El futuro Mix Energético de Canarias se compone de una panoplia de tecnologías de generación en utilización actualmente, y de otras potenciales tecnologías que deben ser estudiadas y si procede instaladas, para así lograr la TE en el archipiélago desde el punto de vista de la oferta de energía.

Nuestro planteamiento de partida para alcanzar una mejor solución en la TE de Canarias es adoptar el principio de "Neutralidad Tecnológico" que asume que no existen tecnologías "buenas" o "malas" sino diversas opciones que pueden ser más o menos recomendables en función de cada situación. Para mostrar de una manera clara el estado de la tecnología actual, a continuación, se realiza una recopilación de los métodos de generación de energía que existen actualmente en Canarias, bien en fase de operación o simplemente de estudio, de forma que podamos exponer mejor las principales ventajas e inconvenientes de cada tecnología.

Tecnología	Ventajas	Inconvenientes
Derivados del petróleo	<ul style="list-style-type: none"> • Generación gestionable, con capacidad de respuesta rápida y flexible a demanda • Tecnología fiable con equipos e instalaciones ya en la isla 	<ul style="list-style-type: none"> • Produce altos niveles de emisiones • Dependencia exterior para el aprovisionamiento de combustible • Volatilidad de precios
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> • No produce GEI • Reducción de la dependencia de combustibles fósiles • Considerable reducción de costes en la última década 	<ul style="list-style-type: none"> • Su generación depende de las condiciones climáticas • Impacto visual • Aves o murciélagos pueden chocar con las turbinas. • Costos iniciales elevados
Fotovoltaica	<ul style="list-style-type: none"> • No produce GEI • Reducción de la dependencia de combustibles fósiles • Se puede utilizar en multitud de situaciones, desde autoconsumo a grandes plantas de energía solar. • Puede ser utilizada en áreas sin acceso a la red eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos iniciales elevados • Su generación depende de las condiciones climáticas. • Requiere una gran cantidad de espacio para los paneles solares.
Minihidráulica	<ul style="list-style-type: none"> • No produce GEI • Su generación no depende de las condiciones climáticas diarias • Bajo costo de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos iniciales elevados • Los sedimentos que transporta el agua complican los rendimientos • Precisan acumular volúmenes de agua y por tanto de régimen de lluvias anual
Geotérmica	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente de energía renovable y sostenible • La energía geotérmica está disponible de manera constante • Bajo costo operativo 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo puede ser utilizada en ciertas áreas del mundo • Puede asociarse con terremotos, actividad volcánica y emisión de gases tóxicos • Contaminación del agua
Hidrógeno verde	<ul style="list-style-type: none"> • Se produce utilizando energía limpia • Se puede almacenar y transportar fácilmente • Reducción de la dependencia de combustibles fósiles 	<ul style="list-style-type: none"> • Es costoso de producir • Difícil implementación a gran escala por el bajo desarrollo de su infraestructura. • Se requiere mucho espacio para producir grandes cantidades
Off-shore	<ul style="list-style-type: none"> • El viento y la radiación solar son más fuertes en el mar • No afectan a la fauna y flora terrestre • Mayor disponibilidad de espacio 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo inicial que las renovables convencionales • Mayor dificultad de instalación y mantenimiento • Posibilidad de tener un impacto negativo en la fauna marina.

Tabla 2: Ventajas e inconvenientes del mix energético de Canarias.

Fuente: Elaboración propia

2.3 Diseño de escenarios

La definición de los diversos escenarios se ha hecho de forma que secuencialmente nos puedan aproximar más hacia un mejor conocimiento de la evolución de nuestra TE, de acuerdo con la siguiente estructura:

DISEÑO DE ESCENARIOS

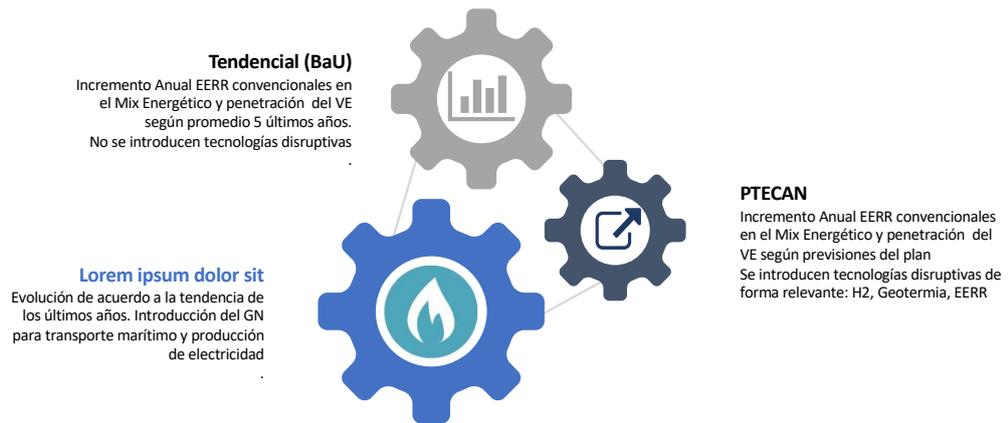


Figura 2: Escenarios planteados.

Fuente: Elaboración propia.

La construcción de cada uno de los modelos de sistema energético que generan cada escenario hace necesaria la construcción de ciertas hipótesis, que fundamentalmente han sido realizadas combinando datos reales y oficiales de años anteriores, junto a información de fuentes de referencia sobre la evolución esperada del sistema energético del archipiélago, de acuerdo con el siguiente esquema de trabajo:

1. Identificamos el sistema energético de referencia a estudiar, para el cual dispongamos de datos de fuentes oficiales y contrastadas. Identificamos los principales rasgos de este, así como la demanda, fuentes de suministro, etc.
2. Se validan los resultados del modelo creado mediante los datos que ya tenemos del sistema de referencia. Para esto se ajustan las entradas y las

salidas del sistema hasta que concuerdan todos los datos con los de la fuente oficial que tengamos.

3. Como plantearemos escenarios hasta 2040, será necesario obtener datos que aún no existen para nuestro escenario BaU. Para esto se tomarán datos de años anteriores, y mediante regresión lineal, se estimarán los valores para los años de 2021 en adelante.
4. Los datos del escenario BaU se compararán inicialmente con lo que propone el PTECAN, por lo que el siguiente escenario en crear será este. Para ello se tomarán los valores que este documento nos aporta para los años correspondientes.
5. Por último, se tomará el escenario BaU+GN, que permite aproximarse a los objetivos de la descarbonización.

Como ya se ha mencionado en este apartado, una de las claves para obtener modelos de calidad con los que conseguir información fiable, precisa de utilizar datos de fuentes oficiales y contrastadas. Es por esto que para el escenario BaU se han recopilado los datos a través de los anuarios energéticos de Canarias, un documento que proporciona el gobierno de Canarias donde se recopila la información más relevante sobre la evolución histórica del sector energético de Canarias. Concretamente se han extraído datos de los anuarios emitidos entre 2014 y 2021, siendo estos los datos más actualizados de fuentes oficiales.

El criterio para la toma de datos de partida en el escenario BaU se detalla a continuación:

- Demanda de electricidad: la evolución de la demanda se calcula a partir de la regresión lineal de los datos reales de demanda obtenidos por los anuarios energéticos entre 2014 y 2021.
- Capacidad de generación renovable para cada tipo de producción de EERR, de acuerdo con los datos obtenidos a través de la regresión

lineal realizada con los valores extraídos de los anuarios energéticos entre 2014 y 2021.

- Capacidad de producción de las centrales de generación de origen convencional según los datos que arroja la regresión lineal aplicada a los datos obtenidos del anuario energético de los años comprendidos entre 2014 y 2021.
- Para la demanda de combustibles fósiles para transporte se aplica otra vez la regresión lineal a los datos obtenidos en el anuario energético entre los años 2014 y 2021 para conseguir datos hasta 2040.
- En cuanto a demanda de electricidad de vehículos eléctricos es importante conocer que solo se tendrán en cuenta vehículos ligeros, pues recientes directivas europeas evalúan el resto hacia los *e-fuels* [21]. En este caso se plantean tres escenarios distintos elaborados mediante los datos vehículo ligero del anuario energético y el ISTAC entre los años 2014 y 2021: i) El primero se estima mediante regresión lineal; ii) pero como esta estimación no la consideramos fiel a la realidad por la proyección exponencial que tienen los datos actuales, se realiza otro escenario trazando una línea de tendencia exponencial; iii) Como la UE prohibirá la venta de vehículos que emitan GEI a partir de 2035 [22], estimamos que para este año el 75% del parque de vehículos estará conformado por VE. En torno a esta hipótesis se realiza una regresión lineal a los datos del número vehículos para saber el número de vehículos eléctricos que habrá en el año de referencia, y mediante los valores de años anteriores y la consigna se traza una línea de tendencia exponencial. Tras realizar las simulaciones decidimos evaluar sobre la línea de tendencia exponencial sin condición de ligadura por suponer que es el modelo que más se adecúa al escenario que representaremos.
- Al igual que en el resto de los casos, para el rendimiento de las centrales de generación de origen convencional se toman los datos del anuario energético entre 2014 y 2021 y se obtiene el resto de los datos mediante regresión lineal.

- Es importante establecer cuál es el mínimo de generación gestionable que debe existir en nuestro sistema para mantener estable la red. Tenemos dos maneras de indicar esto, mediante el valor mínimo de generación convencional que ha habido, o a través del porcentaje mínimo de generación convencional sobre el total generado. Estos valores se han extraído a través de un filtrado de los datos que ofrece Red Eléctrica de España (REE) en su página web [15].
- Además de todos estos valores, es necesario introducir las distribuciones horarias que requiere el software para hacer los cálculos correctos. Se usarán todas las que aporta el programa excepto para la demanda de electricidad, generación solar, eólica y recarga de vehículo eléctrico, que se obtendrán a través de los datos que aporta REE, y de la estrategia del vehículo eléctrico del PTECAN (ver gráfico 2). La funcionalidad de estos modelos consiste en distribuir los datos de demanda y generación según estos perfiles, de manera que el software nos devuelve una función de igual forma que el perfil que se ha introducido, pero con una amplitud mayor o menor en función del valor de demanda o generación que se haya introducido.



Gráfico 2: Perfil de demanda horaria de recarga del VE

Fuente: Elaboración propia.

- Este estudio también se va a abordar desde un punto de vista económico, por lo que será necesaria la recopilación de parámetros de inversión. Del anuario energético de Canarias hemos podido

extraer la evolución de los precios de combustibles fósiles para el año 2021, dato que utilizaremos de referencia hasta el año 2040.

- Para los datos de inversión necesarios se ha optado por la recopilación de datos que podemos observar en la tabla 3 obtenidos del informe que realiza el IRENA de forma anual sobre el coste actual de la implantación de energía renovable [24]. Con esta información, habiendo obtenido previamente una estimación de la evolución de la instalación de energía renovable, seremos capaces también de hacer una estimación de cómo evolucionará la inversión y los costes de implantación de estas tecnologías.

Coste de instalación de potencia eólica	1422 €/kW
Coste de operación y mantenimiento de potencia eólica	2,74 %
Coste de instalación de potencia fotovoltaica	772 €/kW
Coste de operación y mantenimiento de potencia fotovoltaica	1,4 %
Coste de instalación de potencia hidráulica	1471 €/kW
Coste de operación y mantenimiento de potencia hidráulica	2,6 %

Tabla 3: Costes de instalación, operación y mantenimiento [16].

Fuente: Elaboración propia a través de datos del IRENA

- Aunque se sabe que las plantas de generación térmicas ya están completamente amortizadas, el software contempla el coste de operación y mantenimiento como un porcentaje de la inversión inicial, por lo que debemos obtener este último valor, en nuestro caso a partir de la declaración ambiental que realiza Endesa para la Central Térmica de Barranco de Tirajana, que siendo una central casi gemela con la Central Térmica de Granadilla, entendemos que han requerido de la misma inversión, que en este caso es de 630 M€ [26]. Para este tipo de tecnología la Unión Europea establece un coste por operación y mantenimiento equivalente a un 2% del total de la inversión de la planta [27].
- Además de los propios costes asociados a la inversión, operación y mantenimiento se debe tener en cuenta los costes derivados de la compra de derechos de emisión de CO₂. Este mecanismo lo creó la Unión Europea para fomentar la reducción de emisiones contaminantes, donde cada año la cantidad de derechos de emisión que la UE emite es menor. Para tener conocimiento del precio

de los derechos de emisión de CO₂ hemos acudido a los que ofrece SENDECO₂, una empresa dedicada a la compraventa de derechos de emisión por cuenta propia. Recientemente el precio ha sufrido un gran repunte, teniendo una evolución de precios que pasa de 24,75 €/tCO₂ en el año 2020 a 80,87 €/tCO₂, pero los últimos dos años este valor se ha mantenido bastante estable, por lo que tenemos indicios de que el precio no mantendrá esta tendencia tan alcista, por lo que una estimación sensata es mantener estable un precio de 100 €/tCO₂.

- Las Ecuaciones obtenidas a través de los métodos descritos anteriormente las enumeramos a continuación:

$$\text{Demanda de electricidad} = -0,026 \cdot \text{Año de referencia} + 57,37$$

Ecuación 1: Ecuación para la estimación lineal de la demanda de electricidad

$$\text{Consumo de queroseno} = -0,1733 \cdot \text{Año de referencia} + 354,08$$

Ecuación 2: Estimación lineal para el consumo de queroseno.

$$\text{Consumo de diésel} = 0,1412 \cdot \text{Año de referencia} - 280,42$$

Ecuación 3: Estimación lineal para el consumo de diésel.

$$\text{Consumo de gasolina} = 0,0101 \cdot \text{Año de referencia} - 17,642$$

Ecuación 4: Estimación lineal para el consumo de gasolina.

$$\text{Consumo de GLP} = -0,0088 \cdot \text{Año de referencia} + 18,224$$

Ecuación 5: Estimación lineal para el consumo de GLP.

$$\begin{aligned} \text{N}^\circ \text{ de VE} = & 7,28 \cdot \text{Año de referencia}^3 - 44037 \cdot \text{Año de referencia}^2 + 9 \cdot 10^7 \\ & \cdot \text{Año de referencia} - 6 \cdot 10^{10} \end{aligned}$$

Ecuación 6: Estimación exponencial para el n° de VE.

$$\text{Potencia convencional} = -0,3833 \cdot \text{Año de referencia} + 1885,6$$

Ecuación 7: Estimación lineal para la potencia convencional instalada.

$$\text{Rendimiento} = -0,0008714 \cdot \text{Año de referencia} + 2,1549$$

Ecuación 8: Estimación lineal del rendimiento de la generación convencional.

$$\text{Potencia eólica} = 29,88 * \text{Año de referencia} - 60182,45$$

Ecuación 9: Estimación lineal para la potencia eólica instalada.

$$\text{Potencia fotovoltaica} = -0,0628 * \text{Año de referencia} + 241,389$$

Ecuación 10: Estimación lineal para la potencia fotovoltaica instalada

- A través de todas estas estimaciones, además de la recopilación de datos realizada, obtenemos los datos para los años de referencia a estudiar, los cuales encontramos en las siguientes tablas:

Combustibles y demanda						
AÑO	Electricity Demand [TWh]	JP (Jet Fuel) [TWh]	Diesel / DME [TWh]	Petrol / Methanol [TWh]	LPG [TWh]	Vehículo Eléctrico (exponencial) [TWh]
2025	3,3025	3,1475	5,51	2,8105	0,404	0,000430785
2030	3,169	2,281	6,216	2,861	0,36	0,15019961
2035	3,0355	1,4145	6,922	2,9115	0,316	0,505046482
2040	2,902	0,548	7,628	2,962	0,272	0,001307926

Tabla 4: Valores estimados de combustibles y demanda.

Fuente: Elaboración propia.

Generación convencional	
CHP Electric capacity PP1 [MW]	CHP Electric efficiency PP1
1109,4175	0,390264286
1107,501	0,385907143
1105,5845	0,38155
1103,668	0,377192857

Tabla 5: Valores estimados de generación convencional.

Fuente: Elaboración propia.

Generación renovable		
Wind [MW]	Photo Voltaic [MW]	River hydro [MW]
342,1464286	114,1035714	1,2
491,589881	113,7892857	1,2
641,0333333	113,475	1,2
790,4767857	113,1607143	1,2

Tabla 6: Valores estimados de generación renovable.

Fuente: Elaboración propia.

Costes					
Fuel oil [€/G.J]	Diésel oil [€/G.J]	Gasoil [€/G.J]	CAPEX (PP) [M€]	OPEX (CC) [% CAPEX]	CAPEX (Wind) [M€]
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	486,5322214
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	699,0408107
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	911,5494
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	1124,057989

Tabla 7: Valores estimados de costes (1).

Fuente: Elaboración propia.

Costes					
OPEX (Wind) [% CAPEX]	CAPEX (PV) [M€]	OPEX (PV) [% CAPEX]	CAPEX (hydropower) [M€]	OPEX (hydropower) [% CAPEX]	CO2 cost [€/tCO2]
2,741836106	88,08795714	1,400233372	1,7652	0,026	100
2,741836106	87,84532857	1,400233372	1,7652	0,026	100
2,741836106	87,6027	1,400233372	1,7652	0,026	100
2,741836106	87,36007143	1,400233372	1,7652	0,026	100

Tabla 8: Valores estimados de costes (2).

Fuente: Elaboración propia.

El criterio para la construcción del escenario BAU+GN añade algunos factores al escenario que acabamos de desglosar:

- En principio la potencia de generación convencional será la misma, ya que lo que se plantea es una conversión de tecnologías para suplir la generación de los ciclos combinados mediante derivados del petróleo por generación a través de gas natural, por lo que los datos que necesitamos recopilar son de costes e inversión. Para estimar el coste de conversión de la maquinaria de los Ciclos Combinados a gas natural, hemos intentado obtener información sobre el proyecto de ENAGAS para Granadilla, y a pesar de que los detalles de este proyecto son confidenciales, la respuesta pública de la CNMC informa del coste estimado para la central de Granadilla, donde la tasan en 15,8 M€ [28].
- Además de esto, se necesitará una planta de regasificación FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) para convertir el gas natural licuado que se transportará en buques hasta Canarias en gas natural. Para ello hemos podido contar con un estudio donde han participado varios reputados expertos de los campos energético, naviero, financiero y medioambiental, además de importantes empresas del sector energético que han aportado información para poder llevarlo a cabo de la manera más exacta posible. Sin embargo, este estudio no es de libre difusión, por lo que se harán menciones a este, pero no se aportará su referencia debido a su privacidad. En la tabla 4 podemos ver el desglose del presupuesto estimado para esta planta, donde vemos que tendrá un coste final aproximado de 34,9 M€.

Equipo principal	5.284.758 €
Materiales	3.438.740 €
Construcción	5.577.303 €
Ingeniería y supervisión	3.168.000 €
Tanques	13.413.600 €
Obras portuarias y civiles	450.000 €
Oleoducto	450.000 €
Contingencias	3.150.000 €
Total	34.932.401 €

Tabla 6: Costes para la planta de regasificación de Granadilla.

Fuente: Elaboración propia

- También se debe estimar el coste del gas natural que se empleará como combustible en el Ciclo Combinado. En este caso tomaremos el precio de referencia que estima para Europa según el TTF (un punto virtual de intercambio de gas natural donde se establece el precio de este combustible en el mercado europeo) la International Energy Agency (IEA) para el año 2025 en su último reporte [29], que es de aproximadamente 15 \$/MMBtu. De acuerdo con el estudio privado con el que contamos de apoyo para generar este escenario, al precio debemos sumarle un margen de comercialización (0,1\$/MMBtu), y los costes de transporte y regasificación para Canarias (0,87 y 0,37 \$/MMBtu respectivamente), obteniendo así un precio final de 16,34 \$/MMBtu, lo que equivale a 14,1 €/GJ.
- Finalmente debemos establecer que porcentaje de la generación será provista por parte de los ciclos combinados. Para esto recurrimos a los datos de cobertura de la demanda que ofrece el anuario energético de Canarias para el año 2021, donde observamos que de los 2.661.453 MWh generados por centrales térmicas, 1.753.875 corresponden a ciclo combinado, con lo que se determina que un 66% de la generación térmica se realizará a través del uso del gas natural.

Por último, comentaremos como se han establecido los criterios para la creación del último escenario, que como se puede intuir, casi la totalidad de sus datos estarán extraídos del PTECAN:

- Para las estimaciones de instalación de potencia tanto de generación como de almacenamiento nos hemos apoyado en el documento del PTECAN, así como en las estrategias de generación gestionable, de vehículo eléctrico, de almacenamiento energético y de hidrógeno verde.
- El nuevo Plan de Transición Energética de Canarias no nos ofrece algunos datos que necesitamos para recrear este modelo en Energy Plan, como es la potencia de electrolizadores necesaria para abastecer la demanda de hidrógeno que se estima para 2035, ya que para 2030 y 2040 si se aportan los datos. Para el año 2025 no se contempla el uso de hidrógeno, ya que comentan que la introducción del hidrógeno se realizará a partir de 2030 para que esta tecnología alcance un nivel de madurez suficiente. Como tenemos los datos tanto de demanda como de potencia de electrolizadores para 2030 y 2040, podemos estimar la potencia de electrolizadores necesaria para 2035 manteniendo la proporcionalidad entre demanda y potencia de los datos que tenemos.
- Las unidades de los datos que nos ofrece el PTECAN sobre la demanda de hidrógeno están en tH₂, mientras que el software de simulación que empleamos nos solicita estos valores en TWh, por lo que debemos hacer una conversión de magnitud. Para ello acudimos a un reporte del departamento de Energía y Minería de la Junta de Castilla y León, donde realizan el cálculo del poder calorífico del hidrógeno que da como resultado un valor de 120 MJ/kg [30], es decir, un kilogramo de hidrógeno contiene 33,3 kWh, un dato que concuerda las afirmaciones de la IEA [31].
- También se han encontrado dificultades a la hora de obtener los datos sobre almacenamiento energético necesarios para generar un modelo fiel a lo que propone el PTECAN, ya que solo se ofrecen datos hasta 2030 en unidades de energía, mientras que en el software nos solicita también la potencia de este sistema. Para superar esta dificultad recurrimos a un estudio que se realizó el año pasado sobre el análisis de la producción de hidrógeno verde como vector

energético en la isla de Tenerife, donde se realizó una estimación de los valores de almacenamiento energético para los años 2035 y 2040 para los datos del PTECAN. Además de esta estimación nos proporciona la ratio de almacenamiento para calcular la potencia de las baterías en función de los datos de energía, resolviendo así todas las dificultades que se planteaban [32].

- Los rendimientos de los grupos de generación térmica se supondrán iguales que en los escenarios BaU debido a que se entiende que los grupos de generación térmica en uso tendrán un rendimiento similar debido a la limitación técnica que existe en la maquinaria de generación convencional.
- También será necesario obtener un valor para el rendimiento de la generación de electricidad mediante geotermia de alta entalpía, ya que esto es un dato necesario para la correcta recreación del modelo. Para ello hemos acudido a un reporte donde se analiza el rendimiento de las plantas de generación geotérmica. En este se arrojan una serie de ejemplos de plantas de generación geotérmica cuyas eficiencias van desde el 15% al 25% aproximadamente, por lo que tomaremos un rendimiento del 20% y lo fijaremos hasta 2040 [31].
- En cuanto a los derechos de emisión para este escenario, el PTECAN afirma que los organismos internacionales proyectan un incremento de los precios de derecho de emisión que alcanzan los 50€/tCO₂ entre 2030 y 2040, y establecen un precio de derechos de emisión de 30€/tCO₂ para el periodo comprendido entre 2021 y 2025 y de 35€/tCO₂ para el horizonte 2026 a 2030. Sin embargo, en el año 2022 ya el precio medio fue de 80,87€/tCO₂, y este año la media ya está situada en 88€/tCO₂, por lo que está clara que la estimación en el plan de transición no se corresponde con la realidad debido a los grandes cambios en el mercado relacionados con la pandemia y la invasión de Rusia a Ucrania. Por estos motivos, en este caso, se tomarán los precios estimados para el escenario BaU.
- En cuanto al apartado de costes de este escenario, el PTECAN no aporta la suficiente información como para recrear la evolución de inversión, por lo que para evaluar respecto a los otros dos escenarios

se tomarán los datos de inversión total por isla que si son ofrecidos por este documento.

- La recopilación de todos los datos que necesitamos para recrear este escenario la encontramos en las siguientes tablas:

Demanda de hidrógeno					
AÑO	Electrolizadores [MW]	Demanda de hidrógeno (turístico e industrial) [tH2]	Demanda de hidrógeno (turístico e industrial) [TWh]	Demanda de hidrógeno (transporte) [tH2]	Demanda de hidrógeno (transporte) [TWh]
2025	0,00	439,00	0,01	1551,00	0,05
2030	131,95	1209,00	0,04	17433,00	0,58
2035	358,05	2072,00	0,07	45191,00	1,50
2040	635,83	3649,00	0,12	80251,00	2,67

Tabla 7: Valores de Demanda y producción de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia.

Combustibles y demanda							
AÑO	Demanda eléctrica [TWh]	Queroseno [TWh]	Diesel / DME [TWh]	Petrol / Methanol [TWh]	LPG [TWh]	Vehículo Eléctrico (PTECAN) [TWh]	Demanda total sin VE [TWh]
2025	3,41	4,11	4,62	2,20	0,40	0,230949	3,480000
2030	3,13	3,59	4,37	1,83	0,31	0,724139	3,303000
2035	2,93	3,25	4,19	1,63	0,27	1,484081	3,230000
2040	2,84	3,06	4,16	1,55	0,25	2,510779	3,300000

Tabla 8: Valores de combustibles y demanda según el PTECAN.

Fuente: Elaboración propia.

Almacenamiento				
AÑO	Almacenamiento a nivel usuario [MW]	Almacenamiento a nivel usuario [GWh]	Almacenamiento distribuido [MW]	Almacenamiento distribuido [GWh]
2025	52,45	0,17	4,30	0,01
2030	128,62	0,41	9,09	0,03
2035	256,62	0,81	18,13	0,06
2040	384,63	1,22	27,17	0,09

Tabla 9: Valores de almacenamiento energético.

Fuente: Elaboración propia.

Producción convencional		
AÑO	CHP Electric capacity PP1 [MW]	CHP Electric efficiency PP1
2025	720,50	0,39
2030	677,10	0,39
2035	172,10	0,38
2040	0,00	0,38

Tabla 10: Valores de Generación convencional.

Fuente: Elaboración propia.

Producción renovable					
AÑO	Wind off-shore [MW]	Wind on-shore [MW]	Photo Voltaic autoconsumo [MW]	Photo Voltaic on-shore [MW]	Total Photo Voltaic on-shore [MW]
2025	78,9	412,40	137,30	229,70	367,00
2030	200	763,60	326,80	468,80	795,60
2035	529,3	1319,50	795,20	681,50	1476,70
2040	971,8	2066,50	1424,50	967,50	2392,00

Tabla 11: Valores para la generación renovable según el PTECAN (1).

Fuente: Elaboración propia.

Producción renovable						
Photo Voltaic off-shore [MW]	River hydro [MW]	CSP Solar Power [MW]	Tidal [MW]	Eficiencia G.Geotérmica [%]	Geotérmica [MW]	Biomasa [MW]
5,50	1,2	0	1	-	0	3,7
14,90	1,8	0	2	20	20	7
24,70	2,6	0	3,5	20	20	12,1
37,90	2,6	0	5	20	20	17,8

Tabla 12: Valores para la generación renovable según el PTECAN (2).

Fuente: Elaboración propia.

La totalidad de los datos extraídos y estimados para cada uno de los escenarios que se ha simulado se podrán observar en el anexo 2.

2.4 Energy Plan

EnergyPLAN es una herramienta de análisis de sistemas energéticos basado en un algoritmo determinista de entrada-salida, tal y como se muestra en la figura 3, donde generalmente las entradas son la demanda, fuentes de energía renovable, las capacidades de las plantas de generación, costes, etc. Mientras que como salida encontramos balance energético, producción anual, emisiones de CO₂ anuales o consumo de combustible entre otras. Esto permite simular en términos horarios hasta llegar al margen temporal de un año los sectores de electricidad, calefacción/refrigeración, transporte, gas... Esto permite simular y analizar sistemas energéticos complejos y diseñar planes de energía sostenibles a nivel local y regional [34].

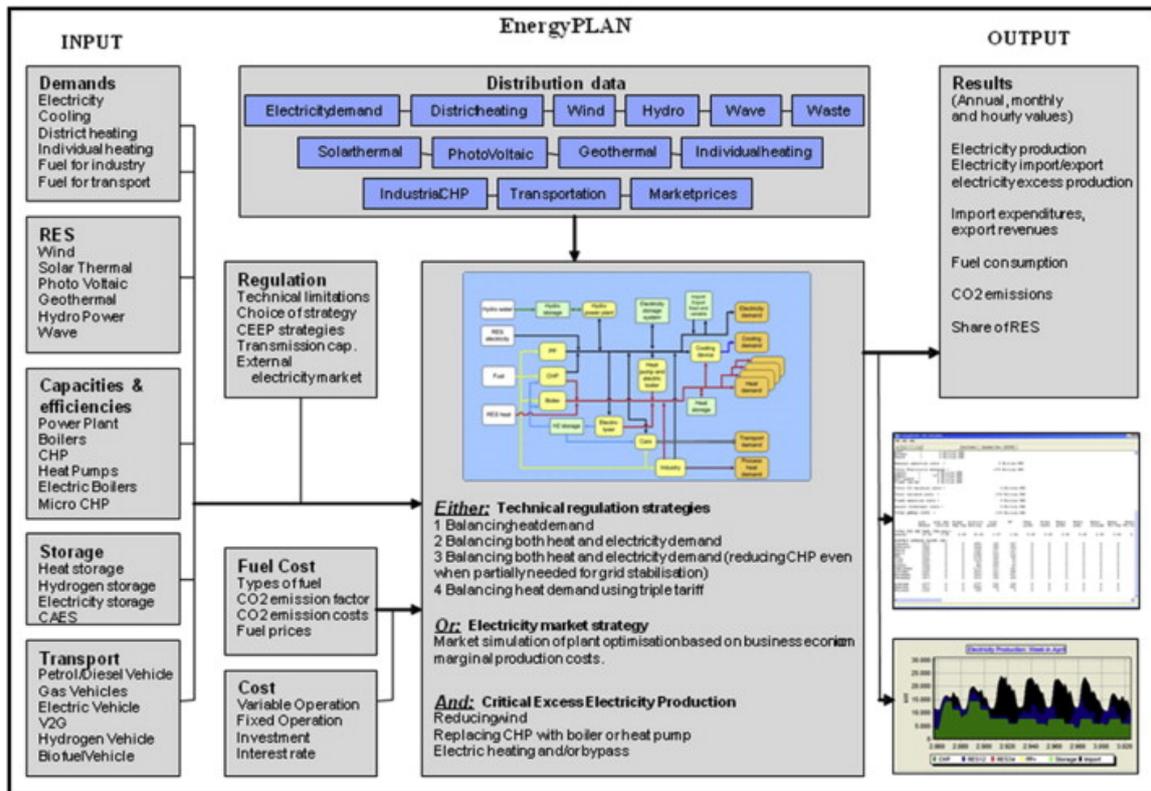


Figura 3: Esquema de funcionamiento del software EnergyPlan.

Fuente: Página web del software EnergyPlan.

Este software se distribuye de forma gratuita, y algunos autores consideran que es la herramienta más adecuada para estudiar la integración de EERR en cualquier sistema energético [35], siendo una de las herramientas más usadas para el estudio de la penetración de EERR en sistemas energéticos nacionales o regionales [36].

En conclusión, esta herramienta es la seleccionada para nuestro estudio por su alta fiabilidad, demostrada en multitud de estudios y análisis realizados con ella, permitiéndonos diseñar los escenarios planteados con la seguridad de que los datos obtenidos serán objetivamente realistas.

3 Estado de la cuestión

Cuantificar el nivel de transición alcanzado es complicado debido a la cantidad de variables que pueden arrojar diversos resultados en la evaluación de la TE. Recientemente la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) ha proporcionado una serie de indicadores KPIs (Key Performance

Indicators) en uno de sus informes [37] que nos permitirán, por vez primera, evaluar de una manera imparcial la posición en la que se encuentra Canarias de cara a la TE respecto a España y Europa.

Indicador Transición Energética IRENA		Europa	España	Canarias
KPI.01	Porcentaje de EERR en el sector eléctrico	39%	45%	19%
KPI.02	Porcentaje de EERR en el consumo energético	12%	9%	5%
KPI.03	Eficiencia Energética (Demanda de energía / PIB)	107	69	77
KPI.04	Porcentaje de electricidad directa en el consumo total de energía final	23%	26%	23%
KPI.05	Producción de Hidrógeno verde y sus derivados [Mt]	-	-	-
KPI.06	Emisiones CO ₂ capturadas	-	-	-

Tabla 13: Comparativa KPIs entre Europa, España y Canarias.

Fuente: Elaboración propia a través de los datos del Anuario Energético de Canarias, IRENA y Eurostat.

Los indicadores KPI.05 y KPI.06 no arrojan todavía valores apreciables o no están a disposición de los componentes de trabajo de este estudio. De esta forma podemos resumir los resultados de la tabla 2 en que Canarias se encuentra retrasada en el avance de la penetración de EERR tanto en el sector eléctrico, como en el consumo energético. Esta situación de partida en términos de TE con el resto de España y Europa contrasta con el objetivo de alcanzar una plena descarbonización de la economía de Canarias en el 2040, esto es, 10 años antes que el resto de España y la UE como plantean la Declaración de Emergencia Climática y la posterior Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética.

La siguiente imagen nos permite observar la evolución de estas variables a lo largo del último periodo (2019 a 2021), mostrando una distancia con sus pares (España y UE) que lejos de estrecharse, incluso aumenta, por ejemplo, en el porcentaje de EERR en el Mix Eléctrico.

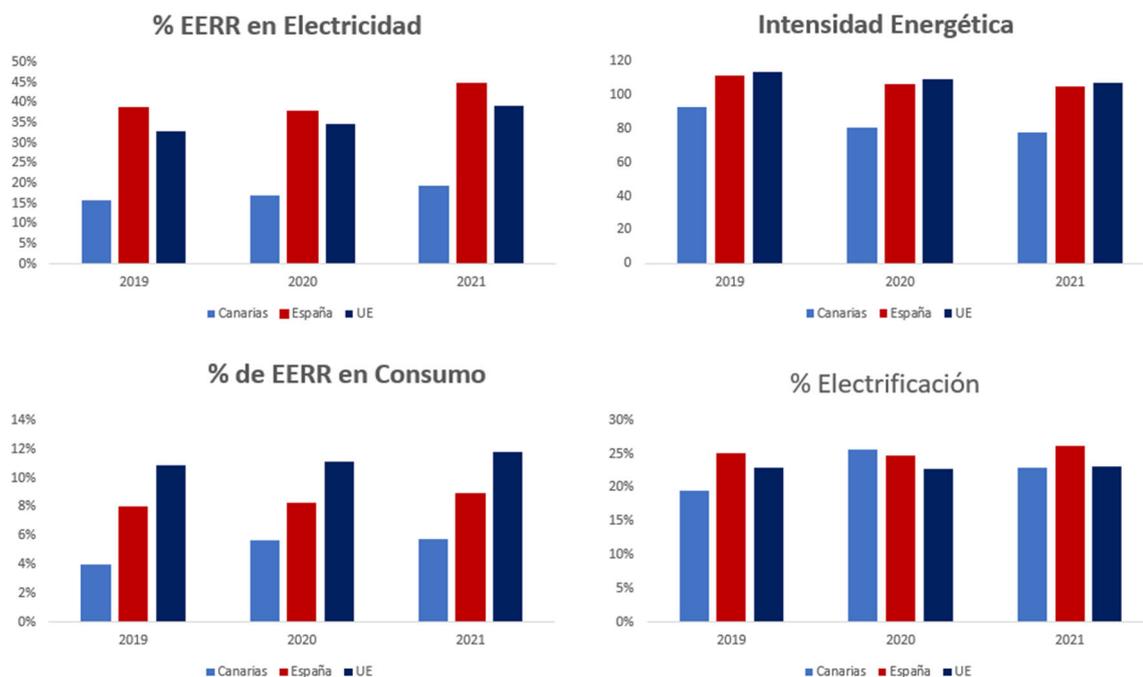


Gráfico 3: Evolución Indicadores Transición Energética IRENA [37].

Fuente: Elaboración propia.

Profundizando en la cuestión encontramos que el alto nivel de producción de electricidad a través de centrales térmicas alimentadas por productos petrolíferos (cercano al 80% del mix eléctrico) también redundaría en un alto nivel relativo de emisiones de GEI. Se trata de un parque muy anticuado con respecto a la tecnología del resto de España y la UE, de hecho, la Comisión Nacional de Competencia de los Mercados (CNMC) publicó en su artículo "*Informe para Gas Natural Fuel en Canarias y Melilla*" que las plantas de generación de energía existentes tienen una edad media de alrededor de 28 años, con plantas superiores a los 40 años [38]. De hecho, una gran parte de ellas han sido declaradas indisponibles por no cumplir con los requisitos ambientales establecidos por la Directiva UE 2010/75/UE [39].

La siguiente gráfica nos muestra una comparativa de las emisiones de GEI para generación de electricidad de Canarias, España y la UE:

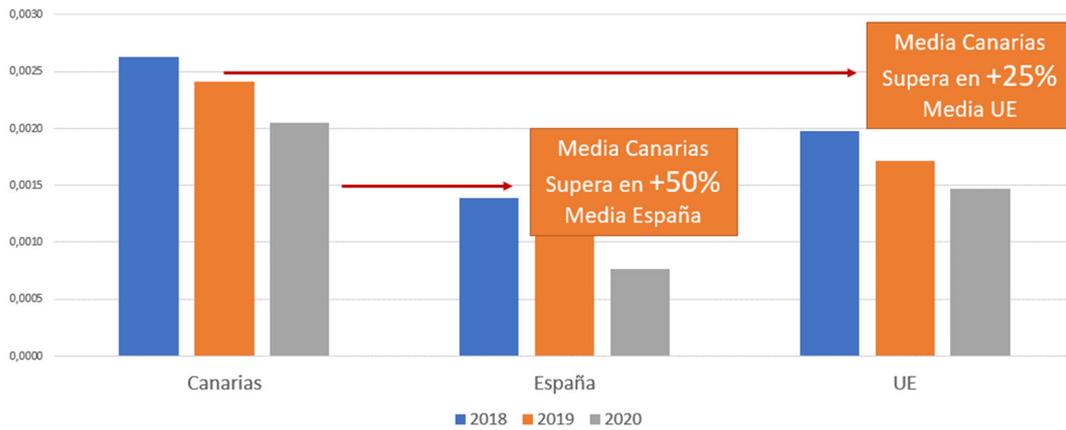


Gráfico 4: Emisiones de GEI derivadas de la generación de electricidad

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar la situación del parque de generación de electricidad de Canarias en términos de emisiones está muy retrasada con la del resto de España y la UE.

Nuestra perspectiva de la situación de la TE en Canarias nos lleva a plantear que existen las siguientes cuestiones históricas sin resolver que impiden un avance significativo en la situación:

- La región no ha conseguido una solución para sustituir su generación gestionable por combustibles derivados del petróleo, principalmente porque no ha conseguido la introducción del gas natural. Creemos que una solución como la que se planteará en el escenario 3 de este estudio (BaU+GN) basada en un proyecto moderno de FSRU a la medida de las islas principales (Tenerife y Gran Canaria) permitirá una reducción muy significativa en el nivel de emisiones actual.
- La región tiene retrasos relevantes en la introducción de EERR con una miríada de proyectos fotovoltaicos y eólicos paralizados: (i) 2.126 MW de proyectos fotovoltaicos y eólicos con permiso solo para acceder a la red (los permisos de conexión aún están pendientes); (ii) 413 MW están en proceso de obtener autorizaciones de acceso y conexión, y (iii) 590 MW han sido rechazados debido a problemas técnicos [40].

En tanto en cuanto la región no consiga resolver estos temas históricos, difícilmente podrá conseguir adelantos relevantes para alcanzar la situación del resto de España y la UE.

4 Resultados y discusión

Para cerciorarnos de que los resultados de las simulaciones realizadas a lo largo de este estudio son fiables, inicialmente hemos procedido con una validación de nuestro modelo, comparando los datos que arroja el software al introducir los datos que hemos obtenido del anuario energético de Canarias 2019 con los datos reales de generación que se encuentran en este mismo documento. Únicamente se ha debido tener en cuenta que la potencia fotovoltaica que se nos indica en el anuario energético es la instalada a final de año, y como se sabe que durante el año la potencia no siempre es la misma debido que se desinstalan e instalan equipos continuamente, además de las labores de mantenimiento que requieren este tipo de instalaciones se ha reducido un 7,5% el dato de potencia instalada que se observa en el documento, teniendo así una media de potencia fotovoltaica instalada en el año 2019 de 99 MW.

Validación del modelo				
Factores de producción	2019 [MWh]	EnergyPLAN 2019 [MWh]	error [MWh]	error relativo [%]
Producción eólica	524316,0	536208	11892,0	2,22
Producción fotovoltaica	190053,9	194928	4874,1	2,50
Demanda eléctrica	3580019,5	3699936	119916,5	3,24

Tabla 14: Realidad vs Simulación.

Fuente: Elaboración propia a través de los datos del Anuario Energético de Canarias.

En la tabla 6 podemos ver cómo el error máximo entre los datos reales y los datos de la simulación es de un 3,24%. Como estos errores son menores de un 5% consideramos que las simulaciones que se realizarán aportarán resultados coherentes y fiables.

Una vez tenemos la certeza de que nuestro modelo es correcto procedemos con los resultados técnicos de la simulación de los tres escenarios planteados, comenzando por el año 2025:

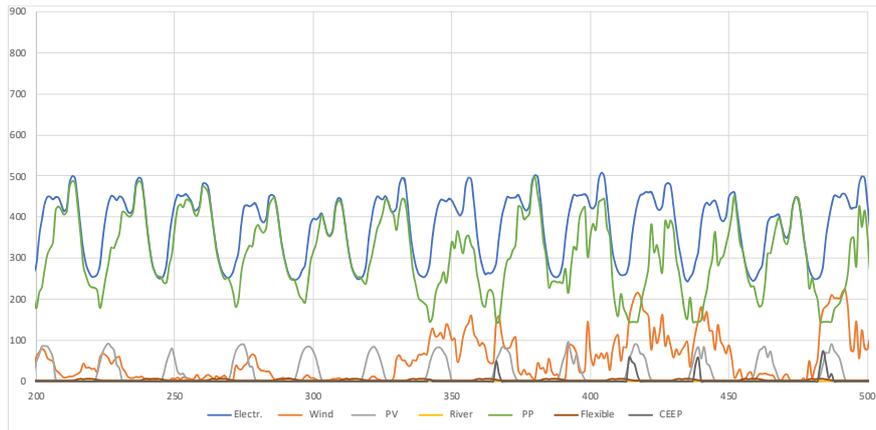


Gráfico 5: Escenario BaU para el año 2025.

Fuente: Elaboración propia.

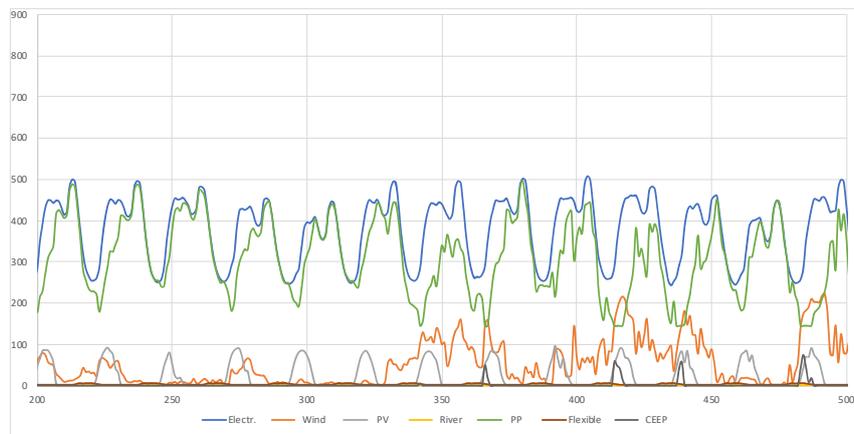


Gráfico 6: Escenario BaU+GN para el año 2025.

Fuente: Elaboración propia.

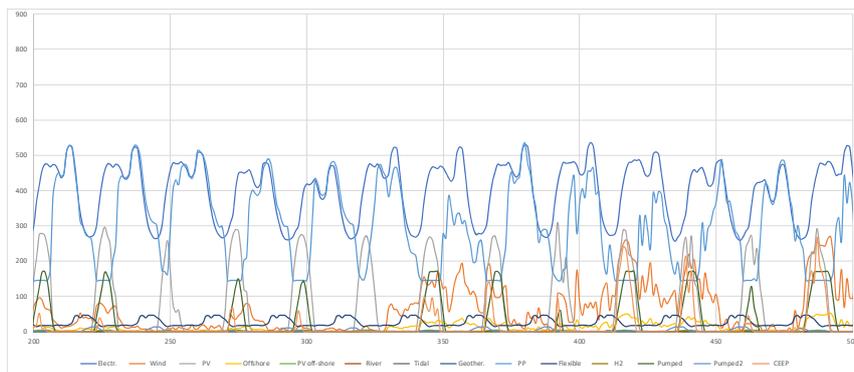


Gráfico 7: Escenario PTECAN para el año 2025.

Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar que las gráficas 5 y 6 son exactamente iguales debido a que la única diferencia entre estas es que la generación correspondiente a los ciclos combinados en el escenario BaU+GN se realiza mediante tecnología que emplea gas natural como combustible, viéndose así las diferencias únicamente

en emisiones de CO₂ y en costes por derechos de emisión de CO₂. Esto nos indica que el procedimiento que ha sido realizado para la generación del escenario BaU+GN es correcta, y no será necesario mostrar las gráficas de este escenario para el resto de años planteados ya que el resultado es el mismo.

En primer lugar, para la plena comprensión de las gráficas que tratan de explicar el funcionamiento del mix energético de cada escenario, es importante saber que en el eje de ordenadas tenemos potencia en MW, y en el eje de abscisas tiempo en horas. Una vez dicho esto, podemos apreciar que respecto al escenario BaU, el escenario PTECAN no tiene una producción de electricidad convencional (PP en el gráfico) menor a pesar de que tanto su producción fotovoltaica como eólica (PV y Wind en el gráfico respectivamente) es mayor, y se contempla la introducción de fuentes de energía renovable disruptivas como son la eólica y fotovoltaica *off-shore* (*off-shore* y PV *off-shore* en el gráfico respectivamente) y la undimotriz (*Tidal* en el gráfico). Esto se debe a que la demanda de electricidad (Electr. en el gráfico) propuesta por el PTECAN es ligeramente superior en este punto, entre otras cosas, por la electrificación del transporte marítimo. A esto se le suma la demanda producida por el VE (Flexible en el gráfico), que como se puede ver, ya a estas alturas se espera que sea bastante significativa.

Una de las bases que sustenta el PTECAN es la inclusión de almacenamiento energético (*pumped* y *pumped2* en el gráfico) para tener un aprovechamiento lo más óptimo posible de las energías renovable, hasta el punto de poder alcanzar la descarbonización de la economía en gran parte gracias a esto. Para almacenar energía debe existir exceso de producción de electricidad (CEEP en el gráfico) ya que, de lo contrario, significaría que toda la producción renovable generada en ese instante iría destinada a la cobertura de la demanda, y no habría nada que almacenar. Como vemos en el gráfico 4, en el escenario BaU apenas existe este exceso debido a la escasez de implementación de energía renovable que habría a estas alturas. Sin embargo, esta cantidad de electricidad ya es capaz de saturar el almacenamiento supuesto por el plan de transición, tal y como se puede ver en las mesetas generadas en las zonas donde hay una mayor cantidad de producción renovable.

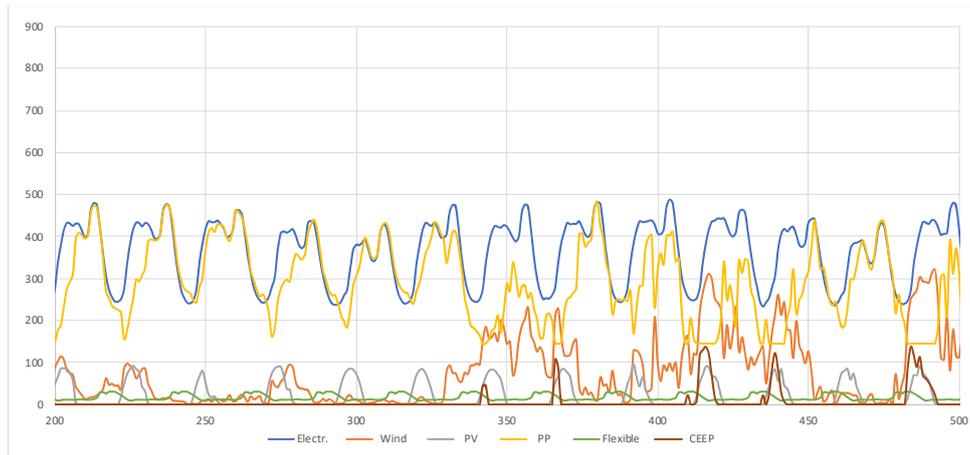


Gráfico 8: Escenario BaU para el año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

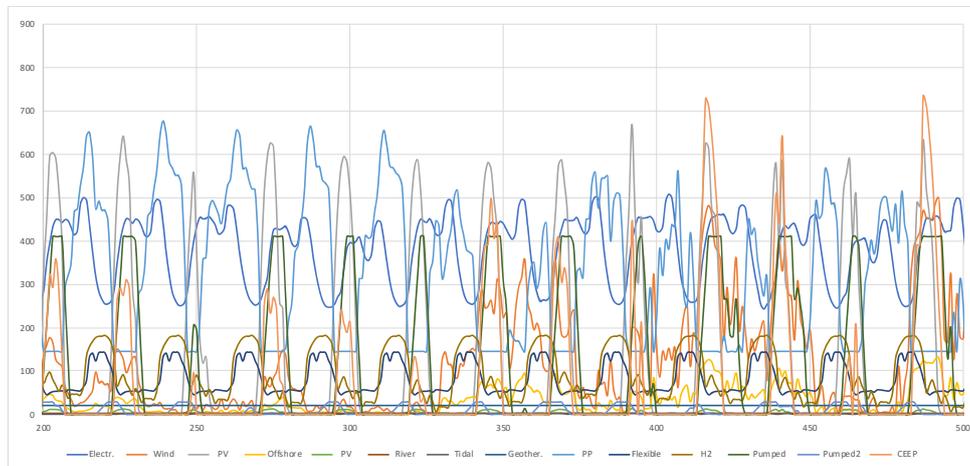


Gráfico 9: Escenario PTECAN para el año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

En el año 2030 podemos ver que en el escenario BaU se produce un gran aumento en la demanda producida por el VE, que era casi inapreciable 5 años antes. A pesar de esto, el aumento de inversión producido principalmente en tecnología eólica es capaz de suplir este aumento de demanda, incluso generando un exceso de producción de electricidad mayor que en 2025. En el escenario PTECAN ocurre de forma similar, pero de forma mucho más exagerada, debido a que al gran crecimiento que ha sufrido la demanda de electricidad derivada del VE. Sin embargo, este gran aumento de demanda va acompañado de un aumento igual de grande en inversión en tecnologías renovables, donde ya aparece la producción de hidrógeno a través de electrolizadores y la generación de electricidad a través de geotermia de alta entalpía (H₂ y Geother. en el gráfico), pero nos encontramos lo contrario al

observar que este aumento de producción renovable no va acompañado de la suficiente inversión en almacenamiento energético, ya que, en lugar de eliminar el exceso de producción de electricidad, este es muchísimo mayor que en el año 2025. Esto se produce porque el sistema de almacenamiento no tiene la capacidad suficiente, saturándose rápidamente en las zonas horarias donde la producción renovable es más grande, desaprovechando una grandísima cantidad de energía.

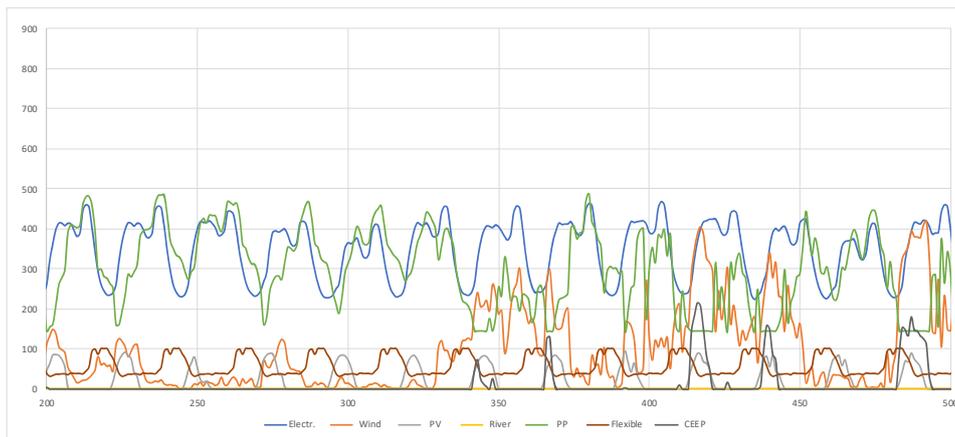


Gráfico 10: Escenario BaU para el año 2035.

Fuente: Elaboración propia.

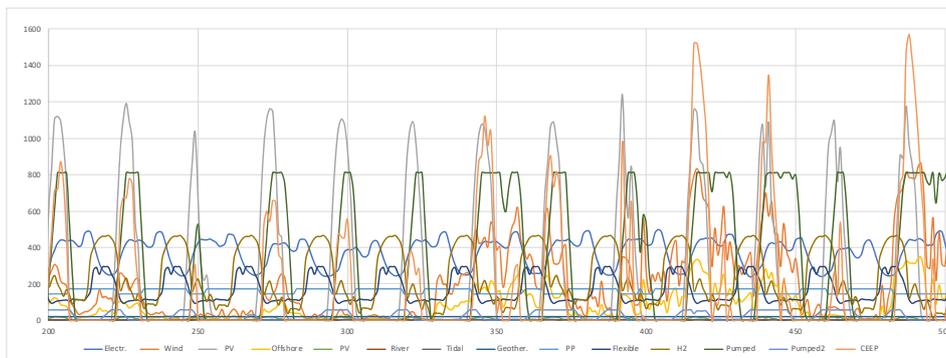


Gráfico 11: Escenario PTECAN para el año 2035.

Fuente: Elaboración propia.

En el año 2035 vemos que la tendencia del escenario BaU es la misma que se ha seguido en las simulaciones anteriores, el aumento de la demanda de electricidad por el vehículo eléctrico viene de la mano con el aumento de la instalación de tecnología principalmente eólica, quedando un exceso de producción de electricidad similar al del año 2030. Este escenario solo se ha visto empeorado por un pequeño aumento en la producción convencional en los días donde la producción renovable no ha sido tan favorable por el aumento de la demanda.

Por otra parte, la producción convencional se ve casi la totalidad del tiempo situada en el mínimo técnico necesario para mantener una frecuencia estable en la red gracias al gran aumento en producción renovable que se aprecia. Como contraparte a este gran aumento de inversión en tecnología renovable, tenemos que la capacidad de almacenamiento vuelve a ser escasa, de manera que el sistema de almacenamiento se satura rápidamente en las horas punta de producción renovable, obteniendo así un exceso de producción de electricidad que en ocasiones llega a duplicar el que se tenía en el año 2030.

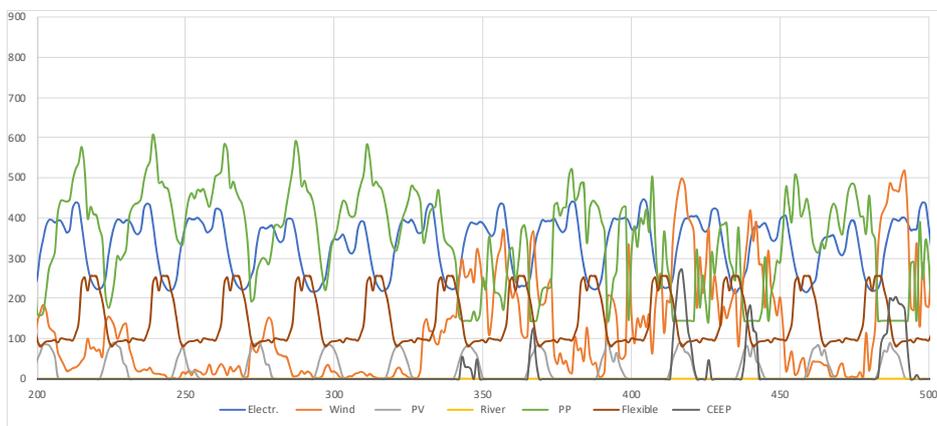


Gráfico 12: Escenario BaU para el año 2040.

Fuente: Elaboración propia.

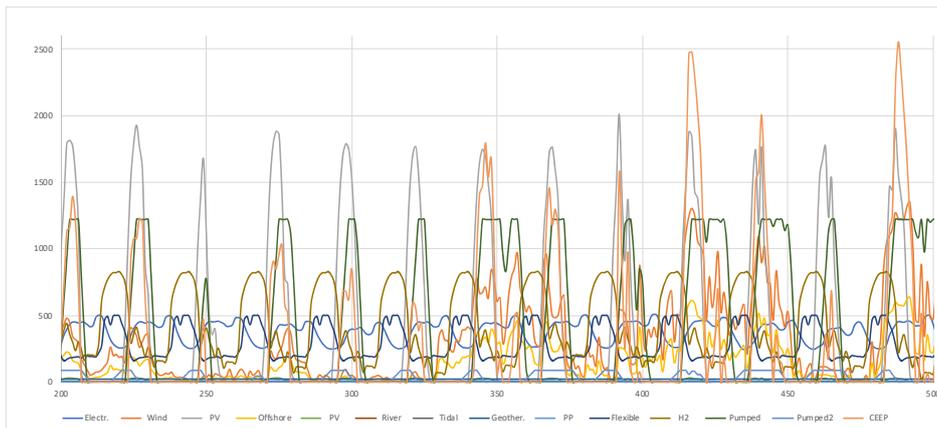


Gráfico 13: Escenario PTECAN para el año 2040.

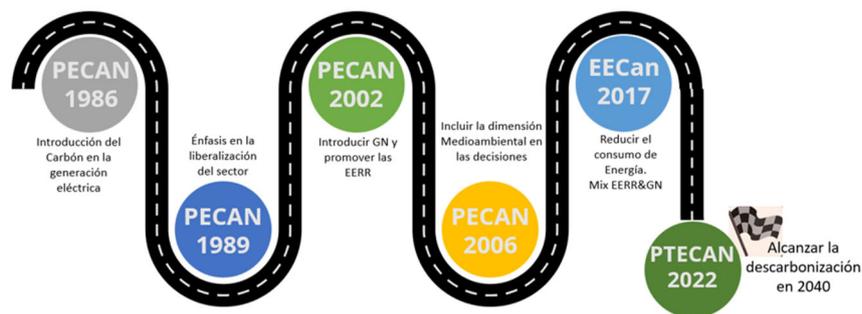
Fuente: Elaboración propia.

En el año 2040 según el escenario BaU, volvemos a ver un gran aumento de la demanda de electricidad producida por el VE, viéndose claramente el crecimiento exponencial que sufre este tipo de tecnología de transporte, y una vez más la generación convencional toma una mayor importancia en el mix de

generación en los días con condiciones climáticas menos ventosas, poniendo de manifiesto la necesidad de instalaciones fotovoltaicas u otro tipo de tecnologías renovables para suplir la generación eólica. Por otro lado, en el escenario PTECAN el crecimiento de VE es tan grande que la demanda de electricidad que genera llega a superar en ocasiones al resto de la demanda, y una vez más se pone de relieve que la inversión en almacenamiento energético es insuficiente para cubrir la cantidad de energía renovable que se produce, desaprovechando una grandísima parte de electricidad producida, ya que, en este caso, de nuevo, casi se duplica el exceso de producción de electricidad respecto al año 2035.

Como se ha explicado extensamente en el capítulo 3 sobre el estado de la cuestión de la TE en Canarias, es evidente que la TE de Canarias se encuentra retrasada respecto a la situación del resto de España y de la UE. Este hecho se explica en parte por las cuestiones históricas que aún pendientes de solución, fundamentalmente: i) conseguir implantar una forma de generación gestionable menos contaminante que la actual basada en derivados del petróleo; ii) conseguir acelerar la penetración de EERR.

El siguiente diagrama (ver la figura 4) nos resume la historia de la planificación energética de Canarias: un largo historial de incumplimientos



Largo historial de incumplimientos

No se ha conseguido la introducción del gas natural y la región está retrasada en la penetración de EERR en parte porque tiene uno de los procesos administrativos de autorización más largos de España

Figura 4: Historia de la planificación energética de Canarias.

Fuente: "A Review of the Energy Policy and Energy Transition Objectives for 2040 in the Canary Islands".

Si entramos en cada uno de los hitos marcados en las sucesivas planificaciones de la región podemos resumir que:

- Nunca se consiguió ni la introducción del carbón ni la del gas natural para sustituir la actual generación por derivados del petróleo
- Tampoco se ha conseguido un nivel significativo de liberalización ni en su generación, (Endesa es propietaria de todas las centrales térmicas de Canarias, y de gran parte de los parques eólicos), ni en la comercialización (El 60,5% de la cuota de mercado de Canarias pertenece a Endesa) [11].
- El EECAn o Estrategia Energética Canaria no llegó nunca a ser aprobada

Los problemas en el cumplimiento de la planificación explican en parte el retraso actual de la región comparada con el resto de España y la UE, como se muestra en la siguiente tabla:

Indicador Transición Energética IRENA		Europa	España	Canarias
KPI.01	Porcentaje de EERR en el sector eléctrico	39%	45%	19%
KPI.02	Porcentaje de EERR en el consumo energético	12%	9%	5%
KPI.03	Eficiencia Energética (Demanda de Energía / PIB)	2%	1%	2%
KPI.04	Porcentaje de electricidad directa en el consumo total de energía final	23%	26%	23%
KPI.05	Producción de Hidrógeno verde y sus derivados [Mt]	-	-	-
KPI.06	Emisiones CO ² capturadas	-	-	-

Nuestra situación de partida esta retrasada respecto al resto de España y la UE

Figura 5: KPIs de transición energética según el IRENA.

Fuente: Elaboración propia.

Y de esta forma, pese al largo historial de incumplimientos en planificación y el retraso actual, los objetivos marcados por la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética (LCCCTE) y su instrumento de planificación (PTECAN) se plantea adelantar la plena descarbonización de la comunidad autónoma en el 2040, esto es anticipándose 10 años a los objetivos planteados por el conjunto de España y la UE.

De hecho, el análisis detallado de la documentación del PTECAN, contiene los siguientes desafíos que parecen poco alcanzables:

- Se propone la implantación de fuentes de energía renovable aún poco maduras, para las que se requiere una gran inversión, como puede ser la energía geotérmica, que se lleva investigando mucho tiempo, y sin embargo, ha tenido pocos casos de éxito.
- No se propone la creación de un marco regulatorio que genere la confianza suficiente en la recuperación de la inversión en tecnología disruptiva como la off-shore que, según el PTECAN, supondrá aproximadamente un 10% de la generación total.
- No se plantea ningún tipo de tecnología puente como el gas natural que permita reemplazar en el corto plazo los combustibles derivados del petróleo en los grupos de generación gestionable, realizando así una inversión más progresiva que permita mantener en funcionamiento los grupos de generación más jóvenes de nuestro parque en el transcurso de la TE.
- Se pretende alcanzar una potencia instalada de fotovoltaica onshore de hasta 900 MW, cuando se sabe que una gran parte del territorio Canario se encuentra bajo un cierto grado de protección ambiental, teniendo así grandísimas dificultades para aumentar la potencia instalada de este tipo de tecnología por la gran cantidad de espacio que requiere un parque fotovoltaico.

Además, durante el curso de nuestro análisis del PTECAN hemos encontrado las siguientes incoherencias que dificultan la plena comprensión de la planificación y por tanto su seguimiento:

- No se citan las fuentes de referencia empleadas para estimar la inversión y los años de amortización de la misma en la memoria económica del plan.

- Las fuentes de información de datos que consideramos importantes para analizar el estudio, como son el consumo de combustible para transporte o el precio de la electricidad, no se facilitan.
- No existe una buena continuidad de los datos entre documentos, es decir, datos iguales situados en distintos documentos tienen valores distintos. Esto se puede apreciar incluso en los documentos resumen principales, la presentación y el documento de texto del PTECAN, donde la mayoría de las estimaciones de potencia renovable para 2030 en la alternativa seleccionada difieren.

Se sabe que Canarias tiene un largo camino hacia su TE. Es por esto que no se pueden establecer objetivos tan difícilmente alcanzables como los que se han ejemplificado anteriormente, sobre todo si tenemos en cuenta que actualmente el parque de renovables de Canarias está constituido únicamente por tecnologías renovables tradicionales que suponen solo el 20% de la generación total, abasteciendo la demanda restante a través de sistemas de generación convencional. Además de todo esto, la construcción de la estación hidroeléctrica reversible Chira – Soria se prevé que terminará en 2028, ocupando 12 años de tiempo desde que se inicia el proceso administrativo [41]. En el PTECAN se preveen que el almacenamiento de energía mediante tecnología hidráulica es el más rentable de todos, pero si se pretende descarbonizar las islas en 2040 automáticamente se debe descartar esta opción, ya que es inviable llevar a cabo varias construcciones de este tipo en el margen de tiempo disponible, dejando de lado la gran dimensión económica que supone alcanzar la neutralidad climática, donde la inversión privada se supone que debe ser de aproximadamente del 80%, siendo de vital importancia crear un proyecto económicamente beneficioso para atraer el capital privado.

Por estos motivos entendemos que se necesitan plantear soluciones menos agresivas, realizando una transición más progresiva a través de una tecnología puente como puede ser el gas natural, que permite reducir el coste de generación térmica debido al ahorro producido por la reducción de emisiones que cubriría las inversiones necesarias para la adaptación de los grupos de generación.

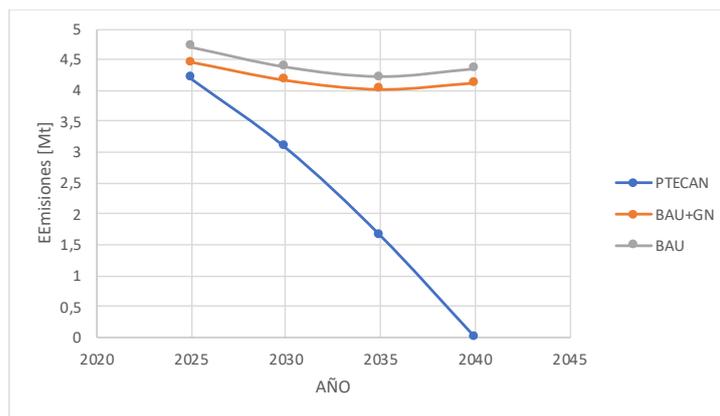


Gráfico 14: Evolución de emisiones de los tres escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico 14 podemos ver que el único escenario que parece alcanzar la descarbonización es el PTECAN. Sin embargo, este resultado no es del todo verídico, ya que al realizar la simulación de este escenario para el año 2040, el software nos indica que al desaparecer la generación convencional el programa automáticamente establece la necesidad de importación de electricidad para mantener la estabilidad en la red, imponiendo un coste adicional por este término que asciende a los 309 M€ (Ver anexo 4), evidenciando que realmente ningún escenario es capaz de alcanzar la completa descarbonización de la economía, y que además el mix energético supuesto por el PTECAN para el año 2040 no es capaz de garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica. Por otra parte, se puede observar que al incluir el gas natural en el escenario BaU, la cantidad de emisiones emitidas se reduce en un 5%.

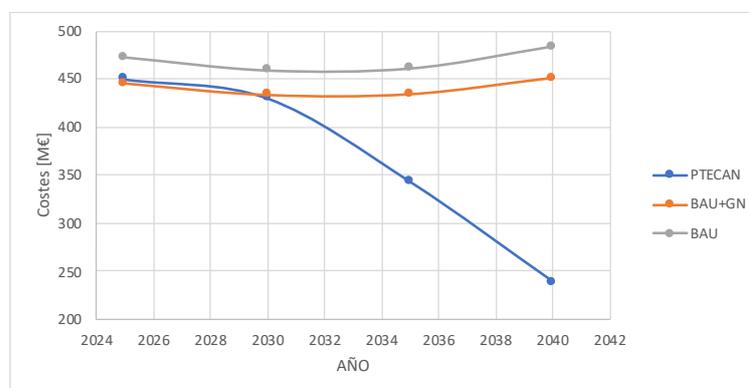


Gráfico 15: Evolución de costes por derechos de emisión

Fuente: Elaboración propia.

Esta reducción del 5% en emisiones se traduce en un ahorro anual de aproximadamente 30 M€, lo que implica que, en dos años, este ahorro permitiría amortizar la inversión realizada para la actualización de los grupos de generación a gas natural. Por el contrario, el precio del gas natural ha sufrido un gran aumento debido al corte de suministro de gas natural por parte de Rusia al resto de Europa como respuesta a las grandes sanciones que se le han impuesto por la invasión del territorio ucraniano.

Esto produce que, al implementar gas natural en nuestro sistema no se produce un ahorro tan significativo como en años anteriores, sino que incluso llega a ser un poco más caro, tal y como se observa en el gráfico 15.

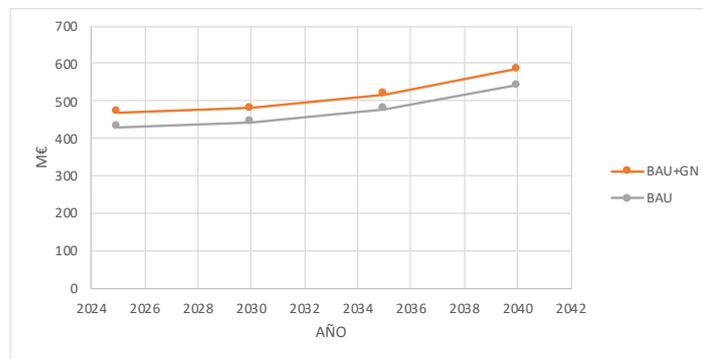


Gráfico 16: Evolución de los costes por combustible.

Fuente: Elaboración propia.

No obstante, el emplear el precio estimado para el año 2025 es lo que provoca este sobrecoste constante que supone la implementación del gas natural, pero si observamos el gráfico 16, vemos que el precio del gas natural toma una tendencia bajista, siendo lógico pensar que su precio se podría estabilizar en un precio menos elevado, haciendo aún más rentable esta operación de conversión.

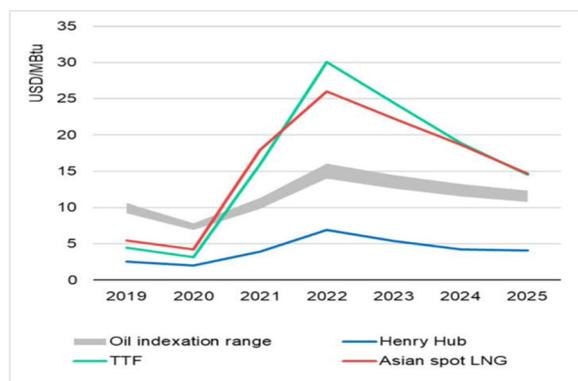


Gráfico 17: Evolución del precio del gas natural según la IEA [42].

Fuente: Gas Market Report 2022 IEA.

Por otra parte, vemos que la inversión realizada en tecnología de generación renovable es igual en el escenario BaU y en el escenario BaU+GN, ya que la única diferencia de costes entre estos dos se encuentra en lo relativo a la conversión a gas natural y la planta de gasificación FSRU planteadas, además de en los costes por derechos de emisión. En estos dos escenarios vemos que la inversión anual parte de 60 M€ y cada 5 años esta cantidad se ve incrementada en 20M, unas cifras muchísimo menores que las estimadas para el escenario PTECAN. En este vemos que hasta 2030 la inversión realizada ya llega a más del doble que la realizada en el resto de escenarios. A partir de este año la inversión se dispara hasta los más de 1100 M€ en el año 2035 y casi 1400 M€ en el año 2040, llegando a alcanzar una inversión acumulada hasta el año 2040 de 13.980 M€, una cifra que entendemos que será difícil de amortizar, ya que hasta el año 2030 el ahorro por costes de derechos de emisión no supera los 30M€, hasta el año 2035 el ahorro nunca alcanza los 120 M€ y hasta el 2040 no llega a los 250 M€. El ahorro por combustible no es conocido ya que el PTECAN no aporta estas cifras, pero suponiendo que se ahorra una media de 100M€ anuales hasta 2030 y 300 M€ el resto del tiempo, y también sumamos los 117 M€ que estiman de ahorro anual en costes de operación y mantenimiento, hasta el año 2040 habremos acumulado un ahorro por todos estos conceptos de 8.490 M€, necesitando 8 años más para recuperar la inversión.

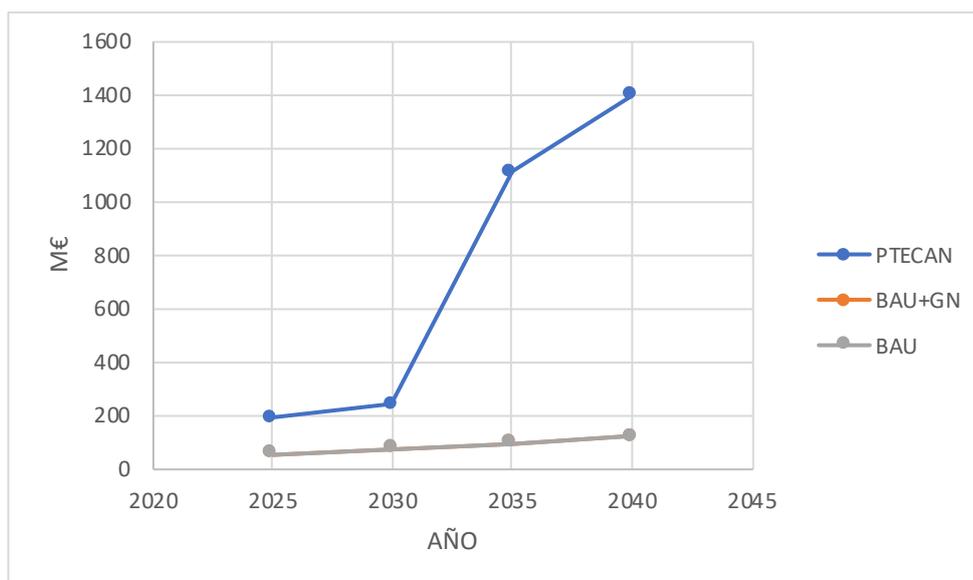


Gráfico 18: Evolución de la inversión para los tres escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

El PTECAN cumple con la mejora de casi todos los KPIs que sugiere el IRENA como indicadores de la transición energética, ya que a la hora de estimar la demanda tienen en cuenta un aumento en la eficiencia, de manera que se reduce el consumo, además de un aumento de la tasa de energías renovables tanto en el sector eléctrico como en el consumo total de energía final, un dato que se corrobora mediante nuestras simulaciones, tal y como podemos observar en la figura 17, y que concuerdan con las afirmaciones del ITER [43].

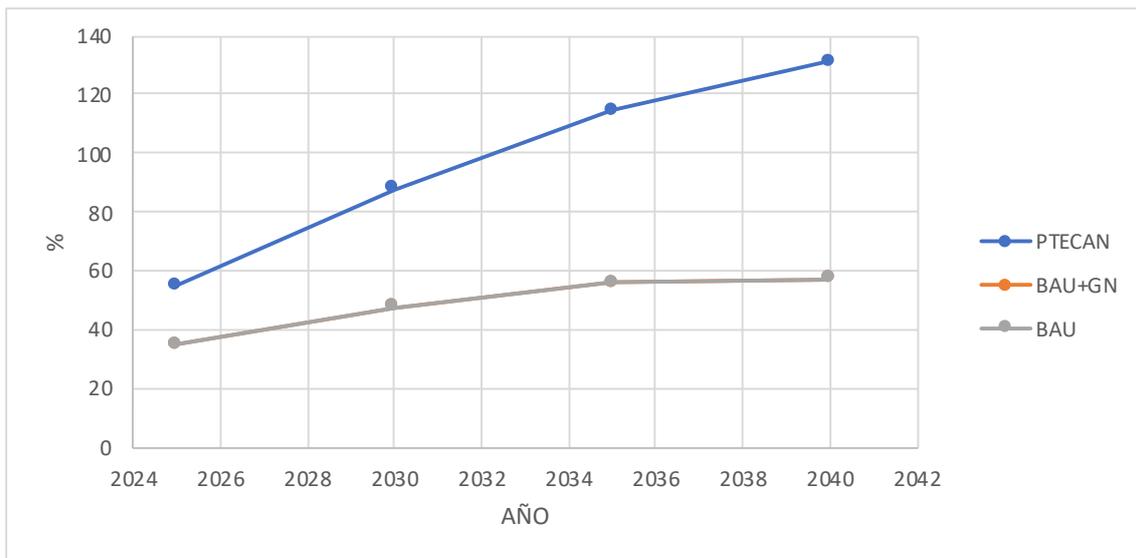


Gráfico 19: Porcentaje de EERR en la producción de electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, aunque se cumpla con la mayoría de los indicadores del IRENA, el resultado de las simulaciones nos enseña que con la capacidad de baterías propuesta no es suficiente para garantizar el suministro de energía eléctrica. Además, no solo no son suficientes para ofrecer la imprescindible garantía del suministro eléctrico, sino que la capacidad de las baterías instaladas para aprovechar toda la producción renovable debe ser aproximadamente el triple de la producción pico, ya que la producción solar y eólica solo es producida durante el 30% del tiempo [11], necesitando energía almacenada suficiente como para poder abastecer de electricidad a la isla durante el resto del tiempo. Esto constituye algo completamente inviable a medio plazo debido a las limitaciones técnicas que existen actualmente en las distintas tecnologías de almacenamiento energético.

El hecho de que, en el año 2040, el mix energético propuesto en el PTECAN no sea capaz de garantizar el suministro de energía eléctrica es un factor de tanta importancia como el propio hecho de alcanzar la descarbonización de la economía, generando la necesidad de realizar nuevos estudios sobre la materia que midan el impacto de posibles nuevas medidas de gobernanza energética para conseguir la plena descarbonización de la forma más acelerada posible y garantizando el suministro de energía eléctrica, como puede ser un estudio de viabilidad para capacitar las turbinas de gas existentes de manera que funcionen consumiendo hidrógeno, teniendo así un pilar extra sobre el que sustentar la estabilidad de la red.

5 Conclusiones

En vista de lo anterior, sacamos en claro que el objetivo de establecer la meta de la descarbonización de la economía en Canarias en el año 2040 es un objetivo demasiado ambicioso, más aún cuando sabemos que nuestra situación actual de partida se encuentra retrasada respecto al resto de España y Europa, que se han situado su meta en el año 2050.

Para poder llevar a cabo cualquier planificación con éxito, primero deben solucionarse los problemas actuales que hay en Canarias de cara a la TE:

- No se ha conseguido sustituir la generación gestionable que usa como combustible derivados del petróleo, que es la principal causa de que Canarias tenga una cantidad de emisiones un 50% superior a la media del resto de España, y un 25% a la media del resto de la UE, principalmente porque nunca se ha conseguido llevar a cabo ningún proyecto relacionado por ejemplo, con gas natural que permita una disminución considerable de las emisiones, tal y como se ha visto en los resultados de nuestras simulaciones.
- La región tiene retrasos en la introducción de EERR en el mix eléctrico debido a la gran cantidad de proyectos de instalaciones fotovoltaicas y eólicas paralizados debido a que no se ha conseguido acortar y simplificar lo suficiente los trámites burocráticos que hay que

realizar para llevar a cabo este tipo de proyectos, los cuales se consideran esenciales ya que, por ejemplo, se espera que el autoconsumo mediante tecnología fotovoltaica llegue a suponer hasta un 60% del total de instalaciones fotovoltaicas *onshore*.

Una vez solucionados estos problemas básicos, se puede plantear el llevar a cabo una planificación como es el PTECAN con éxito, aunque en esta también se encuentran algunas cuestiones sobre las que se puede debatir su viabilidad tanto técnica como económica, como puede ser la inclusión de tecnologías que han tenido pocos casos de éxito, y que además supone un gran esfuerzo económico debido a su falta de madurez como es la producción geotérmica, o el aumentar la potencia de parques fotovoltaicos hasta los 900 MW cuando se sabe que una gran parte del territorio tiene un cierto grado de protección ambiental, y donde la mayor parte de la población tiene arraigada fuertemente un sentimiento de protección hacia la naturaleza, en parte provocado por el fuerte impacto que tiene el sector turístico en la región. A esto hay que sumarle que en esta planificación no siempre se opta por la opción más económica, como ocurre en el caso de la elección de la tecnología de almacenamiento energético, donde se descarta la posibilidad de llevar a cabo un proyecto de construcción de una instalación de bombeo reversible porque la cantidad de tiempo requerida para finalizarlo no es compatible con el objetivo de alcanzar la descarbonización en el año 2040, un hecho que discrepa con la afirmación de que aproximadamente el 80% de la inversión necesaria para ejecutar el PTECAN provendrá de fuentes privadas.

A pesar de la gran diversidad de tecnologías de generación renovable que se propone en el PTECAN, en nuestras simulaciones se ha observado que no se llega a alcanzar la descarbonización debido a que el software automáticamente entendía que era necesaria la compra de electricidad para poder garantizar el correcto suministro de energía eléctrica, pero como se entiende que es imposible comprar electricidad ya que el sistema eléctrico que se está estudiando es aislado, esto es sinónimo de que con este mix energético no se puede asegurar el correcto suministro. Esto es provocado por la necesidad de una capacidad de baterías tan grande que llega a ser inviable

técnicamente, siendo necesaria la implementación de alguna otra tecnología, como pueden ser las turbinas de hidrógeno, que ayude a garantizar la estabilidad de la red, y alcanzar la plena descarbonización de la economía.

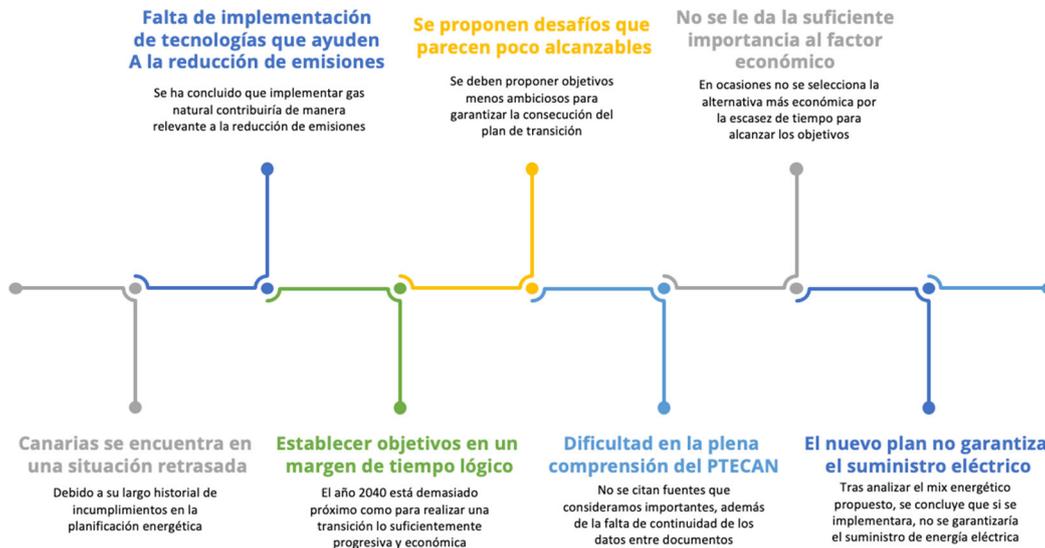


Figura 6: Resumen de las conclusiones

Fuente: Elaboración propia.

Esto nos lleva a la conclusión de que no existe una única tecnología que por sí sola sea capaz de liderar la carrera hacia la transición energética, sino que la solución de este gran problema al que se le está intentando dar respuesta pasa por emplear los recursos económicos de la manera más eficiente posible a través de la implementación de un conjunto de tecnologías cuyas características se adecúen lo máximo posible al sistema energético y el territorio sobre el que se esté trabajando.

5 Conclusions

In view of the above, it is clear that the objective of setting the goal of decarbonization of the economy in the Canary Islands in 2040 is too ambitious, especially when we know that our current starting point is behind the rest of Spain and Europe, which have set their target for 2050.

In order to be able to carry out any successful planning, the current problems in the Canary Islands with regard to TE must first be solved:

- It has not been possible to replace manageable generation that uses oil derivatives as fuel, which is the main cause of the Canary Islands having emissions 50% higher than the average for the rest of Spain, and 25% higher than the average for the rest of the EU, mainly because it has never been possible to carry out any project related, for example, to natural gas that would allow a considerable reduction in emissions, as has been seen in the results of our simulations.
- The region is lagging behind in the introduction of RES-E in the electricity mix due to the large number of photovoltaic and wind power installation projects because the bureaucratic procedures required to carry out this type of project have not been sufficiently shortened and simplified, which are considered essential since, for example, self-consumption using photovoltaic technology is expected to account for up to 60% of the total number of onshore Photovoltaic installations

Once these basic problems have been solved, planning such as the PTECAN can be successfully carried out, although there are also some issues that can be debated in terms of both technical and economic viability, such as the inclusion of technologies that have had few success stories, and which also involve a great economic effort due to their lack of maturity, such as geothermal production, or increasing the power of photovoltaic parks to 900 MW when it is known that a large part of the territory has a certain degree of environmental protection, and where the majority of the population has a strongly ingrained feeling of protection towards nature, partly caused by the strong impact of the tourism sector in the region. In addition, this planning does not always opt for the most economical option, as in the case of the choice of energy storage technology, where the possibility of carrying out a project to build a reversible pumped-storage facility is ruled out because the amount of time required to complete it is not compatible with the objective of achieving decarbonisation by the year

2040, a fact that disagrees with the statement that approximately 80% of the investment required to implement the PTECAN will come from private sources.

Despite the great diversity of renewable generation technologies proposed in PTECAN, in our simulations it has been observed that decarbonisation is not achieved because the software automatically understood that the purchase of electricity was necessary in order to guarantee the correct supply of electricity, but as it is understood that it is impossible to purchase electricity as the electricity system under study is isolated, this is synonymous with the fact that with this energy mix the correct supply cannot be ensured. This is caused by the need for such a large battery capacity that it becomes technically unfeasible, so it would be necessary to implement some other technology, such as hydrogen turbines, to guarantee grid stability and achieve full decarbonization of the economy.

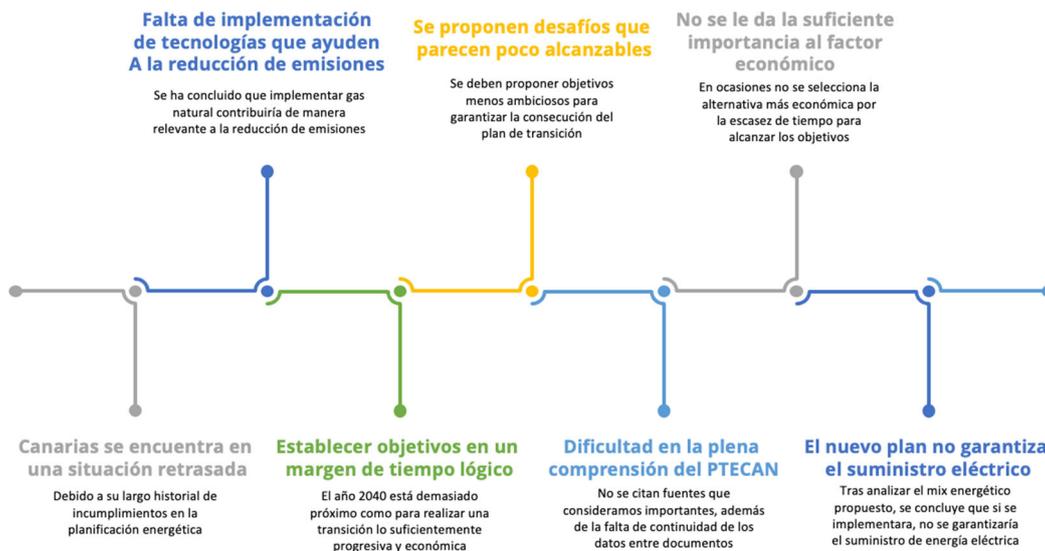


Figura 7: Summary of conclusions

Source: Own elaboration

This leads us to the conclusion that there is no single technology that alone is capable of leading the race towards the energy transition, but that the solution to this major problem to which we are trying to provide an answer involves using economic resources in the most optimal way possible through the implementation of a set of technologies whose characteristics are adapted as far as possible to the energy system and the territory in which we are working.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change, «Unidos en la Ciencia: estamos avanzando en la dirección equivocada | CMNUCC». <https://unfccc.int/es/news/unidos-en-la-ciencia-estamos-avanzando-en-la-direccion-equivocada> (accedido 25 de febrero de 2023).
- [2] Organización Meteorológica Mundial, «Se suceden las malas noticias para el planeta: los niveles de gases de efecto invernadero alcanzan nuevos máximos | Organización Meteorológica Mundial», 2022. <https://public.wmo.int/es/media/comunicados-de-prensa/se-suceden-las-malas-noticias-para-el-planeta-los-niveles-de-gases-de> (accedido 17 de febrero de 2023).
- [3] Unfccc, «Paris Agreement Spanish».
- [4] «Pacto Verde Europeo - Consilium». <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/> (accedido 25 de febrero de 2023).
- [5] Comisión Europea, «The EU's 2021-2027 long-term Budget and NextGenerationEU», doi: 10.2761/91357.
- [6] Consejo Europeo, «Cómo ha afectado a los mercados la invasión rusa de Ucrania: respuesta de la UE - Consilium». <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/eu-response-ukraine-invasion/impact-of-russia-s-invasion-of-ukraine-on-the-markets-eu-response/> (accedido 25 de febrero de 2023).
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA», 2021.
- [8] Luisa del Rosario, «El informe de la ONU constata que Canarias es la zona "más vulnerable" del país al cambio climático | Canarias7», 2022. <https://www.canarias7.es/sociedad/informe-constata-canarias-20220306193059-nt.html> (accedido 17 de febrero de 2023).
- [9] Red Eléctrica de España, «EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO el valor de una energía conectada».

- [10] M. Uche Soria, «Planificación energética en los sistemas aislados : un enfoque desde las energías limpias y la economía circular : caso del archipiélago canario», 2019, doi: 10.20868/UPM.THESIS.55604.
- [11] Instituto Canario de Estadística, «Anuario Energético de Canarias 2021».
- [12] Consejo Insular de la Energía del Cabildo de Gran Canaria, «Estudio demoscópico "Percepción sobre el Cambio Climático de la población de la isla de Gran Canaria". xx».
- [13] Exceltur, «Estudio del Impacto Económico del Turismo sobre la economía y el empleo en Canarias».
- [14] «Canarias declara la emergencia climática». https://www.eldiario.es/canariasahora/politica/gobierno-canarias-declara-emergencia-climatica_1_1164802.html (accedido 25 de febrero de 2023).
- [15] Parlamento de Canarias, «Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética».
- [16] Instituto Tecnológico de Canarias, «Plan de Transición Energética de Canarias».
- [17] S. Escamilla-Fraile, F. J. Ramos-Real, F. J. Calero-García, y B. González-Díaz, «A Review of the Energy Policy and Energy Transition Objectives for 2040 in the Canary Islands (Spain)», *Energies (Basel)*, vol. 16, n.º 3, p. 1321, ene. 2023, doi: 10.3390/en16031321.
- [18] I. Partnership y O. Wyman, «World Energy Trilemma Index 2018 ABOUT THE ENERGY TRILEMMA INDEX», 2018, Accedido: 13 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: www.worldenergy.org
- [19] J. F. Alenza García y L. Mellado Ruiz, «Política energética y política climática: los desafíos regulatorios y jurídicos de la transición energética», *Estudios sobre cambio climático y transición energética: Estudios conmemorativos del XXV aniversario del acceso a la cátedra del profesor Íñigo del Guayo Castiella*, 2022, ISBN 978-84-1381-356-1, págs. 923-934, pp. 923-934, 2022, Accedido: 13 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8448005>

- [20] «Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible». <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/> (accedido 15 de marzo de 2023).
- [21] «Reducing CO₂ emissions from heavy-duty vehicles». https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/reducing-co2-emissions-heavy-duty-vehicles_en (accedido 3 de abril de 2023).
- [22] «La prohibición de vender nuevos coches de gasolina y diésel a partir de 2035 | Noticias | Parlamento Europeo». <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/economy/20221019STO44572/la-prohibicion-de-vender-nuevos-coches-de-gasolina-y-diesel-a-partir-de-2035> (accedido 3 de abril de 2023).
- [23] «Inicio | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es> (accedido 19 de mayo de 2023).
- [24] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2021». <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> (accedido 23 de abril de 2023).
- [25] I. Renewable Energy Agency, *Renewable power generation costs in 2021*. 2022. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
- [26] Endesa, «Declaración ambiental 2019 Central Térmica Barranco de Tirajana». <https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/sostenibilidad/medioambiente/gestionambiental/documentos/2019/Declaracion%20medioambiental%20UNELCO%20TIRAJANA%20firmado.pdf> (accedido 23 de abril de 2023).
- [27] Unión Europea, «Sustainable Energy Handbook Module 6.1 Simplified Financial Models», 2016.
- [28] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «INF/DE/062/18 - SOLICITUD DE INFORME DE LA DGPEM. PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE GRANADILLA | CNMC». <https://www.cnmc.es/expedientes/infde06218> (accedido 24 de abril de 2023).
- [29] International Energy Agency, «Gas Market Report, Q3-2022», 2022. [En línea]. Disponible en: www.iea.org/t&c/

- [30] Junta de Castilla y León y Departamento de Energía y Minería, «El combustible hidrógeno». <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/combustible-hidrogeno.html> (accedido 3 de mayo de 2023).
- [31] «El hidrógeno verde alcanzará la paridad de precios con el hidrógeno gris en 2030 - World Energy Trade». <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/gas/el-hidrogeno-verde-alcanzara-la-paridad-de-precios-con-el-hidrogeno-gris-en-2030> (accedido 3 de mayo de 2023).
- [32] Andrea Barroso Alonso, «Análisis de la producción de hidrógeno verde como vector energético en la isla de Tenerife».
- [33] S. J. Zarrouk y H. Moon, «Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review», *Geothermics*, vol. 51, pp. 142-153, jul. 2014, doi: 10.1016/J.GEOTHERMICS.2013.11.001.
- [34] «EnergyPLAN | Advanced energy systems analysis computer model». <https://www.energyplan.eu/> (accedido 18 de febrero de 2023).
- [35] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, y M. Leahy, «The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland», *Appl Energy*, vol. 88, n.º 2, pp. 502-507, feb. 2011, doi: 10.1016/J.APENERGY.2010.03.006.
- [36] P. A. Østergaard, «Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations», *Appl Energy*, vol. 154, pp. 921-933, sep. 2015, doi: 10.1016/J.APENERGY.2015.05.086.
- [37] I. Renewable Energy Agency, *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*. 2022. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
- [38] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «INFORME A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE APRUEBA Y SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE GAS NATURAL EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE CANARIAS Y MELILLA, SE ESTABLECEN LOS VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA A EFECTOS DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL APLICABLE A LOS

GRUPOS GENERADORES UBICADOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES Y SE REVISAN OTRAS CUESTIONES TÉCNICAS.»).

- [39] Official Journal of the European Union, «Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions». <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX%3A32010L0075> (accedido 3 de abril de 2023).
- [40] R. G. Lemus, «Back in the Race: Achieving 100% Renewable Energy in the Canary Islands», *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, n.º 6, pp. 64-74, 2020, doi: 10.1109/MPE.2020.3014745.
- [41] «Comienza la obra del Salto de Chira, primer gran sistema de almacenamiento energético en Canarias | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/02/comienza-obra-Salto-de-Chira-primer-gran-sistema-almacenamiento-energetico-en-Canarias> (accedido 10 de abril de 2023).
- [42] I. Energy Agency, «Gas Market Report, Q3-2022», 2022. [En línea]. Disponible en: www.iea.org/t&c/
- [43] Instituto Tecnológico y de Energías Renovables, «Celebración de la jornada "El papel de las energías renovables en la transición hacia un nuevo modelo energético en Canarias" - ITER - Instituto Tecnológico y de Energías Renovables, S.A.» <https://www.iter.es/celebracion-de-la-jornada-el-papel-de-las-energias-renovables-en-la-transicion-hacia-un-nuevo-modelo-energetico-en-canarias/#> (accedido 16 de mayo de 2023).

ANEXO 1

ESTIMACIONES PARA EL VE

Tendencial exponencial		
Año	Vehículo Eléctrico (n°)	Consumo anual [MWh]
2011	20	51,90
2012	37	96,02
2013	72	186,85
2014	122	316,60
2015	166	430,79
2016	243	630,61
2017	358	929,04
2018	504	1.307,93
2019	738	1.915,18
2020	1085	2.815,67
2021	1748	4.536,22
2022	2821	7.321,18
2023	4520	11.729,27
2024	7071	18.349,75
2025	10742	27.876,86
2026	15838	41.102,09
2027	22702	58.913,66
2028	31712	82.296,29
2029	43286	112.332,08
2030	57878	150.199,61
2031	75980	197.174,37
2032	98119	254.628,84
2033	124864	324.032,21
2034	156815	406.950,41
2035	194616	505.046,48
2036	238943	620.080,11
2037	290513	753.907,92
2038	350078	908.483,32
2039	418427	1.085.856,55
2040	496389	1.288.174,90

Tabla 15: Evolución exponencial del VE.

Fuente: Elaboración propia.

Tendencial con condición de ligadura del 75% de VE para 2035		
Año	Vehículo Eléctrico (n°)	Consumo anual
2011	20	51,90
2012	37	96,02
2013	72	186,85
2014	122	316,60
2015	166	430,79
2016	243	630,61
2017	358	929,04
2018	504	1.307,93
2019	738	1.915,18
2020	1085	2.815,67
2021	1748	4.536,22
2022	4773	12.386,25
2023	9500	24.653,17
2024	17043	44.229,16
2025	28283	73.396,93
2026	44212	114.733,33
2027	65935	171.107,55
2028	94672	245.682,77
2029	131755	341.916,06
2030	178628	463.556,91
2031	236851	614.648,97
2032	308093	799.529,36
2033	394140	1.022.828,86
2034	496888	1.289.470,69
2035	618350	1.604.675,82
2036	627406	1.628.176,84
2037	636462	1.651.677,85
2038	645518	1.675.178,87
2039	654574	1.698.679,89
2040	663630	1.722.180,91

Tabla 17: Evolución del VE con condición de ligadura.

Fuente: Elaboración propia.

Tendencial lineal		
Año	Vehículo Eléctrico (n°)	Consumo anual
2011	20	51,90
2012	37	96,02
2013	72	186,85
2014	122	316,60
2015	166	430,79
2016	243	630,61
2017	358	929,04
2018	504	1.307,93
2019	738	1.915,18
2020	1085	2.815,67
2021	1748	4.536,22
2022	1563,79	4.058,17
2023	1773,40	4.602,15
2024	1983,02	5.146,13
2025	2192,64	5.690,11
2026	2402,26	6.234,09
2027	2611,88	6.778,07
2028	2821,50	7.322,05
2029	3031,12	7.866,03
2030	3240,74	8.410,01
2031	3450,36	8.953,99
2032	3659,98	9.497,97
2033	3869,60	10.041,95
2034	4079,21	10.585,93
2035	4288,83	11.129,91
2036	4498,45	11.673,89
2037	4708,07	12.217,88
2038	4917,69	12.761,86
2039	5127,31	13.305,84
2040	5336,93	13.849,82

Tabla 16: Evolución lineal del VE.

Fuente: Elaboración propia.

Evolución del VE según PTECAN		
Año	Vehículo Eléctrico (n°)	Consumo anual
2011	20	51,90
2012	37	96,02
2013	72	186,85
2014	122	316,60
2015	166	430,79
2016	243	630,61
2017	358	929,04
2018	586	1.520,72
2019	884	2.294,06
2020	1012	2.626,23
2021	6569	17.047,16
2022	14763	38.311,33
2023	25456	66.060,65
2024	38697	100.422,25
2025	54455	141.315,70
2026	72741	188.769,54
2027	93505	242.654,02
2028	116787	303.072,93
2029	142586	370.023,70
2030	170903	443.508,90
2031	201738	523.528,54
2032	235090	610.080,03
2033	270962	703.171,14
2034	309350	802.791,51
2035	350255	908.943,72
2036	393680	1.021.635,57
2037	439621	1.140.856,66
2038	488080	1.266.612,19
2039	539057	1.398.902,16
2040	592565	1.537.760,31

Tabla 18: Evolución según el PTECAN del VE.

Fuente: Elaboración propia.



Gráfico 20: Evolución del VE con condición de ligadura.

Fuente: Elaboración propia.

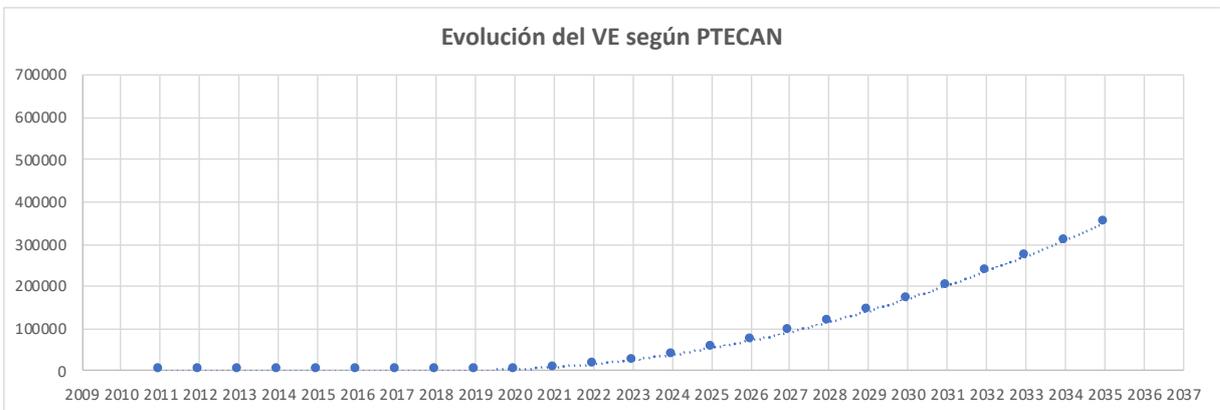


Gráfico 21: Evolución del VE según el PTECAN.

Fuente: Elaboración propia..

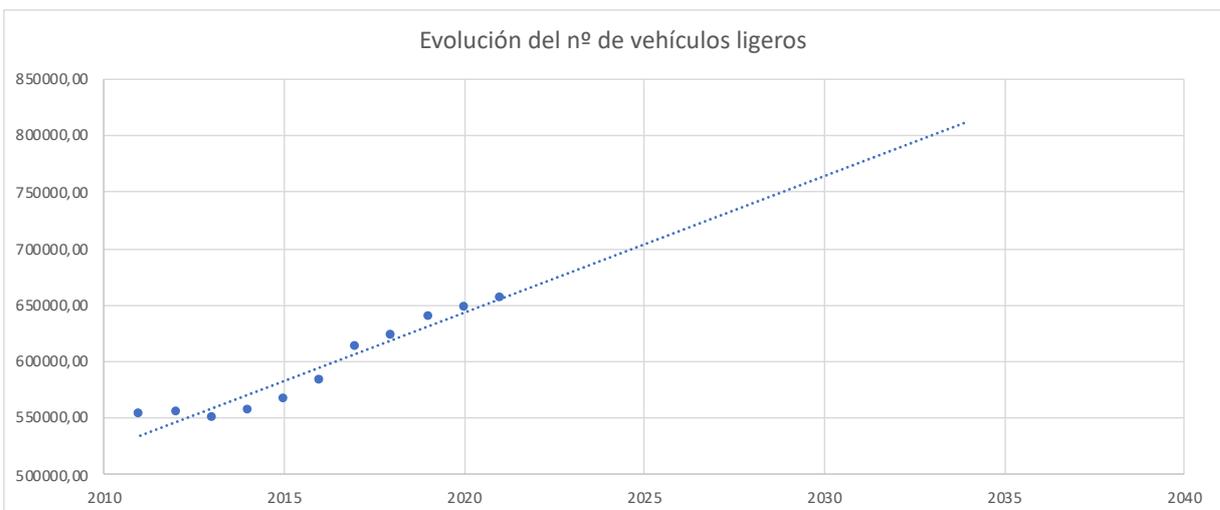


Gráfico 22: Evolución del número de vehículos ligeros

Fuente: Elaboración propia.

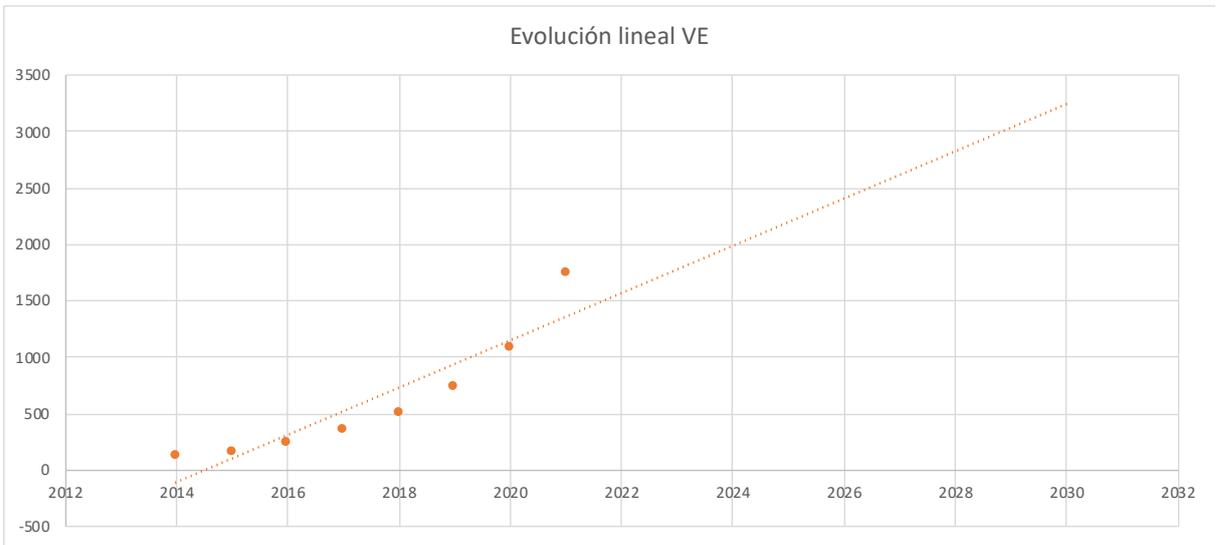


Gráfico 23: Evolución lineal del VE.

Fuente: Elaboración propia.

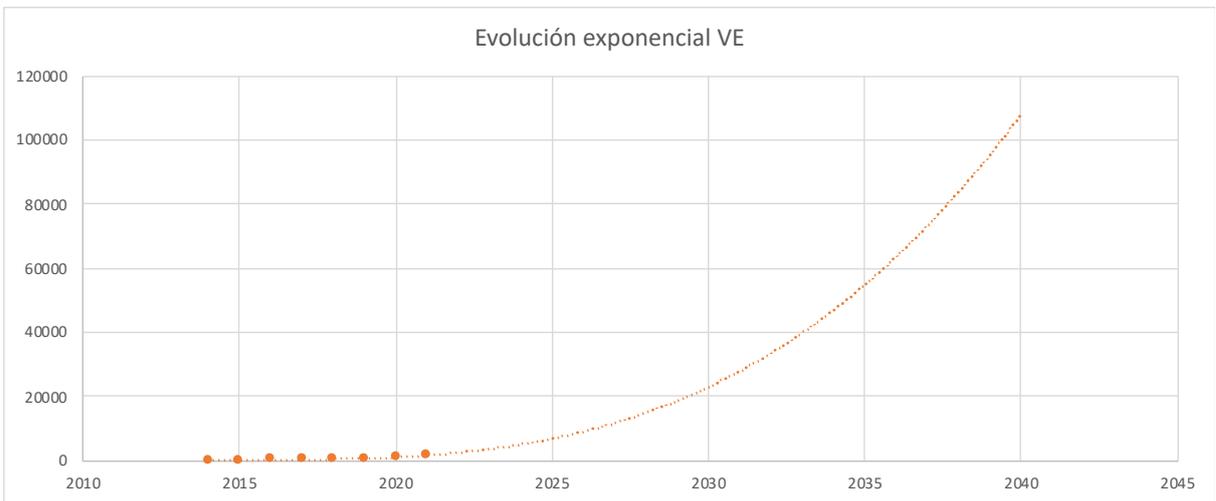


Gráfico 24: Evolución exponencial del VE.

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 2

DATOS PARA LA RECREACIÓN DE ESCENARIOS

ESCENARIO BAU												
Año	Demand											
	Electricity Demand [TWh]	JP (Jet Fuel) [TWh]	Diesel / DME [TWh]	Petrol / Methanol [TWh]	LPG [TWh]	NG	Vehículo Eléctrico (lineal)	Vehículo Eléctrico (exponencial)	Vehículo Eléctrico (75% en 2035)	Vehículo Eléctrico (PIECAN)		
2014	3,55	4,47	3,53	2,35	0,51	-	0,317	0,000317	0,000317	0,000317		
2015	3,58	4,28	4,25	2,59	0,52	-	0,431	0,000431	0,000431	0,000431		
2016	3,63	4,93	4,28	2,85	0,53	-	0,631	0,000631	0,000631	0,000631		
2017	3,70	5,25	4,81	2,84	0,53	-	0,929	0,000929	0,000929	0,000929		
2018	3,69	5,28	4,57	2,89	0,56	-	1,308	0,001308	0,001308	0,001521		
2019	3,71	5,28	5,06	2,91	0,55	-	1,915	0,001915	0,001915	0,002294		
2020	3,31	2,07	4,93	2,27	0,42	-	2,816	0,002816	0,002816	0,002626		
2021	3,39	2,61	4,45	2,67	0,46	-	4,536	0,004536	0,004536	0,017047		
2022	3,38	3,6674	5,0864	2,7802	0,4304	-	4,058	0,007321	0,012386	0,038311		
2023	3,36	3,4941	5,2276	2,7903	0,4216	-	4,602	0,011729	0,024653	0,066061		
2024	3,33	3,3208	5,3688	2,8004	0,4128	-	5,146	0,018350	0,044229	0,100422		
2025	3,30	3,1475	5,51	2,8105	0,404	-	5,690	0,027877	0,073397	0,141316		
2026	3,28	2,9742	5,6512	2,8206	0,3952	-	6,234	0,041102	0,114733	0,188770		
2027	3,25	2,8009	5,7924	2,8307	0,3864	-	6,778	0,058914	0,171108	0,242654		
2028	3,22	2,6276	5,9336	2,8408	0,3776	-	7,322	0,082296	0,245683	0,303073		
2029	3,20	2,4543	6,0748	2,8509	0,3688	-	7,866	0,112332	0,341916	0,370024		
2030	3,17	2,281	6,216	2,861	0,36	-	8,410	0,150200	0,463557	0,443509		
2031	3,14	2,1077	6,3572	2,8711	0,3512	-	8,954	0,197174	0,614649	0,523529		
2032	3,12	1,9344	6,4984	2,8812	0,3424	-	9,498	0,254629	0,799529	0,610080		
2033	3,09	1,7611	6,6396	2,8913	0,3336	-	10,042	0,324032	1,022829	0,703171		
2034	3,06	1,5878	6,7808	2,9014	0,3248	-	10,586	0,406950	1,289471	0,802792		
2035	3,04	1,4145	6,922	2,9115	0,316	-	11,130	0,505046	1,604676	0,908944		
2036	3,01	1,2412	7,0632	2,9216	0,3072	-	11,674	0,620080	1,628177	1,021636		
2037	2,98	1,0679	7,2044	2,9317	0,2984	-	12,218	0,753908	1,651678	1,140857		
2038	2,96	0,8946	7,3456	2,9418	0,2896	-	12,762	0,908483	1,675179	1,266612		
2039	2,93	0,7213	7,4868	2,9519	0,2808	-	13,306	1,085857	1,698680	1,398902		
2040	2,90	0,548	7,628	2,962	0,272	-	13,850	1,288175	1,722181	1,537760		

Tabla 19: Evolución de los parámetros de demanda (escenario BAU).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO BAU											
Supply								Others			
CHP Electric capacity PP1 [MW]	CHP Electric efficiency PP1	Wind [MW]	Photo Voltaic [MW]	River hydro [MW]	SP Solar Power [M]	Tidal [MW]	Biogás [MW]	Fuel Distribution	Minimum PP	Stabilisation share	
1116,20	40,50%	36,70	114,90	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,89%	36,70	114,90	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,67%	36,70	115,00	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,39%	60,20	115,30	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,46%	186,60	116,80	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	38,88%	195,65	107,16	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,81%	195,65	116,12	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,84%	195,65	116,42	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1110,57	39,29%	252,48	114,29	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1110,18	39,20%	282,37	114,23	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1109,80	39,11%	312,26	114,17	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1109,42	39,03%	342,15	114,10	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1109,03	38,94%	372,04	114,04	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1108,65	38,85%	401,92	113,98	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1108,27	38,77%	431,81	113,92	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1107,88	38,68%	461,70	113,85	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1107,50	38,59%	491,59	113,79	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1107,12	38,50%	521,48	113,73	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1106,73	38,42%	551,37	113,66	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1106,35	38,33%	581,26	113,60	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1105,97	38,24%	611,14	113,54	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1105,58	38,16%	641,03	113,48	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1105,20	38,07%	670,92	113,41	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1104,82	37,98%	700,81	113,35	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1104,43	37,89%	730,70	113,29	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1104,05	37,81%	760,59	113,22	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1103,67	37,72%	790,48	113,16	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	

Tabla 20: Evolución de los parámetros de suministro y otros (escenario BAU).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO BAU												
Cost												
Fuel oil [€/GJ]	Diésel oil [€/GJ]	Gasoil [€/GJ]	CAPEX (PP) [M€]	OPEX (CC) [% CAPEX]	CAPEX (Wind) [M€]	OPEX (Wind) [% CAPEX]	CAPEX (PV) [M€]	OPEX (PV) [% CAPEX]	CAPEX (hydropower) [M€]	OPEX (hydropower) [% CAPEX]	CO2 cost [€/tCO2]	
-	-	-	630	2	52,19	2,741836106	88,7028	1,400233372	1,7652	0,026	5,96	
-	-	-	630	2	52,19	2,741836106	88,7028	1,400233372	1,7652	0,026	7,68	
-	-	-	630	2	52,19	2,741836106	88,78	1,400233372	1,7652	0,026	5,35	
7,962530289	9,883570023	10,57967547	630	2	85,60	2,741836106	89,0116	1,400233372	1,7652	0,026	5,83	
9,053718401	11,6491978	12,46155567	630	2	265,35	2,741836106	90,1696	1,400233372	1,7652	0,026	15,88	
9,811355926	12,06911566	12,8377908	630	2	278,21	2,741836106	82,72752	1,400233372	1,7652	0,026	24,84	
7,760115686	8,57496694	8,439691388	630	2	278,21	2,741836106	89,64464	1,400233372	1,7652	0,026	24,75	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	278,21	2,741836106	89,87624	1,400233372	1,7652	0,026	53,55	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	359,03	2,741836106	88,23353429	1,400233372	1,7652	0,026	80,87	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	401,53	2,741836106	88,18500857	1,400233372	1,7652	0,026	87,66	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	444,03	2,741836106	88,13648286	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	486,53	2,741836106	88,08795714	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	529,03	2,741836106	88,03943143	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	571,54	2,741836106	87,99090572	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	614,04	2,741836106	87,94238	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	656,54	2,741836106	87,89385429	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	699,04	2,741836106	87,84532857	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	741,54	2,741836106	87,79680286	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	784,04	2,741836106	87,74827714	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	826,55	2,741836106	87,69975143	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	869,05	2,741836106	87,65122572	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	911,55	2,741836106	87,6027	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	954,05	2,741836106	87,55417429	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	996,55	2,741836106	87,50564857	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	1.039,05	2,741836106	87,45712286	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	1.081,56	2,741836106	87,40859714	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
10,23977794	10,65013149	10,67267741	630	2	1.124,06	2,741836106	87,36007143	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	

Tabla 21: Evolución de los parámetros de costes (escenario BAU).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO BAU+GN												
Año	Demand							Demand				
	Electricity Demand [TWh]	JP (Jet Fuel) [TWh]	Diesel / DME [TWh]	Petrol / Methanol [TWh]	LPG [TWh]	NG	Vehículo Eléctrico (lineal)	Vehículo Eléctrico (exponencial)	Vehículo Eléctrico (75% en 2035)	Vehículo Eléctrico (PTECAN)		
2014	3,55	4,47	3,53	2,35	0,51	-	0,317	0,000317	0,000317	0,000317		
2015	3,58	4,28	4,25	2,59	0,52	-	0,431	0,000431	0,000431	0,000431		
2016	3,63	4,93	4,28	2,85	0,53	-	0,631	0,000631	0,000631	0,000631		
2017	3,70	5,25	4,81	2,84	0,53	-	0,929	0,000929	0,000929	0,000929		
2018	3,69	5,28	4,57	2,89	0,56	-	1,308	0,001308	0,001308	0,001521		
2019	3,71	5,28	5,06	2,91	0,55	-	1,915	0,001915	0,001915	0,002294		
2020	3,31	2,07	4,93	2,27	0,42	-	2,816	0,002816	0,002816	0,002626		
2021	3,39	2,61	4,45	2,67	0,46	-	4,536	0,004536	0,004536	0,017047		
2022	3,38	3,6674	5,0864	2,7802	0,4304	-	4,058	0,007321	0,012386	0,038311		
2023	3,36	3,4941	5,2276	2,7903	0,4216	-	4,602	0,011729	0,024653	0,066061		
2024	3,33	3,3208	5,3688	2,8004	0,4128	-	5,146	0,018350	0,044229	0,100422		
2025	3,30	3,1475	5,51	2,8105	0,404	-	5,690	0,027877	0,073397	0,141316		
2026	3,28	2,9742	5,6512	2,8206	0,3952	-	6,234	0,041102	0,114733	0,188770		
2027	3,25	2,8009	5,7924	2,8307	0,3864	-	6,778	0,058914	0,171108	0,242654		
2028	3,22	2,6276	5,9336	2,8408	0,3776	-	7,322	0,082296	0,245683	0,303073		
2029	3,20	2,4543	6,0748	2,8509	0,3688	-	7,866	0,112332	0,341916	0,370024		
2030	3,17	2,281	6,216	2,861	0,36	-	8,410	0,150200	0,463557	0,443509		
2031	3,14	2,1077	6,3572	2,8711	0,3512	-	8,954	0,197174	0,614649	0,523529		
2032	3,12	1,9344	6,4984	2,8812	0,3424	-	9,498	0,254629	0,799529	0,610080		
2033	3,09	1,7611	6,6396	2,8913	0,3336	-	10,042	0,324032	1,022829	0,703171		
2034	3,06	1,5878	6,7808	2,9014	0,3248	-	10,586	0,406950	1,289471	0,802792		
2035	3,04	1,4145	6,922	2,9115	0,316	-	11,130	0,505046	1,604676	0,908944		
2036	3,01	1,2412	7,0632	2,9216	0,3072	-	11,674	0,620080	1,628177	1,021636		
2037	2,98	1,0679	7,2044	2,9317	0,2984	-	12,218	0,753908	1,651678	1,140857		
2038	2,96	0,8946	7,3456	2,9418	0,2896	-	12,762	0,908483	1,675179	1,266612		
2039	2,93	0,7213	7,4868	2,9519	0,2808	-	13,306	1,085857	1,698680	1,398902		
2040	2,90	0,548	7,628	2,962	0,272	-	13,850	1,288175	1,722181	1,537760		

Tabla 22: Evolución de los parámetros de demanda (escenario BAU+GN).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO BAU+GN											
Supply								Others			
CHP Electric capacity PP1 [MW]	CHP Electric efficiency PP1	Wind [MW]	Photo Voltaic [MW]	River hydro [MW]	Solar Power [M]	Tidal [MW]	Biogás [MW]	Fuel Distribution	Minimum PP	Stabilisation share	
1116,20	40,50%	36,70	114,90	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,89%	36,70	114,90	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,67%	36,70	115,00	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,39%	60,20	115,30	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,46%	186,60	116,80	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	38,88%	195,65	116,07	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,81%	195,65	116,12	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1111,60	39,84%	195,65	116,42	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1110,57	40,79%	252,48	116,84	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1110,18	40,70%	282,37	117,09	1,2	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1109,80	40,61%	312,26	117,35	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1109,42	40,53%	342,15	117,60	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1109,03	40,44%	372,04	117,86	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1108,65	40,35%	401,92	118,11	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1108,27	40,27%	431,81	118,37	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1107,88	40,18%	461,70	118,63	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1107,50	40,09%	491,59	118,88	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1107,12	40,00%	521,48	119,14	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1106,73	39,92%	551,37	119,39	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1106,35	39,83%	581,26	119,65	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1105,97	39,74%	611,14	119,90	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1105,58	39,66%	641,03	120,16	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1105,20	39,57%	670,92	120,41	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1104,82	39,48%	700,81	120,67	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1104,43	39,39%	730,70	120,92	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1104,05	39,31%	760,59	121,18	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	
1103,67	39,22%	790,48	121,43	1,2	-	-	-	0,44 oil - 0,66 GN	145,30	34,30%	

Tabla 23: Evolución de parámetros de suministro y otros (escenario BAU+GN).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO BAU+GN							
Cost							
CAPEX (Wind) [M€]	OPEX (Wind) [% CAPEX]	CAPEX (PV) [M€]	OPEX (PV) [% CAPEX]	CAPEX (hydropower) [M€]	OPEX (hydropower) [% CAPEX]	CO2 cost [€/tCO2]	
52,19	2,741836106	88,7028	1,400233372	1,7652	0,026	5,96	
52,19	2,741836106	88,7028	1,400233372	1,7652	0,026	7,68	
52,19	2,741836106	88,78	1,400233372	1,7652	0,026	5,35	
85,60	2,741836106	89,0116	1,400233372	1,7652	0,026	5,83	
265,35	2,741836106	90,1696	1,400233372	1,7652	0,026	15,88	
278,21	2,741836106	89,60604	1,400233372	1,7652	0,026	24,84	
278,21	2,741836106	89,64464	1,400233372	1,7652	0,026	24,75	
278,21	2,741836106	89,87624	1,400233372	1,7652	0,026	53,55	
359,03	2,741836106	90,1988257	1,400233372	1,7652	0,026	80,87	
401,53	2,741836106	90,39596142	1,400233372	1,7652	0,026	87,66	
444,03	2,741836106	90,59309713	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
486,53	2,741836106	90,79023285	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
529,03	2,741836106	90,98736856	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
571,54	2,741836106	91,18450428	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
614,04	2,741836106	91,38163999	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
656,54	2,741836106	91,5787757	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
699,04	2,741836106	91,77591142	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
741,54	2,741836106	91,97304713	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
784,04	2,741836106	92,17018285	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
826,55	2,741836106	92,36731856	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
869,05	2,741836106	92,56445428	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
911,55	2,741836106	92,76158999	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
954,05	2,741836106	92,9587257	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
996,55	2,741836106	93,15586142	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
1.039,05	2,741836106	93,35299713	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
1.081,56	2,741836106	93,55013285	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	
1.124,06	2,741836106	93,74726856	1,400233372	1,7652	0,026	100,00	

Tabla 25: Evolución de los parámetros de costes (escenario BAU+GN).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO PTECAN											
Año	Demand										
	Electricity Demand [TWh]	JP (Jet Fuel) [TWh]	Diesel / DME [TWh]	Petrol / Methanol [TWh]	LPG [TWh]	NG	Electrificación transporte marítimo	Electrolizadores (potencia media) [MW]	Demanda de hidrógeno (turístico e industrial) [tH2]	Demanda de hidrógeno (turístico e industrial) [TWh]	
2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	3,55	5,28	5,06	2,91	0,55	-	-	-	-	-	-
2020	3,21	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2021	3,49	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2022	3,53	4,47	4,57	2,44	0,46	-	0,022	-	0	-	0
2023	3,53	4,36	4,67	2,38	0,44	-	0,036	-	182	-	0,0060606
2024	3,50	-	-	-	-	-	-	-	360	-	0,011988
2025	3,41	4,11	4,62	2,20	0,40	-	0,068	0	439	-	0,0146187
2026	3,40	-	-	-	-	-	-	-	526	-	0,0175158
2027	3,32	-	-	-	-	-	-	-	642	-	0,0213786
2028	3,25	-	-	-	-	-	-	-	837	-	0,0278721
2029	3,19	-	-	-	-	-	-	-	1026	-	0,0341658
2030	3,13	3,59	4,37	1,83	0,31	-	0,173	131,95	1209	-	0,0402597
2031	3,08	-	-	-	-	-	-	-	1387	-	0,0461871
2032	3,03	-	-	-	-	-	-	-	1562	-	0,0520146
2033	2,99	-	-	-	-	-	-	-	1733	-	0,0577089
2034	2,96	-	-	-	-	-	-	-	1903	-	0,0633699
2035	2,93	3,25	4,19	1,63	0,27	-	0,304	358,048477	2072	-	0,0689976
2036	2,90	-	-	-	-	-	-	-	2240	-	0,074592
2037	2,88	-	-	-	-	-	-	-	2593	-	0,0863469
2038	2,86	-	-	-	-	-	-	-	2945	-	0,0980685
2039	2,85	-	-	-	-	-	-	-	3297	-	0,1097901
2040	2,84	3,06	4,16	1,55	0,25	-	0,465	635,829	3649	-	0,1215117

Tabla 26: Evolución de los parámetros de demanda (escenario PTECAN) (1).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO PTECAN							
Demand							
Demanda de hidrógeno (transporte) [tH2]	Demanda de hidrógeno (transporte) [TWh]	Almacenamiento a nivel usuario [MW]	Almacenamiento a nivel usuario [GWh]	Almacenamiento distribuido [MW]	Almacenamiento distribuido[GWh]	Vehículo Eléctrico (PTECAN)	Demanda total sin VE [TWh]
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	0,002196	-
-	-	-	-	-	-	0,002926	-
4	0,0001332	-	-	-	-	0,003605	-
4	0,0001332	-	-	-	-	0,028481	-
13	0,0004329	18,88012618	0,05985	2,1829653	0,00692	0,063095	3,553000
30	0,000999	29,05993691	0,09212	2,823343849	0,00895	0,108402	3,562000
1074	0,0357642	-	-	-	-	0,164341	-
1551	0,0516483	52,4511041	0,16627	4,296529968	0,01362	0,230949	3,480000
2473	0,0823509	-	-	-	-	0,308213	-
5032	0,1675656	-	-	-	-	0,396192	-
11136	0,3708288	-	-	-	-	0,494840	-
13395	0,4460535	-	-	-	-	0,604155	-
17433	0,5805189	128,6246057	0,40774	9,085173502	0,0288	0,724139	3,303000
21368	0,7115544	-	-	-	-	0,854791	-
25619	0,8531127	-	-	-	-	0,996111	-
31825	1,0597725	-	-	-	-	1,148099	-
39339	1,3099887	-	-	-	-	1,310756	-
45191	1,5048603	256,6157729	0,813472	18,12555205	0,057458	1,484081	3,230000
51249	1,7065917	-	-	-	-	1,668074	-
57362	1,9101546	-	-	-	-	1,862735	-
64677	2,1537441	-	-	-	-	2,068064	-
72198	2,4041934	-	-	-	-	2,284062	-
80251	2,6723583	384,6293375	1,219275	27,16750789	0,086121	2,510779	3,300000

Tabla 27: Evolución de los parámetros de demanda (escenario PTECAN) (2).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO PTECAN							
Supply							
CHP Electric capacity PPI [MW]	CHP Electric efficiency PPI	Wind off-shore [MW]	Wind on-shore [MW]	Photo Voltaic autoconsumo [MW]	Photo Voltaic on-shore [MW]	Total Photo Voltaic on-shore [MW]	Photo Voltaic off-shore [MW]
-	40,50%	-	-	-	-	-	-
-	39,89%	-	-	-	-	-	-
-	39,67%	-	-	-	-	-	-
-	39,39%	-	-	-	-	-	-
-	39,46%	-	-	-	-	-	-
-	38,88%	-	-	-	-	-	-
1111,60	39,81%	0	185,60	10,80	77,70	88,50	0,00
1111,60	39,84%	0	222,00	31,00	102,10	133,10	0,00
722,00	39,29%	0	262,80	53,80	129,50	183,30	0,00
721,50	39,20%	39,4	308,20	79,20	159,90	239,10	0,00
721,50	39,11%	39,4	358,00	107,00	193,30	300,30	4,10
720,50	39,03%	78,9	412,40	137,30	229,70	367,00	5,50
711,82	38,94%	98,6	471,30	170,20	269,20	439,40	5,50
703,14	38,85%	126,2	546,50	205,60	323,20	528,80	8,30
694,46	38,77%	149,8	614,40	243,50	368,70	612,20	11,00
685,78	38,68%	173,5	686,70	283,90	417,20	701,10	12,30
677,10	38,59%	200	763,60	326,80	468,80	795,60	14,90
633,50	38,50%	256,8	859,50	407,60	505,50	913,10	16,60
589,90	38,42%	318,1	963,10	494,80	545,10	1039,90	18,40
546,20	38,33%	384	1074,20	588,50	587,70	1176,20	20,30
502,60	38,24%	454,4	1193,00	688,60	633,10	1321,70	22,40
172,10	38,16%	529,3	1319,50	795,20	681,50	1476,70	24,70
172,10	38,07%	608,7	1453,60	908,20	732,90	1641,10	27,00
172,10	37,98%	692,7	1595,40	1027,60	787,10	1814,70	29,50
117,50	37,89%	781,2	1744,70	1153,50	844,30	1997,80	32,20
60,20	37,81%	874,2	1901,80	1285,80	904,40	2190,20	35,00
0,00	37,72%	971,8	2066,50	1424,50	967,50	2392,00	37,90

Tabla 28: Evolución de los parámetros de suministro (escenario PTECAN).

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO PTECAN									
Supply						Others			
River hydro [MW]	CSP Solar Power [MW]	Tidal [MW]	Eficiencia E.Geotérmica [%]	Geotérmica [MW]	Biomasa [MW]	Fuel Distribution	Minimum PP	Stabilisation share	
-	-	-	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
-	-	-	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
-	-	-	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
-	-	-	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
-	-	-	-	-	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	-	0	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	0	0	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	0	0	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	0	0	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	0	0	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	0	1	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,2	0	1	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,32	0	1	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,44	0	1	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,56	0	1	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,68	0	1	-	0	-	all oil	145,30	34,30%	
1,8	0	2	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	2,3	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	2,6	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	2,9	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	3,2	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	3,5	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	3,8	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	4,1	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	4,4	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	4,7	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	
2,6	0	5	20	20	-	all oil	145,30	34,30%	

Tabla 29: Evolución de los parámetros de suministro y otros (escenario PTECAN).

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 3

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE LA VALIDACIÓN DEL MODELO



Electricity demand (TWh/year): Fixed demand 3,71 Electric heating + HP 0,00 Electric cooling 0,00	Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 0,00 Transportation 0,00 Total 3,71	Capacities Group 2: MW-e MJ/s CHP 0 0 Heat Pump 0 0 Boiler 0 Group 3: MW-e MJ/s CHP 0 0 Heat Pump 0 0 Boiler 0 Condensing 1112	Efficiencies elec. Ther COP 0,40 0,50 3,00 0,01 0,40 0,50 3,00 0,00 0,39	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 145 MW Heat Pump maximum share 1,00 Maximum import/export 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 0,80 Discharge 2: 0 0,90 Electrolysers: 0 0 0,73 0,05 Rockbed Storage: 0 0 1,00 CAES fuel ratio: 0,000
District heating (TWh/year) District heating demand Solar Thermal Industrial CHP (CSHP) Demand after solar and CSHP	Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	Heatsstorage: 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	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	(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 13,25 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	
Wind 196 MW Photo Voltaic 99 MW Offshore Wind 0 MW River Hydro 1 MW Hydro Power 0 MW Geothermal/Nuclear 0 MW	0,54 TWh/year 0,19 TWh/year 0 TWh/year 0,01 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year	Grid stabili- sation share 0,00 0,00 0,00 0,00			

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating											Electricity														Exchange																	
Demand										Production										Consumption							Production							Balance							Payment	
Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba- lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. 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	EELP MW	Imp Million EUR	Exp Million EUR														
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420	0	0	0	0	0	52	0	0	0	0	368	100	0	1	1	0	0	0														
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420	0	0	0	0	0	62	0	0	0	0	359	100	0	0	0	0	0	0														
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	415	0	0	0	0	0	86	0	0	0	0	331	100	0	1	1	0	0	0														
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	403	0	0	0	0	0	59	0	0	0	0	345	100	0	1	1	0	0	0														
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	0	0	0	0	0	80	0	0	0	0	327	100	0	1	1	0	0	0														
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420	0	0	0	0	0	73	0	0	0	0	348	100	0	1	1	0	0	0														
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	431	0	0	0	0	0	117	0	0	0	0	315	100	0	1	1	0	0	0														
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	439	0	0	0	0	0	135	0	0	0	0	305	100	0	1	1	0	0	0														
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	437	0	0	0	0	0	87	0	0	0	0	350	100	0	1	1	0	0	0														
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	431	0	0	0	0	0	85	0	0	0	0	348	100	0	1	1	0	0	0														
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	424	0	0	0	0	0	104	0	0	0	0	323	100	0	2	2	0	0	0														
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	422	0	0	0	0	0	70	0	0	0	0	354	100	0	1	1	0	0	0														
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	422	0	0	0	0	0	84	0	0	0	0	339	100	0	1	1	0	Average price (EUR/MWh)															
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	589	0	0	0	0	0	281	0	0	0	0	565	100	0	146	146	0	-	127														
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	-	127														
TWh/year	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	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	2,98	0,00	0,01	0,01	0,00	0	1															

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry				Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	HTL	Elc.Iy.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	7,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,25	-	20,89	-0,02	20,87	5,57	5,56		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,55	-	0,55	0,00	0,55	0,12	0,23		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,54	0,19	-	0,01	-	-	-	-	-	0,74	0,00	0,74	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	-	-	-	-	-	7,64	-	-	-	-	-	0,54	0,19	-	0,01	-	-	13,80	-	-	22,18	-0,02	22,16	5,68	5,79		

ANEXO 3

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DEL ESCENARIO BAU



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Capacities					Efficiencies					Regulation Strategy: Technical regulation no. 1					Fuel Price level: Basic																																									
Fixed demand	3,30	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:		MW-e	MJ/s	elec.		Ther	COP		CEEP regulation					000000000																																									
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,03	CHP		0	0	0,40		0,50		Minimum Stabilisation share					0,00																																										
Electric cooling	0,00	Total	3,33	Heat Pump		0	0			3,00		Stabilisation share of CHP					0,00																																										
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:					Minimum CHP gr 3 load					0 MW																																									
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00		CHP		0,40		0,50		Minimum PP					145 MW																																								
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00		Heat Pump		0		0		Heat Pump maximum share					1,00																																								
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00		Boiler		0		0		Maximum import/export					0 MW																																								
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00		Condensing		1109		0,39		Distr. Name :					Hour_nordpool.txt																																								
Wind			342 MW	0,94	TWh/year	0,00	Grid		Heatstorage: gr.2:					0 GWh					gr.3: 0 GWh																																								
Photo Voltaic			114 MW	0,22	TWh/year	0,00	stabilisation		Fixed Boiler: gr.2:					0,0 Per cent					gr.3: 0,0 Per cent																																								
Offshore Wind			0 MW	0	TWh/year	0,00	share		Electricity prod. from					CSHP					Waste (TWh/year)																																								
River Hydro			1 MW	0,01	TWh/year	0,00			Gr.1:					0,00					0,00																																								
Hydro Power			0 MW	0	TWh/year				Gr.2:					0,00					0,00																																								
Geothermal/Nuclear			0 MW	0	TWh/year				Gr.3:					0,00					0,00																																								
Regulation Strategy: Technical regulation no. 1					CEEP regulation					Minimum Stabilisation share					Stabilisation share of CHP					Minimum CHP gr 3 load					Minimum PP					Heat Pump maximum share					Maximum import/export																								
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				
(TWh/year)					Coal					Oil					Ngas					Biomass					Transport					0,00					11,47					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					CAES fuel ratio:					0,000																													

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating											Electricity														Exchange							
Demand		Production									Consumption							Production							Balance				Payment			
Distr. heating	MW	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec-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	MW	MW	MW	Million EUR	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	3	0	0	0	0	0	80	0	0	0	0	299	100	0	3	3	0	0	0	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	374	3	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	290	100	0	7	7	0	0	0	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	3	0	0	0	0	0	135	0	0	0	0	259	100	0	21	21	0	0	2	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	3	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	284	100	0	10	10	0	0	1	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	3	0	0	0	0	0	122	0	0	0	0	258	100	0	16	16	0	0	2	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	3	0	0	0	0	0	113	0	0	0	0	278	100	0	15	15	0	0	1	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	3	0	0	0	0	0	186	0	0	0	0	227	100	0	27	27	0	0	2	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	3	0	0	0	0	0	219	0	0	0	0	207	100	0	33	33	0	0	3	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	3	0	0	0	0	0	138	0	0	0	0	266	100	0	13	13	0	0	1	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	384	3	0	0	0	0	0	135	0	0	0	0	269	100	0	18	18	0	0	2	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	377	3	0	0	0	0	0	170	0	0	0	0	242	100	0	31	31	0	0	2	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	376	3	0	0	0	0	0	112	0	0	0	0	285	100	0	17	17	0	0	2	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	376	3	0	0	0	0	0	133	0	0	0	0	263	100	0	18	18	0	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	524	6	0	0	0	0	0	437	0	0	0	0	507	100	0	282	282	0	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	-	121	
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31	0,00	0,16	0,16	0,00	0	19		

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry				Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.Iy.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net				
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	5,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,40	-0,40	17,01	4,64	4,53			
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	0,00	0,40	0,09	0,17			
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,94	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,17	0,00	1,17	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	-	-	-	-	-	5,93	-	-	-	-	-	0,94	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	18,98	-0,40	18,58	4,72	4,70			



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Capacities				Efficiencies				Regulation Strategy: Technical regulation no. 1				Fuel Price level: Basic								
Fixed demand	3,17	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:		MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation				000000000								
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,15	CHP		0	0	0,40	0,50	Minimum Stabilisation share				0,00									
Electric cooling	0,00	Total	3,32	Heat Pump		0	0			Stabilisation share of CHP				0,00									
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Boiler		0		Minimum CHP gr 3 load				0 MW									
District heating demand			0,00	0,00	0,00	Group 3:		0,01		Minimum PP				145 MW									
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	CHP		0,40		Heat Pump maximum share				1,00									
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	Heat Pump		0		Maximum import/export				0 MW									
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	Boiler		0		Distr. Name :				Hour_nordpool.txt									
Wind			492 MW	1,35 TWh/year	0,00	Condensing		1108		0,39		Addition factor				0,00 EUR/MWh							
Photo Voltaic			114 MW	0,22 TWh/year	0,00	Heatstorage: gr.2:		0 GWh		gr.3:		0 GWh				Multiplication factor				1,00			
Offshore Wind			0 MW	0 TWh/year	0,00	Fixed Boiler: gr.2:		0,0 Per cent		gr.3:		0,0 Per cent				Dependency factor				0,00 EUR/MWh pr. MW			
River Hydro			1 MW	0,01 TWh/year	0,00	Electricity prod. from		CSHP		Waste (TWh/year)		Average Market Price				113 EUR/MWh							
Hydro Power			0 MW	0 TWh/year		Gr.1:		0,00		0,00		Gas Storage				0 GWh							
Geothermal/Nuclear			0 MW	0 TWh/year		Gr.2:		0,00		0,00		Syngas capacity				0 MW							
						Gr.3:		0,00		0,00		Biogas max to grid				0 MW							
												(TWh/year)				Coal	Oil	Ngas	Biomass				
												Transport				0,00	11,36	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		Payment			
Distr. heating	Waste+									Ba-lance	Consumption					Production					Balance					Imp	Exp			
MW	Solar	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	MW		Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp			Exp	CEEP	ECP
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	17	0	0	0	0	107	0	0	0	0	279	100	0	11	11	0	0	1	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	17	0	0	0	0	124	0	0	0	0	272	100	0	20	20	0	0	1	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	355	17	0	0	0	0	182	0	0	0	0	243	100	0	53	53	0	0	4	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	345	17	0	0	0	0	115	0	0	0	0	272	100	0	25	25	0	0	3	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	347	17	0	0	0	0	162	0	0	0	0	243	100	0	41	41	0	0	5	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	17	0	0	0	0	151	0	0	0	0	262	100	0	38	38	0	0	3	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	368	17	0	0	0	0	253	0	0	0	0	207	100	0	75	75	0	0	5	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	375	17	0	0	0	0	301	0	0	0	0	183	100	0	92	92	0	0	8	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	17	0	0	0	0	187	0	0	0	0	240	100	0	37	37	0	0	3	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	17	0	0	0	0	184	0	0	0	0	249	100	0	48	48	0	0	4	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	363	17	0	0	0	0	235	0	0	0	0	225	100	0	81	81	0	0	7	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	17	0	0	0	0	152	0	0	0	0	271	100	0	45	45	0	0	4	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	17	0	0	0	0	180	0	0	0	0	245	100	0	47	47	0	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	503	30	0	0	0	0	585	0	0	0	0	509	100	0	431	431	0	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	9	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	-	118
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15	0,00	0,41	0,41	0,00	0	49	

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Oil	-	-	-	-	-	5,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,94	-1,07	15,86	4,51	4,23	
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36	0,00	0,36	0,08	0,15	
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,35	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,58	0,00	1,58	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	-	-	-	-	-	5,58	-	-	-	-	-	1,35	0,22	-	0,01	-	11,72	-	-	-	18,88	-1,07	17,80	4,59	4,38	



District Heating Production																														
Gr.1					Gr.2										Gr.3										RES specification					
District heating	Solar	CSHP	DHP		District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	RES1 Wind	RES2 Photo	RES3 Offshore	RES4-7 ind	Total	
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	MW	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	0	86	19	0	1	107
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	0	97	25	0	1	124
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	0	154	27	0	1	182
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	0	86	27	0	1	115
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	0	130	31	0	1	162
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	0	126	25	0	1	151
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	0	221	32	0	1	253
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	0	271	29	0	1	301
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	0	160	26	0	1	187
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	0	161	23	0	1	184
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	0	214	20	0	1	235
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	0	132	19	0	1	152
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	0	154	25	0	1	180
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	0	492	114	0	1	585
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	-2	0	1	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	0,00	0,00	1,35	0,22	0,00	0,01	1,58	

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

ANNUAL COSTS (Million EUR)																	NATURAL GAS EXCHANGE																																						
Total Fuel ex	Ngas exchange =	Uranium =	Coal =	FuelOil =	Gasoil/Diesel=	Petrol/JP =	Gas handling =	Biomass =	Food income =	Waste =	Total Ngas Exchange costs =	Marginal operation costs =	Total Electricity exchange =	Import =	Export =	Bottleneck =	Fixed imp/ex=	Total CO2 emission costs =	Total variable costs =	Fixed operation costs =	Annual Investment costs =	TOTAL ANNUAL COSTS =																																	
	444	0	0	206	238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-49	49	0	459	903	33	706	1642	DHP & Boilers	CHP2	PP	Indi-	Trans	Indu.	Demand	Bio-	Syn-	CO2Hy	SynHy	SynHy	Stor-	Sum	Im-	Ex-	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	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																	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00															



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies		Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic				
Fixed demand	3,04	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation	000000000	Capacities	Storage	Efficiencies		
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,51	CHP	0	0	0,40	0,50		Minimum Stabilisation share	0,00	Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Electric cooling	0,00	Total	3,55	Heat Pump	0	0			3,00	Stabilisation share of CHP	0,00	Charge 1:	0	0	0,80	
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Boiler	0		0,01		Minimum CHP gr 3 load	0 MW	Discharge 1:	0		0,90	
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00	Group 3:					Minimum PP	145 MW	Charge 2:	0	0	0,80	
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00	CHP	0	0	0,40	0,50	Heat Pump maximum share	1,00	Discharge 2:	0		0,90	
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00	Heat Pump	0	0		3,00	Maximum import/export	0 MW	Electrolysers:	0	0	0,73	0,05
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00	Boiler	0		0,00		Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	Rockbed Storage:	0	0	1,00	
Wind	641 MW	1,76 TWh/year	0,00	Grid	Heatstorage: gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh		Addition factor	0,00 EUR/MWh	CAES fuel ratio:	0,000			
Photo Voltaic	114 MW	0,22 TWh/year	0,00	stabil-	Fixed Boiler: gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent		Multiplication factor	1,00	(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Offshore Wind	0 MW	0 TWh/year	0,00	sation	Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)			Dependency factor	0,00 EUR/MWh pr. MW	Transport	0,00	11,25	0,00	0,00
River Hydro	1 MW	0,01 TWh/year	0,00	share	Gr.1:	0,00	0,00			Average Market Price	113 EUR/MWh	Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year			Gr.2:	0,00	0,00			Gas Storage	0 GWh	Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year			Gr.3:	0,00	0,00			Syngas capacity	0 MW	Various	0,00	0,00	0,00	0,00
										Biogas max to grid	0 MW					

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating										Electricity														Exchange						
Demand		Production								Ba- lance	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	Elec- troyser 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	ECP MW	Imp	Exp	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	58	0	0	0	0	0	133	0	0	0	0	286	100	0	17	17	0	0	1
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	58	0	0	0	0	0	153	0	0	0	0	278	100	0	29	29	0	0	2
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	340	58	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	250	100	0	79	79	0	0	6
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	331	58	0	0	0	0	0	141	0	0	0	0	287	100	0	39	39	0	0	4
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	333	58	0	0	0	0	0	201	0	0	0	0	253	100	0	63	63	0	0	8
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	58	0	0	0	0	0	189	0	0	0	0	272	100	0	59	59	0	0	5
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	58	0	0	0	0	0	320	0	0	0	0	210	100	0	119	119	0	0	8
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	58	0	0	0	0	0	383	0	0	0	0	180	100	0	146	146	0	0	12
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	58	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	241	100	0	61	61	0	0	6
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	58	0	0	0	0	0	233	0	0	0	0	255	100	0	77	77	0	0	7
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	348	58	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	229	100	0	123	123	0	0	10
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346	58	0	0	0	0	0	192	0	0	0	0	280	100	0	68	68	0	0	6
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346	58	0	0	0	0	0	226	0	0	0	0	252	100	0	74	74	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	483	101	0	0	0	0	0	732	0	0	0	0	556	100	0	563	563	0	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	32	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	118
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,04	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	2,21		0,00	0,65	0,65	0,00	0	76

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Etc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Oil	-	-	-	-	-	5,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,03	-1,69	15,34	4,54	4,09	
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,00	0,32	0,07	0,13	
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,99	0,00	1,99	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	-	-	-	-	-	5,78	-	-	-	-	-	1,76	0,22	-	0,01	-	11,56	-	-	-	19,34	-1,69	17,64	4,61	4,22	



District Heating Production																													
Gr.1					Gr.2										Gr.3										RES specification				
District heating	Solar	CSHP	DHP		District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Bal-ance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Bal-ance	RES1 Wind	RES2 Photo	RES3 Offshore	RES4-7 ind	Total
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	MW	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	112	19	0	1	133
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	127	25	0	1	153
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	200	27	0	1	228
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	112	27	0	1	141
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	169	31	0	1	201
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	164	24	0	1	189
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	287	32	0	1	320
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	353	29	0	1	383
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	209	26	0	1	235
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	209	22	0	1	233
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	279	20	0	1	300
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	172	19	0	1	192
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	200	25	0	1	226
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	641	114	0	1	732
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	-2	0	1	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	0,00	0,00	1,76	0,22	0,00	0,01	1,99

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

ANNUAL COSTS (Million EUR)																	NATURAL GAS EXCHANGE									
Total Fuel ex	Ngas exchange =	Uranium =	Coal =	FuelOil =	Gasoil/Diesel=	Petrol/JP =	Gas handling =	Biomass =	Food income =	Waste =	Total Ngas Exchange costs =	Marginal operation costs =	Total Electricity exchange =	Import =	Export =	Bottleneck =	Fixed imp/ex=	Total CO2 emission costs =	Total variable costs =	Fixed operation costs =	Annual Investment costs =	TOTAL ANNUAL COSTS =				
	479	0	0	213	265	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
January																										
February																										
March																										
April																										
May																										
June																										
July																										
August																										
September																										
October																										
November																										
December																										
Average																										
Maximum																										
Minimum																										
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	0,00			
Total CO2 emission costs =	461																									
Total variable costs =	939																									
Fixed operation costs =	39																									
Annual Investment costs =	726																									
TOTAL ANNUAL COSTS =	1704																									

Input 2040_BAU.txt

The EnergyPLAN model 16.22



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies	Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic				
Fixed demand	2,90	Fixed imp/exp.	0,00						Group 2:	CEEP regulation	000000000				
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,29						CHP	Minimum Stabilisation share	0,00				
Electric cooling	0,00	Total	4,19						Heat Pump	Stabilisation share of CHP	0,00				
									Boiler	Minimum CHP gr 3 load	0 MW				
									Group 3:	Minimum PP	145 MW				
									CHP	Heat Pump maximum share	1,00				
									Heat Pump	Maximum import/export	0 MW				
									Boiler	Distr. Name : Hour_nordpool.txt					
									Condensing	Addition factor	0,00 EUR/MWh				
									Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh		Multiplication factor	1,00			
									Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent		Dependency factor	0,00 EUR/MWh pr. MW			
									Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)		Average Market Price	113 EUR/MWh			
									Gr.1: 0,00 0,00		Gas Storage	0 GWh			
									Gr.2: 0,00 0,00		Syngas capacity	0 MW			
									Gr.3: 0,00 0,00		Biogas max to grid	0 MW			
											(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass				
Wind	791 MW	2,17 TWh/year	0,00	Grid											
Photo Voltaic	113 MW	0,22 TWh/year	0,00	stabil-											
Offshore Wind	0 MW	0 TWh/year	0,00	sation											
River Hydro	1 MW	0,01 TWh/year	0,00	share											
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year													
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year													
											Transport	0,00	11,14	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
											CAES fuel ratio:	0,000			

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating											Electricity														Exchange																	
Demand										Production										Consumption							Production							Balance							Payment	
Distr. heating	Solar	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	ECP MW	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	Million EUR													
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	159	0	0	0	0	334	100	0	18	18	0	0	1													
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	321	100	0	29	29	0	0	2													
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	325	147	0	0	0	0	0	275	0	0	0	0	285	100	0	89	89	0	0	7													
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	315	147	0	0	0	0	0	167	0	0	0	0	341	100	0	46	46	0	0	5													
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317	147	0	0	0	0	0	240	0	0	0	0	297	100	0	73	73	0	0	10													
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	316	100	0	69	69	0	0	6													
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	147	0	0	0	0	0	387	0	0	0	0	239	100	0	142	142	0	0	10													
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	343	147	0	0	0	0	0	466	0	0	0	0	196	100	0	172	172	0	0	15													
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	341	147	0	0	0	0	0	284	0	0	0	0	278	100	0	74	74	0	0	7													
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	147	0	0	0	0	0	282	0	0	0	0	294	100	0	92	92	0	0	8													
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	147	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	257	100	0	144	144	0	0	12													
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	147	0	0	0	0	0	232	0	0	0	0	324	100	0	80	80	0	0	7													
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	147	0	0	0	0	0	273	0	0	0	0	290	100	0	86	86	0	0	Average price													
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460	256	0	0	0	0	0	879	0	0	0	0	678	100	0	668	668	0	0	(EUR/MWh)													
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	81	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	-	119													
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,90	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2,55		0,00	0,76	0,76	0,00	0	90													

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry				Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Net	Total	Net				
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00				
Oil	-	-	-	-	-	6,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,89	-2,00	15,89	4,77	4,23			
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,27	0,00	0,27	0,06	0,11			
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	2,40	0,00	2,40	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	-	-	-	-	-	6,76	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	11,41	-	-	-	20,56	-2,00	18,56	4,83	4,35			

ANEXO 4

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DEL ESCENARIO PTECAN



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	Fuel Price level:	Basic								
Fixed demand	3,48	Fixed imp/exp.	0,00						CEEP regulation	000000000									
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,23						Minimum Stabilisation share	0,00									
Electric cooling	0,00	Total	3,71						Stabilisation share of CHP	0,00									
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum						Capacities Storage Efficiencies							
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00						Elec. Storage MW-e GWh Elec. Ther.							
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00						Charge 1: 52 0 0,80							
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00						Discharge 1: 52 0 0,90							
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00						Charge 2: 4 0 0,80							
														Discharge 2: 4 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 10,93 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					
Wind	412 MW	1,13 TWh/year	0,00	Grid						Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh									
Photo Voltaic	367 MW	0,71 TWh/year	0,00	stabil-						Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent									
Offshore Wind	79 MW	0,22 TWh/year	0,00	sation						Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)									
River Hydro	1 MW	0,02 TWh/year	0,00	share						Gr.1: 0,00 0,00									
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year								Gr.2: 0,00 0,00									
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year								Gr.3: 0,00 0,00									

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating										Electricity															Exchange				
Demand	Production									Consumption					Production					Balance					Payment				
Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	Elec. 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	EPP MW	Imp Million EUR	Exp Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	394	26	0	0	0	7	5	151	0	0	0	0	287	100	0	16	16	0	0	1
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	394	26	0	0	0	7	5	181	0	0	0	0	269	100	0	28	28	0	0	2
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	389	26	0	0	0	7	5	243	0	0	0	0	247	100	0	72	72	0	0	5
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	378	26	0	0	0	7	5	177	0	0	0	0	273	100	0	43	43	0	0	5
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	381	26	0	0	0	8	6	233	0	0	0	0	242	100	0	65	65	0	0	9
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	394	26	0	0	0	5	4	207	0	0	0	0	266	100	0	52	52	0	0	5
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404	26	0	0	0	8	6	325	0	0	0	0	214	100	0	107	107	0	0	8
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	411	26	0	0	0	9	6	368	0	0	0	0	187	100	0	115	115	0	0	10
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	409	26	0	0	0	8	6	245	0	0	0	0	249	100	0	56	56	0	0	5
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	26	0	0	0	7	5	236	0	0	0	0	258	100	0	61	61	0	0	5
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	398	26	0	0	0	6	4	280	0	0	0	0	231	100	0	86	86	0	0	7
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	396	26	0	0	0	5	4	194	0	0	0	0	277	100	0	47	47	0	0	4
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	396	26	0	0	0	7	5	237	0	0	0	0	250	100	0	63	63	0		Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	552	46	0	0	0	57	57	811	0	0	0	0	571	100	0	604	604	0		(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0		107 121
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,48	0,23	0,00	0,00	0,00	0,06	0,04	2,08	0,00	0,00	0,00	0,00	2,19		0,00	0,55	0,55	0,00		0 66

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00		
Oil	-	-	-	-	-	5,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,41	15,15	4,41	4,04		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	0,40	0,09	0,17		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,13	0,72	0,22	0,01	-	-	-	-	-	2,08	0,00	2,08	0,00	0,00	
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00		
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00		
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00		
Total	-	-	-	-	-	5,63	-	-	-	-	-	1,13	0,72	0,22	0,01	-	11,33	-	-	-	-1,41	17,63	4,50	4,20		



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies		Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic																				
Fixed demand	3,30	Fixed imp/exp.	0,00						Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation	000000000	Capacities Storage Efficiencies															
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,72						CHP	0	0	0,40	0,50						Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.									
Electric cooling	0,00	Total	4,02						Heat Pump	0	0						3,00						Charge 1:	129	0	0,80						
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:					Minimum CHP gr 3 load					0	MW						Discharge 1:	129			0,90			
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00		CHP					0	0	0,40	0,50						145	MW						Charge 2:	9	0	0,80
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00		Heat Pump					0	0						1,00						Discharge 2:	9			0,90		
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00		Boiler										0	MW						Electrolysers:	182	0	0,73	0,05			
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00		Condensing					677						0,39						Rockbed Storage:	0	0			1,00		
Wind			764	MW	2,09	TWh/year	0,00	Grid	Heatstorage: gr.2:					0	GWh	gr.3:	0	GWh						CAES fuel ratio:						0,000		
Photo Voltaic			796	MW	1,54	TWh/year	0,00	stabil-	Fixed Boiler: gr.2:					0,0	Per cent	gr.3:	0,0	Per cent						(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass								
Offshore Wind			200	MW	0,55	TWh/year	0,00	sation	Electricity prod. from					CSHP	Waste (TWh/year)					Transport					0,00	9,79	0,00	0,00				
River Hydro			2	MW	0,05	TWh/year	0,00	share	Gr.1:					0,00	0,00						Household					0,00	0,00	0,00	0,00			
Hydro Power			0	MW	0	TWh/year	Gr.2:					0,00	0,00						Industry					0,00	0,00	0,00	0,00					
Geothermal/Nuclear			20	MW	0,18	TWh/year	Gr.3:					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									Consumption					Production					Balance				Payment						
Distr. heating	MW	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. troyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW	MW	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	373	82	0	97	0	22	16	309	0	20	0	0	305	100	0	76	76	0	0	6
February	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	374	82	0	97	0	21	14	372	0	20	0	0	256	100	0	90	90	0	0	6
March	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	369	82	0	96	0	16	12	495	0	20	0	0	260	100	1	224	224	0	0	17
April	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	359	82	0	97	0	22	16	366	0	20	0	0	317	100	2	160	160	0	0	16
May	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	361	82	0	97	0	20	14	478	0	20	0	0	278	100	1	231	231	0	0	29
June	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	373	82	0	96	0	18	13	423	0	20	0	0	293	100	2	181	181	0	0	17
July	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	383	82	0	97	0	17	13	660	0	20	0	0	235	100	1	349	349	0	0	25
August	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	390	82	0	97	0	16	11	741	0	20	0	0	189	100	0	378	378	0	0	33
September	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	388	82	0	96	0	23	16	499	0	20	0	0	263	100	1	210	210	0	0	19
October	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	384	82	0	97	0	18	13	478	0	20	0	0	283	100	1	214	214	0	0	19
November	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	377	82	0	97	0	16	12	563	0	20	0	0	242	100	1	266	266	0	0	22
December	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	376	82	0	97	0	18	13	394	0	20	0	0	303	100	2	159	159	0	0	15
Average	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	-5	376	82	0	97	0	19	14	482	0	20	0	0	269	100	1	212	212	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	524	143	0	182	0	138	138	1662	0	20	0	0	677	100	93	1358	1358	0	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9	1	45	0	6	0	0	0	-1	0	20	0	0	145	100	0	0	0	0	98	121
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	-0,04	3,30	0,72	0,00	0,85	0,00	0,17	0,12	4,24	0,00	0,18	0,00	0,00	2,36		0,01	1,86	1,86	0,00	1	225

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Oil	-	-	-	-	-	6,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,79	-	15,90	-4,81	11,10	4,24	2,96		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	-	0,31	0,00	0,31	0,07	0,13		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	0,88	-	-	-	-	2,09	1,57	0,55	0,02	-	-	-	-	-	5,11	0,00	5,11	0,00	0,00		
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	-	0,04	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	0,88	-	-	-0,62	-	2,09	1,57	0,55	0,02	-	10,68	-	0,04	21,33	-4,81	16,52	4,30	3,09			



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies	Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	Fuel Price level:	Basic																																																														
Fixed demand	3,23	Fixed imp/exp.	0,00						Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation	000000000	Capacities Storage Efficiencies																																																										
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,48						CHP	0	0	0,40	0,50						Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.																																																				
Electric cooling	0,00	Total	4,71						Heat Pump	0	0						3,00						Charge 1:	257	1	0,80																																																	
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum					Group 3:					Minimum CHP gr 3 load					0	MW						Discharge 1:	257																																														
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00					CHP					0	0	0,40	0,50	Heat Pump maximum share					1,00						Discharge 2:	18	0	0,80																																									
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00					Heat Pump					0	0						3,00	Maximum import/export					0	MW						Electrolysers:	466	0	0,73	0,05																																			
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00					Boiler										0,00	Distr. Name :					Hour_nordpool.txt						Rockbed Storage:	0	0	1,00																																							
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00					Condensing					172	0,38					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	CAES fuel ratio:					0,000
Wind	1320	MW	3,62	TWh/year	0,00	Grid	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																					
Photo Voltaic	1477	MW	2,86	TWh/year	0,00	stabil-	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																																									
Offshore Wind	529	MW	1,45	TWh/year	0,00	sation	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																																									
River Hydro	3	MW	0,08	TWh/year	0,00	share	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																																									
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year			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																																									
Geothermal/Nuclear	20	MW	0,18	TWh/year			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																																									

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

District Heating											Electricity															Exchange						
Demand		Production									Consumption					Production					Balance					Payment						
Distr. heating	MW	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW	Million EUR	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	365	168	0	246	0	45	33	582	0	20	0	0	159	100	222	191	191	0	19	17	
February	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	366	168	0	245	0	40	27	702	0	20	0	0	157	100	122	209	209	0	9	14	
March	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	361	168	0	244	0	31	24	935	0	20	0	0	155	100	159	488	488	0	12	38	
April	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	351	168	0	245	0	44	32	688	0	20	0	0	159	100	269	358	358	0	19	35	
May	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	353	168	0	245	0	40	28	901	0	20	0	0	156	100	210	508	508	0	12	64	
June	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	365	168	0	244	0	37	27	800	0	20	0	0	156	100	227	415	415	0	14	38	
July	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	375	168	0	246	0	34	26	1250	0	20	0	0	153	100	136	761	761	0	5	54	
August	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	382	168	0	244	0	26	19	1408	0	20	0	0	149	100	61	836	836	0	4	72	
September	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	380	168	0	244	0	43	31	944	0	20	0	0	155	100	171	486	486	0	14	45	
October	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	376	168	0	246	0	35	25	905	0	20	0	0	156	100	205	485	485	0	18	44	
November	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	369	168	0	244	0	30	22	1070	0	20	0	0	153	100	141	593	593	0	11	49	
December	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	368	168	0	245	0	36	26	746	0	20	0	0	157	100	232	364	364	0	18	34	
Average	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	-12	368	168	0	245	0	37	26	912	0	20	0	0	155	100	180	476	476	0	Average price		
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	-1	513	294	0	466	0	275	275	3139	0	20	0	0	172	100	1008	2726	2726	0	(EUR/MWh)		
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-23	1	93	0	11	0	0	0	-2	0	20	0	0	145	100	0	0	0	0	99	120	
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	-0,11		3,23	1,48	0,00	2,15	0,00	0,32	0,23	8,01	0,00	0,18	0,00	0,00	1,36		1,58	4,18	4,18	0,00	156	502	

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	3,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,07	-	12,64	-6,82	5,82	3,37	1,55		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,27	-	0,27	0,00	0,27	0,06	0,11		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	0,88	-	-	-	-	3,62	2,91	1,45	0,02	-	-	-	-	-	8,89	0,00	8,89	0,00	0,00		
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,50	-	0,07	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	-	-	-	-	-	3,57	0,88	-	-	-	-	3,62	2,91	1,45	0,02	-	-	-	10,84	-	0,07	21,81	-6,82	14,99	3,43	1,66	



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Capacities					Efficiencies					Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic										
Fixed demand	3,30	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:		MW-e	MJ/s	elec.		Ther	COP	CEEP regulation 000000000					Capacities Storage Efficiencies							
Electric heating + HP	0,00	Transportation	2,51	CHP	0	0	0,40	0,50			Minimum Stabilisation share 0,00					Elec. Storage MW-e GWh Elec. Ther.								
Electric cooling	0,00	Total	5,81	Heat Pump	0	0			3,00	Stabilisation share of CHP 0,00					Charge 1: 385 1 0,80									
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:					Minimum CHP gr 3 load 0 MW					Discharge 1: 385 0,90						
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00		CHP		0	0	0,40	0,50	Minimum PP 0 MW					Discharge 2: 27 0,80					
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00		Heat Pump		0	0			Heat Pump maximum share 1,00					Discharge 2: 27 0,90					
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00		Boiler		0	0			Maximum import/export 0 MW					Electrolysers: 830 0 0,73 0,05					
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00		Condensing		0	0,38		Distr. Name : Hour_nordpool.txt					Rockbed Storage: 0 0 1,00						
Wind			2066 MW	5,66 TWh/year	0,00	Grid		Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh					Addition factor 0,00 EUR/MWh					(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass						
Photo Voltaic			2392 MW	4,64 TWh/year	0,00	stabil-		Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent					Multiplication factor 1,00					Transport 0,00 8,77 0,00 0,00						
Offshore Wind			972 MW	2,66 TWh/year	0,00	sation		Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)					Dependency factor 0,00 EUR/MWh pr. MW					Household 0,00 0,00 0,00 0,00						
River Hydro			3 MW	0,11 TWh/year	0,00	share		Gr.1: 0,00 0,00					Average Market Price 113 EUR/MWh					Industry 0,00 0,00 0,00 0,00						
Hydro Power			0 MW	0 TWh/year						Gr.2: 0,00 0,00					Gas Storage 0 GWh					Various 0,00 0,00 0,00 0,00				
Geothermal/Nuclear			20 MW	0,18 TWh/year						Gr.3: 0,00 0,00					Syngas capacity 0 MW									
													Biogas max to grid 0 MW											

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

District Heating											Electricity														Exchange					
Demand		Production									Consumption					Production						Balance					Payment			
Distr. heating MW		Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	Elec. HP MW	Electrolyser 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	22	0	0	-22	373	286	0	437	0	69	49	949	0	20	0	0	0	100	441	294	294	0	37	26
February	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	374	286	0	436	0	60	42	1143	0	20	0	0	0	100	257	306	306	0	20	20
March	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	369	286	0	434	0	50	37	1526	0	20	0	0	0	100	310	755	755	0	24	58
April	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	359	286	0	436	0	67	48	1119	0	20	0	0	0	100	524	563	563	0	38	55
May	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	361	286	0	436	0	61	42	1469	0	20	0	0	0	100	411	799	799	0	25	100
June	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	373	286	0	434	0	56	41	1304	0	20	0	0	0	100	438	653	653	0	27	60
July	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	383	286	0	437	0	52	39	2042	0	20	0	0	0	100	272	1215	1215	0	10	87
August	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	390	286	0	435	0	43	31	2302	0	20	0	0	0	100	126	1325	1325	0	8	114
September	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	388	286	0	434	0	66	47	1541	0	20	0	0	0	100	341	776	776	0	28	72
October	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	384	286	0	437	0	53	38	1477	0	20	0	0	0	100	396	771	771	0	34	70
November	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	377	286	0	435	0	46	34	1750	0	20	0	0	0	100	275	934	934	0	22	77
December	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	376	286	0	435	0	55	40	1218	0	20	0	0	0	100	444	569	569	0	35	53
Average	0	0	0	0	0	0	22	0	0	-22	376	286	0	435	0	56	41	1489	0	20	0	0	0	100	353	749	749	0	Average price (EUR/MWh)	
Maximum	0	0	0	0	0	0	42	0	0	-1	524	499	0	830	0	412	412	5122	0	20	0	0	0	100	1748	4430	4430	0	100	120
Minimum	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-42	1	157	0	19	0	0	0	-5	0	20	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	-0,19	3,30	2,51	0,00	3,82	0,00	0,50	0,36	13,08	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00		3,10	6,58	6,58	0,00	309	792

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,77	-9,12	-0,35	2,34	-0,09		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	0,00	0,25	0,05	0,10		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	0,88	-	-	-	-	-	5,66	4,71	2,66	0,02	-	-	-	-	-	13,96	0,00	13,96	0,00	0,00		
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-	0,88	-	-	-2,79	-	-	5,66	4,71	2,66	0,02	-	11,69	-	0,12	22,98	-9,12	13,86	2,39	0,01			

ANEXO 5

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DEL ESCENARIO BAU+GN

Input 2025_BAU+GN.txt

The EnergyPLAN model 16.22



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00
Fixed demand	3,30	Fixed imp/exp. 0,00
Electric heating + HP	0,00	Transportation 0,03
Electric cooling	0,00	Total 3,33

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

Group 2:	Capacities		Efficiencies		
	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,01	
Group 3:					
	CHP	0	0	0,40	0,50
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,00	
Condensing	1109		0,41		

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	145 MW
Heat Pump maximum share	1,00
Maximum import/export	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 0,90
Charge 2:	0 0 0,80
Discharge 2:	0 0 0,90
Electrolysers:	0 0 0,73 0,05
Rockbed Storage:	0 0 1,00
CAES fuel ratio:	0,000

Wind	342 MW	0,94 TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	114 MW	0,22 TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0 MW	0 TWh/year	0,00 sation
River Hydro	1 MW	0,01 TWh/year	0,00 share
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year	
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year	

Heatsstorage: 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

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

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	11,47	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									Consumption					Production						Balance					Payment		
Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	Elec- HP MW	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	373	3	0	0	0	0	0	80	0	0	0	0	299	100	0	3	3	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	374	3	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	290	100	0	7	7	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	3	0	0	0	0	0	135	0	0	0	0	259	100	0	21	21	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	3	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	284	100	0	10	10	0	0	1
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	3	0	0	0	0	0	122	0	0	0	0	258	100	0	16	16	0	0	2
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	3	0	0	0	0	0	113	0	0	0	0	278	100	0	15	15	0	0	1
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	3	0	0	0	0	0	186	0	0	0	0	227	100	0	27	27	0	0	2
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	3	0	0	0	0	0	219	0	0	0	0	207	100	0	33	33	0	0	3
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	3	0	0	0	0	0	138	0	0	0	0	266	100	0	13	13	0	0	1
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	384	3	0	0	0	0	0	135	0	0	0	0	269	100	0	18	18	0	0	2
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	377	3	0	0	0	0	0	170	0	0	0	0	242	100	0	31	31	0	0	2
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	376	3	0	0	0	0	0	112	0	0	0	0	285	100	0	17	17	0	0	2
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	376	3	0	0	0	0	0	133	0	0	0	0	263	100	0	18	18	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	524	6	0	0	0	0	0	437	0	0	0	0	507	100	0	282	282	0	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	- 121
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31		0,00	0,16	0,16	0,00	0	19

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro-					PV and Wind off				Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu. Hydro	HTL	Elc.Iy.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	2,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,76	-0,15	13,60	3,66	3,62			
N.Gas	-	-	-	-	3,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,83	-0,23	3,60	0,79	0,82			
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,94	0,22	-	0,01	-	-	-	-	1,17	0,00	1,17	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	-	-	-	-	-	5,71	-	-	-	-	0,94	0,22	-	0,01	-	11,87	-	-	18,76	-0,38	18,37	4,45	4,45			



District Heating Production																													
Gr.1					Gr.2										Gr.3										RES specification				
District heating				DHP	District heating				CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating				Storage	Balance	RES1	RES2	RES3	RES	Total			
MW	MW	MW	MW		MW	MW	MW	MW								MW	MW	MW	MW			MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	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	60	19	0	1	80	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68	25	0	1	94	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	27	0	1	135	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	27	0	1	88	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	31	0	1	122	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87	25	0	1	113	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153	32	0	1	186	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	188	29	0	1	219	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	26	0	1	138	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112	23	0	1	135	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	149	20	0	1	170	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	19	0	1	112	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	25	0	1	133	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	114	0	1	437	
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	-2	0	1	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	0,00	0,94	0,22	0,00	0,01	1,17	

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

ANNUAL COSTS (Million EUR)																	NATURAL GAS EXCHANGE																				
Total Fuel ex	Uranium =	Coal =	FuelOil =	Gasoil/Diesel=	Petrol/JP =	Gas handling =	Biomass =	Food income =	Waste =	Total Ngas Exchange costs =	Marginal operation costs =	Total Electricity exchange =	Import =	Export =	Bottleneck =	Fixed imp/ex=	DHP & Boilers	CHP2	CHP3	PP CAES	Individual	Trans port	Indu. Var.	Demand Sum	Bio-gas	Syn-gas	CO2Hy gas	SynHy gas	SynHy gas	Storage	Sum	Import	Export				
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	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW			
296	0	0	84	211	0	0	0	0	0	174	0	0	0	-19	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	443	0	0	0	0	0	0	443	443	443	0		
				</																																	



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Capacities				Efficiencies		Regulation Strategy: Technical regulation no. 1				Fuel Price level: Basic																										
Fixed demand	3,17	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:		MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation				000000000																								
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,15	CHP		0	0	0,40	0,50	Minimum Stabilisation share				0,00																									
Electric cooling	0,00	Total	3,32	Heat Pump		0	0	3,00		Stabilisation share of CHP				0,00																									
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:		Minimum CHP gr 3 load				0 MW																									
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00		CHP		Minimum PP				145 MW																									
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00		Heat Pump		Heat Pump maximum share				1,00																									
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00		Boiler		Maximum import/export				0 MW																									
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00		Condensing		Distr. Name :				Hour_nordpool.txt																									
Wind			492 MW	1,35 TWh/year	0,00	Grid		Heatstorage: gr.2:		0 GWh				gr.3: 0 GWh																									
Photo Voltaic			114 MW	0,22 TWh/year	0,00	stabilisation		Fixed Boiler: gr.2:		0,0 Per cent				gr.3: 0,0 Per cent																									
Offshore Wind			0 MW	0 TWh/year	0,00	share		Electricity prod. from		CSHP				Waste (TWh/year)																									
River Hydro			1 MW	0,01 TWh/year	0,00	share		Gr.1:		0,00				0,00																									
Hydro Power			0 MW	0 TWh/year			Gr.2:		0,00				0,00																										
Geothermal/Nuclear			0 MW	0 TWh/year			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				145 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															
CAES fuel ratio:										0,000										(TWh/year)				Coal				Oil				Ngas				Biomass			
Transport										0,00				11,36				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									Consumption					Production						Balance			Payment					
Distr. heating	MW	Solar	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW	MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	17	0	0	0	0	0	107	0	0	0	0	279	100	0	11	11	0	0	1
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	17	0	0	0	0	0	124	0	0	0	0	272	100	0	20	20	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	355	17	0	0	0	0	0	182	0	0	0	0	243	100	0	53	53	0	0	4
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	345	17	0	0	0	0	0	115	0	0	0	0	272	100	0	25	25	0	0	3
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	347	17	0	0	0	0	0	162	0	0	0	0	243	100	0	41	41	0	0	5
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	17	0	0	0	0	0	151	0	0	0	0	262	100	0	38	38	0	0	3
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	368	17	0	0	0	0	0	253	0	0	0	0	207	100	0	75	75	0	0	5
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	375	17	0	0	0	0	0	301	0	0	0	0	183	100	0	92	92	0	0	8
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	17	0	0	0	0	0	187	0	0	0	0	240	100	0	37	37	0	0	3
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	17	0	0	0	0	0	184	0	0	0	0	249	100	0	48	48	0	0	4
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	363	17	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	225	100	0	81	81	0	0	7
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	17	0	0	0	0	0	152	0	0	0	0	271	100	0	45	45	0	0	4
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	17	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	245	100	0	47	47	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	503	30	0	0	0	0	0	585	0	0	0	0	509	100	0	431	431	0	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	-	118
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15		0,00	0,41	0,41	0,00	0	49

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net			
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		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	2,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,51	-0,41	13,09	3,60	3,49		
N.Gas	-	-	-	-	-	3,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,58	-0,62	2,96	0,74	0,68		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,35	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,58	0,00	1,58	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	-	-	-	-	-	5,37	-	-	-	-	-	-	1,35	0,22	-	0,01	-	-	-	-	18,67	-1,03	17,64	4,33	4,17		



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies		Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic																									
Fixed demand	3,04	Fixed imp/exp.	0,00						Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation	000000000	Capacities Storage Efficiencies																				
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,51						CHP	0	0	0,40	0,50						Minimum Stabilisation share	0,00	Elec. Storage		MW-e	GWh	Elec.	Ther.											
Electric cooling	0,00	Total	3,55						Heat Pump	0	0				3,00	Stabilisation share of CHP	0,00	Charge 1:	0	0	0,80																
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:					CHP	0	0	0,40	0,50	Minimum CHP gr 3 load	0	MW	Discharge 1:	0			0,90												
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00							Heat Pump	0	0				3,00	Minimum PP	145	MW	Charge 2:	0			0,80												
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00							Boiler						0,01	Heat Pump maximum share	1,00						Discharge 2:	0			0,90								
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00							Boiler						0	0,00	Maximum import/export	0	MW	Electrolysers:	0	0	0,73	0,05											
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00							Condensing	1106	0,40							Distr. Name :	Hour_nordpool.txt						Rockbed Storage:	0	0	1,00							
Wind	641 MW	1,76	TWh/year	0,00	Grid						Heatstorage: gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh						Addition factor	0,00	EUR/MWh						Multiplication factor	1,00								
Photo Voltaic	114 MW	0,22	TWh/year	0,00	stabil-						Fixed Boiler: gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0	Per cent						Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW						Average Market Price	113	EUR/MWh					
Offshore Wind	0 MW	0	TWh/year	0,00	sation						Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)						Gas Storage	0	GWh						Syngas capacity	0	MW								
River Hydro	1 MW	0,01	TWh/year	0,00	share						Gr.1:	0,00	0,00						Biogas max to grid	0	MW						(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass						
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year						Gr.2:	0,00	0,00						Transport	0,00	11,25	0,00	0,00																
Geothermal/Nuclear	0 MW	0	TWh/year						Gr.3:	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									Consumption							Production							Balance				Payment			
Distr. heating	MW	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec-HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW	Million EUR	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	58	0	0	0	0	0	133	0	0	0	0	286	100	0	17	17	0	0	1	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	58	0	0	0	0	0	153	0	0	0	0	278	100	0	29	29	0	0	2	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	340	58	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	250	100	0	79	79	0	0	6	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	331	58	0	0	0	0	0	141	0	0	0	0	287	100	0	39	39	0	0	4	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	333	58	0	0	0	0	0	201	0	0	0	0	253	100	0	63	63	0	0	8	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	58	0	0	0	0	0	189	0	0	0	0	272	100	0	59	59	0	0	5	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	58	0	0	0	0	0	320	0	0	0	0	210	100	0	119	119	0	0	8	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	58	0	0	0	0	0	383	0	0	0	0	180	100	0	146	146	0	0	12	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	58	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	241	100	0	61	61	0	0	6	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	58	0	0	0	0	0	233	0	0	0	0	255	100	0	77	77	0	0	7	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	348	58	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	229	100	0	123	123	0	0	10	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346	58	0	0	0	0	0	192	0	0	0	0	280	100	0	68	68	0	0	6	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346	58	0	0	0	0	0	226	0	0	0	0	252	100	0	74	74	0	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	483	101	0	0	0	0	0	732	0	0	0	0	556	100	0	563	563	0	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	32	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	-	118	
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,04	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	2,21		0,00	0,65	0,65	0,00	0	76	

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	2,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,48	-0,65	12,82	3,59	3,42			
N.Gas	-	-	-	-	3,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,66	-0,98	2,68	0,75	0,61			
Biomass	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	0,22	-	-	0,01	-	-	-	-	1,99	0,00	1,99	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	-	-	-	-	5,57	-	-	-	-	-	-	1,76	0,22	-	0,01	-	-	-	11,56	-	-	19,12	-1,63	17,49	4,34	4,03	



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Capacities					Efficiencies					Regulation Strategy: Technical regulation no. 1					Fuel Price level: Basic									
Fixed demand	2,90	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:		MW-e	MJ/s	elec.		Ther		COP		CEEP regulation					000000000								
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,29	CHP		0	0	0,40	0,50		3,00		Minimum Stabilisation share					0,00									
Electric cooling	0,00	Total	4,19	Heat Pump		0	0			3,00		Stabilisation share of CHP					0,00										
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:		Boiler		0		0		0,01		Minimum CHP gr 3 load					0 MW				
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00		CHP		0		0		0,40		0,50		Minimum PP					145 MW				
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00		Heat Pump		0		0				3,00		Heat Pump maximum share					1,00				
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00		Boiler		0		0				0,00		Maximum import/export					0 MW				
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00		Condensing		1104		0,39		Distr. Name :					Hour_nordpool.txt								
Wind			791 MW	2,17 TWh/year	0,00	Grid		Heatstorage: gr.2:		0 GWh		gr.3:		0 GWh		Addition factor					0,00 EUR/MWh						
Photo Voltaic			113 MW	0,22 TWh/year	0,00	stabil-		Fixed Boiler: gr.2:		0,0 Per cent		gr.3:		0,0 Per cent		Multiplication factor					1,00						
Offshore Wind			0 MW	0 TWh/year	0,00	sation		Electricity prod. from					CSHP		Waste (TWh/year)		Dependency factor					0,00 EUR/MWh pr. MW					
River Hydro			1 MW	0,01 TWh/year	0,00	share		Gr.1:		0,00		0,00		Average Market Price					113 EUR/MWh								
Hydro Power			0 MW	0 TWh/year			Gr.2:		0,00		0,00		Gas Storage					0 GWh									
Geothermal/Nuclear			0 MW	0 TWh/year			Gr.3:		0,00		0,00		Syngas capacity					0 MW									
													Biogas max to grid					0 MW									
													(TWh/year)					Coal	Oil	Ngas	Biomass						
													Transport					0,00	11,14	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									Consumption					Production						Balance					Payment					
Distr. heating	MW	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW	Million EUR	Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	159	0	0	0	0	334	100	0	18	18	0	0	0	1
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	321	100	0	29	29	0	0	0	2
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	325	147	0	0	0	0	0	275	0	0	0	0	285	100	0	89	89	0	0	0	7
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	315	147	0	0	0	0	0	167	0	0	0	0	341	100	0	46	46	0	0	0	5
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317	147	0	0	0	0	0	240	0	0	0	0	297	100	0	73	73	0	0	0	10
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	316	100	0	69	69	0	0	0	6
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	147	0	0	0	0	0	387	0	0	0	0	239	100	0	142	142	0	0	0	10
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	343	147	0	0	0	0	0	466	0	0	0	0	196	100	0	172	172	0	0	0	15
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	341	147	0	0	0	0	0	284	0	0	0	0	278	100	0	74	74	0	0	0	7
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	147	0	0	0	0	0	282	0	0	0	0	294	100	0	92	92	0	0	0	8
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	147	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	257	100	0	144	144	0	0	0	12
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	147	0	0	0	0	0	232	0	0	0	0	324	100	0	80	80	0	0	0	7
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	147	0	0	0	0	0	273	0	0	0	0	290	100	0	86	86	0	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460	256	0	0	0	0	0	879	0	0	0	0	678	100	0	668	668	0	0	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	81	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	0	- 119
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,90	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2,55		0,00	0,76	0,76	0,00		0	90

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry				Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net				
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	2,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,74	-0,77	12,97	3,66	3,45			
N.Gas	-	-	-	-	-	3,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,17	-1,16	3,02	0,85	0,67			
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	2,40	0,00	2,40	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	-	-	-	-	-	6,50	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	20,31	-1,93	18,38	4,51	4,13			



Electricity demand (TWh/year): Fixed demand 2,90 Electric heating + HP 0,00 Electric cooling 0,00	Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 0,00 Transportation 1,29 Total 4,19	Group 2: CHP 0 Heat Pump 0 Boiler 0	Capacities MW-e MJ/s 0 0 0 0 1104 0,39	Efficiencies elec. Ther COP 0,40 0,50 3,00 0,01 0,40 0,50 3,00 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 145 MW Heat Pump maximum share 1,00 Maximum import/export 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 0,90 Charge 2: 0 0 0,80 Discharge 2: 0 0 0,90 Electrolysers: 0 0 0,73 0,05 Rockbed Storage: 0 0 1,00 CAES fuel ratio: 0,000
District heating (TWh/year) District heating demand Solar Thermal Industrial CHP (CSHP) Demand after solar and CSHP	Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	Group 3: CHP 0 Heat Pump 0 Boiler 0 Condensing 1104			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	(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 11,14 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
Wind 791 MW Photo Voltaic 113 MW Offshore Wind 0 MW River Hydro 1 MW Hydro Power 0 MW Geothermal/Nuclear 0 MW	2,17 TWh/year 0,22 TWh/year 0 TWh/year 0,01 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year	0,00 Grid stabilisation share 0,00 Grid stabilisation share 0 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year	Heatstorage: gr.2: 0 GWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent	gr.3: 0 GWh 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	

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating											Electricity														Exchange																	
Demand										Production										Consumption							Production							Balance							Payment	
Distr. heating	Solar	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	ECP MW	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	MW	MW	MW	Million EUR												
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	159	0	0	0	0	334	100	0	18	18	0	0	1												
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	321	100	0	29	29	0	0	2												
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	325	147	0	0	0	0	0	275	0	0	0	0	285	100	0	89	89	0	0	7												
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	315	147	0	0	0	0	0	167	0	0	0	0	341	100	0	46	46	0	0	5												
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317	147	0	0	0	0	0	240	0	0	0	0	297	100	0	73	73	0	0	10												
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	147	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	316	100	0	69	69	0	0	6												
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	147	0	0	0	0	0	387	0	0	0	0	239	100	0	142	142	0	0	10												
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	343	147	0	0	0	0	0	466	0	0	0	0	196	100	0	172	172	0	0	15												
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	341	147	0	0	0	0	0	284	0	0	0	0	278	100	0	74	74	0	0	7												
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	147	0	0	0	0	0	282	0	0	0	0	294	100	0	92	92	0	0	8												
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	147	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	257	100	0	144	144	0	0	12												
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	147	0	0	0	0	0	232	0	0	0	0	324	100	0	80	80	0	0	7												
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	147	0	0	0	0	0	273	0	0	0	0	290	100	0	86	86	0	0	Average price												
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460	256	0	0	0	0	0	879	0	0	0	0	678	100	0	668	668	0	0	(EUR/MWh)												
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	81	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	119												
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,90	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2,55	0,00	0,76	0,76	0,00	0	90													

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry					Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu. Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Net	Total	Net						
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						
Oil	-	-	-	-	-	2,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,74	-0,77	12,97	3,66	3,45						
N.Gas	-	-	-	-	-	3,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,17	-1,16	3,02	0,85	0,67						
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	-	-	-	2,40	0,00	2,40	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	-	-	-	-	-	6,50	-	-	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	20,31	-1,93	18,38	4,51	4,13						

ANEXO 6

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DEL ESCENARIO BAU CON CONDICIÓN DE
LIGADURA EN EL VE PARA ALCANZAR HASTA EL 75% EN EL AÑO 2035



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00				Capacities		Efficiencies		Regulation Strategy: Technical regulation no. 1			Fuel Price level: Basic			
Fixed demand	3,30	Fixed imp/exp.	0,00	Group 2:			MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation 000000000				
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,07	CHP			0	0	0,40	0,50		Minimum Stabilisation share 0,00				
Electric cooling	0,00	Total	3,37	Heat Pump			0	0			3,00	Stabilisation share of CHP 0,00				
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Group 3:			Minimum CHP gr 3 load 0 MW			Capacities Storage Efficiencies			
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00	CHP			0	0	0,40	0,50	Elec. Storage MW-e GWh Elec. Ther.		
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00	Heat Pump			0	0			Charge 1: 0 0 0,80		
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00	Boiler			Minimum PP 145 MW			Discharge 1: 0 0 0,90			
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00	Condensing			1109		0,39		Charge 2: 0 0 0,80		
Wind			342 MW	0,94 TWh/year	0,00	Grid	Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh			Distr. Name : Hour_nordpool.txt			Electrolysers: 0 0 0,73 0,05			
Photo Voltaic			114 MW	0,22 TWh/year	0,00	stabil-	Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent			Addition factor 0,00 EUR/MWh			Rockbed Storage: 0 0 1,00			
Offshore Wind			0 MW	0 TWh/year	0,00	sation	Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)			Multiplication factor 1,00			CAES fuel ratio: 0,000			
River Hydro			1 MW	0,01 TWh/year	0,00	share	Gr.1: 0,00 0,00			Dependency factor 0,00 EUR/MWh pr. MW			(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass			
Hydro Power			0 MW	0 TWh/year			Gr.2: 0,00 0,00			Average Market Price 113 EUR/MWh			Transport 0,00 11,47 0,00 0,00			
Geothermal/Nuclear			0 MW	0 TWh/year			Gr.3: 0,00 0,00			Gas Storage 0 GWh			Household 0,00 0,00 0,00 0,00			
										Syngas capacity 0 MW			Industry 0,00 0,00 0,00 0,00			
										Biogas max to grid 0 MW			Various 0,00 0,00 0,00 0,00			

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating										Electricity														Exchange					
Demand		Production								Ba- lance MW	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	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	ECP MW	Imp Million EUR	Exp Million EUR
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	8	0	0	0	0	80	0	0	0	0	304	100	0	3	3	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	374	8	0	0	0	0	94	0	0	0	0	294	100	0	7	7	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	8	0	0	0	0	135	0	0	0	0	263	100	0	20	20	0	0	2
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	8	0	0	0	0	88	0	0	0	0	288	100	0	10	10	0	0	1
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	8	0	0	0	0	122	0	0	0	0	262	100	0	15	15	0	0	2
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	8	0	0	0	0	113	0	0	0	0	282	100	0	14	14	0	0	1
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	8	0	0	0	0	186	0	0	0	0	231	100	0	25	25	0	0	2
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390	8	0	0	0	0	219	0	0	0	0	211	100	0	31	31	0	0	3
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	388	8	0	0	0	0	138	0	0	0	0	270	100	0	12	12	0	0	1
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	384	8	0	0	0	0	135	0	0	0	0	273	100	0	17	17	0	0	1
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	377	8	0	0	0	0	170	0	0	0	0	245	100	0	29	29	0	0	2
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	376	8	0	0	0	0	112	0	0	0	0	289	100	0	17	17	0	0	1
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	376	8	0	0	0	0	133	0	0	0	0	268	100	0	17	17	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	524	15	0	0	0	0	437	0	0	0	0	515	100	0	279	279	0	0	(EUR/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	-	122
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	2,35		0,00	0,15	0,15	0,00	0	18

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Net	Total	Net		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Oil	-	-	-	-	-	6,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,50	-0,38	17,12	4,66	4,56	
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	0,00	0,40	0,09	0,17	
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,94	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,17	0,00	1,17	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	-	-	-	-	-	6,03	-	-	-	-	-	0,94	0,22	-	0,01	-	11,87	-	-	-	19,07	-0,38	18,69	4,75	4,73	



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies			Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic																		
Fixed demand	3,17	Fixed imp/exp.	0,00						Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation	000000000															
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,46						CHP	0	0	0,40	0,50		Minimum Stabilisation share	0,00															
Electric cooling	0,00	Total	3,63						Heat Pump	0	0			3,00	Stabilisation share of CHP	0,00															
District heating (TWh/year)			Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Group 3:					Minimum CHP gr 3 load	0	MW	Capacities	Storage	Efficiencies													
District heating demand			0,00	0,00	0,00	0,00		CHP					0	0	0,40	0,50	Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.										
Solar Thermal			0,00	0,00	0,00	0,00		Heat Pump					0	0			3,00	Charge 1:	0	0	0,80										
Industrial CHP (CSHP)			0,00	0,00	0,00	0,00		Boiler						0				Charge 2:	0	0	0,80										
Demand after solar and CSHP			0,00	0,00	0,00	0,00		Condensing					1108		0,39			Discharge 1:	0	0	0,90										
Wind			492	MW	1,35	TWh/year	0,00	Grid		Heatstorage: gr.2:					0	GWh	gr.3:	0	GWh												
Photo Voltaic			114	MW	0,22	TWh/year	0,00	stabil-		Fixed Boiler: gr.2:					0,0	Per cent	gr.3:	0,0	Per cent												
Offshore Wind			0	MW	0	TWh/year	0,00	sation		Electricity prod. from					CSHP	Waste (TWh/year)															
River Hydro			1	MW	0,01	TWh/year	0,00	share		Gr.1:					0,00	0,00															
Hydro Power			0	MW	0	TWh/year				Gr.2:					0,00	0,00															
Geothermal/Nuclear			0	MW	0	TWh/year				Gr.3:					0,00	0,00															
										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
										(TWh/year)					Coal	Oil	Ngas	Biomass													
										Transport					0,00	11,36	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													
										CAES fuel ratio:					0,000																

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating											Electricity														Exchange							
Demand		Production									Consumption							Production							Balance				Payment			
Distr. heating	MW	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec-HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW	MW	Million EUR	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	52	0	0	0	0	0	107	0	0	0	0	310	100	0	6	6	0	0	0	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	52	0	0	0	0	0	124	0	0	0	0	300	100	0	13	13	0	0	1	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	355	52	0	0	0	0	0	182	0	0	0	0	266	100	0	41	41	0	0	3	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	345	52	0	0	0	0	0	115	0	0	0	0	303	100	0	21	21	0	0	2	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	347	52	0	0	0	0	0	162	0	0	0	0	269	100	0	32	32	0	0	4	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	52	0	0	0	0	0	151	0	0	0	0	290	100	0	30	30	0	0	3	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	368	52	0	0	0	0	0	253	0	0	0	0	227	100	0	60	60	0	0	5	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	375	52	0	0	0	0	0	301	0	0	0	0	198	100	0	72	72	0	0	6	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	52	0	0	0	0	0	187	0	0	0	0	267	100	0	29	29	0	0	3	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	52	0	0	0	0	0	184	0	0	0	0	274	100	0	38	38	0	0	3	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	363	52	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	245	100	0	66	66	0	0	5	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	52	0	0	0	0	0	152	0	0	0	0	297	100	0	36	36	0	0	3	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	52	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	270	100	0	37	37	0	0	Average price	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	503	91	0	0	0	0	0	585	0	0	0	0	566	100	0	410	410	0	0	(EUR/MWh)	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	29	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	120	
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	2,38		0,00	0,33	0,33	0,00	0	39	

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	6,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,36	17,51	-0,84	16,67	4,66	4,44		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36	0,36	0,00	0,36	0,08	0,15		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,35	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,58	0,00	1,58	0,00	0,00		
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00			
Total	-	-	-	-	-	6,15	-	-	-	-	-	1,35	0,22	-	0,01	-	-	-	11,72	-	-	19,45	-0,84	18,61	4,74	4,59	



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Capacities	Efficiencies	Regulation Strategy:	Technical regulation no. 1	Fuel Price level:	Basic										
Fixed demand	3,04	Fixed imp/exp.	0,00						Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation	000000000	Capacities	Storage	Efficiencies				
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,60						CHP	0	0	0,40	0,50		Minimum Stabilisation share	0,00	Elec.	MW-e	GWh	Elec.	Ther.		
Electric cooling	0,00	Total	4,64						Heat Pump	0	0			3,00	Stabilisation share of CHP	0,00							
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum						Boiler	0			0,01	Minimum CHP gr 3 load	0	MW						
District heating demand	0,00	0,00	0,00	0,00						Group 3:					Minimum PP	145	MW						
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00						CHP	0	0	0,40	0,50	Heat Pump maximum share	1,00							
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00						Heat Pump	0	0			Maximum import/export	0	MW						
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00						Boiler	0			0,00	Distr. Name :	Hour_nordpool.txt							
Wind	641	MW	1,76	TWh/year	0,00	Grid						Heatstorage: gr.2:	0	GWh	gr.3:	0	GWh	Addition factor	0,00	EUR/MWh			
Photo Voltaic	114	MW	0,22	TWh/year	0,00	stabil-						Fixed Boiler: gr.2:	0,0	Per cent	gr.3:	0,0	Per cent	Multiplication factor	1,00				
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation						Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)			Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW				
River Hydro	1	MW	0,01	TWh/year	0,00	share						Gr.1:	0,00	0,00			Average Market Price	113	EUR/MWh				
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year								Gr.2:	0,00	0,00			Gas Storage	0	GWh				
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year								Gr.3:	0,00	0,00			Syngas capacity	0	MW				
																	Biogas max to grid	0	MW				

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating											Electricity														Exchange				
Demand	Production									Consumption					Production					Balance				Payment					
Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	Elec. 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	344	182	0	0	0	0	0	133	0	0	0	0	397	100	0	4	4	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	182	0	0	0	0	0	153	0	0	0	0	383	100	0	9	9	0	0	1
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	340	182	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	335	100	0	41	41	0	0	3
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	331	182	0	0	0	0	0	141	0	0	0	0	395	100	0	23	23	0	0	2
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	333	182	0	0	0	0	0	201	0	0	0	0	348	100	0	35	35	0	0	5
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	344	182	0	0	0	0	0	189	0	0	0	0	370	100	0	33	33	0	0	3
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	182	0	0	0	0	0	320	0	0	0	0	284	100	0	69	69	0	0	5
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359	182	0	0	0	0	0	383	0	0	0	0	238	100	0	80	80	0	0	7
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	182	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	338	100	0	34	34	0	0	3
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	182	0	0	0	0	0	233	0	0	0	0	345	100	0	43	43	0	0	4
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	348	182	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	302	100	0	72	72	0	0	6
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346	182	0	0	0	0	0	192	0	0	0	0	376	100	0	40	40	0	0	4
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346	182	0	0	0	0	0	226	0	0	0	0	342	100	0	40	40	0	0	Average price (EUR/MWh)
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	483	318	0	0	0	0	0	732	0	0	0	0	760	100	0	489	489	0	0	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	123
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,04	1,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	3,01		0,00	0,35	0,35	0,00	0	44

FUEL BALANCE (TWh/year):											Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry				Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net				
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	7,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,12	-0,93	18,19	5,09	4,85			
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,00	0,32	0,07	0,13			
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	1,99	0,00	1,99	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	-	-	-	-	-	7,87	-	-	-	-	-	1,76	0,22	-	0,01	-	11,56	-	-	-	21,42	-0,93	20,50	5,16	4,98			



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00						Regulation Strategy: Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic	
Fixed demand	2,90	Fixed imp/exp.	0,00						CEEP regulation	000000000
Electric heating + HP	0,00	Transportation	1,72						Minimum Stabilisation share	0,00
Electric cooling	0,00	Total	4,62						Stabilisation share of CHP	0,00
									Minimum CHP gr 3 load	0 MW
									Minimum PP	145 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
									(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass	
									Transport	0,00 11,14 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										Consumption					Production					Balance					Payment	
Distr. heating	Solar	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	Elec. HP	Elec. trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	ECP	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	MW	MW	MW							
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	196	0	0	0	0	0	159	0	0	0	0	377	100	0	12	12	0	0	1							
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	196	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	362	100	0	20	20	0	0	2							
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	325	196	0	0	0	0	0	275	0	0	0	0	318	100	0	72	72	0	0	6							
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	315	196	0	0	0	0	0	167	0	0	0	0	383	100	0	39	39	0	0	4							
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317	196	0	0	0	0	0	240	0	0	0	0	333	100	0	61	61	0	0	8							
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	196	0	0	0	0	0	228	0	0	0	0	354	100	0	57	57	0	0	5							
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	196	0	0	0	0	0	387	0	0	0	0	266	100	0	121	121	0	0	9							
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	343	196	0	0	0	0	0	466	0	0	0	0	216	100	0	143	143	0	0	12							
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	341	196	0	0	0	0	0	284	0	0	0	0	315	100	0	62	62	0	0	6							
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	337	196	0	0	0	0	0	282	0	0	0	0	328	100	0	77	77	0	0	7							
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	196	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	285	100	0	122	122	0	0	10							
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	196	0	0	0	0	0	232	0	0	0	0	361	100	0	67	67	0	0	6							
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	196	0	0	0	0	0	273	0	0	0	0	324	100	0	71	71	0	0	Average price							
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460	342	0	0	0	0	0	879	0	0	0	0	763	100	0	639	639	0	0	(EUR/MWh)							
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	108	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	145	100	0	0	0	0	0	-	121						
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,90	1,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2,85		0,00	0,63	0,63	0,00	0	76							

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry					Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net				
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Oil	-	-	-	-	-	7,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,70	-1,66	17,03	4,98	4,54			
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,27	0,00	0,27	0,06	0,11			
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	-	-	-	-	2,40	0,00	2,40	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	-	-	-	-	-	7,56	-	-	-	-	-	2,17	0,22	-	0,01	-	11,41	-	-	-	21,37	-1,66	19,70	5,04	4,65			



District Heating Production																													
Gr.1					Gr.2										Gr.3										RES specification				
District heating	Solar	CSHP	DHP		District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	RES1 Wind	RES2 Photo	RES3 Offshor	RES4-7 ind	Total
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	MW	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	139	19	0	1	159
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	156	25	0	1	183
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	247	27	0	1	275
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	139	27	0	1	167
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	208	31	0	1	240
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	202	24	0	1	228
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	355	31	0	1	387
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	435	29	0	1	466
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	257	25	0	1	284
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	258	22	0	1	282
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	345	20	0	1	365
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	213	18	0	1	232
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	247	25	0	1	273
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	791	113	0	1	879
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	-2	0	1	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	0,00	0,00	2,17	0,22	0,00	0,01	2,40

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

ANNUAL COSTS (Million EUR)																	NATURAL GAS EXCHANGE																
Total Fuel ex	Ngas exchange =	Uranium =	Coal =	FuelOil =	Gasoil/Diesel=	Petrol/JP =	Gas handling =	Biomass =	Food income =	Waste =	Total Ngas Exchange costs =	Marginal operation costs =	Total Electricity exchange =	Import =	Export =	Bottleneck =	Fixed imp/ex=	Total CO2 emission costs =	Total variable costs =	Fixed operation costs =	Annual Investment costs =	TOTAL ANNUAL COSTS =											
	571	0	0	279	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0											
January		0	0			0	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	0	0	0											
March		0	0			0	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	0	0	0											
May		0	0			0	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	0	0	0											
July		0	0			0	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	0	0	0											
September		0	0			0	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	0	0	0											
November		0	0			0	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	0	0	0											
Average		0	0			0	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	0	0	0											
Minimum		0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0											
Total for the whole 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
TWh/year																																	