

Trabajo Fin de Máster
Máster Sistema de Energía Térmica

Estudio de la descarbonización de la central híbrida
de HassiR'mel con la tecnología CSP

Autor: Riwen Amzighe Saidoun

Tutor: Cristina Prieto Ríos



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

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Máster
Máster de Sistemas de Energía Térmica

Estudio de la descarbonización de la central híbrida de HassiR'mel con la tecnología CSP

Autor:

Riwen Amazighe Saidoun

Tutor:

Cristina Prieto Rios

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

Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Máster : Estudio de la descarbonización de la central híbrida de HassiR'mel con la tecnología CSP

Autor: Riwen Amazighe Saidoun

Tutor: Cristina Prieto Rios

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

*A mi familia y amigos, que
siempre me han dado sus
fuerzas.*

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer la presencia de mi madre y mi hermana durante toda mi vida por su paciencia, apoyo y confianza que han puesto en mí, por toda la educación y principios de vida que me han incluido.

A mis amigos Lounes y Hakim gracias por vuestro apoyo y vuestra presencia y consejos en estos años aquí en España, la fraternidad no existe solo entre hermanos de la misma familia. A Sara y María que han sabido siempre apoyarme y estar en los buenos y malos momentos, también se lo debo, y a Lamia por aguantarme y apoyarme durante todos estos años.

A mis profesores del máster que han sido una parte de mi formación y que me han dado una parte de sus conocimientos.

A mi tutora por ayudarme y aconsejarme en este proyecto donde he aprendido mucho.

Por último, quiero dedicar este TFM a mi abuelo Haddad Ali y mi amigo Ougache Younes que por circunstancias de la vida no pudieron estar presente a hora.

*Riwen Amazighe SAIDOUN
Sevilla, 2022*

Resumen

Actualmente el planeta está sufriendo de una crisis climática que ha causado el ser humano durante los últimos años por culpa del uso intensivo de los recursos naturales no renovables, el error estuvo en depender solo de ellos para generar electricidad y transportarnos, sustituyendo otras fuentes energéticas más renovables, relegándolas al olvido hasta que el obligados por el calentamiento global de la humanidad las retomó a finales del siglo XX.

El objetivo de este trabajo es el estudio de la descarbonización de una central de ciclo combinado en Argelia. Para ello se ha optimizado el campo solar que la hibrida con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂.

Se realiza un análisis del estado de la planta actual, calculando con una simulación los parámetros importantes de la instalación. A continuación se hace un estudio sobre las diferentes tecnologías de solares y una vez completado se realiza una simulación sobre el campo solar óptimo que se podría instalar en la central térmica de Hassi R'mel. En este estudio se realiza una comparación entre el funcionamiento de la central sin campo y con el campo comparando el ahorro de las emisiones de CO₂ al año y cuánto tiempo necesitaremos para amortizar la inversión gracias al ahorro hecho en el consumo de combustible y las emisiones de CO₂.

Abstract

Currently the planet is suffering from a climate crisis that has been caused by human beings in recent years due to the intensive use of non-renewable natural resources, the mistake was in depending only on them to generate electricity and transport us, replacing other energy sources more renewable, relegating them to oblivion until humanity was forced by global warming to resume them at the end of the 20th century.

The objective of this work is the study of the decarbonization of a hybrid plant using parabolic solar thermal technology for lowering CO₂ emissions.

An analysis of the state of the combined cycle plant without solar field will be carried out, calculating with a simulation the important parameters of the installation. Afterwards, a study will be carried out on the different solar thermal technologies. Once completed, a simulation of a new parabolic trough collector solar field will be carried out in the existing plant of Hassi R'mel . We will make a comparison between the operation of the hybrid power plant without solar field and with the field installed, analyzing the techno-economic feasibility based on the savings made in the consumption of fuel and CO₂ emissions.

Índice

Agradecimientos.....	9
Resumen.....	11
Abstract	13
Índice	15
1 Introducción	21
1.1 La historia de la energía:	21
1.2 Las energías renovables en el mundo:	22
1.3 Objetivos del trabajo:	24
1.4 Beneficios de la energía solar :.....	25
1.5 La energía termosolar como motor de cambio.....	26
1.5.1 Esquemas y tipos de centrales:	26
1.5.2 La tecnología termosolar en el mundo:	30
2 El PlanUp y el PNIEC	31
2.1 El PlanUP :.....	31
2.2 El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima:.....	32
2.2.1 Estrategia de almacenamiento:.....	33
2.2.1.1Tipos de almacenamiento térmico en función de la tecnología :	34
2.2.1.2 Proyectos de investigación en almacenamiento térmico:	35
2.2.1.3 Oportunidades del almacenamiento:.....	35
2.2.2 Estrategia de descarbonización:	36
2.2.2.1 Sistema energético:	37
2.2.2.2 Sector eléctrico:	37
3 El estado de energía solar en Argelia	41
3.1 Análisis del mercado termosolar en Argelia:	41
3.2 El proyecto Desertec:	42
3.3 Capacidad del desierto de MENA:	45
3.4 Producción de energía solar en Argelia:	49
3.5 Centrales termosolares en Argelia:	51
4 Sistemas de centrales solares CSP	54
4.1 Principio de funcionamiento:	55
4.2 Las diferentes tecnologías cilíndricas parabólicas:	55
5 La simulación del caso práctico.....	58

5.1 Metodología:.....	59
5.2 Simulación de la parte de las turbinas de gas :	59
5.3 Simulación de la parte de caldera de recuperación y de la turbina de vapor :.....	62
5.4 Simulación y dimensionamiento del campo solar:	64
5.5 Análisis y comparación del caso sin campo y con campo:	68
5.5.1 Cálculo del ahorro de gas con el campo solar :	70
5.5.2 Cálculo del ahorro de las emisiones de CO ₂ :	72
5.6 Análisis económico:	75
6 Conclusiones.....	85
Bibliografía :.....	86

Índice de figuras:

Figura 1 : La pérdida de producción de petróleo (1)	21
Figure 2: Capacidad de generación renovable por fuente de energía (3)	23
Figura 3 : Capacidad de generación renovable por fuente de energía (3)	23
Figura 3: Capacidad de generación renovable por región (3)	23
Figura 4: Participación renovable en la expansión anual de la capacidad energética (3)	24
Figura 5 : Crecimiento de la capacidad de energía renovable (3)	25
Figura6 : Esquema genérale de central termosolar (4)	27
Figura 7: Central cilindro parabólico (19)	28
Figure 4 : Central de torre	28
Figura 9 : Campo solar de una central Fresnel (7)	29
Figura 10: Disco parabólico de la Plataforma Solar de Almería (20)	30
Figura11: Objetivos del pacto verde Europeo (8)	32
Figura 12 : Proyecciones de emisiones de GEI de España para los sectores reguladores de reparto del esfuerzo (ESR) (8)	33
Figure 13: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento (21)	35
Figura 14: Comparativa del impacto económico previsto en las diferentes zonas UE a causa del cambio climático (11)	38
Figura 15: Generación neta de electricidad, UE, 1990-2019 (24)	39
Figure 16: Consumo neto de electricidad en todo el mundo (25)	39
Figura 17: Consumo de Energía final para el conjunto de la UE en el horizonte 2050 (22)	40
Figura 18: Generación neta de electricidad, UE, 2019 (24)	40
Figure 19: Capacidad de generación eléctrica para el conjunto de la UE en el horizonte 2050 (22)	41
Figura 20: Estructura de generación eléctrica (23)	41
Figura 21: Cuota de energía renovable en la generación eléctrica (22)	42
Figura 22: Carta de estimación por cuanto puede generar el desierto (26)	43
Figura 23: Visión global del proyecto DESERTEC	45
Figura 24: Planificación del sector energético en países árabes: incorporando renovables variables (3)	49
Figura 25: Power Unit Land or Water area (27)	50
Figura 26: El potencial económico del CSP (27)	50
Figura 27: Programa de energía renovables en Argelia (12)	52
Figura 28: Ubicación de la central hibrida de HassiR'mel	53

Figura29: Vista de los panel cilindro parabólico de la central HassiR`mel (28)	54
Figura 30: Vista del Ciclo combinado de la central HassiR`mel (28)	55
Figura 31: Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R`Mel (29)	55
Figura 32: Esquema de la instalación de una planta de energía solar cilíndrico-parabólica (30)	56
Figura 33: Descripción del sistema cilíndrico-parabólico. (14)	57
Figura 34: Central cilindro-parabólico (16)	58
Figura 35 : Central cilindro-parabólico a generación de vapor directa (16)	58
Figura 36: Métodos de funcionamiento de una central a generación directa (16)	59
Figure 37: Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R`Mel (16)	60
Figure 38 : Esquema de los componentes de una turbina de gas	62
Figure 40 : Esquema del ciclo de Rankin (h , s)	62
Figure 40 : esquema de la composición de la planta hibrida	64
Figure 41 : Simulación del múltiplo solar y horas de almacenamiento por el coste anual	67
Figure 42 : Simulación del múltiplo solar y horas de almacenamiento por el factor de capacidad	67
Figura 43 : Las horas de trabajo de la turbina	69
Figure 44: Gráfica de cuál es la producción de la turbina de gas y del campo solar al año	70
Figure 45: Gráfica de la bajada de carga de las turbinas de gas	72
Figura 46: Gráfica del consumo sin campo y con campo	73
Figure 47 : Gráfica del cálculo de ahorro del consumo del combustible	74
Figura 48: Gráfica de la comparación entre el ahorro y la inversión	79
Figura 49: Gráfica del tiempo necesario para la recuperación	80
Figure 50: Emisiones de CO2 por quema de 1985-2030 (19)	80
Figura 51: Gráfica de la diferencia entre la inversión y los ahorros	81
Figure 52: Gráfica de los años necesarios para amortizar cuando el precio sube por un 20%	81
Figure 53: Gráfica de la diferencia entre la inversión y los ahorros	82
Figura 54: Gráfica de los años necesarios para amoratar cuando el precio sube por un 50%	82
Figura 55: Gráfica de la diferencia entre la inversión y los ahorros	83
Figura 56: Gráfica de los años necesarios para amoratar cuando el precio sube por un 100%	83
Figure 57: Diferencia entre los tres casos y el ahorro inicial	

Índice de tablas :

Tabla 1: Tabla de duración media y energía recibida (12)	42
Tabla 2: Propiedades de la parte de turbinas de gas	59
Tabla 3: Resultados de la parte de las turbinas de gas.....	61
Tabla 4: Datos de la parte de turbina de vapor	62
Tabla5: Resultados de las partes de vapor.....	64
Tabla 6 : Tabla de la simulación para fijar el múltiplo solar y las horas de almacenamiento	65
Tabla 7 : Datos de diseño del campo.....	66
Tabla 8 : Valores de las principales variables de los resultados de la simulación.....	68
Tabla 9: Resultados de cuanto producen los dos procesos al año	68
Tabla 10 : tabla de los cálculos hechos por la bajada de carga de la turbina de gas	69
Tabla 11 : tabla del cálculo del consumo de gas de la turbina de gas	70
Tabla 12: Tabla del caculo de ahorro del consumo del combustible.....	71
Tabla 13: Tabla de composición del gas natural de Argelia (17).....	72
Tabla 14: Gasto másico de cada componente.....	73
Tabla 15 : Emisiones de CO ₂	75
Tabla 16 : Resumen de los costes y el coste total de la inversión	76
Tabla 17: Resumen del ahorro de gas.....	76
Tabla 18: Resumen del cálculo del coste de ahorro de emisiones de CO ₂	77
Tabla 19: El total del coste de ahorro durante un año	77
Tabla 20: Comparación entre la inversión y el ahorro	77
Tabla 21: Tabla de cálculo de ahorro en caso de subida del 20%	80
Tabla 22: Tabla de cálculo de ahorro en caso de subida del 50%	81
Tabla 23: Tabla de cálculo de ahorro en caso de subida del 100%	82

1 Introducción

1.1 La historia de la energía:

Si analizamos el desarrollo del ser humano comparado a la energía en general deducimos que es cierto que la energía facilitó el desarrollo de la humanidad. En principio alrededor 770000 A.C descubrieron como hacer fuego y la cocción de los alimentos ha ayudado el crecimiento del cerebro del humano lo que era lo más importante para el desarrollo de la tecnología y eso ha puesto el humano como el predador número uno en el planeta.

El descubrimiento del carbón era en el tiempo de 2000 A.C cuando los chinos han empezado a quemar carbón para cocinar y calentarse en ese tiempo no era cuestión de energía primaria , después entre los años 200 hasta 1000 los humanos usaban el viento y el agua donde los europeos construyen ruedas en los ríos y los persas construyen el primer molino de viento para emplear el agua y el viento como fuente de energía para producir comida , los excesos se podían almacenar y cambiarse con otras ciudades ya que la humanidad vivía en una esquema de civilización lo que ha iniciado los primeros sistemas de economías.

El descubrimiento del carbón en los años 1600 -1700 donde los británicos aprenden como cocinar carbón para transformarlo en coque ardiente, lo convirtió en el primer combustible fósil. De igual forma la invención de la bomba para eliminar agua de las minas hizo intensiva la minería de carbón, lo que ha transformado la humanidad y ha dado las facilidades para la industrialización y una nueva manera de vivir en sociedad.

En el año 1820 se hizo el primer pozo de gas natural que fue perforado en Fredonia , N.Y . Justo en ese tiempo el científico Británico Michael Faraday descubrió el electromagnetismo y el generador eléctrico aunque habría que esperar hasta los años 1880 para que se inventara el sistema de corriente alterna de generación eléctrica por Nikola tesla , lo cual se convierte en un estándar a lo largo del mundo.

El primer pozo de petróleo era perforado en Titusville , PA y el descubrimiento del campo más grande de petróleo fue en Ghawar en Arabia Saudita en 1948 ; en los años 1970 la producción de petróleo comienza a declinar , incrementando la dependencia de petróleo importado. Los países árabes declaran el embargo del petróleo manejando la subida de precios y creando largas filas en las estaciones de servicio de EEUU .

En el caso de la energía nuclear, la primera planta de energía nuclear fue construida en Obninsk , URSS y en Shippingport, PA. Eventualmente las plantas nucleares suplirían cerca del 20 % de la electricidad en EEUU pero después del accidente en Three Mile Island en Pensilvania en 1979 se detiene el desarrollo de la energía nuclear en EEUU .

En los años 1980, los científicos comienzan a reunir evidencias de que la quema de combustible fósil está conduciéndonos potencialmente a una catástrofe de cambio climático global.

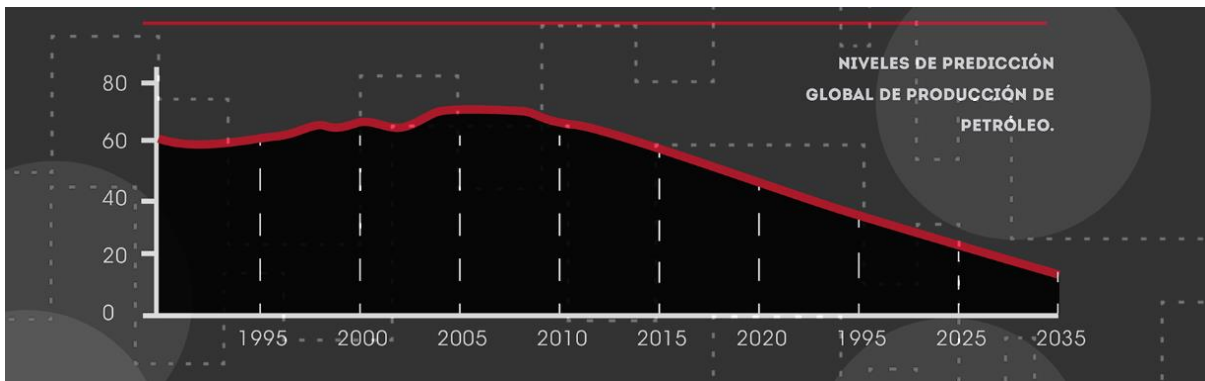


Figure 1: la pérdida de producción de petróleo (1)

En un principio, los combustibles fósiles favorecieron el desarrollo económico y con él vendría una masificación de los servicios públicos de educación y salud.

Quizá el error estuvo en depender solo de ellos para generar electricidad y transportarnos, sustituyendo otras fuentes energéticas más renovables, relegándolas al olvido hasta que el calentamiento global de la humanidad las retomó a finales del siglo XX.

A lo largo de los años 2000 los productores de energía emplean cada vez métodos complicados para llegar de manera dificultosa a las reservas de combustibles fósil. Hay un incremento en los esfuerzos para desarrollar fuentes de energía alternativa, como el viento, energía solar y energía geotérmica donde algunos países como parte de su plan energético empiezan a colocar ciertas políticas relacionadas con la energía o abrir departamentos de investigación en energías de fuentes renovables. Japón construye e instala 25000 paneles solares haciendo que los precios de los paneles fueran más asequibles; en los años 2008 -2009 España estaba reconocida como uno de los países con mayor irradiación solar, lo que hace perfecto para celdas solares. A su vez estaba reconocida como uno de los países con mayor potencia fotovoltaica instalada en el mundo con 2780MW. Sin embargo la adopción de esta energía en las casas, tan solo llegaba a un 0.9% en todo el país según la INE .

En 2012 la Unión Europea prohíbe la fabricación de bombillas incandescentes y empiezan a ser remplazadas por la tecnología led y bombillas ahorradoras. En los años 2013 -2014 según REE la cobertura de la demanda de energía que requiere España es suplida en su mayoría por energía eólica con un 21% y energía nuclear con otro 21% , mientras la energía solar se va acercando al 4.5% de cobertura de la demanda. España se encontraba por encima de otros países, sigue llevando la delantera en la energía solar en 2014 tenía una potencia de 4679MW y posee la mayoría de las plantas solares en Europa.

Como está publicado en el REE, en 2020 las renovables en España superaron la del año pasado con un 8.7%, con un aumento de 4782MW las renovables presentaron el 54% del total de energía producido. El incremento de generación renovable es una tendencia que se mantiene en 2021 donde más de la mitad de la producción nacional se ha realizado con estas tecnologías hasta junio del este año el 51.5% de la generación fue de origen renovable, un 19.5% más que el año anterior (2).

1.2 Las energías renovables en el mundo:

En 2019 la capacidad de generación de las renovables en el mundo llegó a 2537 GW, la energía hidroeléctrica realizó el mejor resultado con 1190GW, la energía eólica y solar contabilizada fue 623GW y 586GW respectivamente, otras energías como bioenergía han obtenido 124GW y 14GW de geotermia a notar que 500 MW es de energía marina (3) .

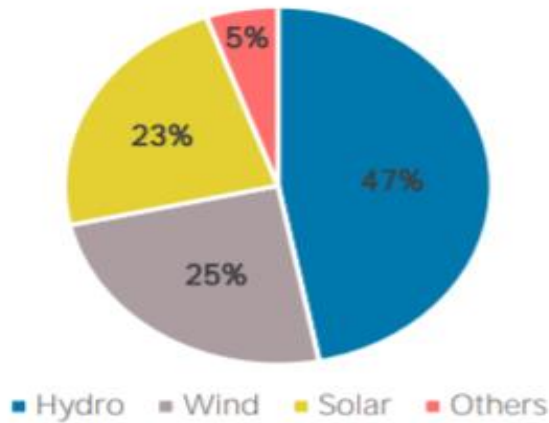


Figure 2: capacidad de generación renovable por fuente de energía (3)

Si hablamos de porcentajes, la capacidad de generación de renovables en finales de 2019 era de 2537GW lo que significa un aumento de 7.4% . El incremento neto de la generación en 2019 es de 176GW, por la cota de nuevas instalaciones de renovables, en Asia era de 54% y la proporción de nueva capacidad eólica y solar era de 90% . (3) Lo está mostrado la siguiente figura :

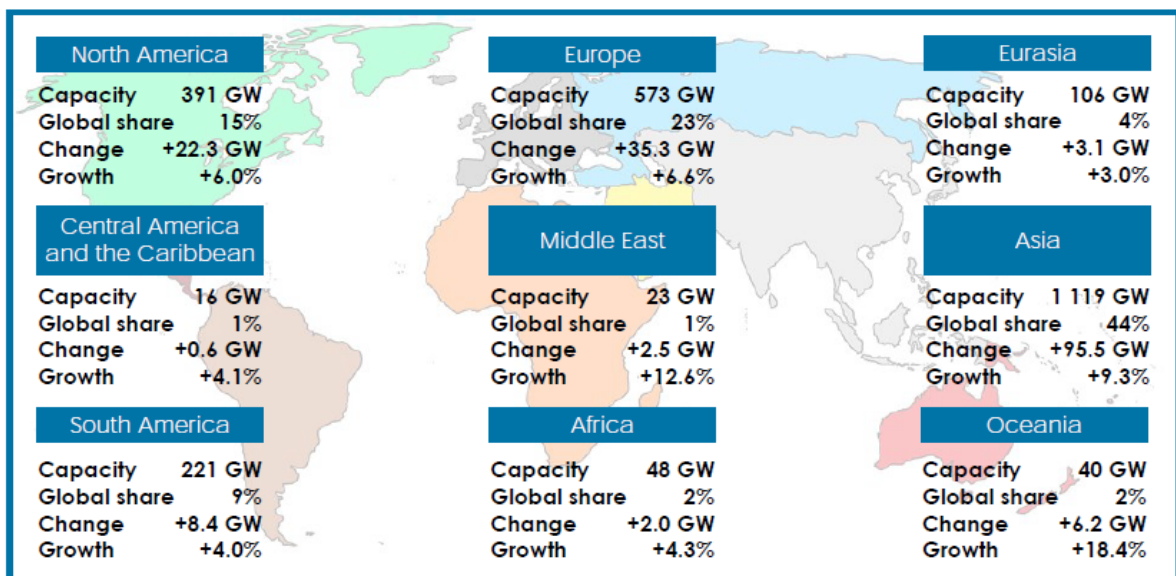


Figura 3: Capacidad de generación renovable por región (3)

Asia representó el 54% de la nueva capacidad en 2019, aumentando su capacidad renovable en 95,5 GW para llegar a 1,12 TW (44% del total mundial). La capacidad en Europa y América del Norte se expandió en 35 GW (+ 6,6%) y 22 GW (+ 6,0%), respectivamente. Oceanía y Oriente Medio fueron las regiones de más rápido crecimiento (+ 18,4% y + 12,6% respectivamente), aunque su participación en la capacidad mundial es pequeña. África tiene una cantidad similar de capacidad renovable, pero esta solo ha aumentado en 2,0 GW (+ 4,3%). En comparación con 2018, el crecimiento de la capacidad en Asia y África fue algo menor que en 2019, aunque lo más alto fue en Europa y América del Norte. (3)

La energía solar y eólica continuó dominando la expansión de la capacidad renovable, representando conjuntamente el 90% de todas las adiciones renovables netas en 2019. Sin embargo, esto es una participación inusualmente alta que puede reflejar la muy baja expansión de la energía hidroeléctrica el año pasado como lo enseña esta figura:

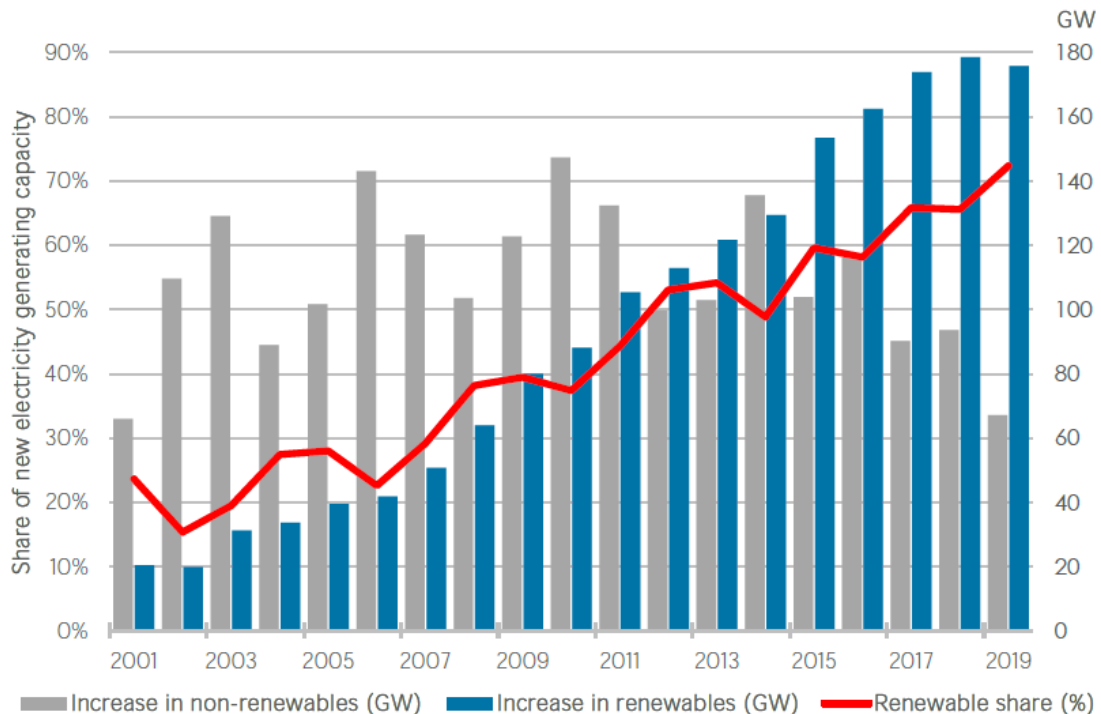


Figura 4: Participación renovable en la expansión anual de la capacidad energética (3)

Una perspectiva a más largo plazo de la transición del mundo a la generación de energía renovable se ve en la figura anterior. En particular, 2019 es el primer año en que la expansión de las energías renovables se ralentiza.

1.3 Objetivos del trabajo:

La producción de energía renovable es un desafío de gran importancia para los próximos años. En efecto, las necesidades energéticas de las sociedades industrializadas continúan aumentando. Además, los países en desarrollo necesitarán cada vez más energía para llevar a cabo sus desarrollos.

Hoy en día, una gran parte de la producción energética mundial se asegura a partir de fuentes fósiles. El consumo de estas fuentes da lugar a emisiones de gases de efecto invernadero y por tanto un aumento de la contaminación. El peligro del consumo excesivo del stock de recursos naturales reduce las reservas de este tipo de energía de forma peligrosa para las generaciones futuras.

Como el futuro de la humanidad y del planeta depende de la manera en la que produzcamos energía es prioritario que tengamos un sistema energético fiable, asequible y descarbonizado.

Las energías renovables son fuentes de energía limpia, inagotable y crecientemente competitiva. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes. Además, sus costes evolucionan a la baja de forma sostenida, mientras que la tendencia general de costes de los combustibles fósiles es la opuesta, al margen de su volatilidad coyuntural.

Por ejemplo, el sol proporciona una energía luminosa impresionante a la Tierra. Pero el problema radical es en la forma en que recibimos energía ya que no es necesariamente la que se utiliza. Por lo tanto, tenemos que utilizar procesos de conversión de energía. Por ejemplo, las células solares fotovoltaicas que permiten convertir la energía luminosa del sol en energía eléctrica. La disminución de fuentes de energía tradicionales como (petróleo, gas, etc.) debido a un creciente uso, lleva al estudio de las energías renovables poniendo énfasis crucial para los próximos años. Las energías renovables actuales son de varios tipos tales como: Hidráulica, calefacción solar activa, eólica, geotérmica, fotovoltaica, biomasa... etc. Esos últimos años su crecimiento es muy apreciable como lo enseña la siguiente figura:

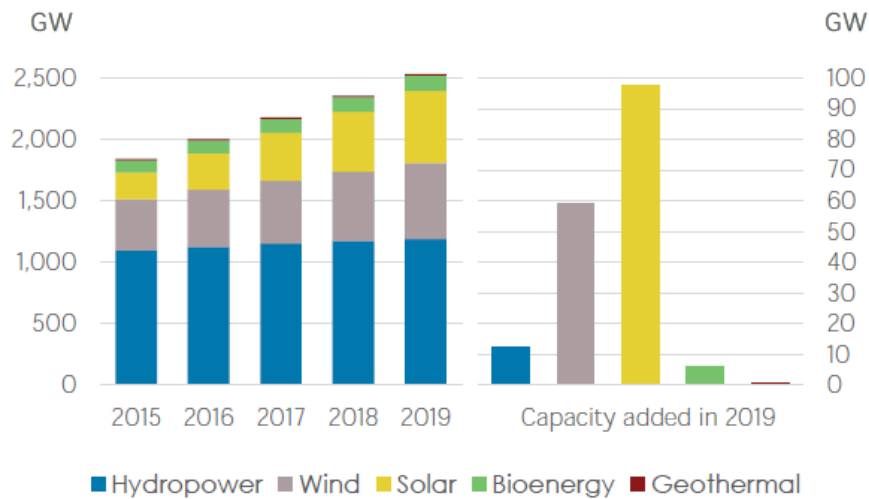


Figura 5 : Crecimiento de la capacidad de energía renovable (3)

En este contexto general, nuestro estudio se centra en el sector de la energía solar con el objetivo de la descarbonización de una central híbrida que funciona con gas natural y que tiene instalado un campo solar térmico. Esta solución se encuentra alineada con el plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030.

1.4 Beneficios de la energía solar :

El Sol es una esfera de 1,39 millones de km y se encuentra a una distancia promedio de $1.5 \cdot 10^{11}$ m de la Tierra. Está considerado como un cuerpo negro a 5777 K de temperatura, siendo la temperatura de su núcleo variable entre $8 \cdot 10^6$ y $40 \cdot 10^6$ K. La energía que la Tierra recibe del Sol se transmite a través de la radiación solar. (4)

Existen tres razones que son claves para explicar por qué no se puede aprovechar esta cantidad inmensa de energía:

- La Tierra se encuentra alejada del Sol, y la energía emitida se extiende y difumina a lo largo del Sistema Solar, alcanzando a la Tierra sólo una pequeña parte de ella.
- Además, debido al movimiento giratorio de la Tierra, cualquier dispositivo de captación solar recibirá la energía del Sol durante una parte de cada día.
- Por último, la atmósfera produce pérdidas de al menos un 30 % adicional sobre la energía recibida en el límite de la atmósfera terrestre. (4)

La tasa a la que la energía solar llega a la Tierra por unidad de superficie se denomina irradiación solar, midiéndose en $[W/m^2]$. La cantidad de irradiación solar que recibe la superficie terrestre es algo superior a $1 kW/m^2$, aunque la radiación que se emite desde el Sol resulta ser de $63 MW/m^2$.

En 2016 se consumieron aproximadamente 13000 millones de barriles de petróleo, esto quiere decir, unos 80 000 MJ anuales. Esto supone que la energía procedente del Sol satisface la totalidad del consumo energético. El problema se encuentra en la capacidad de aprovechar esta energía. (4)

La energía solar tiene diferentes ventajas e inconvenientes con respecto al resto de energías renovables que se aprovechan actualmente. Las principales ventajas de la energía solar son:

- Es gestionable y se puede almacenar:

La energía termosolar, a diferencia de otras tecnologías “fluyentes” cuya energía hay que consumirla en el momento de su generación, es una tecnología renovable con capacidad de almacenamiento, capaz de aportar a la red electricidad cuando es demandada incluso en horas sin luz solar. Esto representa una gran ventaja, ya que aporta una gran seguridad al sistema eléctrico en general junto con la estabilidad que se deriva de la gran inercia del equipo generador -turbina y alternador- y que permite apoyar a la red eléctrica ante incidencias. (5)

- Limpia, segura y renovable.

Es muy importante destacar que se trata de un sistema de generación de energía limpio, seguro y renovable, algo absolutamente fundamental de cara a la lucha contra el cambio climático y el desarrollo de un modelo económico y social sostenible. Y es que el sol es el recurso renovable más abundante sobre la Tierra. (5)

- Generadora de empleo.

Las centrales termosolares son las que más empleos generan desde el inicio de su construcción hasta su puesta en marcha. Cada planta de 50 MW emplea durante todas sus fases (desde el diseño, fabricación de componentes e instalación) un promedio de 5.000 puestos de trabajo-equivalentes-año directos y otros tantos indirectos. Además, cada planta de 50MW construida en España empleó a unas 2.000 personas en el lugar de emplazamiento durante los dos años que duró su construcción. Una vez en operación requieren una plantilla indefinida de 50 empleos por planta. La industria termosolar ha sido gran impulsora de la generación de empleo y desarrollo económico y social de muchas regiones españolas. (5)

- Reduce la dependencia energética.

La generación de energía de origen termosolar, y de cualquier tipo de tecnología renovable en general, evita la importación de petróleo y otras fuentes de energía fósil procedentes de otros países, lo que permite ir reduciendo la alta dependencia energética. (5)

- Ofrece oportunidades para muchas regiones del planeta.

Los países con menor desarrollo energético y económico disponen por lo general de un gran recurso solar. La tecnología termosolar supone una gran oportunidad para acceder a la electricidad en zonas aisladas o para países en vías de desarrollo en cuya implementación se hará uso de un alto componente local. (5)

1.5 La energía termosolar como motor de cambio

1.5.1 Esquemas y tipos de centrales:

Las centrales termosolares son un conjunto de sistemas, cuyo objetivo es obtener energía eléctrica al final del proceso. Estas funcionan a través de un ciclo termodinámico, en el cual la energía calorífica necesaria proviene de la concentración de rayos solares.

En la Figura posterior se puede observar el esquema fundamental de la central termosolar. Como se aprecia, está constituida por el elemento concentrador, el receptor y el bloque de potencia. El concepto básico de funcionamiento de las plantas de producción de energía mediante energía solar es bastante sencillo: el concentrador solar direcciona los rayos solares para centrarlos en un foco lineal o puntual, donde se encuentra el receptor solar que transfiere energía a un fluido térmico. Dicho fluido tiene la misión de obtener energía mecánica directamente o de calentar un fluido de trabajo, que si transformará la energía térmica.

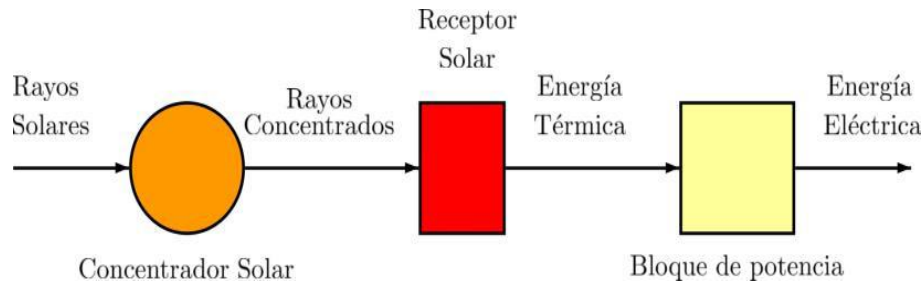


Figura 6 : Esquema genérale de central termosolar (4)

Actualmente existen cuatro tipos de centrales termosolares con carácter comercial, es decir, usadas para la producción de energía eléctrica. Estas son:

- **Central cilindro parabólico:** Un captador cilindro parabólico solar es un tipo de concentrador solar que concentra la radiación del sol en un receptor que pasa a través del sistema, formado por unos tubos. Esto tiene el fin de calentar el fluido en su interior y así utilizar esa energía con el fin de transformarla en electricidad u otra aplicación que utilice calor. El principio de funcionamiento se basa en la forma parabólica de los colectores, ya que estos tienen una focal a dónde se dirigen los rayos de forma concentrada. Por tanto, reflejando estos rayos hacia el receptor con la capacidad de absorber calor se obtiene energía térmica que se transformará posteriormente. Cada colector está compuesto básicamente por un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, es decir, concentran la radiación solar en dos dimensiones. El vapor de agua se utilizará ahora para llevarlo hasta una turbina acoplada a un generador, de forma que se puede obtener electricidad. Además, se dispone de una torre de refrigeración para hacer volver el agua al estado líquido y de esta manera iniciar un nuevo ciclo. (6)

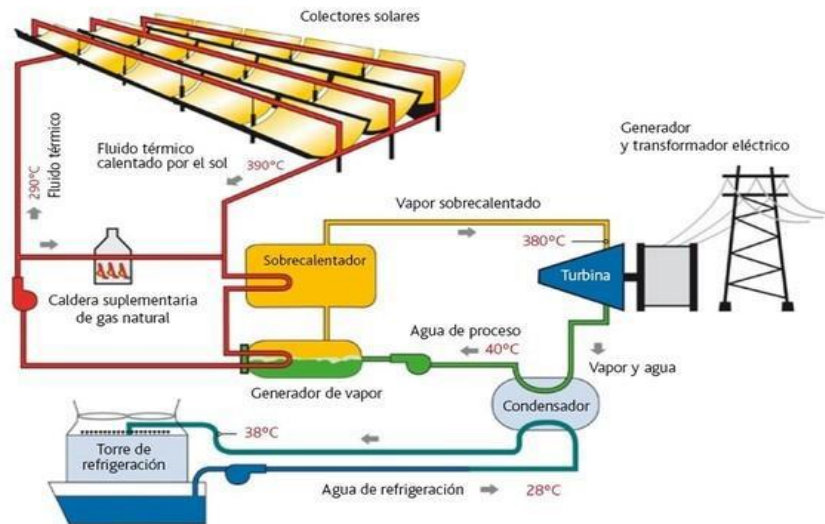


Figura 7: Central cilindro parabólico (19)

- Central de torre :** En las plantas de torre central, los heliostatos (espejos planos) reflejan la radiación solar en un receptor situado en lo alto de una torre por el que circulan sales de nitrato fundidas. Estas sales son impulsadas desde un ‘tanque frío’ hasta el receptor situado en la parte superior de una torre, donde se calientan hasta alcanzar 565°. Estas sales calientes bajan al intercambiador de calor para generar vapor de agua. En condiciones de máxima insolación, en las que la radiación calórica recibida es mayor que la demanda de la turbina, parte de esas sales se almacena en un tanque caliente capaz de conservar el calor para utilizarlo en momentos de baja radiación solar. Las sales almacenadas se encargan entonces de ceder el calor almacenado al sistema de generación de vapor, y continuar generando energía eléctrica.

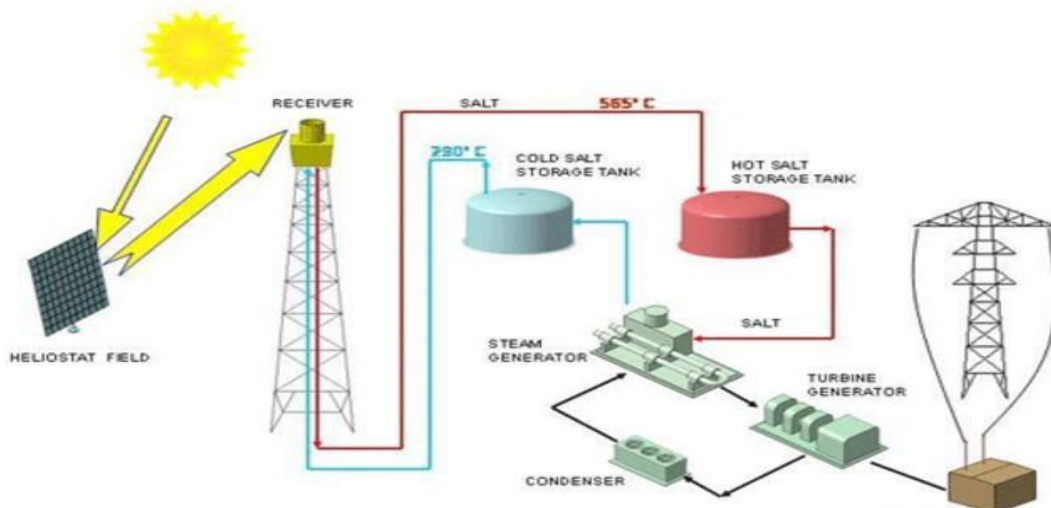


Figura 8: Central receptor central (19)

Central Fresnel : Un colector Fresnel termosolar es un colector lineal que concentra los rayos solares en un receptor tubular para generar calor y electricidad. Este tipo de central eléctrica obtiene la concentración de radiación solar a través de una superficie cilíndrica o trapezoidal con la capacidad de absorber calor a varios metros de distancia. Son conocidos por lo práctico, sencillo y los bajos costes. El mecanismo de la instalación Fresnel se encarga de que el conjunto de concentradores se mueva de acuerdo a la posición del sol durante todo el día para mantener una posición lo más

perpendicular posible. La orientación más típica es de Norte-Sur debido a que maximiza la producción anual. Esto hace que se disminuyan las pérdidas debidas a la convección y a la propia radiación. En su interior se dispone de un conjunto de tubos por los que circula un fluido. Este fluido está impulsado por una bomba que lo hace circular hasta un intercambiador de calor. En el siguiente proceso, el fluido este calentado por la luz solar y este se utiliza para generar vapor de agua. El vapor de agua generado será el que se usa para producir electricidad a través de una turbina. (7)

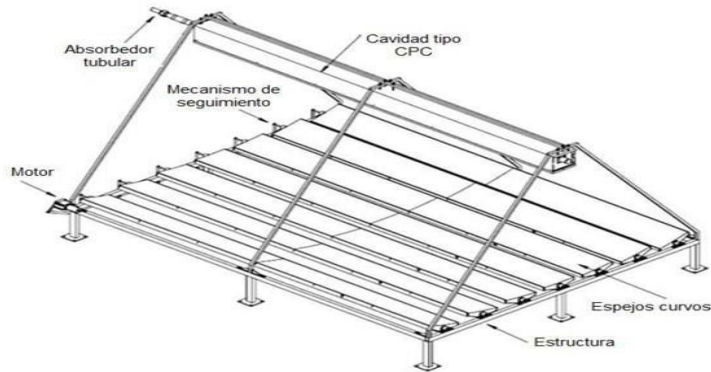


Figura 9 : Campo solar de una central Fresnel (7)

- Central de discos parabólicos :** El sistema disco parabólico (SDP), como su nombre indica, está compuesto por una superficie concentradora de forma parabólica capaz de concentrar la componente directa de la radiación solar sobre el foco geométrico de dicha superficie. En el foco se sitúa un elemento capaz de aprovechar la energía térmica alcanzada en esa zona. Normalmente este elemento convierte la energía térmica incidente en energía mecánica a través de un motor Stirling, cuya salida es aprovechada por un alternador para generar energía eléctrica. Aunque ésta ha sido la principal aplicación, es posible aprovechar dicha energía térmica para otras aplicaciones como generar vapor directamente o utilizarlo como calor de proceso.



Figura 10: Disco parabólico de la Plataforma Solar de Almería (20)

Cada una, tiene distinto grado de concentración de los rayos solares y por tanto la temperatura que adquiere el fluido de trabajo también es diferente.

1.5.2 La tecnología termosolar en el mundo:

2015 fue un año de retos y cambios para la energía termosolar. La capacidad operativa mundial aumentó en 420 MW para alcanzar cerca de 4,8 GW a finales de año. El año fue un punto de inflexión en la expansión de un mercado que, hasta la fecha, ha sido una partida entre dos jugadores: España y Estados Unidos que representan casi el 90% de la capacidad instalada. Pero la cosa está cambiando, hacia finales del 2015 varias instalaciones estaban en construcción en Australia, Chile, China, India, Israel, México, Arabia Saudita y Sudáfrica. De hecho, en 2015, Marruecos y Sudáfrica superaron a Estados Unidos en nueva capacidad añadida.

A pesar de todo, España y Estados Unidos lideran este mercado que encabeza España con una capacidad acumulada de 2,3 GW, seguida de Estados Unidos, con 1,7 GW. La diferencia es que mientras el mercado español permanece inactivo, EEUU sigue avanzando poco a poco. Hay que anotar que en 2018 se ha lanzado la planta NOOR III Marruecos, de 150 MW. Fruto de este reparto del mercado mundial de energía termosolar, Estados Unidos lidera el ranking, con cinco plantas en el Top 10, que copan los cinco primeros lugares; España cuenta con dos representantes, y Marruecos, con la planta Noor que está dividida en 3 plantas cierra esta clasificación de las mayores termosolares por capacidad instalada.

Las 10 centrales con mayor potencia instalada en el mundo hasta junio de 2016 son:

1. Kurnool Ivanpah. 392 MW. Estados Unidos. Central de torre.
2. SEGS (Sistemas de generación de Energía Solar). 354 MW. Estados Unidos. Central cilindro parabólico.
3. Solana. 280 MW. Estados Unidos. Central cilindro parabólico.
4. Mojave Solar. 280 MW. Estados Unidos. Central cilindro parabólico.
5. Genesis. 250 MW. Estados Unidos. Central cilindro parabólico.
6. Solaben. 200 MW. España. Central cilindro parabólico.
7. Noor II-Ouarzazate. 200 MW. Marruecos. Central cilindro parabólico.
8. Noor I- Ourzazate. 160 MW Marruecos. Central cilindro parabólico.
9. Noor III- Ouarzazate 150 MW Marruecos. Central torre
10. Solnova. 150 MW. España. Central de cilindro parabólico.

2 El PlanUp y el PNI EC

2.1 El PlanUP :

El Plan Up realiza un seguimiento del desarrollo de los planes nacionales integrados de energía y clima (PNI EC) en cinco estados miembros de la UE: España, Italia, Polonia, Rumania y Hungría.

Para apoyar la descarbonización rápida en Europa, el proyecto promueve buenas prácticas en el sector del transporte, la agricultura y la construcción; además de fomentar el dialogo sobre la formulación de políticas climáticas entre las autoridades locales regionales y nacionales, las organizaciones de la sociedad civil y el mundo académico.

Unos de sus objetivos es de garantizar la difusión de buenas prácticas y promover políticas sectoriales bien diseñadas y respetuosas con el clima ; consolidar la capacidad de las autoridades locales y las organizaciones de la sociedad civil para participar en el desarrollo y la implementación de los planes nacional integrados de energía y clima y mejorar la comprensión de los beneficios económicos y sociales de las acciones de mitigación del clima a través de herramientas de modelado cuantitativo .

2.1.1 El pacto verde Europeo:

Es la hoja bruta para transformar la sociedad y la economía hacia una economía verde, el objetivo primero es que Europa sea el primer continente energéticamente neutro para 2050.



Figura11: Objetivos del pacto verde Europeo (8)

Otro objetivo es la reducción del impacto de la meta climática 2030 donde el parlamento Europeo pide una reducción de emisiones del 60% para 2030 y la revisión de la legislación existente (2021), normas del rendimiento de CO₂ para automóviles, impuestos sobre la energía y ayudas estatales. (8)

2.2 El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima:

La cronología del PNIEC comenzó en diciembre 2018 donde se propuso la presentación de borrador a la Comisión Europea. En junio la Comisión Europea hizo las recomendaciones a los estados miembros y en abril 2020 los países presentaron los planes definitivos. Finalmente, en septiembre de 2020 la Comisión Europea hizo el análisis de los planes, donde según la cronología, los planes deberán estar implementados ya en 2021 y se espera la primera revisión en 2023.

Uno de los objetivos es la reducción de emisiones de los gases de efecto invernadero al 40% en 2023 y una eficiencia energética de 32.5%, con un porcentaje de 32% de energía renovable (8).



Figura 12 : Proyecciones de emisiones de GEI de España para los sectores reguladores de reparto del esfuerzo (ESR) (8)

El plan responde a la obligación de acelerar la lucha contra el cambio climático y mejorar nuestro bienestar acorde con las agendas y calendarios que ya han establecido la Comisión Europea, el Convenio de Cambio Climático (Acuerdo de París) y la ONU (Objetivos de Desarrollo Sostenible).

El plan ayudará a extender unas energías renovables cada vez más competitivas, pero también a ampliar el autoconsumo, la generación distribuida y la gestión de la demanda a través de los agregadores. También nos beneficiaremos de un aumento adicional de empleos, que se calculan entre 250.000 y 364.000 en 2030, así como de 236.124 millones de euros en inversiones entre 2021 y 2030 y del PIB, con entre 19.300 y 25.100 millones de euros al año. Además, reduciremos la importación de combustibles fósiles en 75.379 millones de euros hasta 2030. Con las medidas contempladas, en 2030 reduciríamos en quince puntos porcentuales esta dependencia energética, pasando del 74% de la actualidad al 59%. La salud es otro de los aspectos clave en el que todos ganamos con la puesta en marcha del PNIEC. Con las medidas previstas de cara a 2030, reduciríamos en 2.222 las muertes prematuras anuales por contaminación. (9)

En el aspecto social, el plan se acompaña de una Estrategia de Transición Justa dirigida a prever y gestionar con criterios de solidaridad las consecuencias que tenga sobre aquellas comarcas y personas directamente vinculadas a tecnologías contaminantes.

De entrada, se identifican los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones establecidas en la Unión de la Energía para Europa: descarbonización, incluidas las energías renovables; eficiencia energética; seguridad energética; mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad. A modo de recordatorio, los objetivos globales europeos hasta 2030 se establecen en un 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990; una cuota del 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta; un 32,5% de mejora de la eficiencia energética y un 15% de interconexión eléctrica entre los Estados miembros. (9).

2.2.1 Estrategia de almacenamiento:

El cambio hacia la neutralidad climática significa un cambio enorme en el sistema energético que va a estar alimentado de unas fuentes totalmente renovables, la inestabilidad de unas fuentes renovables nos hace necesario unas herramientas para dar una estabilidad a nuestros sistemas una de ellas es el almacenamiento.

El plan nacional integrado de energía y clima dispone de una parte dedicada para el desarrollo del almacenamiento para dar flexibilidad al sistema y así ofrecer el control y la gestión de las redes eléctricas.

Se espera que el sistema de almacenamiento de energía (ESS: Energy System Storage) sea una solución viable que pueda brindar diversos beneficios a las diferentes partes interesadas del sistema eléctrico, incluido el lado de la generación, la red de transmisión, la red de distribución y la micro red fuera de la red. La asignación prudente de ESS en las redes eléctricas determina el rendimiento satisfactorio de las aplicaciones de ESS. El tamaño y la ubicación óptimos del ESS son cruciales para la mejora de la calidad de la energía de la red de distribución y la configuración de protección del sistema de transmisión. Para resolver este problema, se han realizado considerables investigaciones en modelado o algoritmos. Sin embargo, varias opciones y características complejas en diferentes subsistemas dificultan la evaluación de un método específico para una aplicación ESS, mientras que las revisiones existentes solo se enfocan en aplicaciones ESS.

Existe una amplia variedad de tecnologías de almacenamiento con diferentes aplicaciones y características que son complementarias a la hora de otorgar flexibilidad al sistema energético, ya sea por su aplicación en el sector eléctrico y su relación con la electrificación de la economía, o bien, en los distintos usos finales, como el almacenamiento de energía térmico.

En términos generales, el almacenamiento de energía es el conjunto de métodos, sistemas y Tecnologías que permiten transformar y conservar la energía para su uso posterior. El almacenamiento de energía se basa actualmente en un conjunto amplio de tecnologías, muchas de las cuales cuentan ya con un amplio recorrido y un sólido estado de madurez, existiendo otras menos consolidadas, que requieren avanzar en algunos aspectos y mejorar prestaciones, coste y competitividad. Con carácter general, este espectro de tecnologías, descritas a continuación, puede clasificarse según el siguiente cuadro:

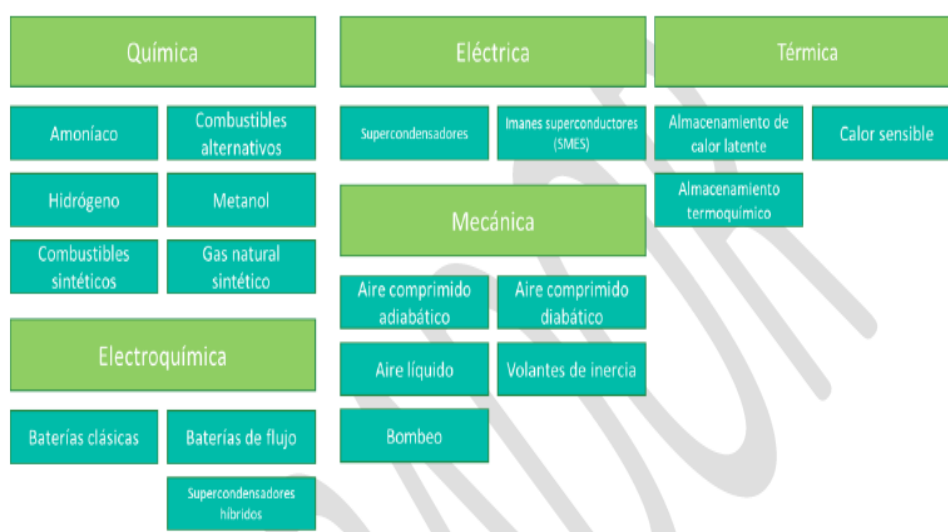


Figure 13: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento (21)

El almacenamiento de energía térmica está llamado a ser hoy en día el elemento más relevante en el proceso de descarbonización de la economía europea.

Y es que, en este proceso de transición energética hacia un uso generalizado de las energías renovables frente a los combustibles fósiles, el almacenamiento térmico tiene un papel primordial.

No solo porque permite superar el escollo de la intermitencia a la que están sujetas fuentes de energía como la eólica o la solar, o el desfase entre producción y demanda de energía, sino también porque es el responsable de la optimización de la gestión energética en ámbitos como la producción eléctrica en centrales de concentración solar o el aprovechamiento del calor residual en procesos industriales.

El principal valor del almacenamiento térmico reside en su capacidad de almacenar grandes cantidades de energía a un relativo bajo coste y en sectores tan diversos como el de la calefacción y refrigeración de viviendas y edificios, en proceso de calor y frío industrial, incluso como complemento al almacenamiento masivo de energía para la red eléctrica.

2.2.1.1 Tipos de almacenamiento térmico en función de la tecnología:

- Almacenamiento de calor sensible

Es la tecnología de almacenamiento térmico más utilizada en aplicaciones de escala residencial e industrial. Su funcionamiento se basa en aumentar o disminuir la temperatura de un material líquido o sólido con una elevada capacidad calorífica (aceites, agua o sales fundidas) con el objetivo de almacenar y liberar la energía térmica para aplicaciones de baja temperatura. Para bajas temperaturas (hasta 120°C) se recurre al agua como medio eficaz y de muy bajo coste, usualmente en tanques pequeños, bien aislados, que por su rango de temperaturas permite emplear energía solar térmica. En caso de que se requieran volúmenes superiores se recurre a almacenamientos subterráneos de muy diversa índole (cavernas, pozos, incluso versiones híbridas que combinen varias soluciones). En el ámbito residencial, es muy habitual el uso del termo de agua caliente sanitaria (ACS). Estos dispositivos, integrados en sistemas de autoconsumo, permiten aprovechar los excedentes de generación renovable. Además, en caso de añadir sistemas de control inteligente, estos dispositivos pueden gestionarse de manera agregada para dar servicios de flexibilidad a la red. Para altas temperaturas, el fluido más habitual son las sales fundidas por su excelente relación entre la capacidad de almacenamiento y el coste. Además, las elevadas temperaturas de operación son compatibles con las aplicaciones tales como los ciclos de valor, que permiten devolver la electricidad a la red. Adicionalmente, existen soluciones de almacenamiento en materiales sólidos, en las que el calor se transfiere de manera directa desde un medio gaseoso a materiales tales como ladrillos cerámicos o piedras naturales, como las volcánicas.

- Almacenamiento de calor latente

Los materiales de almacenamiento de calor latente, o PCM por sus siglas en inglés (phase change material), transfieren la energía absorbida o liberada durante su cambio de fase, que se produce a temperatura constante, presentando una mayor densidad energética que la tecnología de calor sensible. La selección de los materiales se efectúa de acuerdo con el rango de temperaturas que se requiera: soluciones de sal acuosa o hielo si la temperatura es inferior a 0°C, siendo ya habitual su presencia a gran escala; ácidos grasos, hidratos de sal o alcoholes si la temperatura oscila entre 90 y 200°C; y metales y carbonatos a partir de los 400°C.

- Almacenamiento de calor termoquímico

Estos sistemas emplean la energía térmica para disociar los compuestos en dos productos reactivos que almacenan calor de manera separada. Una posterior recombinación de los reactantes genera una reacción exotérmica que libera el calor almacenado. Las reacciones pueden ser gas-gas o gas-sólido. Estas últimas tienen lugar a una temperatura constante, lo cual permite seleccionar los reactantes a medida para cada aplicación concreta además de desacoplar potencia y capacidad. Pueden operar mediante reacciones químicas reversibles, mediante procesos de absorción y disolución de un material, o mediante reacciones de adsorción, en las que los reactantes se separan durante la carga de energía y el calor de la reacción se

libera tras la recombinación. Pese a su potencial, estos sistemas, en general, no son aún una alternativa madura a gran escala en el mercado, salvo algunas aplicaciones como las máquinas de absorción de amoníaco-agua o de bromuro de litio- agua que poseen una cierta implantación en el sector industrial. Es necesario aun mejorar ciertos aspectos como las propiedades de los materiales para lograr una mayor estabilidad del sistema, así como en relación con su coste.

2.2.1.2 Proyectos de investigación en almacenamiento térmico:

Uno de ellos es ReSlag. Este proyecto europeo liderado por CIC EnergiGUNE y enmarcado dentro de la iniciativa Horizonte 2020, tenía como uno de los objetivos investigar la aplicabilidad de la escoria de acería como material de almacenamiento para aplicaciones de recuperación de calor dentro de la propia acería (en particular del horno de arco eléctrico). El proyecto permitió culminar con la construcción de un prototipo demostrador a escala 1/10 para las instalaciones de colaboradores del proyecto como DLR y ENEA, además, estudiaron el comportamiento de la escoria para ser aprovechado como material para el almacenamiento térmico en centrales termo-solares, tanto en las de nueva generación (que trabajan con aire) como en las tradicionales (con sales fundidas). (10)

Por su parte, el proyecto ECOSLAG tiene como objetivo la investigación de soluciones que permitan recuperar el calor de la propia escoria en procesos en los que, actualmente, ésta se desperdicia. (10)

Los diferentes colaboradores del proyecto están trabajando con acerías de Alemania, Italia y Suecia, mientras que en CIC EnergiGUNE, hemos desarrollado un nuevo concepto de recuperación de calor de la escoria fundida empleando un intercambiador embebido en el suelo del escoriario de Sidenor en Basauri (Bizkaia). (10)

A pesar de los avances que se han obtenido en los últimos años en los sistemas de recuperación de calor industrial, aún existen amplios márgenes de mejora, por lo que en CIC EnergiGUNE sigue investigando tanto en el desarrollo de nuevos materiales como en nuevas soluciones tecnológicas que permitan plantear escenarios viables de aprovechamiento energético. (10)

2.2.1.3 Oportunidades del almacenamiento:

Lograr una efectiva transición energética y la descarbonización de la economía conlleva, entre otros aspectos, la necesidad de incrementar la electrificación del sistema y requiere la integración de herramientas que aporten flexibilidad al sistema eléctrico para así garantizar la estabilidad de la red, minimizar los vertidos y mantener la seguridad, calidad y economía del suministro. En este escenario, el almacenamiento de energía, en todas sus formas, juega un papel crucial, y su despliegue tiene como consecuencia la aparición de múltiples oportunidades

Apuesta por el almacenamiento en todas sus formas como herramienta que aporte flexibilidad al sistema eléctrico

- Palanca de generación de empleo:
 - 100 mil de empleos de calidad en 2050 en el sector de las energías renovables a nivel mundial
 - Mas competitividad en la cadena de valor industrial
 - Transición justa : revitalización de zonas afectadas por el abandono de energías contaminantes

- Economía circular:
 - Reciclar: doble vida de las baterías
 - Recuperar : aprovechar materiales
 - Reconvertir instalaciones en desuso
 - Reducir la dependencia de materiales críticos

- Territorios insulares y zonas aisladas:
 - Garantizar el suministro a regiones aisladas

- Reducción de la dependencia de los combustibles fósiles
- Generación de empleo deslegalizado y especializado

Eso va a permitir la transición ecológica en 2050 llegando a la neutralidad climática

2.2.2 Estrategia de descarbonización:

El cambio climático es ya una realidad que provoca impactos y plantea riesgos a los que es necesario dar respuesta. A pesar de los esfuerzos previstos para reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero descritos en esta estrategia, la crisis del clima seguirá progresando debido al efecto de los gases de efecto invernadero ya emitidos. Es crucial, en consecuencia, hacer de la adaptación un eje estratégico de las políticas públicas.

La actual emergencia climática es una batalla a contrarreloj, y necesita acciones y compromisos que se materialicen cuanto antes. Es imprescindible que las empresas lideren este cambio, que sean valientes y se animen a fijar metas ambiciosas y necesarias que logren inspirar a otras organizaciones.

Todos somos responsables y, tanto las empresas como las instituciones, son actores fundamentales en la lucha contra el cambio climático. La gente, cada vez más, exige que las compañías lideren esta batalla. Los criterios de sostenibilidad se han convertido en el eje central estratégico de todo el mundo.

Un estudio reciente de la Comisión Europea ha estimado los impactos en términos económicos del cambio climático en la agricultura, la energía y la productividad laboral, así como los derivados de las inundaciones fluviales, las inundaciones costeras y la mortalidad adicional por olas de calor. El impacto económico agregado, en un escenario de cambio climático intenso, sería 8 veces mayor en los países del sur de Europa que en los del norte. Cifra que se reduciría en 4 veces si el ascenso global de la temperatura media de la atmósfera fuera de 2°C. La siguiente figura muestra los resultados del estudio.

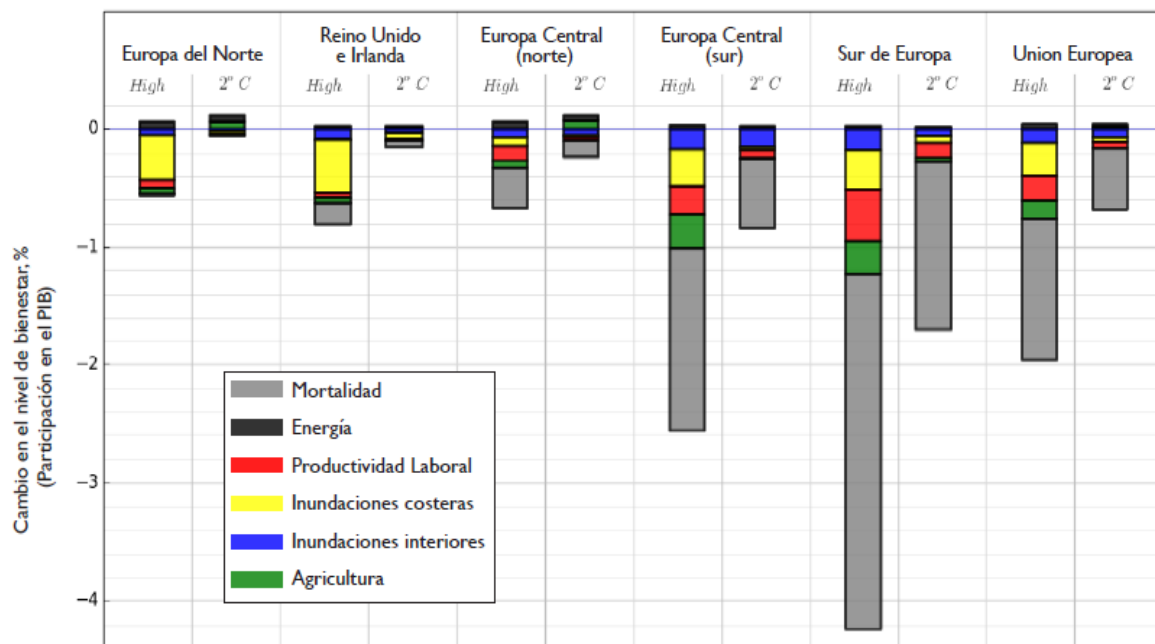


Figura 14: Comparativa del impacto económico previsto en las diferentes zonas UE a causa del cambio climático (11)

2.2.2.1 Sistema energético:

La adaptación al cambio climático a lo largo de las próximas tres décadas deberá producirse en un escenario de rápida descarbonización del sistema energético español. En este sentido, los rasgos que definan al sistema emergente definirán sus vulnerabilidades futuras.

En todo caso, es evidente que el cambio climático y la variabilidad climática producen impactos sobre diferentes componentes del sistema energético, pudiendo afectar a la producción (por ejemplo, a través de los cambios en la disponibilidad de recursos primarios como el viento, el sol o el agua), la generación, el transporte, distribución y almacenamiento de la energía, así como a su demanda.

En lo relativo a los impactos sobre la producción, un estudio reciente de la Comisión Europea estima, para un ascenso global de la temperatura media de la atmósfera de 2°C, una disminución media del 4% de caudal hidroeléctrico en la región suroccidental europea, que incluye España, Portugal, Sur de Francia y Norte de Italia. (11). Estas reducciones en la producción hidroeléctrica, sujetas a una notable variación interanual, deberán ser compensadas para asegurar un sistema energético fiable.

2.2.2.2 Sector eléctrico:

El sector eléctrico está llamado a desempeñar un papel central en la estrategia de descarbonización en el horizonte 2050. En primer lugar, por la penetración masiva de generación de origen renovable, lo que permitirá un significativo ahorro de costes, así como la eliminación prácticamente total de las emisiones en el sector. Y, en segundo lugar, por el avance en la electrificación de los distintos sectores económicos (transporte, edificación, industria...) como vía para lograr la descarbonización de los mismos.

La generación neta total de electricidad en la UE fue de 2778 teravatios hora (TWh) en 2019, lo que fue casi similar al año anterior. El nivel de generación neta de electricidad en la UE en 2019 fue un 2,3% más bajo que su máximo relativo de 2008, cuando la producción total se situó en 2844 TWh.

El consumo mundial de electricidad ascendió a aproximadamente 23,398 mil millones de kilovatios hora, o 23,398 TWh en 2018. El uso global de energía aumentó de manera más o menos constante hasta 2000, cuando comenzó a ver un crecimiento más pronunciado. Esto se debe en parte al sólido desempeño económico de los países BRIC, como China e India.

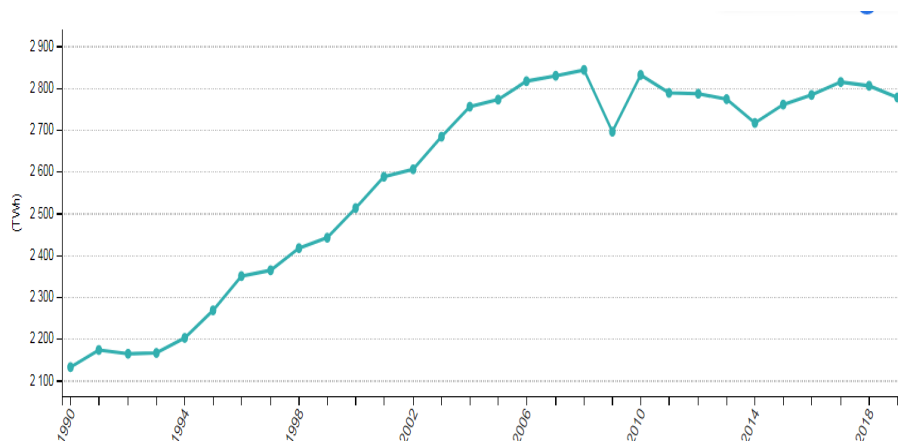


Figura 15: Generación neta de electricidad, UE, 1990-2019 (24)

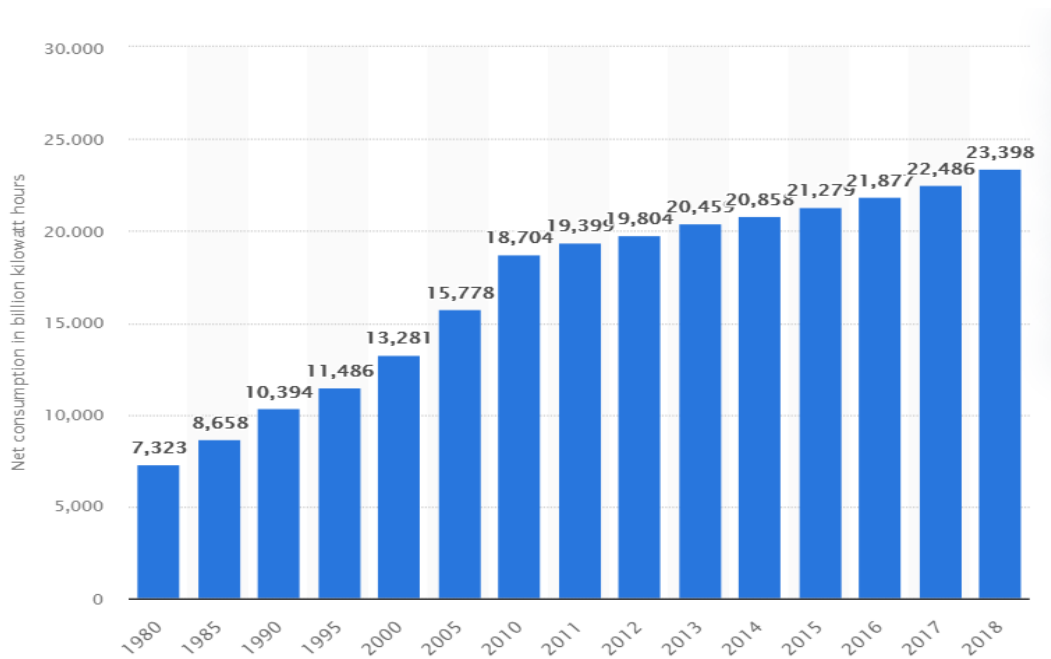


Figure 16: Consumo neto de electricidad en todo el mundo (25)

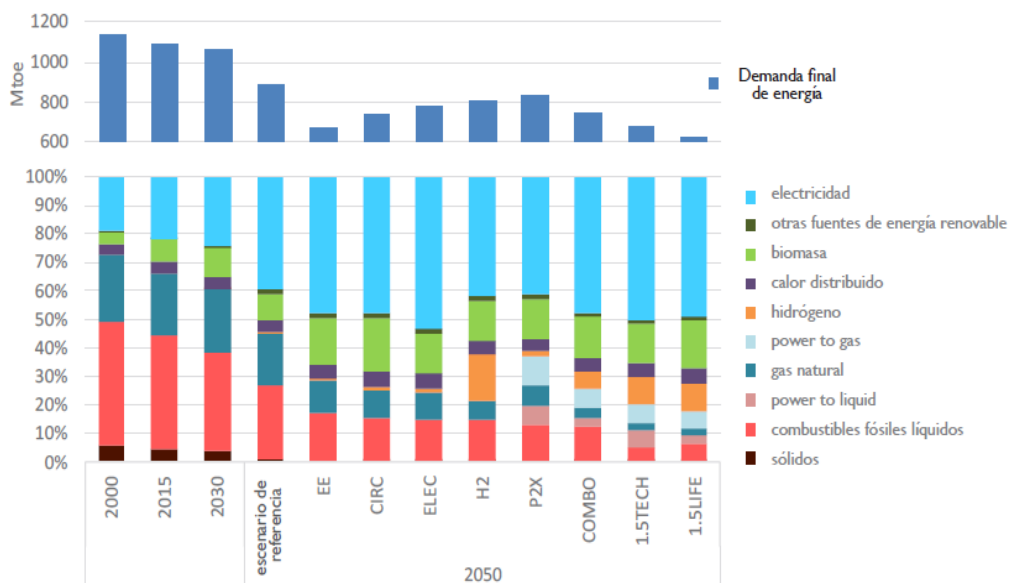


Figura 17: Consumo de Energía final para el conjunto de la UE en el horizonte 2050 (22)

Más de la mitad (56,4%) de la electricidad neta generada en la UE en 2019 provino de fuentes primarias no combustibles. Menos de la mitad (43,6%) provino de combustibles (como gas natural, carbón y petróleo). Una cuarta parte (26,2%) provino de centrales nucleares. Entre las fuentes de energía renovable que se muestran en la Figura 3, la mayor proporción de generación neta de electricidad en 2019 provino de turbinas eólicas (13,0%), seguidas de las centrales hidroeléctricas (12,2%) y la energía solar (4,5%).

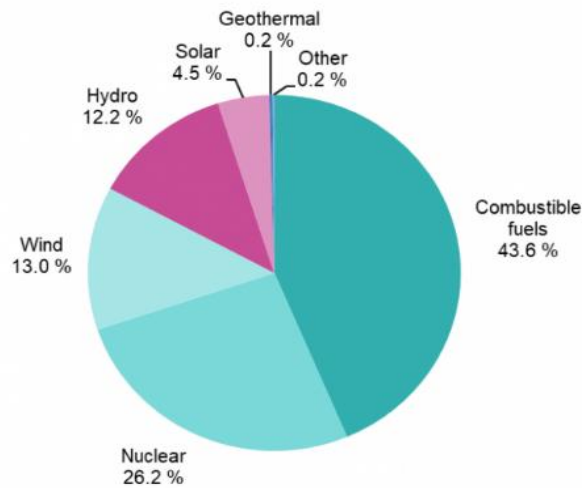


Figura 18: Generación neta de electricidad, UE, 2019 (24)

A este último respecto, la Comisión Europea, en su análisis a largo plazo, establece ocho escenarios de opciones estratégicas. En todos ellos se aprecia que la aportación del sector eléctrico es fundamental y con una trayectoria creciente en el horizonte estudiado, alcanzando ratios de consumo de electricidad sobre la energía final en 2050 que pasan del 22% en 2015 y el 29% en 2030 hasta entre el 41% y el 53%. Es decir, una mayor electrificación de la economía será un elemento clave para alcanzar los ambiciosos objetivos que se ha marcado la UE para el año 2050.

Con respecto a la participación de las renovables en la generación de electricidad, las estimaciones de la Comisión Europea para los mencionados escenarios muestran un significativo avance en 2050, con aportaciones entre el 81 y el 85% en todos los escenarios, frente al 30% de 2015 y el 57% previsto para 2030 para el conjunto de toda la UE.

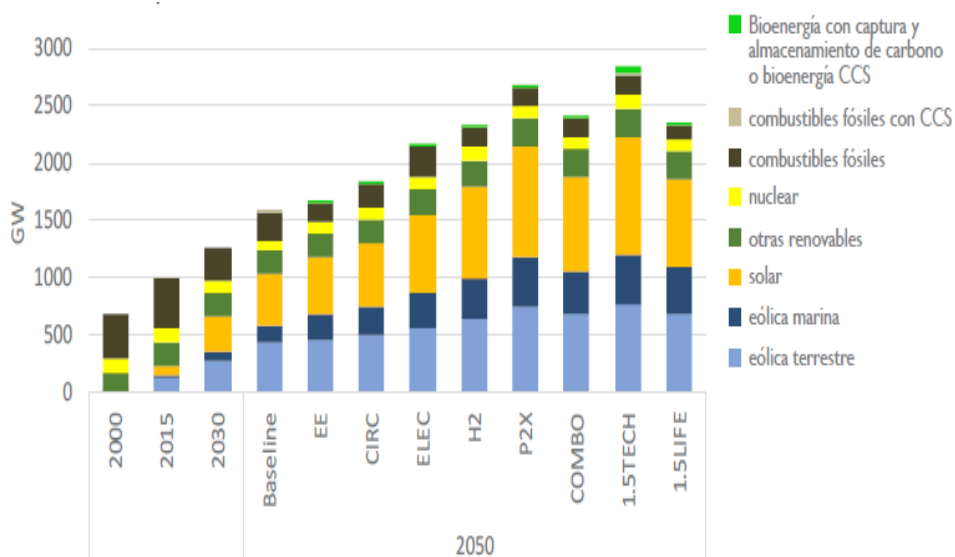


Figure 19: Capacidad de generación eléctrica para el conjunto de la UE en el horizonte 2050 (22)

La capacidad de generación del sistema eléctrico español se situó a finales de 2018 en 104.094 MW, de los cuales el 47% corresponden a instalaciones de energías renovables.

Por lo que se refiere a la generación neta de energía eléctrica, se alcanzaron los 268.867 GWh en ese año. La estructura de potencia correspondiente se presenta en la figura siguiente:

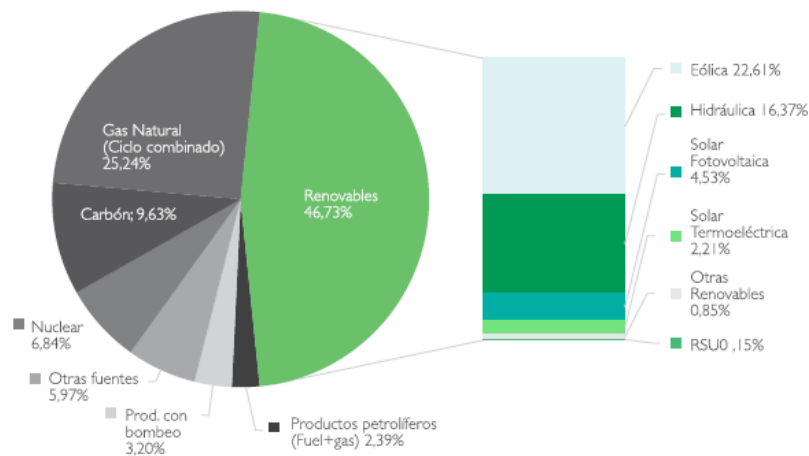


Figura 20: Estructura de generación eléctrica (23)

Las emisiones de sector eléctrico ascendieron dicho año a 64 millones de toneladas de CO₂ equivalente, el 18% del total. La composición del mixe de producción condiciona las variaciones de las emisiones de CO₂ asociadas. La participación de las renovables en la generación eléctrica, corregido el efecto de la hidráulica, se situó en 2018 en el 35,2% por encima de la media europea, que se situó en el 32,1% de generación eléctrica renovable. La siguiente figura muestra la evolución del peso de las energías renovables en la generación de energía eléctrica en España con respecto a la media europea

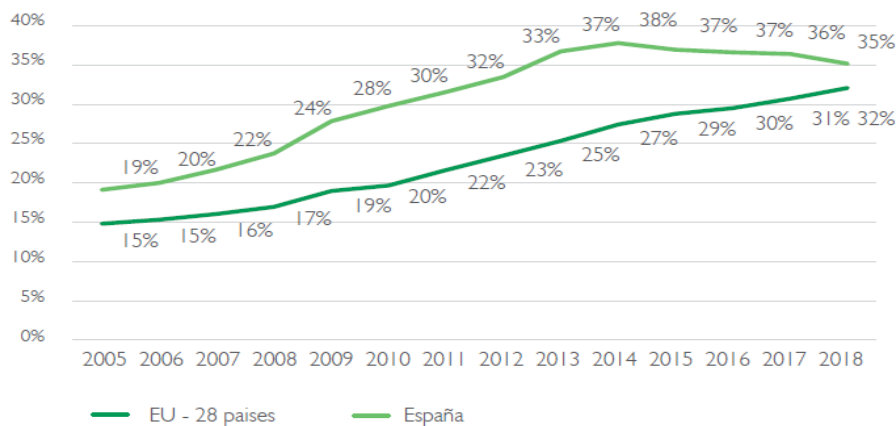


Figura 21: Cuota de energía renovable en la generación eléctrica (22)

3 El estado de energía solar en Argelia

El desierto del Sahara y el norte de África en general es uno de los recursos energéticos sin explotar más grandes del mundo. La energía que golpea la superficie de este desierto tiene el potencial de alimentar al mundo entero, un solo panel solar colocado en Argelia es capaz para generar 3 veces más electricidad que el mismo panel colocado en Alemania, lo que antes era una desventaja geográfica, el sol abrasador de estas tierras aisladas podría ahora proporcionar un auge económico para estas naciones históricamente empobrecidas, un panel en una granja solar ubicada en Argelia, de 1 metro cuadrado produciría en promedio de 5 a 7 KWh de energía por día si aumentamos esto a 1 kilómetro cuadrado generará de 5 a 7 MWh de energía cada día, si lo aumentamos a 1000 kilómetros cuadrados y generan de 5 a 7 GWh por día es suficiente para satisfacer casi el 100% del requerimiento energético de Europa (2), multiplique eso por 10, generamos de 50 a 70 TWh por día suficiente para alimentar a todo el mundo (3), (4) el cálculos de toallas que dibujan una nueva y drástica visión del mundo. Los planes de utopía con energía solar incluso se han desarrollado para convertir los cálculos matemáticos en realidad, pero la realidad tiene una forma de interferir con los cálculos futuristas de manera drástica porque todos los cálculos realizados y todos los intentos fallaron.

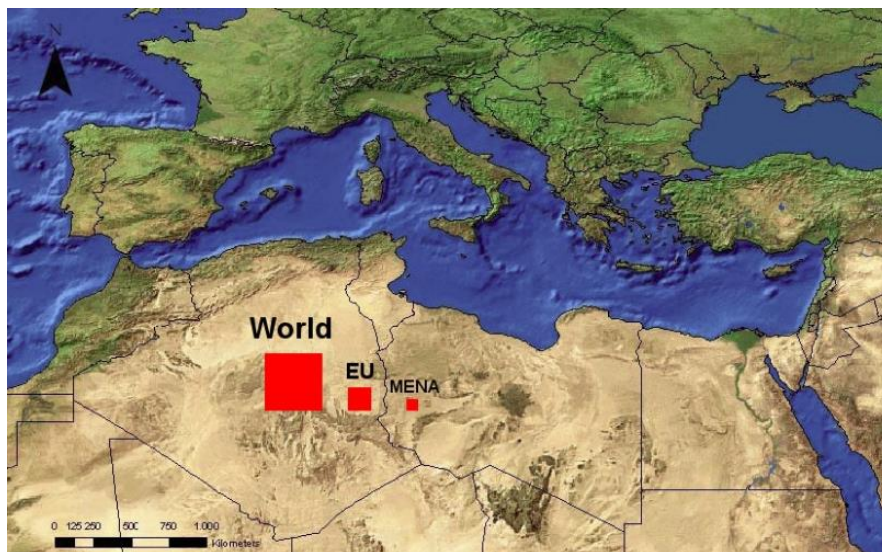


Figura 22: Carta de estimación por cuanto puede generar el desierto (26)

3.1 Análisis del mercado termosolar en Argelia:

Argelia, país más grande del Magreb y de todo el continente africano, con una superficie de 2.381.741 km². El país tiene una población de 40.375.000 personas, con una previsión de alcanzar los 45 millones para 2025. La economía de Argelia está basada en los hidrocarburos. Éstos representan el 98% de sus exportaciones, el 40 % de los ingresos públicos y alrededor del 35% del PIB. La previsión del aumento de consumo de electricidad de 75 TWh (teravatios-hora) a 150 para el año 2030, concluye en la inversión en otras fuentes de energía, principalmente en renovables. El potencial energético nacional basado en renovables está claramente dominado por la energía solar.

El clima es mediterráneo: en la franja costera y el Atlas Telliano. Veranos calurosos y secos e inviernos húmedos y con temperaturas suaves. Insolación superior a las 2.500 horas de sol anuales y pluviometría

entre 350 y 1000 mm. Semiárido / Estepario: en las Altas Planicies y en el centro del país. Precipitaciones escasas, entre 150 y 300 mm e insolación entre 3.000 y 3.500 horas de sol anuales. Desértico: en la región del Sáhara. Caracterizado por precipitaciones casi inexistentes (inferiores a 100 mm) e insolación superior a 3.500 horas de sol al año.

El potencial de Argelia, dada su situación geográfica, es el potencial solar, proveniente tanto de la energía fotovoltaica como de la energía termosolar. La duración de la insolación sobre la mayor parte del territorio nacional sobrepasa las 2.000 horas anuales, que llegan hasta las 3.900 horas en la meseta y el Sahara. La media de energía recibida sobre el m² es del orden de 5 KW hora, lo que supone unos 1.700 KW hora/m²/ año en el norte del país y de 2.650 KW hora/m²/ año en el sur.

La zona costera del norte recibe una media anual de irradiación diaria de 5.5 kWh/m², la zona central recibe 6 kWh/m² y la zona del sur 6.5 kWh/m² o más. Algunos lugares tienen un microclima particular y la media anual de la irradiación diaria llega hasta 7.5 kWh/m², es el caso de la famosa región de Tamanrasset.

Tabla 1: Tabla de duración media y energía recibida (12)

Región	Región costera	Mesetas	Sahara
Superficie	4	10	86
Duración medio de la insolación (horas/ año)	2650	3000	3500
Energía media recibida (KW hora/m ² /año)	1700	1900	2650

Además de la producción de electricidad a gran escala en grandes parques solares térmicos, existen más aplicaciones para este tipo de tecnologías que también podrían ser instaladas en Argelia para la producción de agua caliente sanitaria para uso doméstico (con los sistemas de energía solar térmica hoy en día podemos cubrir el 100% de la demanda de agua caliente durante el verano y del 50% al 80% del total a lo largo del año; un porcentaje que puede ser superior en zonas con muchas horas de sol como es el caso de Argelia que cuenta con más de 3.500 horas de sol al año), sistemas de calefacción y la refrigeración en edificios (12)

En cuanto a la utilización de energía solar térmica en la industria, encontramos los siguientes usos: el tintado y lavado de tejidos en la industria textil, procesos de obtención de pastas químicas en la industria papelera, baños líquidos de pintura para la limpieza y desengrasado de automóviles, limpieza y desinfección de botellas y de envases, tratamiento de alimentos y suelo radiante para granjas o invernaderos. Además, un uso importante es el destinado al procedimiento de secado en secaderos solares y precalentamiento de fluidos.

3.2 El proyecto Desertec:

El proyecto Desertec propone la creación de una red eléctrica que conecte diversas centrales de producción de energías renovables en la denominada región EU-MENA (siglas en inglés de las palabras Europe, Midle East, North África) es decir de las regiones de Europa, oriente próximo y norte de África con ello se pretende principalmente por un lado proporcionar electricidad a Europa a partir del Sol y del viento desde los desiertos del Sahara, Arabia y oriente medio y por otro proporcionar energía para que estos últimos países mayoritariamente áridos puedan desalinizar del mar un agua de la que tienen carencia. En lo que respecta a Europa el proyecto pretende alcanzar el objetivo de proporcionar un porcentaje del 15% de la energía necesaria.

El proyecto parte de la idea de que el sol es la fuente de energía más abundante de que se dispone en la tierra y de que esta se encuentra en mayor abundancia en los desiertos tropicales/subtropicales de los cuales el Sahara, (y su prolongación en el desierto de Arabia y oriente medio) es el mayor del mundo. Europa por su parte tiene una gran demanda de energía renovable.

Los creadores del proyecto ven en la radiación solar del Sahara unas características que no se encuentra ni siquiera en las zonas semidesérticas del sur de Europa. La principal de ellas es la disponibilidad de muchas horas de sol anuales unido, y quizá esto es lo realmente distintivo, a una intensidad de radiación solar bastante estable a lo largo de todos los meses. Según un estudio realizado por la DLR basado en datos de satélite se señala que instalando centrales solares termoeléctricas en menos del 0,3% de la superficie del Sahara se podría satisfacer tanto la demanda de energía de Europa como la demanda energética para la desalinización de agua en el norte de África y Oriente Medio.

Aunque el proyecto global plantea la instalación de varios tipos de centrales de energías renovables en Europa lo más destacable, y quizá lo que da sentido al mismo, es la instalación de centrales termosolares y eólicas en los desiertos del Sahara y de Arabia y del traslado de la energía producida a Europa.



Figura 23: Visión global del proyecto DESERTEC

Según los creadores del proyecto tanto las tecnologías que se emplearían para la captación de las energías renovables, como las que se usarían para el transporte de la electricidad de África y Oriente Medio hasta Europa están ya todas disponibles.

Por otro lado también se contempla la instalación de centrales eólicas, solares fotovoltaicas, geotérmicas, hidráulicas y de biomasa basados en las tecnologías que llevan ya años aplicándose y que están ya suficientemente contrastadas.

En el caso de la energía solar y eólica producida en el Sahara o en los desiertos de Arabia y de oriente medio se necesita de un sistema para transportarla hasta el “viejo continente”. Para ello se emplearían líneas eléctricas de alto voltaje de corriente continua, Según los desarrolladores de Desertec esta tecnología es un vector energético mucho más eficiente que el hidrógeno. También afirman que la citada tecnología ya está operativa y ha estado funcionando durante varias décadas en líneas de larga distancia. Según los promotores del proyecto construir una línea de estas características para trasladar energía de la región MENA a Europa no supondría ningún problema técnico. Se estima que las pérdidas en el transporte serían de en torno al 15% lo que a ojos de los creadores del proyecto quedaría sobradamente compensado por el mayor nivel de radiación en los desiertos

En definitiva, los creadores afirman que la tecnología para desarrollar el proyecto Desertec existe y está ya en funcionamiento en otros proyectos menores. El reto mayor lo supone sin embargo el aporte financiero que sería necesario para completar tan magna obra.

Los miembros fundadores y principales accionistas de Desertec son:

TREC (Cooperación Transmediterránea de Energías Renovables), la Fundación Desertec Industrial Initiative y 12 empresas: ABB, ALBENGOA Solar, Cevital, Deutsche Bank, E.ON, HSH Nordbank, MAN Solar Millenium, Munich Re, M + W Zander, RWE, SCHOTT Solar y SIEMENS.

Otras empresas se unieron al proyecto en 2010:

Saint Gobain, Enel, Red Electrica, el holding marroquí Nareva, 3M Deutschland, Bilfinger Berger, Commerzbank, Evonik Industries, First Solar, FLABEG, IBM Deutschland, KAEFER Isoliertechnik, Lahmeyer International, Morgan Stanley Bank AG, Nur Energie, OMV, SchoellerRenewables, los italianos y TERNA ENERGY.

Desde un punto de vista político, el Plan Solar Mediterráneo (PEM) desarrollado por la Unión por el Mediterráneo podría crear el marco necesario para el desarrollo del concepto Desertec en EU-MENA (EUrope, Oriente Medio, Norte de África). Hasta la fecha se han definido las grandes líneas de una política de cooperación energética entre los países miembros de la Unión por el Mediterráneo (UPM).

El proyecto Desertec puede ser una de las respuestas a la necesaria transformación energética global, generada por tres grandes factores:

- el agotamiento de los recursos fósiles: Desertec se consolida en una zona propicia para el desarrollo de energías alternativas al petróleo y al gas
- la lucha contra las emisiones de gases de efecto invernadero: para los países que utilizan centrales eléctricas que generan altas emisiones, por ejemplo centrales eléctricas de carbón como en Alemania, el proyecto puede promover o apoyar el despliegue a gran escala de energías renovables
- la diversificación de los socios energéticos: el objetivo es poder incrementar la independencia de los países europeo.

El proyecto Desertec se basa en el principio de que la luz solar de la superficie total de los desiertos del planeta podría generar más de 100 veces la energía utilizada en el mundo anualmente. A partir de estudios satelitales, el Centro Aeronáutico y Espacial (DLR) ha demostrado que al equipar solo el 0,3% de los 40 millones de km² de desiertos del planeta con centrales térmicas, las necesidades eléctricas del planeta, en base a 2009 (alrededor de 18.000 TWh / año) podría cubrirse.

Para ello, los socios del proyecto deben superar varias dificultades:

- encontrar sitios sin dunas y lo suficientemente cerca del mar y de los futuros nodos de la red eléctrica.
- construir una red eléctrica segura y suficientemente interconectada.
- probar y mantener instalaciones que estarán sujetas a tormentas de arena y choques térmicos significativos; asegúrese de estudiar y ajustar o compensar los impactos ambientales en términos de consumo de agua en particular.

TREC (Cooperación Transmediterránea en Energías Renovables) fue creada en 2003 por iniciativa del Club de Roma, un *think tank* que reúne a científicos, economistas, funcionarios públicos nacionales e internacionales. TREC, en cooperación con el Centro Aeroespacial Alemán (DLR), desarrolló el concepto Desertec y llevó a cabo la investigación necesaria entre 2003 y 2007. Estos estudios se centraron en particular en la seguridad energética, hídrica y climática en EU-MENA (EUrope, Middle East, África del Norte) con miras a la cooperación entre los países del “cinturón solar” y el “cinturón tecnológico”.

El memorando de entendimiento del proyecto Desertec fue firmado por doce empresas con sede en Europa, Oriente Medio y África del Norte el 13 de julio de 2009 en Munich. El resultado fue la creación de una oficina de diseño, la iniciativa industrial Desertec (Dii), que tiene como objetivo desarrollar planes operativos concretos y proyectos de financiación asociados.

Túnez, representada por STEG (Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz), y la fundación Desertec, representada por Dii, firmaron el 4 de noviembre de 2010 un memorando de entendimiento para un

estudio de prefactibilidad de un proyecto de generación de energía. 500 megavatios de electricidad verde. Estos 500 megavatios (MW) se dividen de la siguiente manera:

250 MW en energía solar concentrada;

125 MW en fotovoltaica;

125 MW en energía eólica.

En julio de 2013, la fundación Desertec se retiró del consorcio Dii, a raíz de conflictos internos, particularmente en términos de objetivos estratégicos y comunicación.

Un primer paso previsto es un "piloto" de 1 GW (posiblemente en Egipto) con el objetivo de probar la viabilidad de las tecnologías previstas. La central térmica debe poder desalar y producir agua potable y abastecer a la Franja de Gaza.

En marzo de 2010, cuatro nuevos inversores anunciaron su asociación al proyecto: los grupos Enel Green Power (italiano), Saint-Gobain Solar (francés), Red Eléctrica de España (español) y Nareva Holding (marroquí). En conjunto, el número de socios es de 17 (16 empresas y la Fundación Desertec).

Según la Fundación Desertec, el futuro mix eléctrico europeo podría, por tanto, estar compuesto por un 17% de la electricidad procedente del sol del desierto en 2050. Esta ambición, de lograrse, permitiría sustituir parcialmente el uso de energía fósil.

3.3 Capacidad del desierto de MENA:

Las condiciones demográficas, climáticas y geográficas de la región MENA le confieren importantes ventajas naturales para el desarrollo de proyectos de energía renovable a gran escala. Entre estos se encuentran los siguientes:

- Baja densidad de población (particularmente en países como Arabia Saudita, Sudán, Omán);
- Luz solar : alta irradiación normal directa (DNI)
- Tierras baratas y de bajo valor en particular en paisajes desérticos (por ejemplo, Omán, Arabia Saudita, Sudán, Marruecos).

El DNI se mide en kWh / m² y gran parte de las regiones de MENA tienen la ventaja de tener bajas densidades de población combinadas con altos niveles de DNI, típicamente muy por encima del nivel de 1800 / kWh / M²/ pa , que se considera un mínimo para grandes instalaciones a escala de energía solar concentrada (CSP) . Los bajos valores de la tierra, particularmente en las regiones desérticas de MENA, se combinan con los factores anteriores para producir ubicaciones altamente favorables para la CSP.

Por el contrario, en Europa este potencial es mucho más limitado y son principalmente los países del sur los que representan lugares ideales para la CSP. No es una coincidencia, por tanto, que países como España lideren el camino en la implantación de este tipo particular de tecnología. De hecho, la primera instalación comercial de CSP europea, el desarrollo PS10 de Abengoa Solar, se encontraba cerca de Sevilla en España. La planta de 11 MW, puesta en servicio en 2007, produce 23.400 MWh anuales.

Últimamente, sin embargo, el desarrollo de El complejo de CSP de tres plantas de Marruecos Noor-Ouarzazate (llamado NOOR) ha alcanzado más de 500 MW de capacidad instalada para suministrar energía a más de un millón de marroquíes. Es de destacar que desde el primer uso comercial de CSP en Europa hasta una nueva planta en la región MENA con 45 veces la capacidad de la primera, tomó apenas 10 años más o menos.

Por lo tanto, la CSP se considera universalmente como una tecnología altamente prometedora, tanto que la Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que hasta el 11 por ciento de la generación de electricidad mundial en 2050 podría provenir de la CSP con las previsiones de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA). una cifra similar de alrededor del 12% para ese año , aunque como se mostrará a continuación, está muy por debajo de los suministros potenciales .

Como se indicó anteriormente, en la actualidad, la ventaja competitiva de la región MENA para la producción de CSP está muy lejos de realizarse por completo. Si bien es importante reconocer que se han logrado avances significativos en la región durante los últimos 10 años, la producción real sigue siendo un pequeño porcentaje del potencial identificado.

Según el Informe de energías renovables de MENA 2019 publicado por IRENA, la capacidad total de energía solar (fotovoltaica y térmica) de los 21 países de MENA aumentó de 40.277 MW en 2010 a 580.159 MW en 2017. La electricidad generada por esta capacidad ascendió a 32.160 GWh en 2010 y 425.873 GWh en 2017, una tasa de crecimiento promedio anual del 175% .

Además, la estrategia panárabe de energía renovable acordada en 2019 establece una base sólida para la cooperación regional para impulsar el despliegue futuro de energía solar, comprometiendo a los países a aumentar la capacidad instalada de generación de energía renovable de la región de 12 GW en 2013 a 80 GW para 2030.

Un estudio del Dr. MacKay planteó la pregunta de si, "Toda la energía del mundo podría ser proporcionada por un área cuadrada de 100 km por 100 km en el Sahara". Usando los mismos coeficientes que se presentan en las Figuras a continuación, el Dr. MacKay llega a un potencial económico total para la entrega de CSP de 620.000 TWh / años masivos de 15 de los países MENA e implica un nivel de capacidad instalada de 70.000 GW. Para contextualizar esta cifra, la producción bruta de electricidad de los estados miembros de la Unión Europea en 2017 ascendió a 3.294 TWh , mientras que la cifra mundial total para 2017 fue de 25.721 TWh.. En otras palabras, la producción real de electricidad de la UE y mundial en 2017 ascendió al 0,5% y al 4,1%, respectivamente, de la entrega potencial de CSP en MENA según los cálculos del Dr. MacKay. (3) (13)

Country		Current	Expected	Notes on expected amounts
Algeria	RE share		30 GW by 2030	National programme for 22 GW of renewable energy source (RES) in 2030
	VRE	Wind: 10 megawatts (MW); solar: 410 MW	13.6 GW solar PV by 2030 (62%); 5 GW wind (23%)	
Bahrain	RE share	<1% of installed capacity (2014)	255 MW installed capacity (5%) by 2025 and 710 MW (10%) by 2035	National Renewable Energy Action plan targets
	VRE	1 MW building integrated wind; 5 MW solar PV (2018)	50 MW wind; 200 MW solar by 2025 300 MW wind; 400 MW solar by 2035	100 MW solar farm on a landfill site in the pipeline
Egypt	RE share	Hydro -4.7% and -2.3% wind of installed capacity	20% of electricity generated by 2022; 42% by 2035	Egyptian Renewable Energy National Strategy targets
	VRE	Wind: -1 125 MW installed capacity; solar: -750 MW	Generation mix - wind: 12%; solar: 2% by 2022	2 465 MW of solar PV, 2 620 MW of wind and 100 MW of concentrated solar power (CSP) under development
Iraq	RE share		2 000 MW over the next four years	
	VRE	Solar: 37 MW	Renewable energy targets: 5% of generation capacity from renewable energy by 2030	Iraq screening 755 MW solar PV power projects
Jordan	RE share	15.7% of installed capacity and 6.5% of generation	20% of generated electricity by 2025	National Energy Strategy 2025 target
	VRE	283 MW of wind and 851 MW of solar PV (out of which 360 MW of small-scale solar PV)	2 400 MW of wind and solar by 2021; 334 MW of wind and 596 MW of solar under construction	Feasibility study for contribution of CSP by 2030 and pumped hydro storage (PHS)
Lebanon*	RE share	120 MW hydro (1 660 MW total installed capacity)	12% in 2020 and 30% in 2030	
	VRE	No VRE connected to the grid	2030: 500 MW wind, 360 MW PV and 300 MW PV + storage	Provided by EDL
Libya	RE share	No renewable energy connected to the grid	22% by 2030	
	VRE	No VRE connected to the grid	850 MW wind; 3 350 MW solar; 400 MW CSP	Proposed Strategy for Renewable Energy Development in Libya
Morocco*	RE share		42% by 2020 and 52% by 2030 in terms of total capacity (wind, solar and hydro)	National energy strategy launched in 2009
	VRE			
Oman*	RE share	No renewable energy connected to the grid	Oman's Grid Master Plan has presented that 15% of renewable energy can be injected into the grid	
	VRE	No VRE connected to the grid		
State of Palestine	RE share	-21.6 % of installed capacity; -12.1% of generation; 1.3% of electricity consumption	130 MW of installed capacity by 2020 (10% of generation); 300-500 MW (25% of generation) by 2030;	Renewable Energy Strategy 2012. Currently only 40 MW installed
	VRE		65 MW solar, 44 MW wind by 2020; 400 MW solar, 50 MW wind by 2030	65 MW solar target on track, wind power development is not
Qatar	RE share	No renewable energy connected to the grid		
	VRE		500 MW of solar PV tender launched	
Saudi Arabia	RE share	No renewable energy connected to the grid (2017)	32.4 % of installed capacity	Cost optimal 2030 Energy Mix
	VRE	No VRE connected to the grid (wind: -3 MW; solar: -139 MW)	16.2 GW wind (-9%), 2.7 GW CSP (-1.5 %), 39.3 GW solar PV (-22%)	
Somalia	RE share			Power Master Plan under development (publish October 2019)
	VRE	1.5 MW solar; 750 kilowatts (kW) wind (Garowe mini-grid)		
Sudan*	RE share	Renewable energy: 23 MW; hydro: 1 877 MW (according to Master Plan 2012-2031)	195 MW in 2031 (Master Plan 2012-2031))	Generation and Transmission Master Plan 2012-2031
	VRE			
Yemen*	RE share			N/A
	VRE			

Figura 24: Planificación del sector energético en países árabes: incorporando renovables variables (3)

	W/m ²
Wind	2
Offshore wind	3
Tidal pools	3
Tidal stream	6
Solar PV panels	5 -20
Plants	0.5
Rain-water (highlands)	0.24
Hydroelectric facility	11
Solar chimney	0.1
Concentrating solar power (desert)	15

Figura 25: Power Unit Land or Water area (27)

Country	Economic potential (TWh/y)	Coastal potential (TWh/y)
Algeria	169 000	60
Libya	140 000	500
Saudi Arabia	125 000	2 000
Egypt	74 000	500
Iraq	29 000	60
Morocco	20 000	300
Oman	19 000	500
Syria	10 000	0
Tunisia	9 200	350
Jordan	6 400	0
Yemen	5 100	390
Israel	3 100	1
UAE	2 000	540
Kuwait	1 500	130
Qatar	800	320
Total	613 900	5 591
	(70 000 GW)	(640 GW)

Figura 26: El potencial económico del CSP (27)

3.4 Producción de energía solar en Argelia:

La empresa líder en la producción de energía solar en Argelia es Sonelgaz, es la empresa pública que se encarga de la producción, transporte y distribución de electricidad en Argelia. Se trata de un grupo fundado en 1947, que alberga cuarenta filiales dedicadas a actividades varias: trabajos de electrificación y montaje eléctrico, de canalización, de infraestructuras, etc. Sonelgaz es uno de los instrumentos indispensables del Estado para la aplicación de las políticas energéticas. La coordinación de la puesta en marcha de los proyectos definidos en el Programa Nacional de Desarrollo de Energías Renovables corresponde a CEEG (Compagnie de l'Engineering de l'Électricité et du Gaz, filial de Sonelgaz). En el programa participan las siguientes filiales del grupo público:

- **SPE: Société de Production d' lectricit :** encargada de los estudios de realización de la central fotovoltaica de Gharda a, de 1,1 MW.
- **Rou ba  clairage:** tiene como cometido la instalación de una fábrica de paneles fotovoltaicos de silicio multicristalino en Rouiba. Su puesta en marcha está prevista para el presente año. La capacidad productiva de la planta pretende alcanzar 200 MW por año.
- **SKTM:** ha llevado a cabo el estudio para la instalación de centrales fotovoltaicas en Djanet (3MW), Tindouf (9MW) y Tamanrasset (13MW). La supervisión en ingeniería y la provisión de los equipamientos está pendiente de resolución de un proceso licitatorio de finales de 2013. SKTM también coordinará el lanzamiento de diversas centrales fotovoltaicas en el sur y las Altas Planicies, cuya potencia prevista será de 453MW en 33 emplazamientos.
- **NEAL: New Energy Algeria:** que particip  junto a Abengoa en el primer gran proyecto de energía solar de concentración SPP1.
- **Soliwind:** empresa privada, no perteneciente al grupo, que anunció el mes de septiembre 2018 la puesta en marcha del diseño, el suministro de equipos y la instalación de una planta de nueva generación de energía solar en la superficie del techo del Aeropuerto Internacional Ahmed Ben Bella en Or n. La superficie de 15,900 m² con una potencia de 1,39 mwp (megawatt peak) y el empleo de 5.362 paneles fotovoltaicos, la convertirán en una de las instalaciones de techo solar más grandes de África. De la misma forma, la empresa argelina llevó a cabo en 2016 la instalación de un parque de energía solar fotovoltaica de 150 Kwp (kilowatt peak) de potencia en la ciudad de Constantine.

Cuentan también con las empresas que producen paneles fotovoltaicos como Aur s Solaire fabricante de paneles fotovoltaicos en la Wilaya de Batna. El 49% del capital de la empresa pertenece a Vincent Industrie, operador francés. Con una capacidad de producción de 140.000 paneles monocristalinos anuales. Ofrecen una gama de diferentes potencias: 250, 260, 270, 275, 300 y 310 Wc en monocristalino y policristalino; Aures se ha hecho cargo de la electrificación de energía fotovoltaica en la terminal del aeropuerto Ahmed Ben Bella ; Condor Electronics empresa local con parte de su capital estatal fabricante de paneles fotovoltaicos. La capacidad de producción anual de la fábrica, situada en Bordj Bou- Arr ridj, es de 50 MW, y Solalgerie uno de los pioneros en cuando a la fabricación de paneles solares fotovoltaicos se refiere, la empresa fabrica y provee todo tipo de productos relacionados con las energías renovables.

El programa del desarrollo de la energía renovable en Argelia pasa por el CDER (Centre de Recherche dans le domaine des Energies Renouvelables) que en 2011 publicó el Programa Nacional de Desarrollo de las Energías Renovables, cuyo objetivo es que, para 2030, el 40% de la electricidad consumida en Argelia provenga de fuentes renovables. Los objetivos del programa son especialmente ambiciosos para la energía solar. Así, se pretende que el 37% de la electricidad generada en 2030 sea de origen solar. El 3% restante se alcanzaría a través de la instalación de parques eólicos.

El programa de desarrollo energético consta de 67 proyectos: 27 centrales fotovoltaicas, 27 centrales de ciclo combinado, 6 centrales térmicas y 7 centrales eólicas. A pesar de que la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz) no ofrece datos sobre la inversión global de estos proyectos, las estimaciones de Sonelgaz apuntaban a una factura superior a los 20.000 millones de dólares hasta 2020 y 60.000 hasta 2030 para el desarrollo de las energías renovables en Argelia. Este programa de energías

renovables pretende producir para el mercado interno durante el período 2015-2030 22.000 MW, desglosados por sector de la siguiente manera:

- Primera fase 2015 - 2020: Esta fase incluye la construcción de una potencia de 4.010 MW de energía fotovoltaica y eólica y 515 MW de energía a partir de la biomasa, de cogeneración y la energía geotérmica.
- Segunda fase 2021 - 2030: El desarrollo de la interconexión eléctrica entre el Norte y el Sahara (Adrar), permite la instalación de grandes plantas de energía renovable en la región de In Salah, Adrar, Timimoune y Bechar y la integración en el sistema energético nacional.

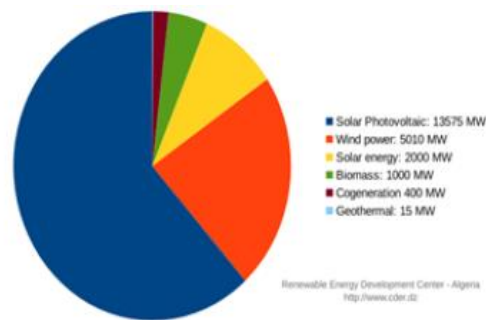


Figura 27: programa de energía renovables en Argelia (12)

El análisis del programa de la descarbonización en Argelia pasa por diferentes proyectos propuestos o integrados en planos en convenio con otros países norte africano o mediterráneo como Plan Solar Mediterráneo es un proyecto que aspira a la construcción de centrales solares de producción de electricidad en el desierto. En total se preveía una inversión pública y privada de más de 60.000 millones de dólares en los próximos diez años. Se pretende alcanzar la producción de 20 GW de potencia (5 GW se dedicarán a la venta y exportación a Europa). Esto hará rentables los otros 15 GW de potencia instalada, destinada a satisfacer la demanda energética del Magreb.

En 2018 se creó en Argelia un clúster de energía solar compuesto por doce empresas (ALPV, Amimer Énergie, Aurès solaire, Bergan Energy, Condor Electronics, Enie, ER2, Iris JC, Innova Contracting, Innova Solar, Mekenergie, Sungy) y ciertas entidades asociadas. El papel de este grupo se centra en la creación, construcción y gestión de una red de empresas y actores nacionales que operen en la creación de la cadena de valor del sector de las energías renovables.

Proyectos recientes realizados con participación extranjera. En marzo 2018, Sonatrach y la empresa pública energética Eni completaron el trabajo en la primera planta de energía fotovoltaica del yacimiento de petróleo Bir Rebaa North "BRN" (Ouargla). A comienzos de 2016, la empresa PowerChina, inauguró oficialmente la planta fotovoltaica de 233 MW en la que estaba trabajando en el suroeste de Argelia, en la provincia de Adrar.

A pesar de las grandes oportunidades que ofrece el potencial del sector energético argelino, la situación teórica dista mucho de la real. Por un lado, existe la necesidad de una fuerte inversión extranjera y para ello, debe subsanarse la inseguridad jurídica que trasmite el país.

De esta forma, la primera cuestión se ciernen sobre la existencia de la regla del 51-49% sobre el reparto del capital social, por la cual el socio argelino detenta la parte mayoritaria en cualquier asociación con una empresa extranjera. La asociación es necesaria para el acceso a las licitaciones nacionales.

Esta normativa acentúa más la inseguridad que perciben los inversores extranjeros del país que sumada a las dificultades para la retirada de divisa extranjera y por ende para la repatriación de beneficios, hacen que el atractivo aparente del sector se diluya.

Por otra parte, el acceso al mercado para las empresas extranjeras se realiza vía licitación internacional, abiertas tanto a empresas argelinas como a extranjeras. En este tipo de licitaciones, las primeras

contarían con un margen de preferencia del 25% sobre el precio objeto del proyecto, como mencionábamos anteriormente, factor que dificulta la competencia de igual a igual para las empresas no argelinas.

A pesar de todo ello, el potencial argelino latente puede suponer una gran oportunidad para empresas españolas con una alta tecnificación cuyo know-how es altamente apreciado por el sector público argelino en materia de energías renovables.

3.5 Centrales termosolares en Argelia:

Hoy en día contamos una central termosolar en Argelia que es la Central de Hassi R'mel, combinada gas+solar es una planta híbrida que tiene una potencia de 150 MW con una potencia de 30 MW que viene de lado solar y 120 MW de lado del gas natural, está ubicada en el sur de Argelia en HassiR'mel y le han dado el nombre de SPP1(Solar Power Plant One) está a 494.5 KM de la capital Argel, tiene una área de 130 hectárea se puede acceder a la planta mediante la RN1 (Ruta Nacional 1) se ha elegido lugar por la existencia de la red eléctrica a través de la ruta.



Figura 28: Ubicación de la central híbrida de HassiR'mel

La región de HassiR'mel está caracterizada para condiciones meteorológicas:

- Humedad relativa de 24 %
- Velocidad de viento desde 2.14 hasta 4.15 KM/H
- Temperaturas extremas -10° en invierno y $+50^{\circ}$ en verano
- Irradiación directa que puede alcanzar un máximo de $950\text{W}/\text{m}^2$ en verano

La central SPP1 es una central híbrida tiene una potencia de 150 MW con un importe de 20% de potencia solar que es 30 MW, esta central tiene dos partes un campo solar y un ciclo combinado.

El campo solar está constituido de captadores cilindro-parabólicos que están instalados en dos áreas, cada área tiene 28 lazos de cuatro módulos divididos en dos filas, el módulo está formado por 12 segmentos cada uno de los cuales contiene varios espejos. El componente directo de la radiación solar incidente se concentra por los espejos en un receptor ubicado en el punto focal de la parábola. Un fluido HTF (Heat Transfer Fluid) circula a través de la tubería y se

calienta hasta una temperatura que puede llegar hasta 393°C , el fluido pasa a través de intercambiadores para pasar el calor al agua que produce vapor .

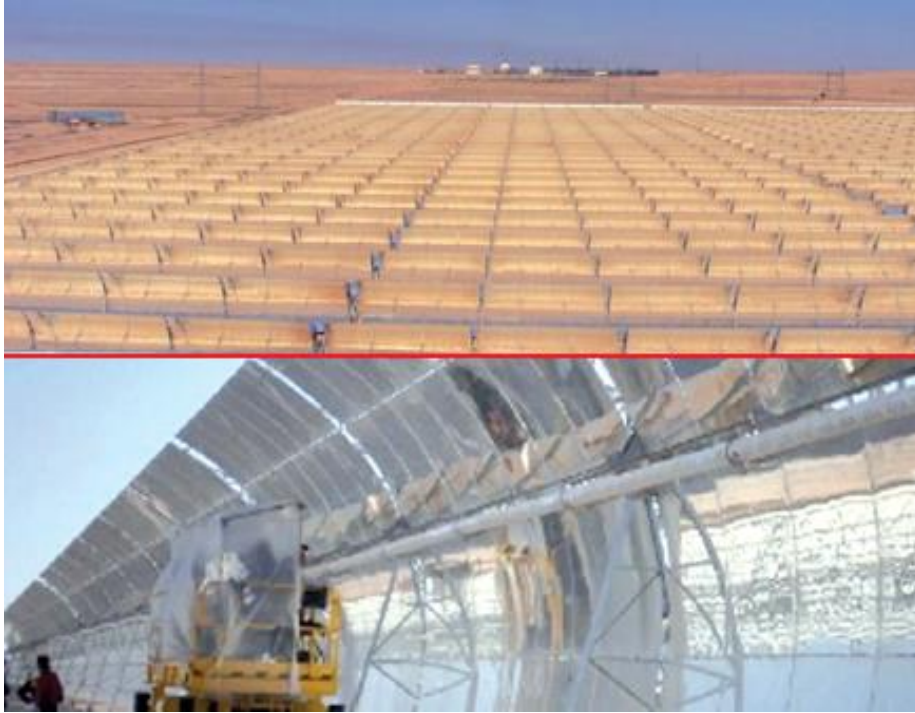


Figura29: Vista de los colectores cilindro parabólico de la central HassiR'mel (28)

El ciclo combinado está constituido de dos turbinas de gas que tienen una potencia de 45 MW , el calor de combustión tirado por estas turbinas está recuperado en dos calderas horizontal con circulación natural que alimentan una turbina de vapor con potencia de 80.02 MW .



Figura 30: Vista del Ciclo combinado de la central HassiR'mel (28)

La siguiente figura muestra un esquema del sistema empentado del funcionamiento de la central SSP1 con su campo solar y las dos turbinas de gas y la turbina de vapor con sus dos caldera de recuperación.

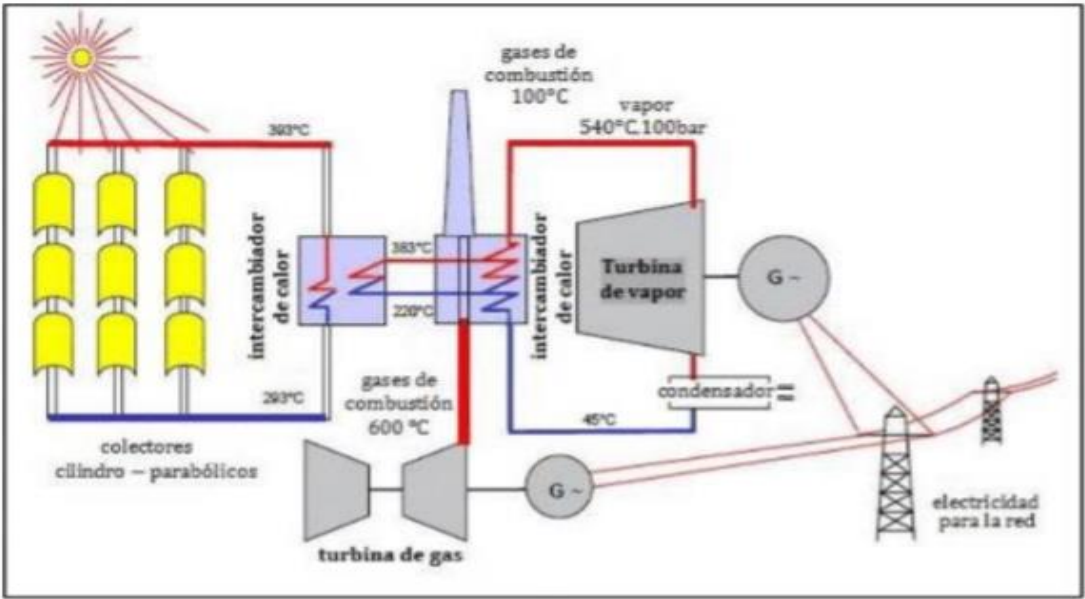


Figura 31: Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R`Mel (29)

4 Sistemas de centrales solares CSP

Durante los últimos 33 años, la tecnología de plantas de energía solar basada en cilindro parabólico ha demostrado que la ejecución de esta tecnología es una excelente alternativa para la industria energética comercial.

La instalación típica se compone de tres elementos principales: el campo solar, el sistema de almacenamiento y bloque de conversión termoelectrica como se muestra en la figura siguiente

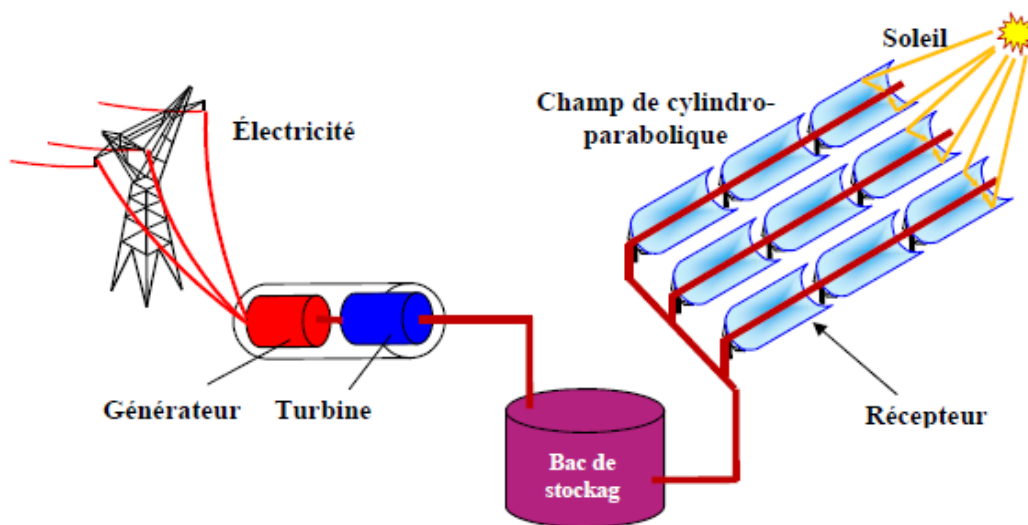


Figura 32: Esquema de la instalación de una planta de energía solar cilíndrico-parabólica (30)

Descripción del sistema parabólico consiste en una hoja de material reflectante, que se pliega en forma parabólica. Las hojas se juntan en serie para formar cilindros parabólicos. Estos módulos se apoyan en el suelo mediante simples refuerzos en el dos extremos. El receptor es un tubo de metal negro, se coloca en la línea distancia focal del concentrador, empaquetado en un tubo de vidrio para limitar la pérdida de calor a través de la convección. El eje de rotación de los espejos suele estar orientado de norte a sur. Así asegura rastreando el sol durante todo el día de este a oeste. La Figura siguiente muestra descripción del sistema parabólico (14).

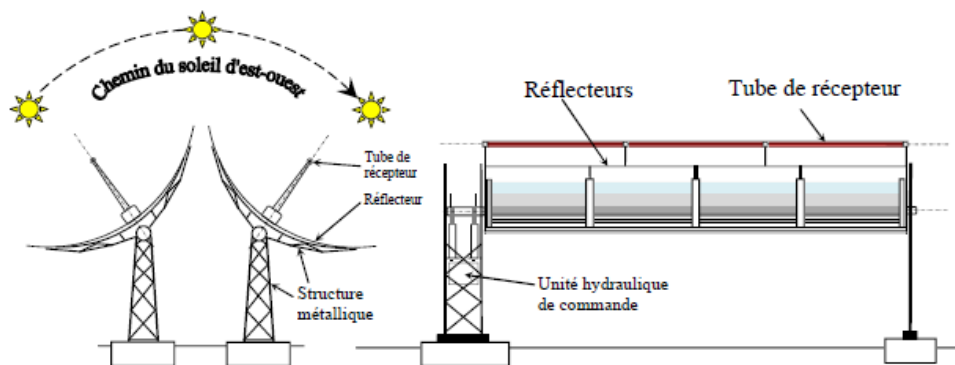


Figura 33: Descripción del sistema cilíndrico-parabólico. (14)

4.1 Principio de funcionamiento:

La tecnología del sistema cilíndrico parabólico utiliza colectores curvos alrededor de un eje en forma parabólica lineal, los espejos cilindro-parabólicos concentran la radiación solar hacia un tubo receptor ubicado en la línea focal del cilíndrico parabólico. Este calor se puede utilizar para generar vapor para la producción inmediata de electricidad.

Un fluido de transferencia de calor HTF (fluido de transferencia de calor) circula a dentro del receptor. El fluido calentado puede alcanzar los $500\text{ }^{\circ}\text{C}$, pasa a través de una serie de intercambiadores de calor para transferir su calor al agua y así producir vapor (generador de vapor solar).

El eje de rotación de los espejos suele estar orientado de norte a sur. Por lo tanto, asegura la rastreando el sol durante todo el día de este a oeste. Esta disposición permite un rendimiento diario bastante estable y conduce a una mayor producción de verano en reduciendo las pérdidas por efecto coseno (15).

La temperatura del calor concentrado alcanza los $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el caso del aceite sintético, $550\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el caso de sales fundidas o $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el caso de agua a presión. Este calor transporta por aceite térmico sintético o fluido de sal fundida para formar intercambiadores intermedio térmico para intercambiarlo con el fluido de trabajo del ciclo convencional de Rankine o utilícelo directamente para generar vapor moderado en tanques donde el agua presurizada es el fluido caloportador (16)

4.2 Las diferentes tecnologías cilíndricas parabólicas:

La tecnología PTC consta de espejos cilíndricos-parabólicos que reflejan la radiación solar a un receptor a través del cual un fluido caloportador (aceite sintético, vapor de agua ...). Este sector solo se instala en terreno llano (pendiente inferior al 3%) y está disponible en dos tecnologías principales, a saber (16):

- el sistema de enfriador de aceite parabólico

Los sistemas parabólicos refrigerados por aceite son actualmente el más común y la más probada de las tecnologías de concentración solar. Tienen un factor bajo concentración óptica (40-80). El fluido caloportador del absorbedor permite capturar el calor sin cambio de fase y almacenarlo con un solo fluido. El aceite en el absorbedor solar pasa a través de varios intercambiadores para producir el vapor para el circuito secundario, y el límite de estabilidad del fluido caloportador es del orden de $400\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Con base en este concepto, más de 20 centrales eléctricas operan de acuerdo con este principio y están llamados sistemas eléctricos generados por energía solar (SEGS), se colocan en el desierto de Mojave en California en los Estados Unidos, con una capacidad eléctrica de 354 MW instalada entre años 1981 y 1991. Y los proyectos ANDASOL 1 y 2 con una potencia eléctrica de 50 MW en Andalucía en España. Con almacenamiento térmico por dos tanques de sales fundidas la próximo. La Figura siguiente muestra el diagrama simplificado del concepto de plantas SEGS.

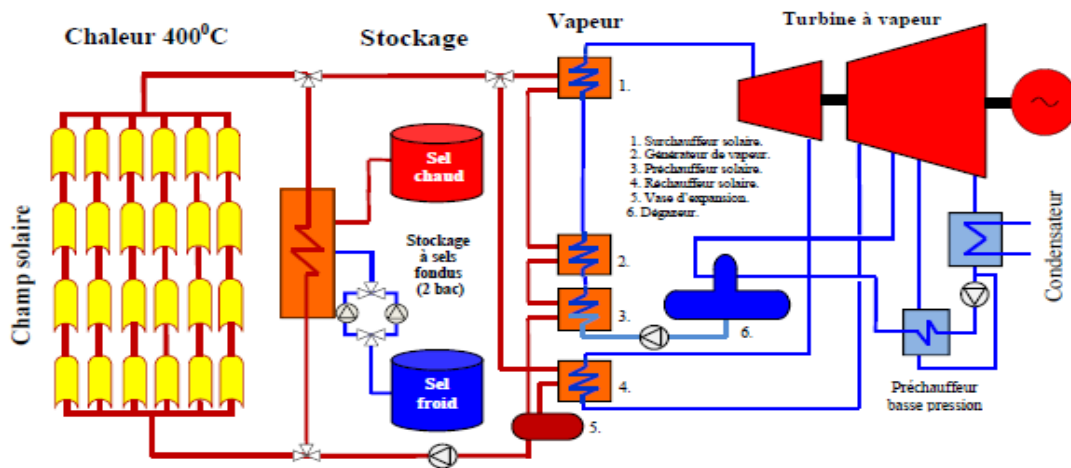


Figura 34: Una central cilindro-parabólico (16)

- Sistemas de generación directa de vapor:

Esta tecnología apareció más tarde, se llama instalaciones de generación de vapor directo (DSG), el refrigerante y el fluido de trabajo ya no es aceite sino el agua. Por lo tanto, el ciclo es una figura simplificada en gran medida

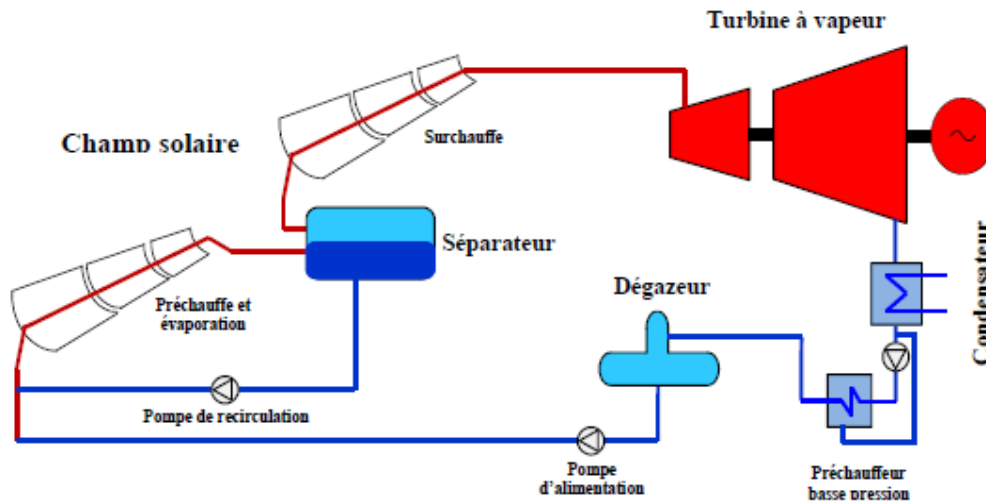


Figura 35 : Central cilindro-parabólico a generación de vapor directa (16)

Esta tecnología se considera una evolución de la categoría PTC porque la Costos de inversión, operación y mantenimiento de una central eléctrica comercial. El uso de esta tecnología se reduciría considerablemente. La temperatura en el caso del agua puede subir a 450 ° C. Y los beneficios del agua que se pueden citar en este tipo de central, es que el agua es más barata, reduciendo los riesgos ambientales, reduciendo pérdidas de calor y la potencia requerida para bombear, y empujar al límite de la temperatura.

La dificultad de este concepto es que en condiciones de temperatura y presión necesario para la expansión en una turbina de vapor (~ 100 bares y ~ 400 ° C), el caudal El agua estratificada de dos fases

en los tubos absorbedores provoca efectos de asimetría y inestabilidad y, por lo tanto, fuertes gradientes de temperatura que son difíciles de aceptar para materiales. (16)

Hay tres modos de funcionamiento de una planta de energía parabólica con generación de vapor directo (DSG):

- El modo de "ciclo abierto" en el que el vapor de agua solo pasa a través del campo solar, el modo de "recirculación" donde las secciones de precalentamiento- evaporación y sobrecalentamiento del el vapor están separados por un tanque de expansión, y el modo de "inyección" donde el fluido puede ser inyectado o tomado del campo entre cada colector para asegurar un funcionamiento estable sistema . (16)

Se ha comprobado que el modo "recirculación" es la mejor opción porque es muy fácilmente controlable y estable. Estos diferentes modos de funcionamiento son mostrados esquemáticamente en la siguiente figura:

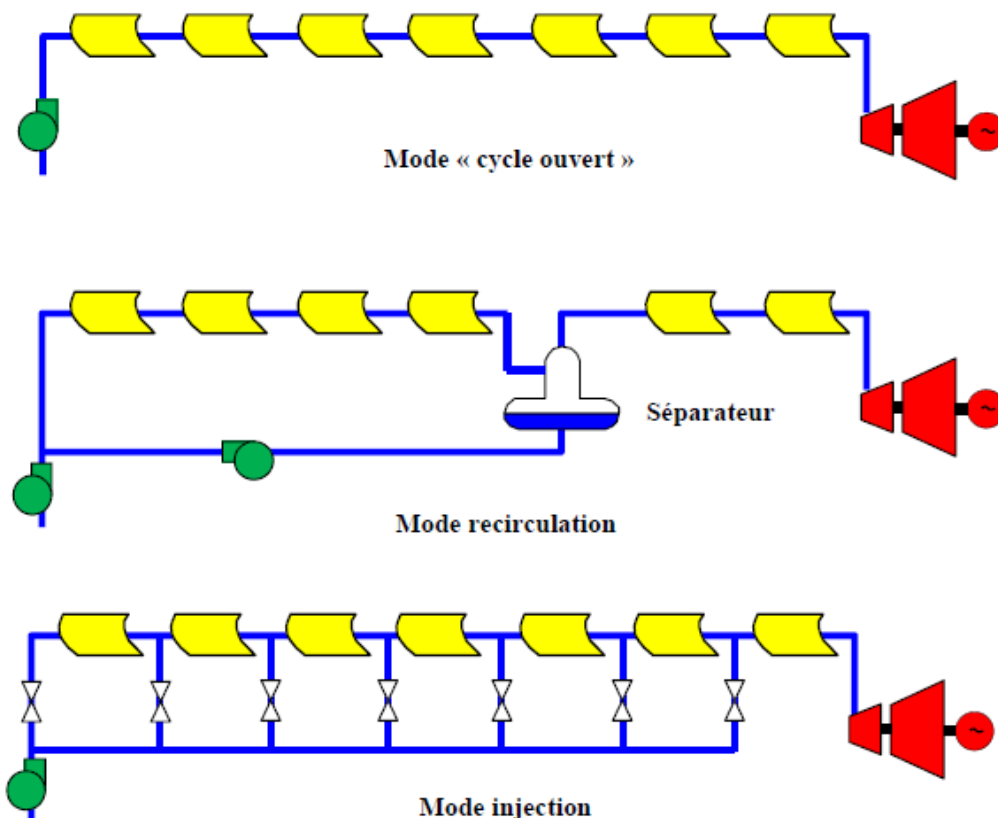


Figure 36: Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R`Mel (16) Figura 36: los tres métodos de funcionamiento de una central a generación directa (16)

5 La simulación del caso práctico

En la parte anterior del trabajo se ha explicado la situación energética en el mundo y en Argelia específicamente. Con el peligro que corre nuestro planeta y la vida humana hemos enseñado las soluciones más viables para mejorar y encontrar una salida a esos problemas climáticos que amenazan la tierra, para ello se ha tenido en cuenta el programa del PNIEC y los objetivos que hay que alcanzar antes del 2050.

El objetivo del trabajo es mejorar la descarbonización a través de la reducción de combustibles convencionales. Argelia, como país que va a liderar la transición, puede mejorar también sus emisiones actuales. En este trabajo se ha elegido analizar el impacto de introducir la tecnología CSP dentro una central de ciclo combinado, la cual trabaja a gran potencia quemando gas natural. El trabajo analiza bajar la carga de las turbinas de gas existente y compensar esa reducción de energía usando una planta termosolar anexa.

En este trabajo se ha analizado el tamaño de campo solar a ser instalado en la planta de HassiR'mel. Para ello haremos una parametrización de las áreas de captación, a través de la definición de distintos múltiplos solares, y de las horas de almacenamiento.

Esta optimización del diseño de un campo solar se hace con la herramienta SAM (System advisory model-NREL). En el proceso, una vez determinado el múltiplo solar con el almacenamiento adecuado a nuestra ubicación, se hace un estudio de cada componente de nuestra central donde simularemos la operación del sistema operando con turbina a carga parcial y con el nuevo campo solar. Esto nos permitirá deducir el impacto total de la tecnología CSP en una central híbrida.

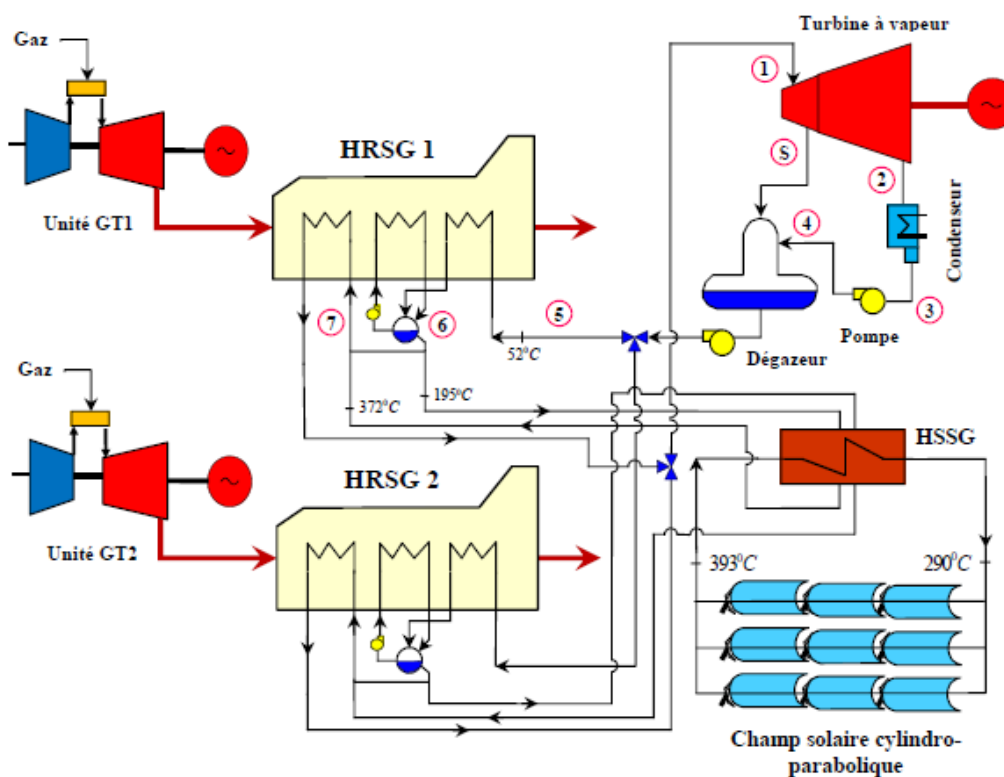


Figure 37: Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R'Mel (16)

La figura 37 nos enseña el esquema de nuestra sistema de central híbrida de HassiR'mel en lo cual podemos notar cuatro componentes importantes las turbinas de gas con las dos calderas de recuperación tenemos también nuestro campo solar y la turbina de vapor.

5.1 Metodología:

Para la realización de nuestro estudio se ha simulado el caso base este caso explicando cómo funciona nuestro sistema donde hemos puesto estas hipótesis:

- Las turbinas de gas tienen una potencia de 22,5 MW cada una lo que hace generar 45MW a las dos.
- El periodo de funcionamiento de las turbinas de gas y de vapor es de 24 horas.
- La energía producida por la central sin campo solar será de 125 MW.
- La producción de energía de las dos turbinas más la turbina de vapor será de 125 MWh .
- El caudal de gases de escape para cada turbina será de 80 kg/s .
- Tasa de carbón vale 70 \$ la tonelada
- El precio de gas es de 0,80 euro /kg
- La temperatura de gas de escape es de 500° C
- Temperatura del ambiente es de 20,15C°
- La presión a la entrada del compresor es de 0.928 Bar
- La relación de compresión es de 14:1
- El poder calorífico del gas es de 45.000 [kJ/kg]
- La presión de entrada a la turbina de vapor es de 100 Bar
- La presión de condensación es de 0,1 Bar

5.2 Simulación de la parte de las turbinas de gas :

La parte de las turbinas de gas está formada de tres partes importantes: el compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas.

Hemos elegido la turbina SIEMENS SGT-600 con la potencia nominal de 23 MW con gas natural como combustible la tabla siguiente enseña los datos de base elegidos:

Tabla 2: Propiedades de la parte de turbinas de gas

Datos	Valores
Potencia de las turbinas (W_{planta})	45.000 [kW]
Presión (P)	0,928 [Bar]
Temperatura (T)	20,15 [C°]
Relación de compresión (T_{au})	14:1
Gama (γ)	0,285714285
Rendimiento de compresor (R_{endc})	0,89
Rendimiento de cámara de combustión (R_{endcc})	0,98
Rendimiento de la turbina de gas	0,98

Rendimiento del eje (R_{endeje})	0,97
Rendimiento mecánico (R_{endmec})	0,98
Temperatura de gases de escape	500 [C°]
Masa de gases de escape	160 [kg/s]
Poder calorífico (H_p)	45000 [kJ/kg]
CPgas	1,15 [kJ/kg*K]
CPaire	1 [kJ/kg*K]

En esta tabla tenemos los datos característicos de la parte de las turbinas de gas tales como la potencia nominal la presión la temperatura y la relación de compresión, los rendimientos de diferentes componentes, tenemos también la masa y la temperatura de gases de escape; vamos calculando con el programa de EES los puntos de cada componente :

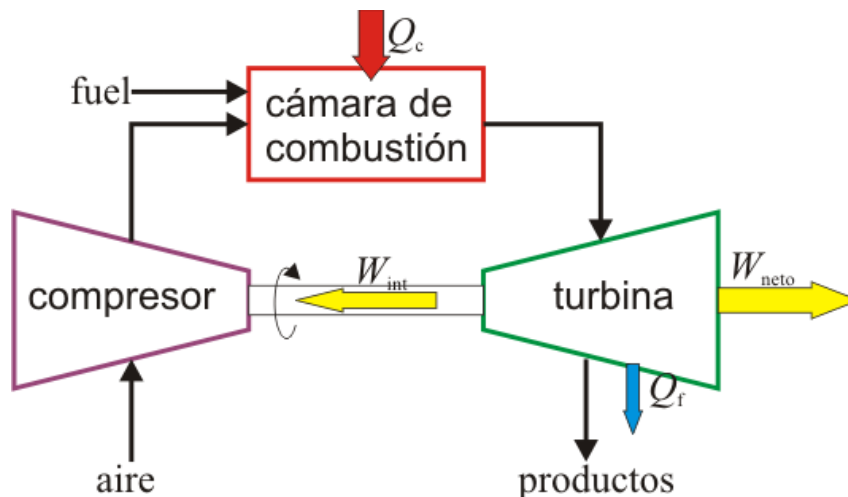


Figure 38 : Esquema de los componentes de una turbina de gas

- **El Compresor :**

Tenemos que calcular los datos a la salida del compresor aplicando el esquema del ciclo de Rankine con los puntos isotrópicos

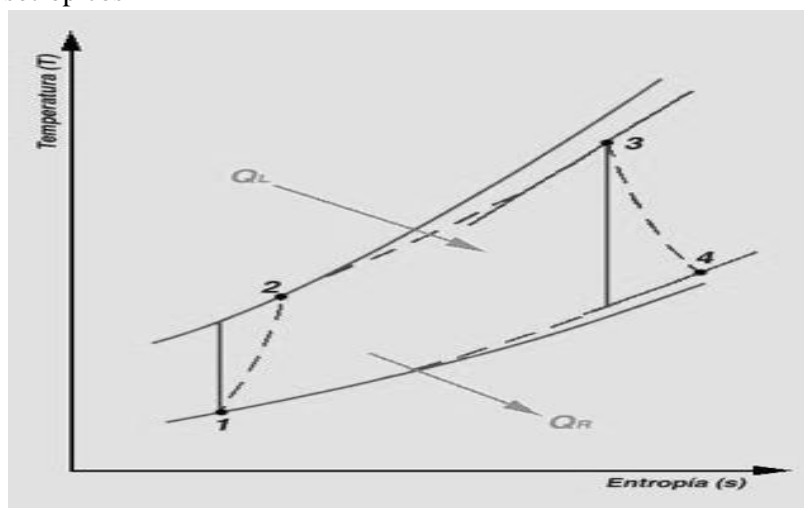


Figure 39 : esquema de Rankine

Teniendo en cuenta las hipótesis puestas calculamos el punto dos de la salida de compresor :

$$P_2 = P_1 \times T_{au}$$

$$T_{2s} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \times T_1$$

$$T_2 = T_1 + \left(\frac{T_{2s} - T_1}{Rend_c}\right)$$

- **Cámara de combustion:**

Balance de energía de cámara de combustión:

$$M_{aire} \times C_{pa} \times T_2 + M_{fuel} \times H_p \times Rend_{cc} = (M_{aire} + M_{fuel}) \times C_{pg} \times T_3$$

- Compresor –Turbina :

$$W_{planta} = ((M_{aire} + M_{fuel}) \times C_{pg} \times (T_3 - T_4) - M_{aire} \times (T_2 - T_1)) \times Rend_{eje}$$

- Balance de masa :

$$M_{aire} + M_{fuel} = M_{gases}$$

- Rendimiento térmico :

$$Rend_{ter} = \frac{\left(\frac{W_{planta}}{R_{mec}}\right)}{M_{fuel} \times H_p \times Rend_{cc}}$$

- Rendimiento global :

$$Rend_{globalg} = \left(\frac{W_{planta}}{M_{fuel} \times H_p}\right)$$

Realizando este proceso en el programa EES los resultados obtenidos están mostrados en la tabla siguiente :

Tabla 3: Resultados de la parte de las turbinas de gas

T_{2s}	42,83 [C]
T₂	45,63[C]
T₃	773,9 [C]
P₂	12,99 [Bar]
M_{fuel}	3,066 [kg/s]
M_{aire}	156,9[kg/s]
Rendmec	0,98
Rendglobalg	0,3261

5.3 Simulación de la parte de caldera de recuperación y de la turbina de vapor :

La parte de vapor está constituida de dos calderas de recuperación horizontales y una turbina de vapor. La turbina de vapor está constituida de diferentes partes, las más importantes que vamos a tocar son el condensador, la bomba y la turbina de vapor

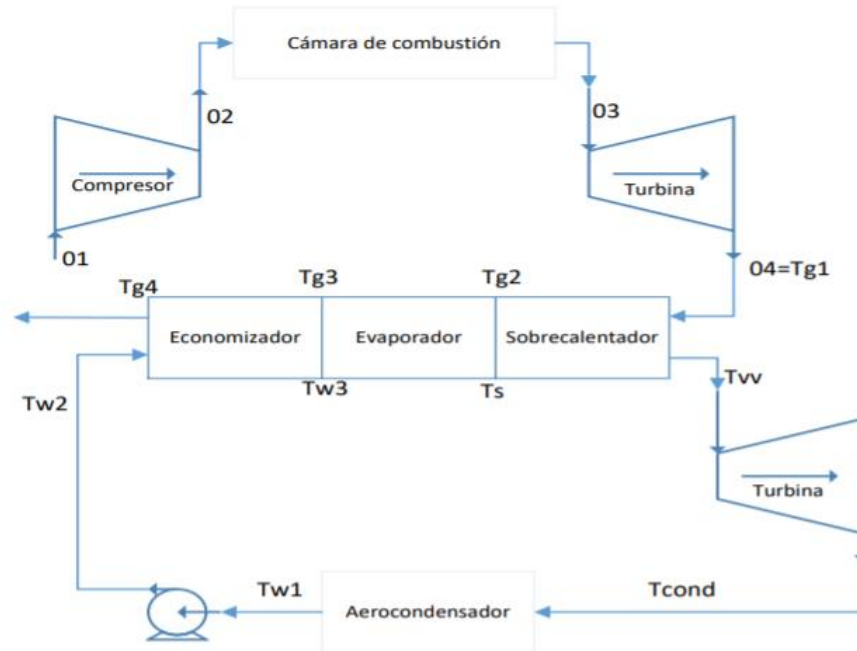


Figure 40 : Esquema de la composición de la planta híbrida

Los datos elegidos están en la tabla siguiente :

Tabla 4: Datos de la parte de turbina de vapor

Potencia de la turbina (W_e)	80.000 [KW]
Presión a la entrada (P)	100 [Bar]
Temperatura de entrada a la turbina (T)	450[Bar]
Presión de condensación (P_c)	0,1 [Bar]
Punto pinch	15 [C]
Alpha	5 [C]
R_{endtv}	0,92
R_{endb}	0,8
R_{endmec}	0,98
Sigma	0,95
C_{pgr}	1,070 [kJ/kg*K]

- Parte de turbina de vapor :

En este parte tenemos que calcular las entalpías y entropías de cada punto usando el programa de EES necesitaremos unas ecuaciones para poder a solucionar cada punto :

- **Turbina de vapor :**

$$R_{endtv} = \left(\frac{H_6 - H_7}{H_6 - H_{7is}} \right)$$

Simulamos esta ecuaciones con los resultados de EES de entalpías y entropías de cada punto

- Calcular la masa de vapor :

Se calcula la masa de vapor con esa ecuación :

$$W_e = M_v \times (H_6 - H_7)$$

- **Condensador :**

En el punto del condensador calculamos la entalpia del punto 8 con el programa EES ,

- **Bomba :**

$$W_b = M_v \times \left(\frac{P_9 - P_8}{R_{endb}} \right)$$

$$W_b = M_v \times (H_9 - H_8)$$

- **Caldera de recuperación :**

Tenderemos en cuenta unos datos que hemos supuesto :

$$T_{g1} = T_4$$

$$T_{g3} = T_{spinch}$$

$$T_{w2} = T_{salpha}$$

Calculando las entropías y entalpías de los puntos con el EES solucionaremos esas ecuaciones

$$M_v \times (H_6 - H_{w2}) = M_g \times C_{pgr} \times (T_{g1} - T_{g3}) \times \sigma$$

$$M_v \times (H_{w2} - H_{w1}) = M_g \times C_{pgr} \times (T_{g3} - T_{g4})$$

$$R_{endhrs} = M_v \times (H_{v2} - H_{w1}) / (M_g \times C_{pgr} \times (T_{g1} - T_{g4}))$$

- **Rendimiento térmico**

$$R_{endterv} = \frac{(H_6 - H_7) - (H_9 - H_8)}{H_{v2} - H_{w1}}$$

- **Rendimiento global :**

$$R_{endglobalev} = R_{endmec} \times \left(\frac{(H_6 - H_7) - (H_9 - H_8)}{H_{v2} - H_{w1}} \right)$$

- **Potencia del ciclo de vapor :**

$$W_{ciclov} = R_{endmec} \times M_v \times ((H_6 - H_7) - (H_9 - H_8))$$

- **Rendimiento del ciclo de vapor**

$$R_{endciclov} = R_{endhrsg} \times R_{endglobalv}$$

- **Rendimiento y potencia del ciclo combinado :**

$$W_{cc} = W_{planta} + W_e$$

$$R_{endc-c} = R_{endglobalg} + (1 - R_{endglobalg}) \times R_{endglobalv}$$

Realizando este proceso en el programa de EES tendremos los siguientes resultados de la tabla

Tabla5: Resultados de las partes de vapor

Rendimeinto de turbina de vapor (R_{endtv})	0,92
Masa de vapor (M_v)	71,93 [kg/s]
Trabajo de la bomba (W_b)	898,3 [kJ/kg]
Rendimiento de la caldera de recuperación ($R_{endhrsg}$)	0,96
Rendimiento térmico del ciclo vapor ($R_{endtermicov}$)	0,36
Rendimiento global de vapor ($R_{endglobalv}$)	0,35
Potencia del ciclo vapor(W_{ciclov})	77.520 [kW]
Rendimiento del ciclo vapor (R_{endv})	0,34
Rendimiento del ciclo combinado (R_{endc-c})	0,55
Potencia del ciclo combinado (W_{c-c})	122.520 [kW]

5,4 Simulación y dimensionamiento del campo solar:

Para la simulación de nuestro campo solar vamos a usar el programa SAM que permite modelar una amplia gama de tecnologías de energía solar para la generación de electricidad, incluidos los sistemas de energía fotovoltaica, solar térmica cilindro parabólicas, tecnología de torre, y el plato de sistemas Stirling,

SAM también incluye un sencillo modelo de sistema de energía térmica para las comparaciones entre los sistemas de energía solar y la basada en combustibles fósiles de las centrales térmicas, SAM utiliza un modelo de rendimiento por hora para estimar la producción anual de un sistema de energía total, y un coste y el modelo financiero para calcular un flujo de caja del proyecto, Tenemos que diseñar nuestro campo punto a punto para llegar al resultado deseado de bajar la carga de nuestras turbinas de gas,

- **Diseño del sistema :**

En esta parte vamos diseñando nuestro sistema de campo solar, Para ello vamos eligiendo nuestro múltiplo solar y las horas de almacenamiento que corresponden a nuestra ubicación, se parametriza el múltiplo solar y las horas de almacenamiento como variables de entrada y el factor de capacidad y el coste anual como valor de salida, Se adjuntan los resultados en la tabla y las figuras siguientes:

Tabla 6 : Tabla de la simulación para fijar el múltiplo solar y las horas de almacenamiento

tshours (hours)	solar_mult ()	lcoe_nom (cents/kWh)	capacity_factor (%)
6	2	15,7653	37,9998
8	2	16,8783	37,9203
10	2	17,9965	37,8399
13	2	19,6833	37,718
15	2	20,8145	37,6355

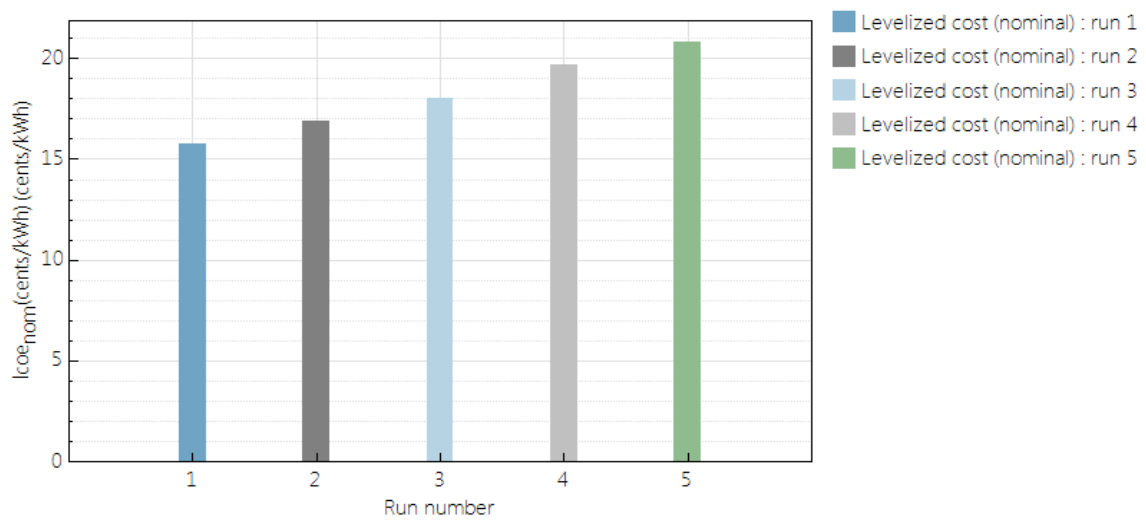


Figure 41 : Simulación del múltiplo solar y horas de almacenamiento por el coste anual

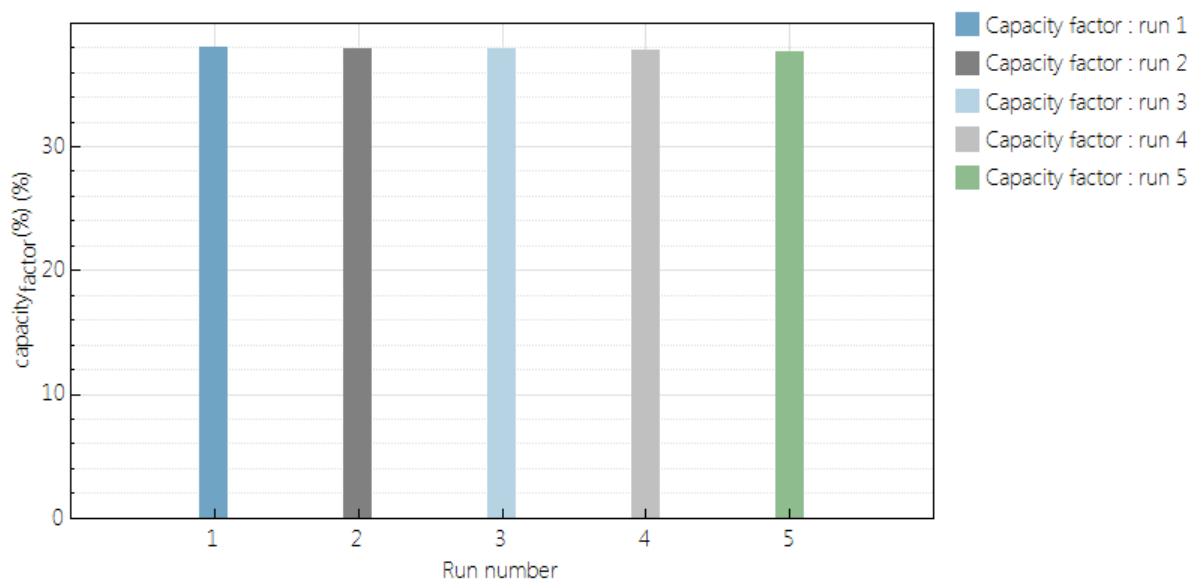


Figure 42 : Simulación del múltiplo solar y horas de almacenamiento por el factor de capacidad

Tras la parametrización se elige el múltiplo solar en 2 y las horas de almacenamiento en 6 horas, por ser los valores que ofrecen el mayor factor de capacidad al menor coste, Con dicho valores, junto con el resto de parámetro de diseño del campo solar (hemos elegido el Therminol VP-1 como el fluido de transfer de calor, hemos elegido el colector EuroTrough ET150 uno de lo más usado en el norte de África, por la parte del receptor hemos elegido el Schott PTR70 ; en el Thermal storage hemos fijado la altura del estanque al 14m) se ha realizado el modelo de producción anual, Se adjuntan los datos de diseños en la siguiente tabla:

Tabla 7 : Datos de diseño del campo

System designe	Solar Field	
	Designe point	950 W/m ²
	Solar multiple	2
	Inlet HTF Temperature	293C°
	Outlet HTF Temperature	391 C°
	Power Cycle	
	Turbine gross output	125 MWe
	Cycle termal efficiency	0,356
	Cycle termal power	351 MWt
	Thermal Energy Storage	
Hours of storage	6 h	
Solar field	Heat Transfer Fluid	
	Field HTF fluid	Therminol VP-1
	HTF min operating	12 C°

	HTF max operating	400C°
	Land Area	
	Solar field area	666 acres
	Total land area	930 acres
Collectors (SCAs)	Collector Geometry	
	Numero of modules	12
	Reflective aperure area	817,5 m ²
	Length of collector assembly	150 m
Receivers (HCEs)	Receiver Geometry	
	Absorber tube inner diameter	0,066 m
	Glass envelope inner diameter	0,115
	Internal surface roughnes	4,5 * 10 ⁻⁵

En la parte de control de producción del sistema, hemos elegido una estrategia de operación de la turbina para los meses de verano donde tenemos muchas horas de sol con incidencia muy alta. Hemos puesto 17 horas de trabajo de la turbina con un porcentaje de 105% gracias al sistema de almacenamiento.

Para los meses de invierno, donde no tenemos muchas horas de sol, pero seguimos teniendo el sistema de almacenamiento, hemos elegido 13 horas de trabajo a 105% tal como se enseña en la figura siguiente:

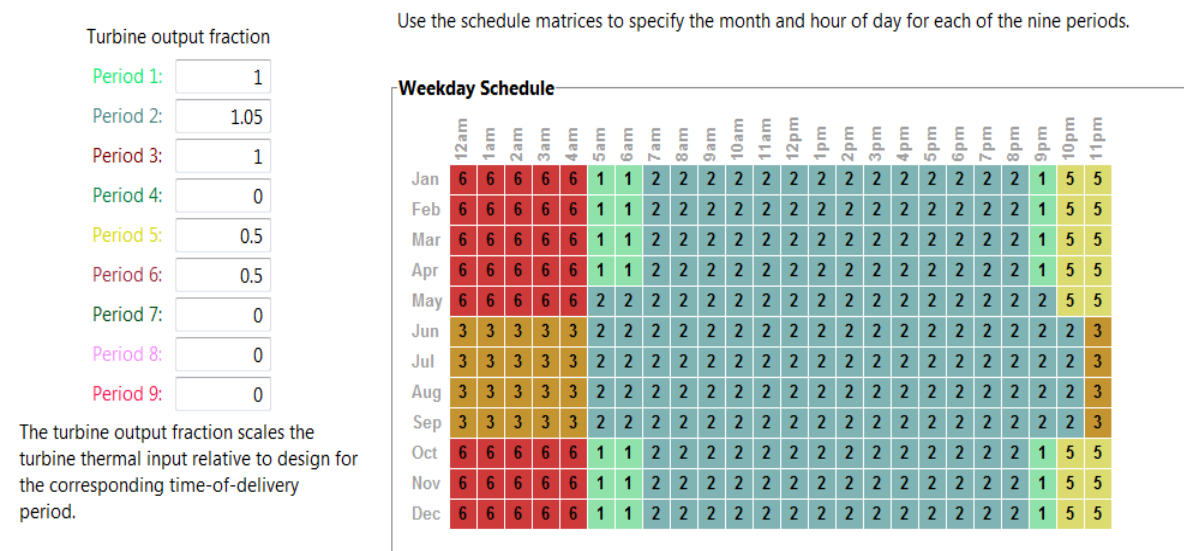


Figura 43: Las horas de trabajo de la turbina

Una vez ya hemos fijado todos esos datos en el programa de SAM hacemos la simulación anual y obtenemos esos resultados que están mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 8 : Valores de las principales variables de los resultados de la simulación

Metric	Value
Annual Net Electrical Energy Production	359.766.528 kWh-e
Annual Freeze Protection	7.591.445 kWh-e
Annual TES Freeze Protection	1.562.632 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	6.028.813 kWh-e
Capacity factor	36,5%
Power cycle gross electrical output	414.552.960 kWh-e
First year kWh/kW	3.198 -
Gross-to-net conversion	86,8 %
Annual Water Usage	84.126 m ³
PPA price (year 1)	12,28 ¢/kWh
PPA price escalation	1,00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	17,40 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	13,82 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	16,17 ¢/kWh
Levelized COE (real)	12,84 ¢/kWh
Net present value	\$43,316,608
Internal rate of return (IRR)	11,00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12,75 %
Net capital cost	\$687.998.016
Equity	\$319.455.200
Size of debt	\$368.542.816

5,5 Análisis y comparación del caso sin campo y con campo:

De la simulación realizada se obtiene cuanto produce nuestro campo solar simulado al año y lo comparamos con la producción anual de nuestra turbina de gas al año:

Tabla 9: Resultados de cuanto producen los dos procesos al año

Tipos	Energía producida / año [kW]
turbina de gas	1.050.000.000
campo solar 2/6	268.645.571
campo solar simulado + existente	373.645.571

Notamos que la turbina produce mucho más que nuestro campo solar, lo que es normal, Hemos añadido la producción de nuestro campo solar a la central,

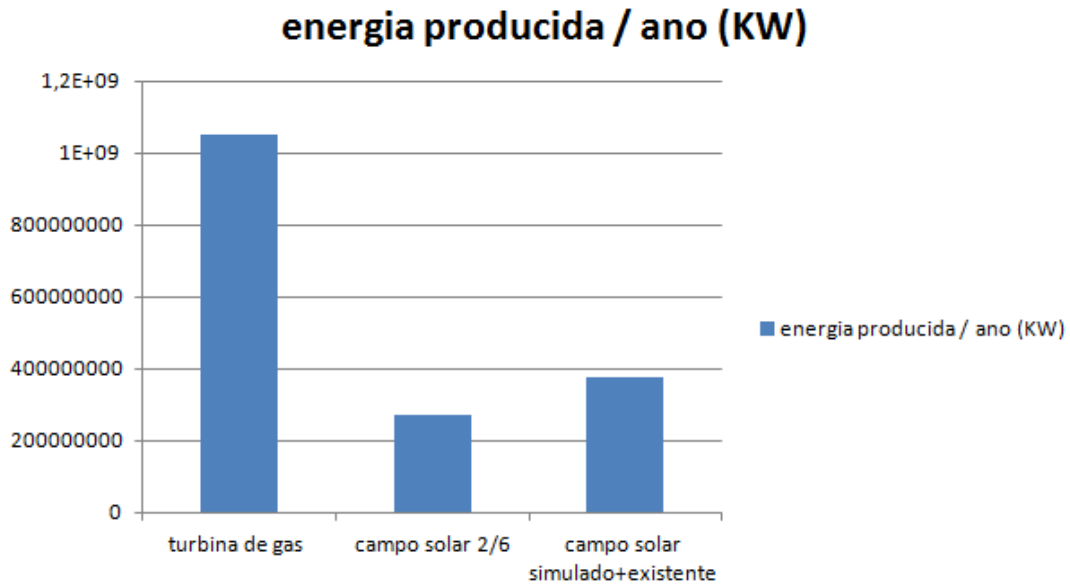


Figure 44: Gráfica de cuál es la producción de la turbina de gas y del campo solar al año

El objetivo de nuestro cálculo y simulación es bajar la carga de la turbina de gas ayudándose del campo solar para alcanzar una misma producción con menor consumo de gas y menos emisiones de CO₂, En la siguiente tabla hemos calculado cuanto produce nuestra turbina sola al mes durante todo el año y hemos hecho lo mismo con nuestro campo solar, De allí hemos calculado cuanto podemos bajar la carga de la turbina con el campo solar:

Tabla 10 : tabla de los cálculos hechos por la bajada de carga de la turbina de gas

Los meses	Producción de TG [kW]	Producción de campo solar [kW]	Bajada de carga [kW]
enero	96720000	18341565	78378435
febrero	87360000	21968928	65391072
marzo	96720000	32194541	64525459
abril	93600000	36717140	56882860
mayo	96720000	39027406	57692594
junio	93600000	51155104	42444896
julio	96720000	46168070	50551930
agosto	96720000	45383723	51336277
septiembre	93600000	32857220	60742780
octubre	96720000	23491708	73228292
noviembre	93600000	15927039	77672961
diciembre	49920000	14913127	35006873

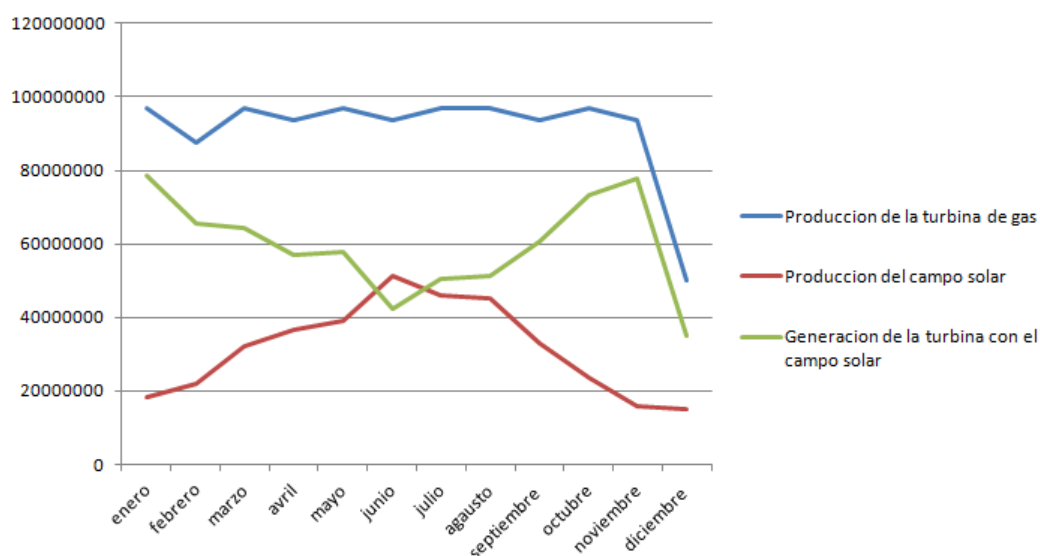


Figure 45: Grafica de la bajada de carga de las turbinas de gas

Notamos en la gráfica la línea azul que es la producción de la turbina de gas que es bastante alta , tenemos la línea roja que es la producción de energía del campo solar y por fin tenemos la línea verde que represente la bajada de carga de la turbina de gas lo que tiene que producir la turbina con la ayuda del campo solar ,

5,5,1 Cálculo del ahorro de gas con el campo solar :

Ahora que ya tenemos la bajada de carga de la turbina con el campo solar vamos calculando cuanto es el consumo de combustible de la turbina de gas sin el campo solar y con la bajada de carga, Es decir, con el campo solar, hemos calculado anteriormente cuanto consume nuestra central de gas natural y usando este dato vamos calculando mes a mes cuantas horas trabaja nuestro ciclo, De ahí obtenemos cuanto consume para determinar el ahorro de combustible que tendremos con la bajada de carga:

Tabla 11 : tabla del cálculo del consumo de gas de la turbina de gas

Los meses	El consumo de turbina de Gas [kg]	Horas de trabajo	Consumo de gas con Bajada de carga [kg]
enero	8.211.974,4	602,1882231	6.646.712,731
febrero	7.417.267,2	505,3570923	5.577.929,442
marzo	8.211.974,4	497,5483923	5.491.740,135
abril	7.947.072	432,5654769	4.774.484,708
mayo	8.211.974,4	439,7220231	4.853.475,802
junio	7.947.072	326,544692	3.604.269,7
julio	8.211.974,4	387,386638	4.275.818,76
agosto	8.211.974,4	395,484431	4.365.198,95
septiembre	7.947.072	477,484346	5.270.281,22

octubre	8.211.974,4	561,940292	6.202.472,17
noviembre	7.947.072	597,5803	6.595.852,32
diciembre	4.238.438,4	270,529854	2.986.000,31

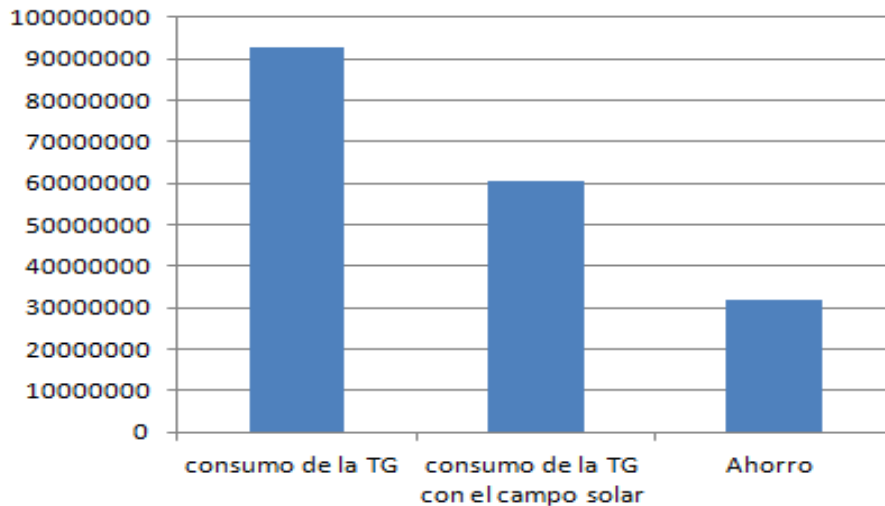


Figura 46: Gráfica del consumo sin campo y con campo (kg)

De esta tabla y grafica notamos una bajada de consumo del combustible usando el campo solar, Deducimos el consumo de gas durante un año del ciclo sin campo solar y con el campo solar tal como se muestra en la tabla y en la figura siguiente:

Tabla 12: Tabla del caculo de ahorro del consumo del combustible

Tipo de consumo	El consumo en kg/año	El ahorro (€)
Turbina de gas	92.715.840	32.071.603,75
Turbina de gas con el campo solar	60.644.236,25	

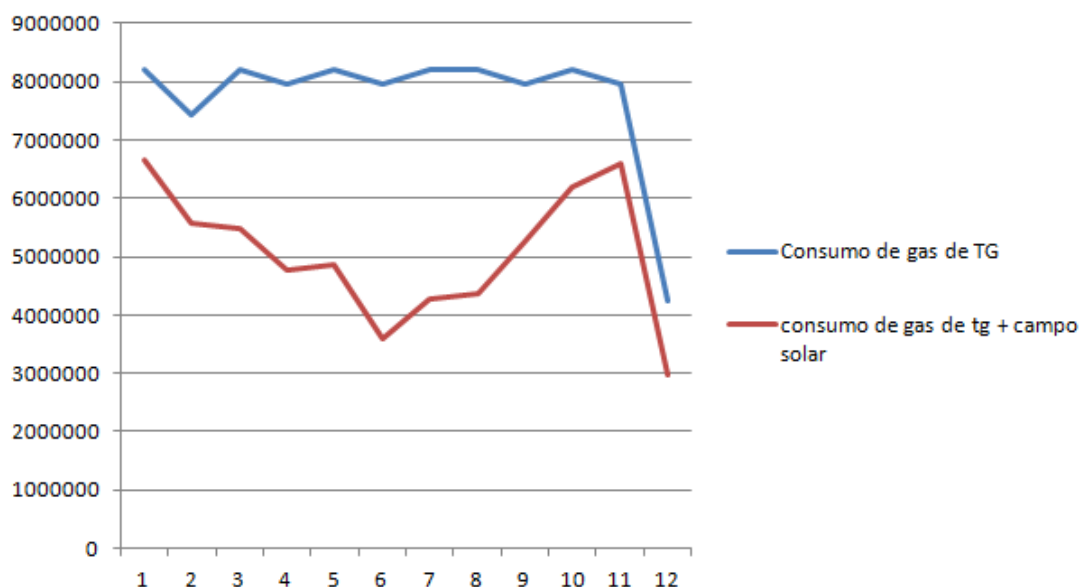


Figura 47 : Gráfica del cálculo de ahorro del consumo del combustible (kg/mes)

Tras calcular el ahorro del consumo de combustible de nuestra turbina durante un año, hemos calculado cuanto consume nuestra turbina de gas en kilogramos por segundo, También hemos calculado cuanto consume sin campo solar, Hemos calculado cuanto consumirá con la bajada de carga teniendo en cuenta cuantas horas tendrá que trabajar con la misma potencia citada arriba y obtenemos un ahorro de 32071,603 toneladas el año,

5,5,2 Cálculo del ahorro de las emisiones de CO₂:

Tras calcular cuánto combustible ahorramos, el segundo punto y ventaja de nuestra instalación de un campo solar es el cálculo de cuanto ahorramos de emisiones de CO₂. Para calcular el ahorro de CO₂ se va a tener en cuenta las relaciones estequiometrias simplificadas de cada especie química, teniendo como hipótesis una combustión perfecta, es decir, que hay suficiente oxígeno para la combustión y no se producen quemados,

La cantidad total de CO₂ será la suma de las cantidades de CO₂ producida por cada especie química, hay que ajustar cada relación estequiometria y después calcularemos la masa de CO₂ de cada relación ,

En primer lugar el CO₂ dependerá de la composición del gas natural tiene El metano (CH₄) que es el principal componente del gas natural, aunque contiene también otros hidrocarburos ligeros como el etano (C₂H₆), el propano (C₃H₈), el butano (C₄H₁₀) o el pentano (C₅H₁₂) en mucha menor proporción, Habitualmente, su composición depende también de su lugar de extracción en nuestro caso Argelia que su composición es:

Tabla 13: Tabla de composición del gas natural de Argelia (17)

Composición		Porcentajes
Metano	CH ₄	91,2%
Etano	C ₂ H ₆	7,4%
Propano	C ₃ H ₈	0,8%
Butano	C ₄ H ₁₀	0,1%
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,5%

Sabiendo ya los porcentajes de cada parte podemos calcular el gasto másico de cada especie a partir del gasto másico del combustible que hemos calculado anteriormente con la siguiente fórmula:

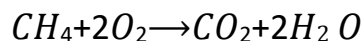
$$\dot{m}_{\text{especie química}} = \dot{m}_{\text{comb}} \times \text{Porcentaje de la especie química}$$

Se pueden ver los resultados en la tabla siguiente:

Tabla 14: Gasto másico de cada componente

ESPECIE QUIMICA	Gasto másico sin campo solar	gasto másico con campo solar
Metano (CH ₄)	2,7961	1,8285
Etano (C ₂ H ₆)	0,2224	0,1483
Propano (C ₃ H ₈)	0,02452	0,01604
Butano (C ₄ H ₁₀)	0,003066	0,002005
Pentano (C ₅ H ₁₂)	0,01533	0,01002

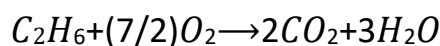
La reacción de combustión del Metano:



El cálculo del gasto másico del CO₂ en la reacción:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{CO_2} \left(\frac{g}{s} \right) &= \dot{m}_{CH_4} \left(\frac{g}{mol} \right) \times \frac{1 \text{ mol } CH_4}{PM_{CH_4} \left(\frac{g}{mol} \right)} \times \frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } CH_4} \times \frac{PM_{CO_2}}{1 \text{ mol } CO_2} \\ &= \dot{m}_{CH_4} \left(\frac{g}{s} \right) \times \frac{PM_{CO_2} \left(\frac{g}{mol} \right)}{PM_{CH_4} \left(\frac{g}{mol} \right)} \end{aligned}$$

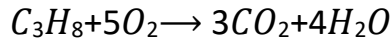
La reacción de combustión del etano:



El cálculo del gasto másico del CO₂ en la reacción:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{CO_2} \left(\frac{g}{s} \right) &= \dot{m}_{C_2H_6} \left(\frac{g}{mol} \right) \times \frac{1 \text{ mol } C_2H_6}{PM_{C_2H_6} \left(\frac{g}{mol} \right)} \times \frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_2H_6} \times \frac{PM_{CO_2}}{1 \text{ mol } CO_2} \\ &= \dot{m}_{C_2H_6} \left(\frac{g}{s} \right) \times \frac{PM_{CO_2} \left(\frac{g}{mol} \right)}{PM_{C_2H_6} \left(\frac{g}{mol} \right)} \end{aligned}$$

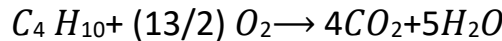
La reacción de combustión del propano:



La reacción de combustión del propano:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{CO_2} \left(\frac{g}{s} \right) &= \dot{m}_{C_3H_8} \left(\frac{g}{mol} \right) \times \frac{1 \text{ mol } C_3H_8}{PM_{C_3H_8} \left(\frac{g}{mol} \right)} \times \frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_3H_8} \times \frac{PM_{CO_2}}{1 \text{ mol } CO_2} \\ &= \dot{m}_{C_3H_8} \left(\frac{g}{s} \right) \times \frac{PM_{CO_2} \left(\frac{g}{mol} \right)}{PM_{C_3H_8} \left(\frac{g}{mol} \right)} \end{aligned}$$

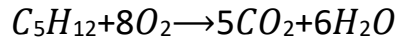
La reacción de combustión del butano:



La reacción de combustión del butano:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{CO_2} \left(\frac{g}{s} \right) &= \dot{m}_{C_4H_{10}} \left(\frac{g}{mol} \right) \times \frac{1 \text{ mol } C_4H_{10}}{PM_{C_4H_{10}} \left(\frac{g}{mol} \right)} \times \frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_4H_{10}} \times \frac{PM_{CO_2}}{1 \text{ mol } CO_2} \\ &= \dot{m}_{C_4H_{10}} \left(\frac{g}{s} \right) \times \frac{PM_{CO_2} \left(\frac{g}{mol} \right)}{PM_{C_4H_{10}} \left(\frac{g}{mol} \right)} \end{aligned}$$

La reacción de combustión del pentano:



La reacción de combustión del pentano:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{CO_2} \left(\frac{g}{s} \right) &= \dot{m}_{C_5H_{12}} \left(\frac{g}{mol} \right) \times \frac{1 \text{ mol } C_5H_{12}}{PM_{C_5H_{12}} \left(\frac{g}{mol} \right)} \times \frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_5H_{12}} \times \frac{PM_{CO_2}}{1 \text{ mol } CO_2} \\ &= \dot{m}_{C_5H_{12}} \left(\frac{g}{s} \right) \times \frac{PM_{CO_2} \left(\frac{g}{mol} \right)}{PM_{C_5H_{12}} \left(\frac{g}{mol} \right)} \end{aligned}$$

Después de haber calculado el gasto másico del CO₂ en cada relación y teniendo en cuenta las horas de funcionamiento de nuestra turbina y campo podemos aplicar esta ecuación:

$$M_{CO_2} (Kg) = \dot{m}_{CO_2} \left(\frac{Kg}{s} \right) \times \text{Horas de funcionamiento}$$

En la tabla siguiente se muestra los resultados de los cálculos de las reacciones y el gasto de CO₂ aplicando esta ecuación:

ESPECIE QUIMICA	Gasto másico sin campo solar CO ₂	gasto másico con campo solar
Metano (CH ₄) (kg/s)	7,6892	5,0283
Etano (C ₂ H ₆)(kg/s)	0,6523	0,435
Propano (C ₃ H ₈)(kg/s)	0,0073	0,0048
Butano (C ₄ H ₁₀)(kg/s)	0,0093	0,0068
Pentano (C ₅ H ₁₂) (kg/s)	0,0468	0,0306
gasto másico total de CO ₂ (kg/s)	8,4049	5,5055
horas de funcionamiento (h)	8.400	8.400
masa de CO ₂ en Kg	254.164.176	166.486.320
masa de CO ₂ en Toneladas	254.164,176	166.486,320

Tabla 15 : Emisiones de CO₂

Como lo podemos observar con la aplicación del campo solar y la bajada de carga de las turbinas de gas tendremos un ahorro de las emisiones de CO₂ de aproximadamente 87677,856 Toneladas de CO₂ durante un año considerando las horas de trabajo nominal de 8400,

5,6 Análisis económico:

El combustible de un campo solar está considerado como radiación solar que es gratis, la manera de captarla y de convertirla usando diferentes instrumentos a una fuente de calor o de energía necesita una inversión de dinero,

En este capítulo vamos a calcular la inversión de nuestro campo solar y con los resultados obtenidos vamos comparando la inversión con el ahorro del combustible y de las emisiones de CO₂,

5,6,1 Cálculo de la inversión del campo solar:

En nuestra simulación interior de nuestro campo solar hemos elegido el programa SAM para el dimensionamiento de este, de allí sacamos la inversión que necesitamos para plantar nuestro campo y esta mostrado en la tabla siguiente:

Tipo de inversión	cuanto en m ²	cuánto vale el m ²	la inversión (€)
Site improvements	1.033.320	25\$/m ²	25.833.000
Solar field	1.033.320	150\$/m ²	15.499.8000
HTF system	1.033.320	60\$/m ²	61.999.200
Storage	2106,7	62\$/KWht	130.617.984
Total			373.448.184€

Tabla 16 : Resumen de los costes y el coste total de la inversión

5.6.2 Cálculo del ahorro del gas y las emisiones de CO₂:

Anteriormente hemos calculado cuanto es la masa de gas que ahorramos al año gracias al campo solar también hemos calculado cuanto ahorramos de emisiones de CO₂ con los resultados vamos calculando cuanto ahorramos en euro y cuanto necesitamos para amortizar la inversión de nuestro campo,

En el principio vamos a calcular el ahorro del gas hemos fijado el precio de 0,80 euro por un Kg de gas teniendo en cuenta que el precio de gas cambia cada año, los resultados del cálculo están en la tabla siguiente:

Tabla 17: Resumen del ahorro de gas

	Sin campo	Con el campo
El consumo [kg/año]	92.715.840	60.644.236,25
Ahorro en [kg/año]	32.071.603,75	
Precio del consumo(€)	74.172.672	48.515.389
Ahorro (€)	25.570.283	

En el segundo punto calculamos el coste de ahorro de las emisiones de CO₂ hemos fijado el precio de la tonelada de 70\$ como era en el convenio de Paris diciembre 2015 (18).Convirtiendo en euro será de 62,16 € por toneladas. De momento Argelia esta exonerada de esta tasa ya que en África el único país que está pagando la tasa de carbono es África del sur, que está considerado como el 13 país que más emisiones emite en el mundo. Los resultados del cálculo están enseñados en la tabla siguiente :

Tabla 18: Resumen del cálculo del coste de ahorro de emisiones de CO₂

Gasto másico sin campo solar en Toneladas	gasto másico con campo solar Toneladas	ahorro de CO ₂	Tasa de emisiones (€)	dinero ahorrado / año(€)
254.164,176	166.486,32	87.677.856	62,16	5.450.055,529

Asumamos los costes de ahorros:

Tabla 19: El total del coste de ahorro durante un año

Los ahorros(€)	
Ahorro de gas	25.657.283
Ahorro de emisiones CO ₂	5.450.055,529
Total	31.107.338,53

Concluimos el cálculo de ahorro con una cantidad de 31107338,53€ por un año, vamos comparando los costes de ahorro del gas y de las emisiones de CO₂ con el coste de inversión para la implementación de nuestro campo solar:

Tabla 20: Comparación entre la inversión y el ahorro

Inversión (€)	ahorro/ año (€)
329.902.258,5	31.107.338,53

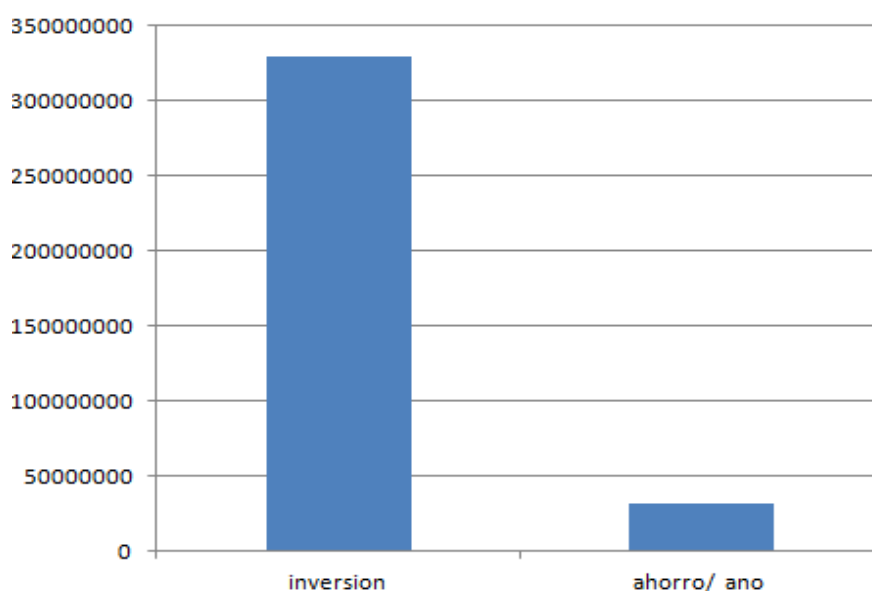


Figura 48: Gráfica de la comparación entre el ahorro y la inversión (€)

Vamos viendo que el ahorro por año es inferior a la inversión para la implantación de nuestro campo; hemos realizado una gráfica que vaya explicando cuanto tiempo necesitamos para tener una eficiencia en la inversión ahorrando el gasto de gas y de emisiones,

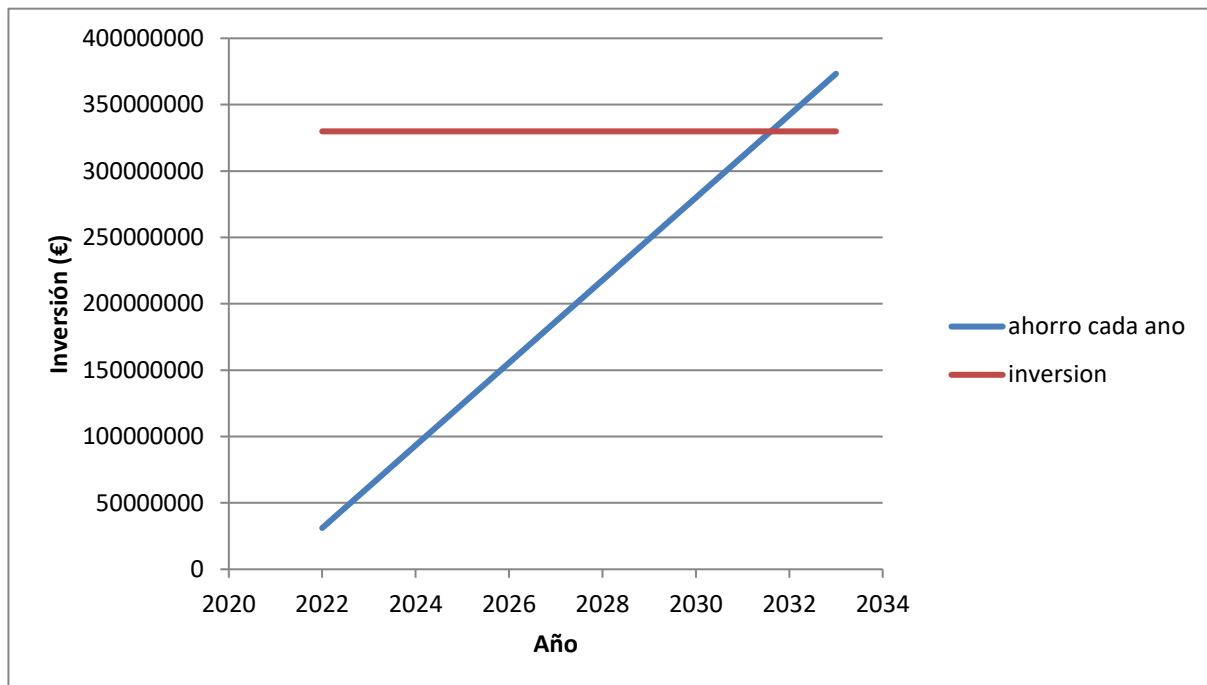


Figura 49: Gráfica del tiempo necesario para la recuperación

Notamos que para la eficiencia necesitamos que esperar hasta 2031 lo que significa que son 10 años para llegar a superar la inversión y empezar a tener beneficios del campo solar,

Antes de la pandemia de COVID-19, el contrato de emisión de carbón rondaba los 20 euros, en diciembre de 2020 superó por primera vez los 35 euros, En el mes de agosto y concretamente en los últimos días, ha llegado a rozar los 60 euros, concretamente 55,72, por tonelada de CO₂,

La UE apuesta firmemente por la plena descarbonización en 2050 y esto explica la subida sin precedentes del coste de las emisiones de CO₂, El Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) es una de las piedras angulares desarrolladas por los gobiernos de los países de la UE para la lucha contra el cambio climático de la UE y un instrumento esencial para reducir de forma económicamente eficaz las emisiones de gases de efecto invernadero, Es el principal mercado de carbono del mundo y el de mayor tamaño,

Los precios de futuros para 2022 se sitúan un 50% por encima de los registrados en esta época para 2021, lo que supone un problema para un buen número de empresas que tienen que cerrar presupuestos y que temen ahora firmar contratos de suministro para el próximo ejercicio,

Las cotizaciones de los futuros eléctricos siguen marcando en Meff Power unas cotas muy elevadas para esta época del año, por encima de los 90 euros/MWh, Esto supone una subida de alrededor de 20 euros en los últimos dos meses, aunque han comenzado a relajarse tras el anuncio de que el Gobierno se está planteando tomar medidas, (19)

Esta fuerte subida de los derechos de CO₂ se ha trasladado a los precios de la luz que están alcanzando niveles récord en junio y que pueden llevarnos al verano con la energía más cara de la historia,

A nivel mundial, se quemaron 142 bcm de gas natural en 2020, aproximadamente el equivalente a la demanda de gas natural de América Central y del Sur, Esto resultó en alrededor de 265 Mt CO₂, casi 8 Mt de metano (240 Mt CO₂-eq) y hollín negro y otros GEI emitidos directamente a la atmósfera. Cinco países (Rusia, Irak, Irán, Estados Unidos y Argelia) representaron más de la mitad de todos los volúmenes quemados a nivel mundial en 2020, (19)

Hay muchas opciones disponibles para reducir la quema, pero probablemente requerirán nuevas estrategias de monetización del gas, modelos comerciales y regulaciones más estrictas (y aplicadas), Un número cada vez mayor de empresas se compromete a eliminar la quema para 2030, El escenario de emisiones netas cero para 2050 requiere que todas las quemas que no sean de emergencia se eliminen a nivel mundial para 2030, lo que resulta en una reducción del 90 % en los volúmenes quemados para 2030, (19)

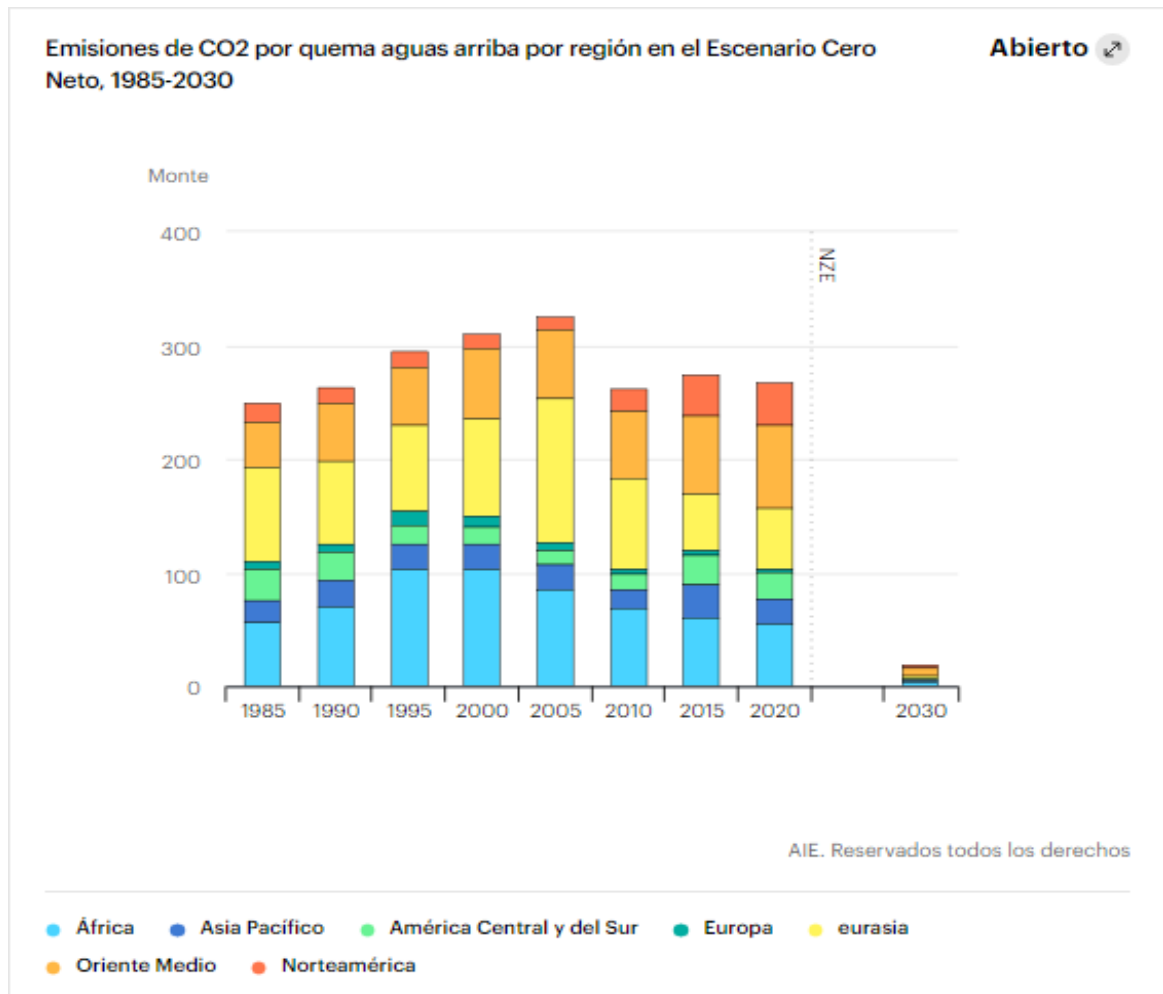


Figure 50: Emisiones de CO₂ por quema de 1985-2030 (19)

Los precios del gas natural, por su parte, han seguido la misma línea y se han incrementado un 50% para el resto del año y un 20% para el siguiente, según recoge Javier Revuelta, sénior principal de Afry,

De eso nos hemos interesado a los escenarios de si suben los precios de emisiones de co₂ y de gas en los próximos años como se va a portar el ahorro que hemos estudiado a riba cuando los precios de emisiones de CO₂ y de gas eran de 62,16 euros y 0,80 euro cada uno de allí hemos hecho un análisis de la subida de los precios por cada año y cuanto ahorramos si suben y cuánto tiempo tendremos para amortizar nuestra instalación del campo solar,

Escenario uno:

El escenario uno se basa en que el precio del gas y de las emisiones de CO₂ aumenta de un valor de 20% y vamos analizando cuanto es el ahorro y en cuanto tiempo amortizamos,

Tabla 21: Tabla de cálculo de ahorro en caso de subida del 20%

inversión (€)	ahorro inicial(€)	ahorro 20%(€)
329.902.258,5	31.107.338,53	37.328.630,9

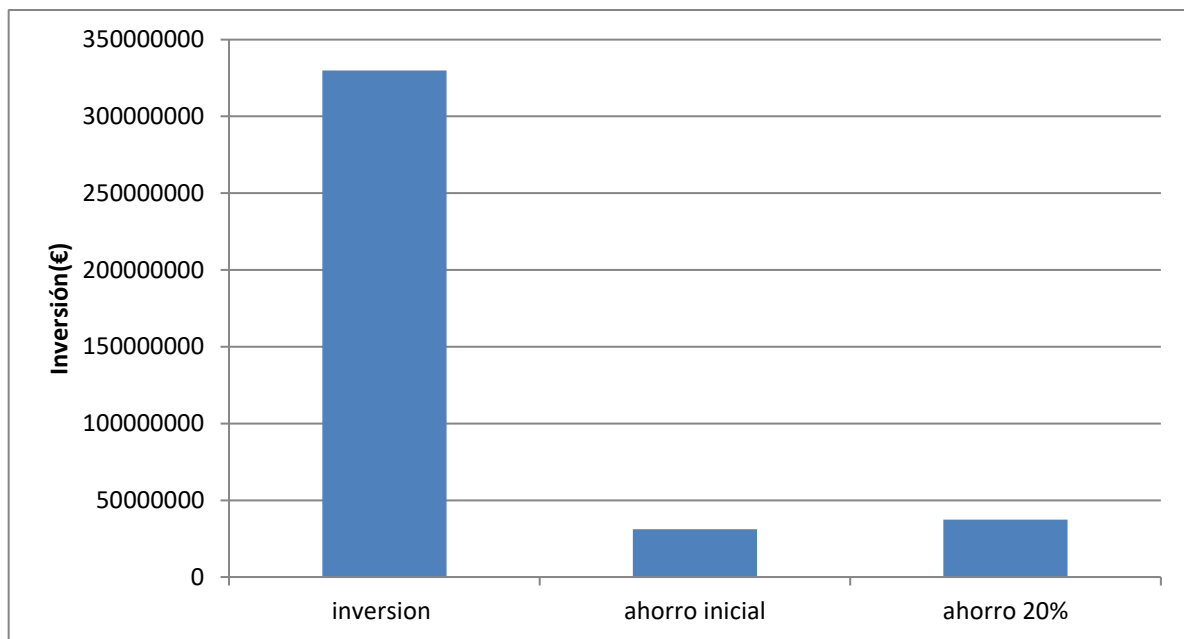


Figura 51: Gráfica de la diferencia entre la inversión y los ahorros

Vamos viendo la comparación entre el ahorro inicial y el ahorro cuando aumenta el precio de 20% en el segundo año y que se queda fijo,

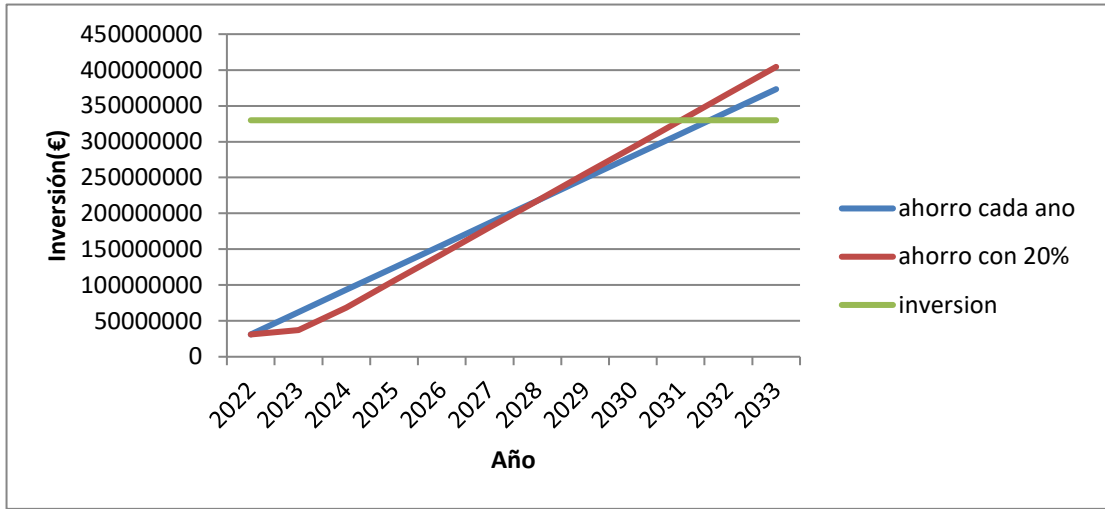


Figure 52: Gráfica de los años necesarios para amortizar cuando el precio sube por un 20%

Escenario dos:

El segundo escenario se basa en que los precios de gas y CO₂ suben de un 50 % en el segundo año vamos viendo la diferencia con el ahorro inicial,

Tabla 22: Tabla de cálculo de ahorro en caso de subida del 50%

Inversión(€)	ahorro inicial (€)	ahorro 50%(€)
329.902.258,5	31.107.338,53	46.661.007,8

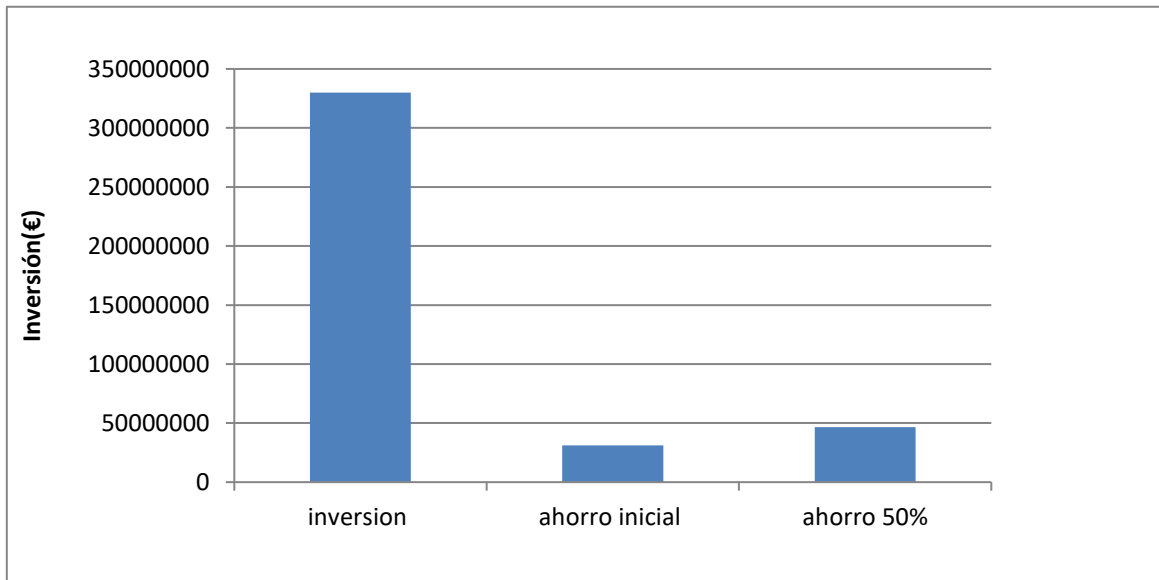


Figure 53: Gráfica de la diferencia entre la inversión y los ahorros

Vamos viendo la comparación entre el ahorro inicial y el ahorro cuanto aumenta el precio de 50% en el segundo año y que se queda fijo,

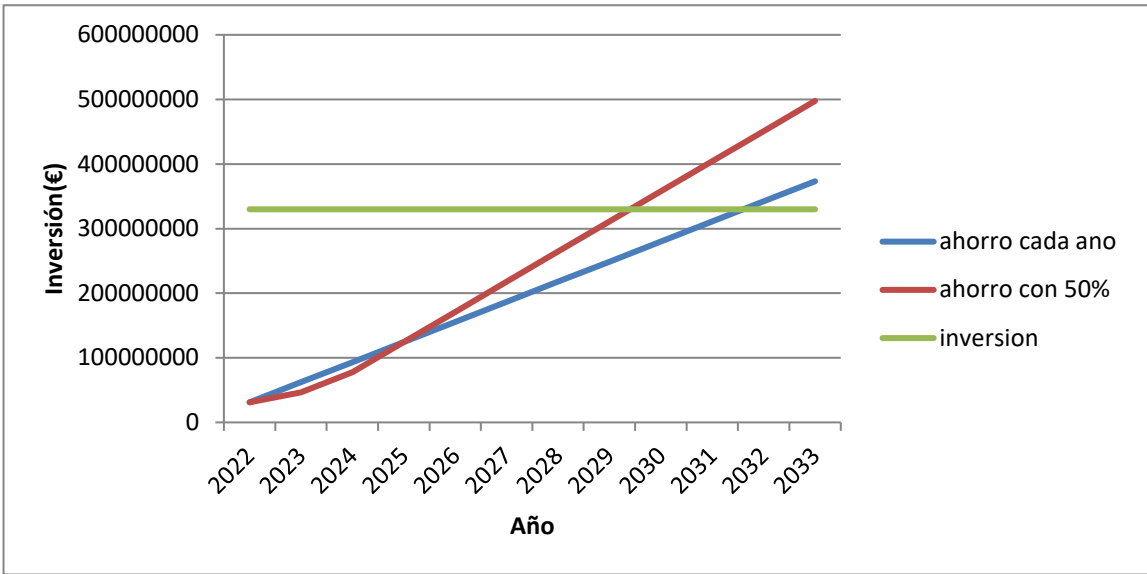


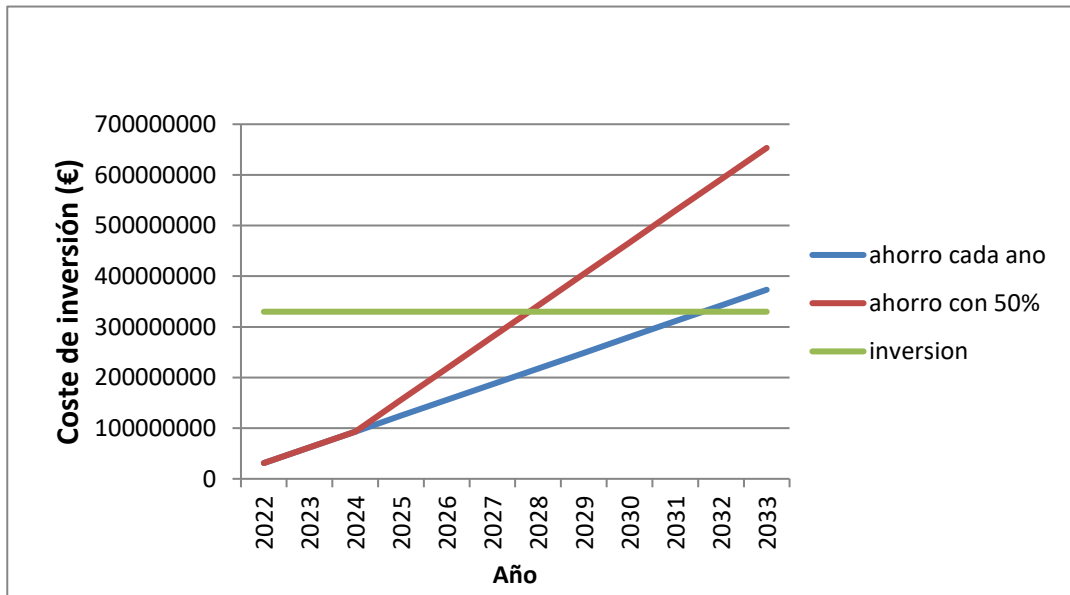
Figura 54: Gráfica de los años necesarios para amortizar cuando el precio sube por un 50%

Escenario tres:

El escenario tres se basa en que los precios doblen es decir que el precio de gas que era en el primer año de 0,80 euro dobla al 1,60 euro en el segundo año y el precio de las emisiones de CO₂ que eran de 62,16 euro suben a 124,32 euro,

Tabla 23: Tabla de cálculo de ahorro en caso de subida del 100%

inversión (€)	ahorro inicial (€)	ahorro 100%(€)
329.902.258,5	31.107.338,53	62.214.677,1



La figura siguiente enseña los años que necesitamos para entrar en una eficiencia cuando el precio dobla en el segundo año.

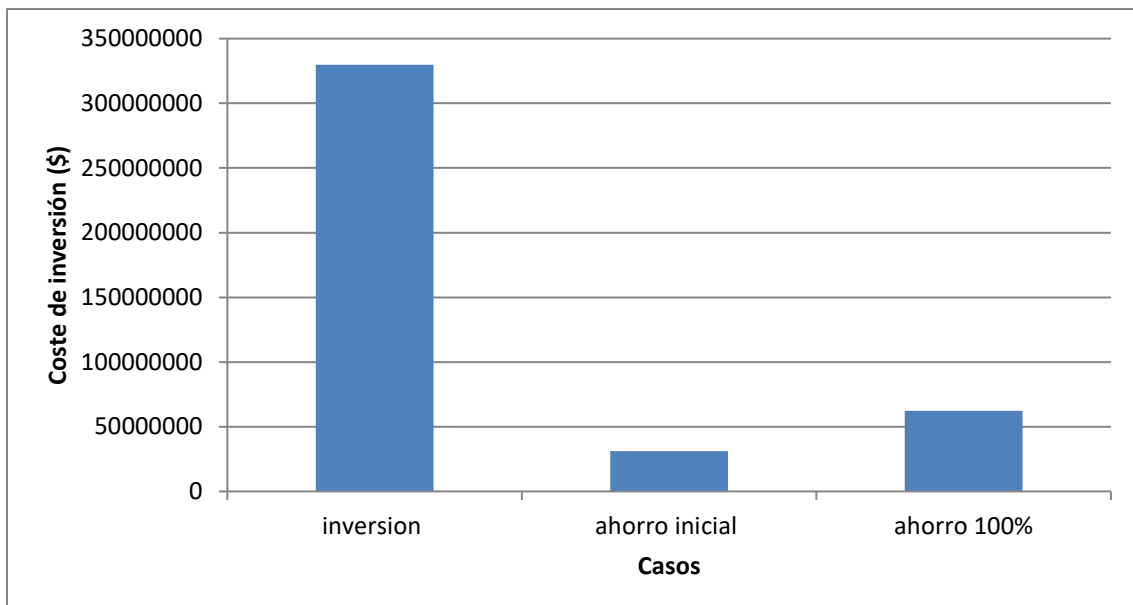


Figura 56: Gráfica de los años necesarios para amortizar cuando el precio sube por un 100%

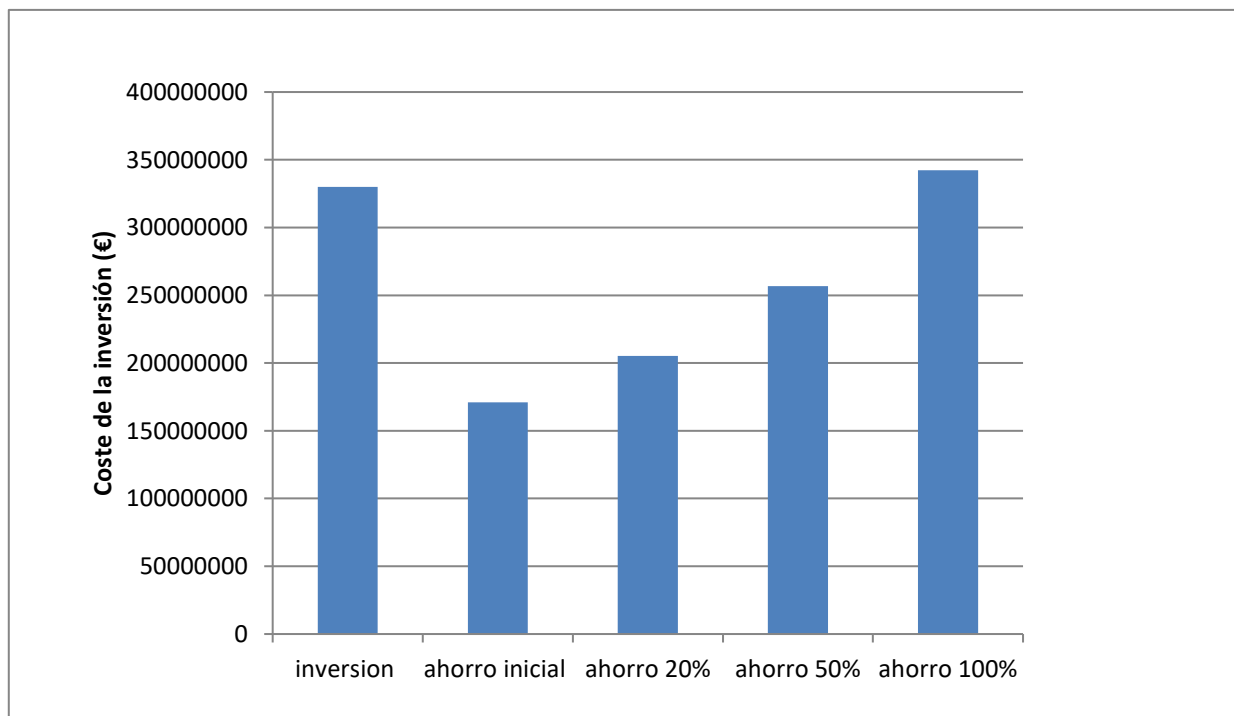


Figure 57: Diferencia entre los tres casos y el ahorro inicial por 5 años y medio

Análisis de resultados:

La instalación del campo solar en nuestro caso cuesta una inversión importante que la industria quiere amortizar lo antes posible, En el caso inicial donde hemos fijado los precios de gas y de las emisiones necesitaremos al menos 10 años para entrar en eficiencia, Sin embargo, como está explicado arriba, las previsiones de los precios de gas y de las emisiones de CO₂ van a subir en los próximos años por diferentes causas (políticas y medioambientales), Se realiza un estudio de sensibilidad con 3 casos donde suben los precios del gas y de las emisiones de CO₂, Hemos analizado en cuanto tiempo entramos en eficiencia en el primer caso donde sube el precio el 20% y la análisis nos enseña que en 8 años y medio amortizamos nuestra instalación cuando los precios se quedan fijos después del segundo año, En el segundo caso hemos supuesto una subida de 50% y el resultado es un tiempo de 7 años para amortizar, Por último, hemos supuesto que se dobla el precio del gas y de las emisiones, tras el análisis obtenemos un tiempo de amortización de 5 años y medio,

6 Conclusiones

Podemos decir al mirar el trabajo que hemos realizado que el mundo está sufriendo un cambio climático drástico, desde hace años varios científicos han expresado su preocupación por las repercusiones del aumento de temperatura debido a las emisiones de CO₂, El planeta está en peligro y es nuestra obligación de reaccionar antes que sea tarde porque, nosotros mismos, los humanos hemos creado esta crisis, La decisión tomada de descarbonizar y establecer objetivos para reducir las emisiones y la contaminación es un gran paso para mejorar la vida en la tierra,

El PNIEC es un ejemplo de buena fe y avance de operaciones para un futuro mejor, el programa de estudios y la forma de enseñar durante el máster en sistema de energía térmica me hizo consciente de la gravedad de la situación y de la obligación de tomar las cosas de la mano, Por eso dediqué mi proyecto de fin de estudios a estudiar la descarbonización de las centrales eléctricas y de manera más objetiva la situación en Argelia, A medida que mi país está desarrollando el potencial para avanzar energéticamente, aumenta su potencial para usar la energía solar, Especialmente porque Argelia tiene el desierto más grande de África, Nuestro trabajo se dedica al estudio de la descarbonización de centrales eléctricas con un campo solar con tecnología CSP, un múltiplo solar de 2 y un sistema de almacenamiento de 6 horas, Nuestro trabajo nos ha dado resultados y conclusiones que son :

- Se ha tenido resultados de disminuciones de emisiones de 87 677,856 toneladas de CO₂ al año, Tras haber calculado la disminución de carga de las turbinas de gas hemos calculado el ahorro del consumo de gas generado por la bajada de carga y hemos calculado el ahorro de emisiones de CO₂ obteniendo un resultado relevante,
- El trabajo es una opción válida para la reducción de emisiones de CO₂ y económicamente es una ventaja real, Es cierto que existen incertidumbres sobre el rendimiento de los campos solares y su mantenimiento, pero su desarrollo ya está en marcha en Argelia, El resultado de nuestros cálculos informa que amortizaremos la colocación de nuestro campo solar tras 10 años de uso con el ahorro realizado en combustible y en las emisiones de CO₂,
- Hemos hecho un análisis de las previsiones de la subida de los precios de gas y de CO₂ y de cuánto tiempo necesitaremos para mejorar en eficiencia y amortizar nuestra instalación de campo solar, Los precios de gas y de emisiones de CO₂ van subiendo desde hace unos años y van a seguir con un ritmo más alto debido a las restricciones y las decisiones políticas , Es por ello que con una subida del 20% y del 50% de los precios tendremos más o menos una tasa de recuperación de 7 años; con una subida del 100% entramos en una tasa de recuperación de 5 años,
- Para concluir, según el programa PNIEC, la decarbonización de centrales eléctricas es un punto muy importante para la consecución de los objetivos contra el cambio climático, Los científicos insisten en que el potencial del desierto argelino con tecnología CSP es una opción de suministro energético para el mundo entero si el desarrollo de la exportación de energía fósil llega a su fin, la evolución de esta tecnología híbrida nos promete una evolución positiva de la crisis climática que vive el mundo,

Bibliografía :

- 1, **Ventageneradores, Blog de**, Cómo ha sido la Evolución de la Energía a lo largo de la Historia, *ventageneradores.net*, 06 de 03 de 2016,
- 2, **MOLINA, PILAR SÁNCHEZ**, España, en 4,^a posición en volumen de generación renovable en Europa, *PV magazin* , 2021,
- 3, **IRENA**, *Renewable capacity highlights*, 2020,
- 4, **Bueno, Vicente Cerezo**, *Revisión de receptores solares y estado del arte de receptores solares para centrales de nueva generación*, SEVILLA : ETSI, 2018,
- 5, *Qué es, tipos de plantas, beneficios*, **Solar, Protermo**, Espana : Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar,
- 6, *Colector Cilindro Parabólico*, **laenergiasolar.org**, 2019,
- 7, *Metodología para el Dimensionamiento y Optimización de un Concentrador Lineal Fresnel*, **Tecnológica, Información**, 2013, Vols, Vol, 24(1), 115-128,
- 8, *Análisis, buenas prácticas y sus nexos de unión con el futuro plan de recuperación*, **PlanUp**, s,l, : Ecodes, 2020,
- 9, **Espana, gobierno de**, *BORRADOR ACTUALIZADO DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*, 2020,
- 10, **Gutiérrez, Iñigo Ortega y Miriam**, *ALMACENAMIENTO TÉRMICO: EL CAMINO HACIA LA OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN ENERGÉTICA*, Madrid : s,n,, 2020,
- 11, **Espana, gobierno de**, *estrategia de descarbonizacion a largo plazo*, Madrid : s,n,, 2020,
- 12, **Amo, Pablo Villaverde del**, *El mercado de energia solar en Argelia* , Argel : Espana exportacion e inversion , 4 de junio de 2018,
- 13, **Eurostat**, *Statistics Explained*,
- 14, **Purohit, I, and P, Purohit**, *"Technical and economic potential of concentrating solar thermal power generation in India"*, s,l, : RSER Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017,
- 15, **De la Torre, J,, et al**, *Calculs de sensibilités par méthode de Monte-Carlo, pour la conception de procédés à énergie solaire concentrée"*, 2011,
- 16, **Lazhar, ACHOUR**, *Méthodes d'analyse de système de production*, Batna : s,n,, 2018,
- 17, **Álvarez Pelgry, E,, Balbas Peláez, J**, *El gas natural, Del yacimiento al consumidor: aprovisionamiento y cadena del gas natural licuado*, s,l, : CIE Inversiones Editoriales Dossat-2000, 2003,
- 18, *La taxe carbone, la plus efficace pour lutter contre la pollution*, **Service, Algerie Press**, Alger : s,n,, 04 Mai 2019, Vols, SANTE - SCIENCE - TECHNOLOGIE,

- 19, **rebeca schulz, Christophe McGlade , Christophe McGlade**, *emisiones quema* , s,l , : IEA, 2021,
- 20, *Energía Termosolar II: Cilindro parabólico*, **solucion, GMD**, 2015,
- 21, **EURODISH, CIEMAT**,
- 22, **Espana, Gobierno de**, *BORRADOR DE LA ESTRATEGIA DE ALMECENAMIENTO ENERGETICO*, octubre 2020,
- 23, **Eurostat**, *Primes* , 2000-2015,
- 24, **REE**, *Basado en Informe del sistema eléctrico español*, 2018,
- 25, **Eurostat**, *NRG_IND_PEH* , 22/06/2021,
- 26, **Statista**, *Consumo neto de electricidad en todo el mundo en años seleccionados desde 1980 hasta 2018*, 2021,
- 27, **Hamouchene, Hamza**, *Desertec : que salio mal ?* s,l , : Eco Mena , 2020,
- 28, **MacKay, Dr**, *Sustainable energy without the hot air* , 2009,
- 29, **Renouvelables, Centre de Recherche dans le domaine des Energies**, *centrale thermo solaire HassiR'mel*, 2014 ,
- 30, **Rivet, P**, *Universidad nacional de La Plata, Journal de La Société Des Américanistes*,
- 31, **Li, J**, *"Scaling up concentrating solar thermal technology in China"*, s,l , : Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009,