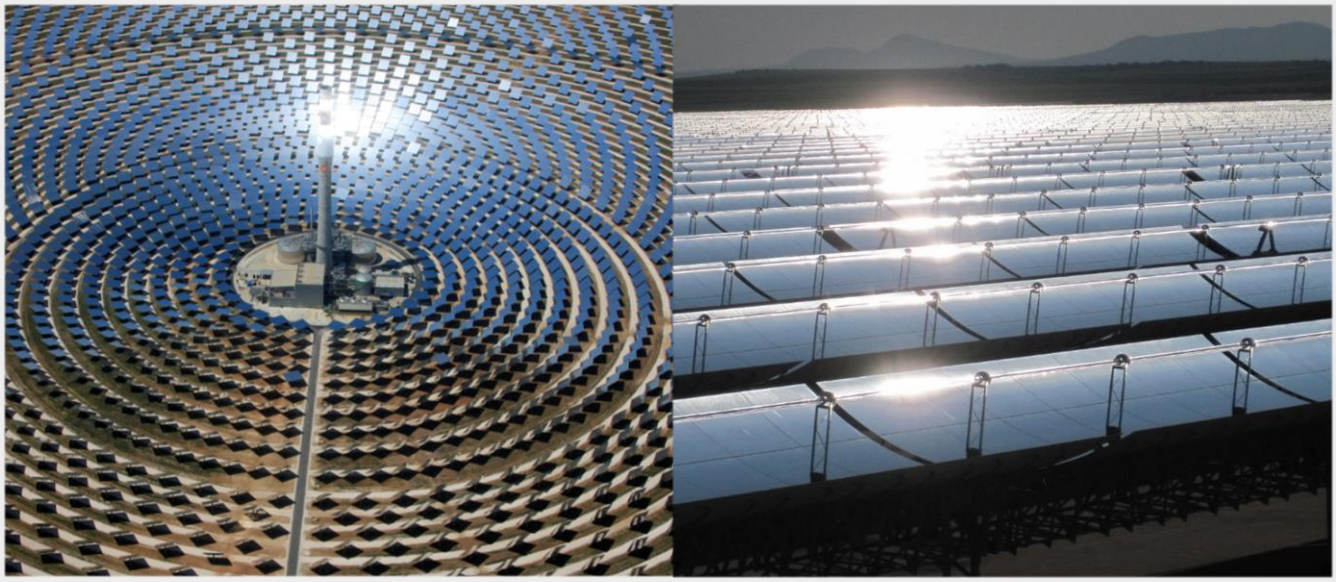
PROTERMO SOLAR

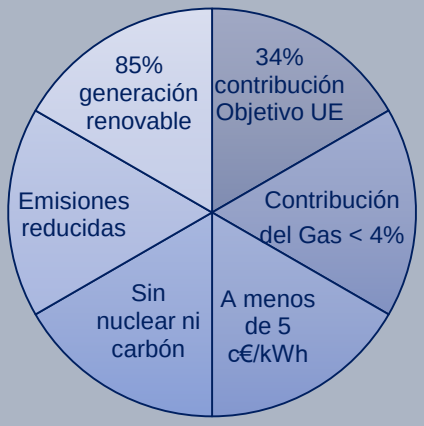
Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar

INFORME DE TRANSICIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO HORIZONTE 2030



OTRO MIX DE GENERACIÓN ES POSIBLE (Y DESEABLE)

Lo que olvidaron otros estudios… Las centrales termosolares, despachadas complementariamente a la fotovoltaica, pueden reducir el respaldo convencional de forma competitiva y convertir a la energía solar en el pilar de generación en España 2030.



Junio 2018

Informe Protermosolar

Transición Energética en el sector eléctrico

ÍNDICE

Resumen ejecutivo

1. Introducción 6
2. El papel diferenciado de las tecnologías de generación renovables 9
3. Metodología del informe 15
   3.1 Proyección de datos horarios de generación 15
   3.2 Consideraciones generales sobre las centrales termosolares 20
   3.3 Características de las centrales termosolares consideradas en este informe 24
4. Resultados 26
5. Cumplimiento de restricciones técnicas 36
6. Reflexiones sobre el modelo de mercado 39
7. Estimaciones de coste 41
8. Reflexiones adicionales sobre el respaldo con gas 43
9. Recomendaciones de actuación 46

Ilustración 1: Generación media horaria por fuente energética en los 4 años analizados extrapolados a 2030 9
Ilustración 2: % de Generación mensual por tipo de renovable a lo largo del año 10
Ilustración 3: Complementariedad geográfica de las distintas tecnologías renovables 11
Ilustración 4: Generación promedio horaria. Eólica y Fotovoltaica 12
Ilustración 5: Generación promedio horaria. Termosolar 12
Ilustración 6: Esquema de bloques de la matriz de datos 17
Ilustración 7: secuencia de despacho de las diferentes fuentes energéticas 18
Ilustración 8: h.eq anuales por tecnología en el periodo 14 – 17 Ilustración 9: h.eq anuales por tecnología en 2030 19
Ilustración 10: Curva de Generación medida acumulada anual 2014-2017 21
Ilustración 11: Caso real de operación de La Africana 21
Ilustración 12: Perfiles de despacho en función del factor de capacidad 24
Ilustración 13: Resumen comparativo escenario CdE vs Protermosolar 26
Ilustración 14: Comparativa de Potencia instalada. CdE vs Protermosolar 26
Ilustración 15: Comparativa del mix de Generación 27
Ilustración 16: Comparativa del Mix de Demanda 28
Ilustración 17: Generación horaria media por fuente energética 29
Ilustración 18: Perfil de despacho de la termosolar en función de la estación del año 29
Ilustración 19: Resultados resumidos de las proyecciones de años reales a 2030 de Protermosolar, comparadas con el informe de la Comisión de Expertos 30
Ilustración 20: Balanza de razones para mayor o menor potencia de respaldo 31
Ilustración 21: Comparativa de días con y sin sol. Primavera 31
Ilustración 22: Comparativa de días con y sin sol. Verano 32
Ilustración 23: Comparativa de días con y sin sol. Otoño 33
Ilustración 24: Comparativa de días con y sin sol. Invierno 33
Ilustración 25: Día de máximo respaldo requerido por los ciclos combinados 34
Ilustración 26: Curva de Pato en escenario Comisión de Expertos 36
Ilustración 27: Generación síncrona por intervalos de potencia 36
Ilustración 28: Análisis de rampas de centrales de Ciclos Combinados 37
Ilustración 29: Análisis de rampas de las centrales de Biomasa 38
Ilustración 30: Promedio mensual del saldo de las Interconexiones 38
Ilustración 31: Costes de Generación por fuente energética 41
Ilustración 32: Necesidad de potencia de Ciclos Combinados por número horas en los 4 años 43
Ilustración 33: Propuesta de ciclos combinados sol-gas desacoplados 44

Resumen Ejecutivo

Atreverse a recomendar una estructura de generación en 2030 para España mediante procedimientos deductivos basados en modelos de priorización de coste de generación, es un ejercicio habitual para proporcionar argumentos a políticas preconcebidas. Las hipótesis sobre el coste de las nuevas tecnologías no suelen corresponderse con los resultados de los concursos y su sensibilidad en los resultados es extraordinaria. Con frecuencia, los resultados aparentemente impecables desde el punto de vista de optimización económica con aproximación macro, resultan a todas luces inviables desde el punto de vista de operación del sistema y también desde el punto de vista de la toma de decisión para las inversiones. Si dudosos resultan los resultados del desglose de la cobertura de la demanda, más lo son los injustificados niveles de respaldo que se asumen como indispensables en los informes, ante el despliegue de la nueva potencia que será, sin que nadie lo dude, 100% renovable.

Protermosolar ha abordado el análisis de la transición energética del sector eléctrico con el horizonte 2030 mediante una aproximación completamente distinta. De forma inductiva en lugar de deductiva. Conociendo como generan cada una de las tecnologías, definiendo un parque de generación más adecuado a los objetivos de la transición y disponiendo las piezas concretas para dar cobertura a la demanda, aprovechando la flexibilidad de despacho de las tecnologías renovables gestionables.

Hemos proyectado años reales de operación (de 2014 a 2017) con ese mix más adecuado a los objetivos de reducción de emisiones y de residuos radioactivo, poniendo básicamente a trabajar a las centrales termosolares a partir de la puesta de sol, de forma complementaria a la fotovoltaica, para preguntarnos cuánto respaldo de las centrales convencionales sería realmente necesario.

Hemos podido comprobar que, en 2030, gracias a esa estrategia de despacho y a la complementariedad natural de Viento, Sol y Agua en nuestro país, no serían necesarias ni las centrales nucleares, ni las de carbón, ni tampoco el actual parque de ciclos combinados al completo. Y, además, calculando el coste de generación de ese mix sería similar, o incluso algo más barato que el que se defiende manteniendo nucleares y ciclos al completo y al que eufemísticamente se le llama “Transición Energética”.

En nuestro análisis, que construyendo la casa de abajo a arriba es mucho más realista que construirla desde el tejado, reconocemos algunas limitaciones al no haber llegado al estudio de las restricciones técnicas que el operador del sistema aplica para definir su programa diario viable de despacho, pero estamos seguros de que aplicándose dichas restricciones las conclusiones de este informe serían inalterables.

Otro mix de generación es posible, como puede verse en este informe y, desde luego, deseable para avanzar hacia una auténtica transición cuyo impacto, además del relativo al medioambiente, sería muy positivo para la economía española.

En este informe, que se focaliza básicamente en la estructura de generación que permitiría a España avanzar hacia la descarbonización por una senda más rápida,

asegurando la seguridad del suministro y la estabilidad de las redes, así como unos precios que supondrían incluso cierta rebaja respecto a los actuales, se realizan también algunos comentarios sobre el diseño de mercado que permitiría adaptar las actuales reglas. El mercado actual fue diseñado para centrales con costes variables significativos, mientras que la nueva capacidad, que será renovable en su totalidad, no tiene apenas costes variables sino inversiones iniciales. Aunque el mantenimiento del mercado marginalista actual no impedirá que toda la nueva capacidad se acometa, de forma natural, con subastas a coste fijo de su energía durante la vida regulatoria, en algún momento habrá que pensar en adaptar la remuneración de las centrales anteriores a esa nueva situación.

Los consumos térmicos en los sectores residencial e industrial son otro aspecto en el que los sistemas solares de concentración podrían contribuir a la descarbonización de la economía y que tendría fuertes sinergias para la reducción de costes de las centrales, pero en este informe nos hemos limitado a la generación de electricidad.

Aunque no hagamos referencias explícitas en este informe, expresamos nuestra coincidencia con otros muchos estudios, incluido el informe de la Comisión de Expertos, que, para conseguir esos fines de descarbonización y con mayor penetración de renovables, apuntan a modificaciones en la fiscalidad, así como a la internalización de costes no explícitos de otras tecnologías y sectores de forma que el peso de la descarbonización no recaiga tan mayoritariamente sobre los consumidores de electricidad. Un reparto adecuado y una razonable discriminación facilitaría la transición más rápida hacia las energías limpias.

Para finalizar, en el punto de recomendaciones de actuación, ponemos como primera y urgente medida la estabilidad retributiva de las instalaciones actuales. También destacamos la importancia de un apoyo más decidido a las actividades de investigación y desarrollo, a ejecutar por centros tecnológicos y universidades, alineados con necesidades de las empresas, para mantener el liderazgo español en este emergente sector a nivel mundial.

1. Introducción

La generación de electricidad, con la percepción de que estamos inmersos en un proceso de cambio irreversible y acelerado, tanto de estructura de generación como de organización de los mercados, está siendo objeto de una atención especial por parte de todos los responsables energéticos a nivel internacional, muy particularmente a partir de los compromisos adquiridos por el acuerdo de París que podrían incluso resultar todavía más exigentes en los próximos años.

La electricidad no solo es una de las actividades que más contribuyen a las emisiones de gases de efecto invernadero en la actualidad, sino que es el vector energético al que se reconvertirán muchos usos que en la actualidad utilizan combustibles fósiles, particularmente la climatización y el transporte.

En estos momentos existe un consenso generalizado entre todos los agentes del sector eléctrico en el sentido que, al menos en España, toda la nueva potencia que se instale será renovable.

Por ello, encontrar soluciones renovables sostenibles, más allá de lo relativamente sencillo que ha resultado hasta ahora incorporar un pequeño porcentaje de tecnologías renovables de generación, más baratas que las convencionales, pero no gestionables, es una tarea que requiere conocer las posibilidades y limitaciones de cada una.

En un sistema eléctrico la generación y la demanda deben estar siempre en equilibrio. Una de las alternativas con la que parecen estar alineados algunos subsectores en nuestro país, consistiría en saturar la generación con tecnologías no gestionables, dejando al gas la respuesta para satisfacer la demanda en todo momento. Pero incluso van más allá, mantienen el parque nuclear. ¿Puede llamarse a esto transición energética?

Por el contrario, la alternativa que se propone en este informe es la de explorar la complementariedad natural de las renovables junto con las posibilidades de perfiles de despacho adaptados a las necesidades del sistema que pueden proporcionar tecnologías gestionables como la termosolar para su optimización. El resultado es que no solo se puede reducir la capacidad necesaria de respaldo entendiendo la versatilidad de funcionamiento de ciertas tecnologías, sino que, además, se puede conseguir un mix de generación más barato, respondiendo a los objetivos de una verdadera transición energética.

Una buena parte de responsabilidad en las conclusiones de distintos informes que sobre la transición se han publicado recientemente en nuestro país, la tienen los modelos de optimización utilizados.

Hasta la irrupción de las renovables en los sistemas eléctricos, los modelos de planificación con aproximaciones deductivas de nivel macro a la estructura, en términos de potencia del parque de generación, de contribuciones anuales de energía de cada tecnología y de costes del sistema, podían tener sentido y proporcionar herramientas aproximadas a la realidad para conseguir un mix relativamente optimizado.

Los modelos habitualmente empleados tienen ya un problema de partida en relación con los datos de entrada utilizados. Factores de capacidad basados en referencias antiguas, estimación de costes basados en CAPEX y OPEX no actualizados, de los que resultan costes de generación que no se corresponden con las ofertas de los promotores de contratos de PPA a largo plazo, son algunos ejemplos. La sensibilidad de los resultados a esos inputs de coste, que además no están alineados con la realidad, es enorme y las conclusiones sobre la flota óptima pueden ser totalmente divergentes y, lógicamente, ser puestas en cuestión.

Pero, sobre todo, esos modelos no contrastan el principio fundamental del sector eléctrico que es el equilibrio instantáneo entre generación y demanda. Sus resultados, aparentemente consistentes en términos anuales, no resultan factibles a nivel técnico, generando situaciones que deben ser resueltas independientemente, con costes adicionales no considerados.

Es difícil pensar que se aportará la confianza necesaria para que se efectúen las inversiones, cuando cabrá esperar mayores vertidos que los que resultan tras las hipótesis simplificadas de esta clase de modelos. Además, al priorizar las tecnologías no gestionables por su menor coste, se tiende a saturar las interconexiones en exportación a precios de saldo, lo cual, junto con los vertidos y la deflación de los precios en mercados marginalistas, desaconsejarían esas inversiones, así como la financiación de las instalaciones.

En ninguna de las modelizaciones conocidas se ha incorporado, hasta la fecha, perfiles de despacho específicos de las tecnologías renovables gestionables con determinados factores de capacidad que permitan hacerlas competitivas. Hacer pelear a las renovables gestionables con las no gestionables o con las convencionales sin discriminación ni modelización horaria, es, simplemente, simplificar las reglas del juego para expulsarlas de la solución.

Ignorar las características diferenciales relativas a perfiles de despacho que permitirían la reducción del respaldo fósil es limitar de antemano las posibilidades para optimizar el sistema y para avanzar hacia la descarbonización.

La complejidad del sistema eléctrico unida a la amplia penetración esperada de las renovables no gestionables, cuyo límite, además del puramente técnico, depende fundamentalmente del diseño del mercado, hace que los modelos de expansión presenten una solución demasiado global y seguramente incompatible con un modelo de mercado marginalista como el actual.

La viabilidad técnica de sus resultados suele ser comprobada a posteriori con otros modelos o consideraciones, de los que se deduce que los problemas de firmeza, de seguimiento de la demanda, de restricciones técnicas, de pagos por capacidad, de servicios de ajuste, etc. deben ser solucionados por terceros, con unos costes no incluidos en la optimización inicial.

Nos encontramos además en una situación de compromisos adquiridos con la mitigación del cambio climático que introduce nuevas variables, a veces, que no tienen un tratamiento adecuado en los modelos habituales de expansión de redes y flotas. Las hipótesis sobre la evolución del precio del CO_2 no recoge todo su impacto ni los compromisos asumidos sobre determinados niveles de descarbonización, más allá del precio resultante. El objetivo de descarbonizar el sistema eléctrico no se conseguirá esperando que por señales de precio del CO_2 se desplace la generación de gas o de carbón, sino mediante decisiones de cierre progresivo de esas instalaciones y sustitución por un mix de tecnologías renovables que sigan aportando la necesaria gestionabilidad al sistema, a un coste asumible, pero cumpliendo el objetivo o incluso a un coste menor.

En un mercado marginalista las medias verdades que hemos venido escuchando hasta ahora, en el sentido que clausurando cualquiera de las centrales que ofertan un precio inferior al resultante de la casación subirían el precio de la generación, funcionan y consiguen confundir a la opinión pública. Pero esas medias verdades no aguantan la comparación de la sustitución de esa misma cantidad de energía que se dejaría de generar con el cierre, o incluso de gran parte del parque actual de generación convencional, por cantidades de energía equivalente proveniente de energías renovables. De esta forma, no sólo no se encarecería el coste del sistema, sino que se abarataría.

Eso es lo que podrá comprobarse con este informe, que no utiliza modelos que eluden comprobar si se cumple en todo momento la ecuación fundamental del sistema eléctrico de equilibrio entre oferta y demanda, sino que se basa en la proyección de datos reales horarios de generación a lo largo de 4 años satisfaciendo la demanda en cada momento con las piezas de las que disponemos, mayoritariamente renovables, y aprovechando la flexibilidad de despacho de algunas de ellas.

La reconversión a electricidad que se prevé de muchos de los actuales consumos térmicos o de transporte a 2030 nos llevaría a elevar significativamente la demanda y a modificar estacionalmente su curva horaria. En este informe hemos querido centrar el impacto que tendría aprovechar el perfil de despacho de las centrales termosolares para la reducción de respaldo fósil comparándonos con el informe de la Comisión de Expertos y, por ello, hemos considerado la misma demanda de electricidad a 2030 que la reflejada en dicho informe. Nuestra metodología queda disponible para aquellas organizaciones que quieran aplicarla a escenarios y perfiles de demanda diferentes.

2. El papel diferenciado de las tecnologías de generación renovables

Satisfacer la demanda en cada periodo horario y, más específicamente, en todo momento con ayuda de los servicios de ajuste, es como construir una columna con las piezas disponibles de la generación cuya altura equivalga a las necesidades del consumo.

El objetivo fundamental de la planificación del sistema eléctrico del futuro es conseguir su descarbonización en la mayor medida posible en el horizonte 2030, para llegar a la descarbonización total en 2050, asegurando la estabilidad de la red y a un coste asumible.

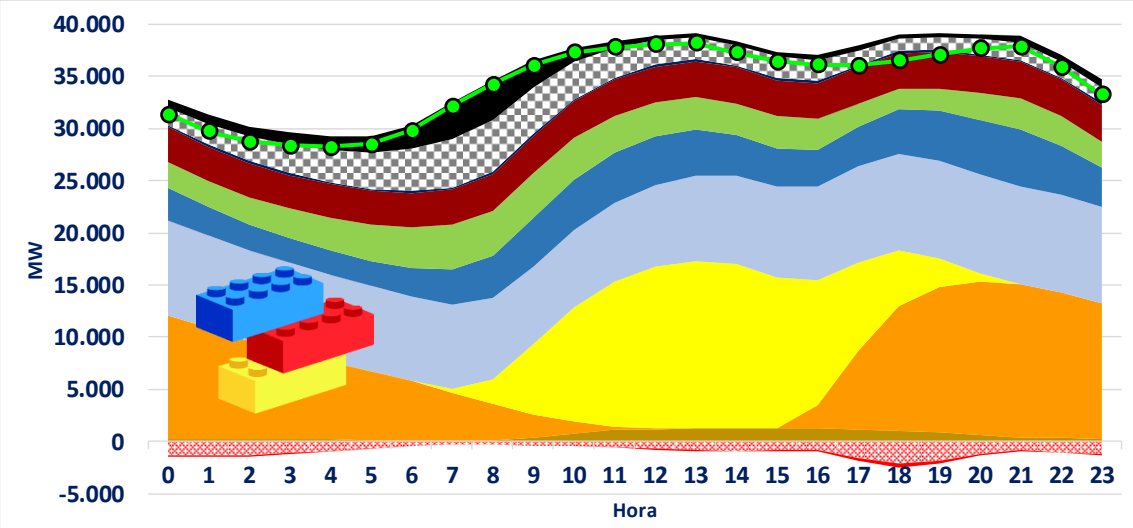


Ilustración 1: Generación media horaria por fuente energética en los 4 años analizados extrapolados a 2030

No cabe duda que en un país como España donde disponemos de recursos eólicos y solares en gran abundancia, cientos de veces superiores a las necesidades del país, estos serán los pilares de la generación en el futuro.

La hidráulica y la biomasa, con menor potencial de desarrollo por diferentes motivos serán, no obstante, esenciales aportando su flexibilidad total de despacho.

Pero la eólica y la fotovoltaica generan sólo cuando disponen del recurso y tienen un comportamiento estacional y horario muy diferente.

El respaldo con ciclos combinados de gas natural continuará siendo esencial en 2030, sin embargo, dado el reducido número de horas que operarían, sobre todo si se acoplan las piezas de generación renovable de la forma más conveniente posible, habría que tener en cuenta con qué modelo retributivo podrían aportar su indispensable servicio al sistema con una rentabilidad razonable para sus propietarios.

Para satisfacer de forma óptima la demanda hay que saber acoplar las piezas disponibles.

Las tecnologías renovables son muy diferentes entre sí. Es esencial que sea entendido por los responsables energéticos ya que los mercados agnósticos nunca podrían entenderlo.

Los recursos renovables presentan una complementariedad natural en nuestro país que permitiría ser ambiciosos sobre la posibilidad de avanzar rápidamente hacia un sistema de generación eléctrica descarbonizado y libre de residuos radioactivos de dudosa gestión técnica y económica.

En el gráfico siguiente se muestra la distribución de las diferentes tecnologías renovables de generación en España a lo largo de los meses en la serie histórica de 4 años considerada en este informe 2014 – 2017.

El periodo de menor disponibilidad de las energías solares, eólicas e hidráulicas es claramente el otoño que es donde otras tecnologías como la biomasa, o soluciones avanzadas de hibridación con combustibles fósiles, además de la gestión de la demanda, la interrumpibilidad, la gestión de la hidráulica y las interconexiones, podrían poner el acento para que la necesidad de respaldo de instalaciones convencionales fuera lo más reducida posible.

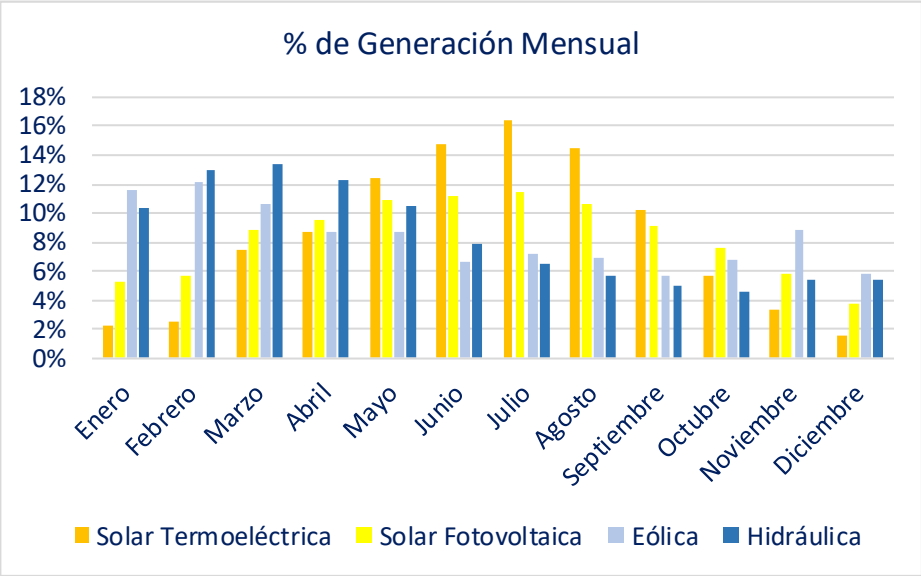


Ilustración 2: % de Generación mensual por tipo de renovable a lo largo del año

Es interesante señalar que, además de la complementariedad estacional u horaria de las tecnologías renovables de generación, se da en nuestro país un determinado reparto geográfico, como muestra la imagen que representa la generación de las diferentes tecnologías en función de su localización. Los datos corresponden al periodo enero – mayo de 2018 y la intensidad del color se corresponde con la generación en cada una de las provincias. En dichos mapas puede apreciarse la complementariedad entre la termosolar y la eólica, así como entre la fotovoltaica y la hidráulica.

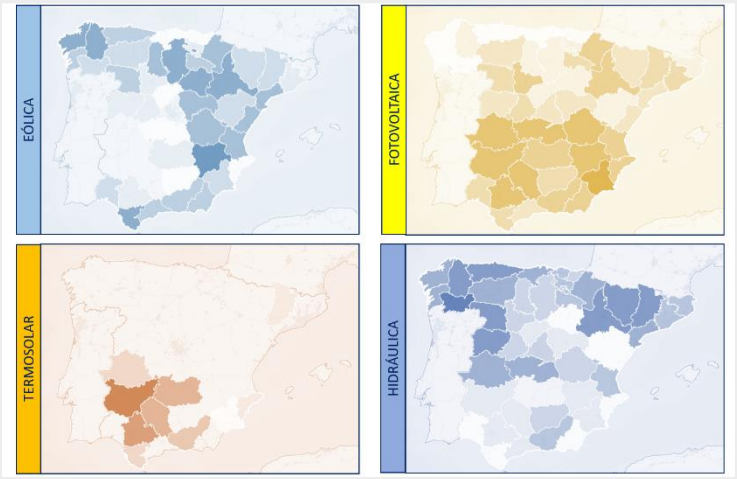


Ilustración 3: Complementariedad geográfica de las distintas tecnologías renovables

La energía eólica muestra su predominio en invierno y primavera teniendo un comportamiento relativamente homogéneo en función de la hora del día. Su potencia media en comparación con la nominal es relativamente pequeña, así como su factor de capacidad, con una media en los 4 últimos años de 1855 horas equivalentes, aunque esta cifra podría elevarse en el futuro con la repotenciación de parques antiguos y la introducción de modernos aerogeneradores en las nuevas instalaciones que tienen un mejor aprovechamiento del recurso eólico.

La energía fotovoltaica tiene una distribución de la generación concentrada lógicamente en los meses centrales del año, produciendo exclusivamente en las horas diurnas con un peso mayor en las horas centrales del día. En días nublados, los paneles fotovoltaicos también proporcionan cierta capacidad a diferencia de las centrales termosolares que necesitan radiación directa para su funcionamiento.

Ni los parques eólicos ni las centrales fotovoltaicas comerciales disponen de sistemas de almacenamiento en la actualidad y no está claro que puedan integrarlos en sus instalaciones con la durabilidad requerida, a un coste competitivo y con la capacidad del número de horas que sería requerida para asegurar la demanda a lo largo del día, cuando el recurso no estuviera disponible.

También resultan dudosos los sistemas de almacenamiento en red, más allá de las centrales disponibles de bombeo y, tal vez, alguna más que pudiera desarrollarse en los próximos años, ya que dichas inversiones estarían fundamentadas en aprovechar grandes cantidades de excedentes que sería dudoso se produjeran si los inversores tuvieran que prácticamente regalar esa energía.

Por todo ello, parece claro que el papel natural e importantísimo de las tecnologías eólica y fotovoltaica será, al menos en la próxima década, contribuir con sus bajos costes a que el mix completo, incorporando renovables gestionables sea lo más reducido posible y, en cualquier caso, menor que la alternativa actual con tanta presencia del carbón, las nucleares y el gas.

La tecnología fotovoltaica tiene, además, un amplio potencial de desarrollo en las instalaciones distribuidas de autoconsumo, tanto residenciales como industriales, reduciendo en buena medida la necesidad de generación centralizada y pudiendo, eventualmente, contribuir con su generación excedente a las necesidades de la demanda.

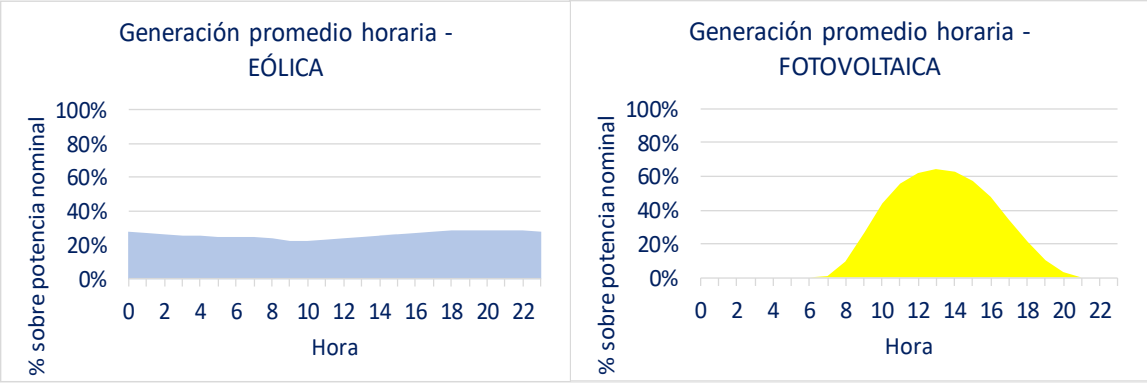


Ilustración 4: Generación promedio horaria. Eólica y Fotovoltaica

La distribución horaria de la energía eólica se adapta más naturalmente a unas necesidades de demanda existentes a cada una de las horas del día, pero, a partir de ciertos niveles de contribución anual en términos de energía, su incremento llevaría asociados vertidos exponencialmente crecientes.

La curva de generación de la energía fotovoltaica hace que su aporte esté exclusivamente limitado a las horas de sol por lo que siempre necesitará que otras tecnologías cubran el resto. A partir de un determinado nivel de penetración en términos de potencia, no solo se incrementan los vertidos, sino que somete al resto del sistema a unas necesidades de respuesta que podrían ser difíciles de asumir y que, en cualquier caso, tendrían implicaciones económicas de diversas características.

Asimismo, la suma de la generación eólica y fotovoltaica no puede satisfacer por si sola las necesidades de la demanda y un sobredimensionamiento en la potencia total de sus instalaciones para ampliar su contribución, daría lugar a la combinación de problemas señalados anteriormente para cada una de ellas.

La pieza que claramente se echa en falta, para no depender permanentemente del respaldo fósil, **es una tecnología renovable**, con elevado potencial de contribución y **que despache su generación a partir de la puesta de sol y hasta el amanecer del día siguiente**, de otra forma no se podría evitar la continua dependencia del respaldo fósil.

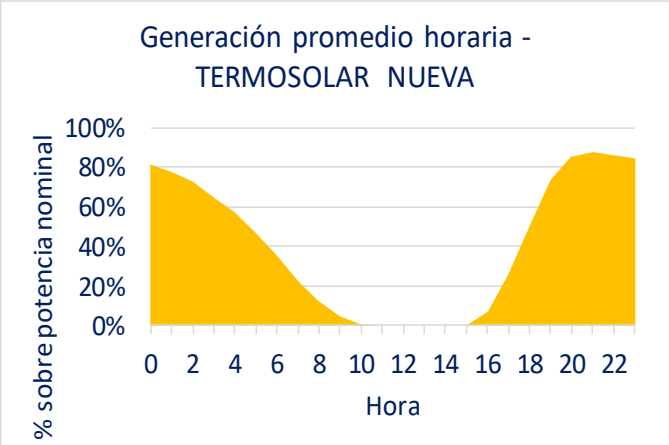


Ilustración 5: Generación promedio horaria. Termosolar

Y esa tecnología está disponible hoy en día. Son las centrales termosolares que tienen la posibilidad de desacoplar totalmente la captación de la energía con el campo solar y su entrega a la red, gracias a sus sistemas de almacenamiento térmico, cuyas pérdidas térmicas son irrelevantes en periodos de varias horas e incluso superior a un día de espera.

A pesar de su pequeña capacidad instalada, que es 100 veces menor a nivel mundial que la fotovoltaica o que la eólica, ya ofrece precios competitivos en comparación con el respaldo que, de otro modo, tendría que proporcionarse con tecnologías convencionales como los ciclos combinados de gas.

Las centrales termosolares, como ya se ha indicado, necesitan radiación directa y, por tanto, no funcionan en días nublados ni en días claros con nubes altas. Su producción es mayor, al igual que las centrales fotovoltaicas, en la mitad del año alrededor del solsticio de verano.

Las centrales termosolares mayoritariamente instaladas en nuestro país responden a la tipología de captadores cilindro-parabólicos, que fueron los que pudieron aportar más confort a las instituciones financieras cuando se inició el despliegue en España, por tener una contrastada experiencia operativa de 25 años en las centrales de California.

En esa tipología de centrales, los captadores solares se encuentran dispuestos horizontalmente en la superficie con un solo eje de giro. Por ello, dado que la altura del sol sobre el horizonte no es muy elevada en invierno, la distribución de la generación en las dos mitades del año (abril – septiembre / octubre – marzo) está algo desbalanceada (76%/24%). Sin embargo, las centrales de torre (receptor central), que en estos últimos años han demostrado en varias instalaciones, particularmente en España, sus características operativas, tendrán en el futuro una mayor presencia y contribuirán a equilibrar en cierta medida dicha diferencia de producción estacional.

La hidráulica y la biomasa son completamente gestionables, pudiendo adaptar su generación a las necesidades del sistema. Para que el valor de dicha gestionabilidad pudiera ser aprovechado totalmente por el sistema sería conveniente un cambio en el funcionamiento del mercado como el que se comentará más adelante en este informe.

Las grandes centrales hidráulicas, junto con las instalaciones de bombeo existentes, tienen todavía una gran vida útil por delante y seguirán siendo una pieza esencial del mix, aunque sin expectativas de crecimiento salvo algunos casos puntuales de nuevos bombeos.

Las centrales de biomasa generan reservas a los inversores por la disponibilidad y el precio de la materia prima, pero, a menor nivel que las tecnologías solares y eólicas, podrían constituir una pieza de gran valor para el sistema, cuya mayor flexibilidad de operación permitiría llenar los huecos que se producirían a lo largo de todo el año con una planificación optimizada y sin excesos de las otras tecnologías. En este informe hemos considerado una potencia instalada en el parque de generación a 2030 de 5 GW

pero esa es una cifra que podría elevarse reforzando las conclusiones sobre la disminución del respaldo fósil necesario.

La gestión activa de la demanda es otra variable que todavía no tienen en cuenta los modelos al uso y que puede permitir la aceleración de la transición energética acoplando mejor renovables y necesidades del consumo y que otras organizaciones, como la Fundación Renovables, han puesto claramente de manifiesto en su informe "Hacia una Transición Energética Sostenible".

Las interconexiones son percibidas como la tabla de salvación para quienes sólo tienen en cuenta el precio de generación en sus análisis ya que llegan a situaciones de elevados excedentes que, si no se exportan, aunque sea a precio de saldo, obligarán a desconectar las instalaciones con el vertido correspondiente de energía primaria no aprovechada. Las importaciones, por el contrario, pueden ser un respaldo adicional a un mix renovable mejor planificado que evite las situaciones descritas anteriormente.

Por todo ello, disponer del equipo generador renovable que satisfaga las necesidades de la demanda, con el mínimo respaldo del gas y con un coste optimizado, sólo puede conseguirse mediante subastas competitivas, específicas por tecnología. El camino correcto es solicitar lo que se necesita, con subastas específicas por tecnología o por perfil de despacho, a medida que se planifique la retirada del parque actual.

Las subastas tecnológicamente neutras no son la solución y, a partir de un determinado umbral, añadirían problemas de carácter no solo técnico sino también de sostenibilidad financiera de las instalaciones renovables y, muy en especial, de las de su misma tipología.

3. Metodología del informe

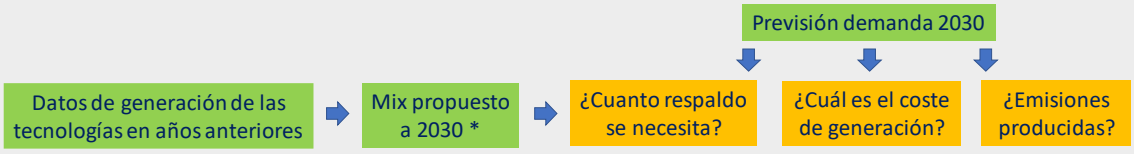
3.1 Proyección de datos horarios de generación

Los modelos de expansión de capacidad y redes utilizan datos de inversión que, según está ampliamente contrastado, no se corresponden con los PPA que resultan de las subastas. Su criterio de optimización es el del mínimo coste de generación y su sensibilidad respecto a los inputs de coste es lógicamente muy elevada. La inconsistencia observada en los últimos años entre los LCOEs (Levelized Cost Of Energy) derivados de los inputs de CAPEX y OPEX (Capital and Operational Expenditures) y los PPAs (Power Purchase Agreements) ofertados por los promotores genera grandes dudas sobre las conclusiones de dichos modelos.

Su aproximación "macro", relativamente válida para tecnologías convencionales, los lleva a resultados inviables (desde los puntos de vista técnico y de inversión) cuando aparecen renovables no gestionables. Las condiciones de firmeza, seguimiento de la demanda, restricciones técnicas, pagos por capacidad, servicios de ajuste, etc, tendría que corregirlas el sistema con costes no incluidos en su optimización.

Y, sobre todo, no consideran el aspecto esencial de las renovables: sus diferencias y posibilidades en términos de perfiles de despacho y estrategias de operación.

Por el contrario, este informe no es el resultado de cálculos o modelos, sino que es una comprobación de la cobertura de la demanda con las distintas unidades del mix seleccionado, aprovechando la flexibilidad de despacho de determinadas tecnologías renovables. Está basado en datos reales de generación y demanda horarias, permitiendo responder realistamente, con el mix que quiera analizarse, a las siguientes preguntas:



** El mix de generación es también una variable con la que puede jugarse para optimizar cada una de las respuestas con el criterio que quiera priorizarse.*

El racional de este análisis es tratar de tomar en consideración por la vía inductiva las particularidades y complementariedades en la operación de las diferentes tecnologías renovables de generación, así como la flexibilidad de que disponen algunas de ellas, dado que la vía deductiva de los modelos de expansión de capacidad y redes no lo tienen en cuenta. Es decir, no generan una solución que cumpla con el principio fundamental de equilibrio de generación y demanda en todo momento.

El principal aspecto a explorar, que tiene mucho sentido en un país como España, es la capacidad que las tecnologías solares (fotovoltaica y termosolar) tienen para convertirse en el pilar fundamental de generación eléctrica del país, si se operasen complementariamente.

Los costes a los que las centrales termosolares se están construyendo en diferentes países, con precios inferiores a los de los ciclos combinados, abren esta gran ventana de oportunidad, cuyo impacto tendría efectos macroeconómicos muy beneficiosos para la economía del país.

En cuanto a la definición de escenarios, se han asumido las principales variables del informe de la Comisión de Expertos en cuanto a la demanda eléctrica y la potencia total instalada renovable, estimada en su informe a 2030.

A partir de un desglose, en principio razonable, en el que: básicamente la potencia solar que la Comisión de Expertos había asignado a la fotovoltaica, se divide de forma equilibrada entre fotovoltaica y termosolar (25/20 GW); se incrementa ligeramente la potencia eólica, se incrementa la biomasa y se incrementa la cogeneración a 2030, se procede a responder a las siguientes preguntas:

- ¿Cuánto respaldo de gas sería necesario?
- ¿Cuál sería el coste de generación?
- ¿Cuántas serían las emisiones producidas?

Con las siguientes hipótesis adicionales:

- Cierre de las centrales nucleares
- Cierre de las centrales de carbón
- Manteniendo la demanda en 2030 en 296 TWh coincidente con el valor de la Comisión de Expertos y que corresponde a un crecimiento del 1,2% anual.
- Manteniendo los perfiles horarios de generación que las diferentes tecnologías renovables tuvieron entre los años 2014 a 2017, excepto el de las nuevas centrales termosolares y el de la biomasa que se optimizarán según las consideraciones que más adelante se explican.
- Con el siguiente desglose de potencia instalada: 33 GW Eólica / 25 GW Fotovoltaica / 20 GW Termosolar / 5 GW Biomasa y Biogás, que totalizan los 106 GW del informe de la Comisión de Expertos.
- Subiendo las horas equivalentes de operación de la eólica y de la fotovoltaica a los valores considerados por la Comisión de Expertos (Eólica 2.240 h y Fotovoltaica 1.840 h). Tomando como referencia los recursos del año 2017.
- Subiendo la “Cogeneración y otros” al valor establecido por la Comisión de Expertos (8.500 MW), manteniendo sus perfiles de generación en dichos años.
- Manteniendo la actual potencia instalada de Hidráulica + Bombeo y manteniendo sus perfiles de generación en dichos años. Sólo ha sido necesario recolocar su producción 4 días al año, para reducir los picos de potencia de respaldo identificados en horas puntuales.
- La capacidad de interconexiones en saturación se considera en 7.000 MW en 2030, tanto de importación como de exportación

Para tener una muestra lo más amplia posible de situaciones extremas se analiza horariamente el comportamiento del mix propuesto en las condiciones climatológicas

de los 4 años (2014 – 2017) en los que el parque termosolar ha estado operando al completo y sin consumo de gas para generación. La fuente son los datos de generación medida disponibles en la web de REE - ESIOS.

Se toma como referencia la generación termosolar horaria en esos años para considerar la energía solar que captarían diariamente las nuevas centrales distribuyéndola con el criterio de despacho complementario a la FV y proyectándola a 2030. La nueva flota tendrá almacenamiento y predominio de centrales de torre, cuyo balance verano/invierno es más equilibrado que el actual. La electricidad termosolar se generará básicamente entre las 16:00 h y las 8:00 h del día siguiente, y las horas de operación que han resultado están entre 3.320h y 3.532h en las proyecciones respectivas de los cuatro años reales.

La eventual gestión específica de la hidráulica para reducir respaldo, las posibilidades que brindaría la gestión de la demanda, así como la interrumpibilidad, no han sido tomados en consideración, pero podrían aportar otro buen componente de flexibilidad haciendo todavía más confiables las conclusiones de este informe.

El esquema de bloques del proceso, así como el de resultados obtenidos se muestra en el gráfico.

	RECURSO RENOVABLE HORARIO REAL EN ESPAÑA	EXTRAPOLACIÓN DE LA DEMANDA HORARIA A 2030 PARTIENDO DE DATOS REALES HORARIOS	PROYECCIÓN DE GENERACIÓN POR FUENTE ENERGÉTICA HORARIA
ANÁLISIS HORARIO DESDE el 01/01/2014 HASTA el 31/12/2017	**MATRIZ DE 35.064 FILAS** (horas desde 01/01/2014 al 31/12/2017) **X 14 COLUMNAS** (Demanda, Solar Termoeléctrica existente, Solar Termoeléctrica nueva, Solar Fotovoltaica, Eólica, Hidráulica, Bombeo, Biomasa&Biogas, Cogeneración, Residuos no renovables, Importación, Exportación, Ciclos Combinados, Vertidos) INFORME ELABORADO A PARTIR DE ESTA MATRIZ		
Fuente de los datos reales horarios de demanda y de generación por fuente energética: ESIOS, REE			

Ilustración 6: Esquema de bloques de la matriz de datos

La secuencia de despacho de las diferentes fuentes se detalla a continuación:

- Eólica: Entran al sistema con prioridad de despacho. Su generación es proporcional a la generada horariamente y proporcional a la capacidad instalada a 2030, con el número de horas equivalentes indicado por la Comisión de Expertos.
- Fotovoltaica: Entran al sistema con prioridad de despacho. Su generación es proporcional a la generada horariamente y proporcional a la capacidad instalada a 2030, con el número de horas equivalentes indicado por la Comisión de Expertos.

- Termosolar: Entran al sistema con prioridad de despacho. La generación de las centrales existentes se mantiene en todas las horas analizadas. Las centrales nuevas tienen un perfil de generación complementario a la fotovoltaica, con 3.500 h (3.320h y 3.532h) de operación anual y captando la energía solar en las mismas horas que las centrales existentes.
- Cogeneración: Entran al sistema con prioridad de despacho. Su generación es proporcional a la generada horariamente y proporcional a la capacidad instalada a 2030.
- Residuos no renovables: Entran al sistema con prioridad de despacho. Su generación horaria es la misma que en cada una de las horas de los años proyectados.
- Hidráulica: Aunque podrían entrar al sistema en función de las necesidades, ayudando a reducir vertidos y necesidad de respaldo, en estas proyecciones se ha replicado el perfil horario de generación real en cada uno de los años considerados para su proyección a 2030.
- Turbinación/bombeo: Ídem que la hidráulica.
- Biomasa: Responde a la demanda no cubierta por las anteriores fuentes energéticas, con unas horas totales de operación en torno a las 5.400 h.
- Interconexiones: Responden a la demanda no cubierta por las anteriores fuentes energéticas con una capacidad de saturación de 7.000 MW en cualquiera de las dos direcciones cuando resultase necesario, aunque a precios distintos (mayor el de importación que el de exportación)
- Ciclos Combinados de gas: es la última tecnología que se tiene en cuenta para cubrir las necesidades de la demanda.

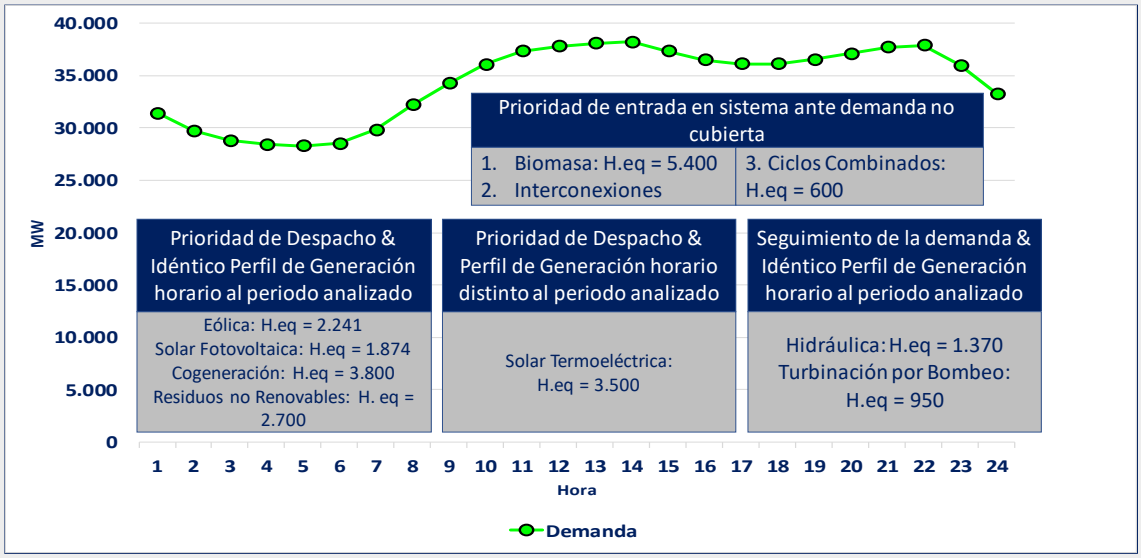


Ilustración 7: secuencia de despacho de las diferentes fuentes energéticas

Respecto a las horas equivalentes en el gráfico, se muestran las correspondientes al parque actual y a las consideradas para las nuevas instalaciones.

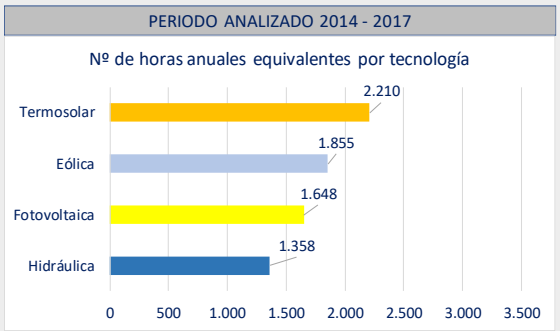


Ilustración 8: h.eq anuales por tecnología en el periodo 14 – 17

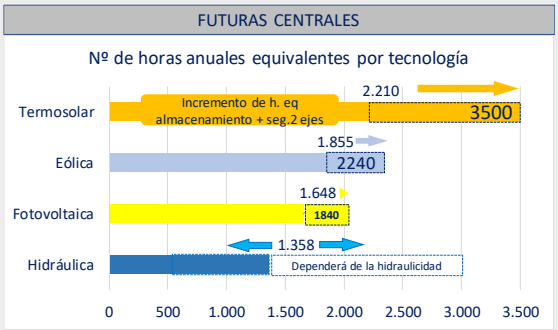


Ilustración 9: h.eq anuales por tecnología en 2030

Las futuras centrales solares termoeléctricas serán, probablemente, en su mayoría, centrales de torre, dada la elevada latitud de los emplazamientos en la península. No obstante, se considera que ambas tecnologías, cilindro parabólicas y torres, coexistirán en el tiempo, dada la ventaja de las cilindro-parabólicas para alcanzar tamaños de plantas unitarias de gran tamaño y las sinergias de mercado que tendrán con instalaciones de la misma tipología en regiones de latitudes inferiores.

Las horas equivalentes anuales establecidas en el estudio han sido 3.500h, las cuales se corresponden con un diseño de campo solar dimensionado para 9 horas de almacenamiento, aunque los tanques tendrían una capacidad de 15h a potencia nominal ya que durante las horas de sol las centrales termosolares no estarían en producción, sino almacenando para su despacho a partir de la puesta de sol.

La herramienta y los resultados horarios se ponen a disposición de Red Eléctrica de España y de la Secretaría de Estado de Energía.

3.2 Consideraciones generales sobre las centrales termosolares

La flota de centrales termosolares en operación en nuestro país consiste en 49 instalaciones con una potencia total de 2300 MW y cuyo desglose por tipologías se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 1: flota de centrales termosolares en operación en España

Tipo / tecnología	Nº de centrales	Potencia (MW)	Almacenamiento (MWh)
Cilindro-parabólico de 50 MW sin almacenamiento	27	1.350	0
Cilindro-parabólico de 50 MW con almacenamiento > 7h	17	850	6.500
Torres con receptor de vapor saturado	2	31	31
Torres con receptor de sales fundidas y almacenamiento de sales > 15h	1	20	300
Reflectores lineales Fresnel	1	30	0
Híbridas solar cilindro-parabólica con Biomasa	1	22	0
TOTAL	**49**	**2.300**	**6.831**

Estas centrales entraron en operación entre 2007 y 2013. Hasta 2013 las centrales podían incluir en su producción hasta un 15% generado a partir de gas, por lo que prácticamente todas ellas se dotaron de unas calderas que podrían generar aproximadamente la tercera parte de la potencia del campo solar, para poder compensar la disminución del recurso durante la operación.

A partir de 2014, las centrales operan en modo exclusivamente solar para la generación de electricidad. Por ello, son los datos de generación a partir de ese año los que se han tomado como referencia para saber qué días y a qué horas se hubiera podido contar con la acumulación de la energía térmica en los tanques de las futuras centrales.

La generación de las centrales termosolares durante los últimos 4 años se presenta en el siguiente gráfico.

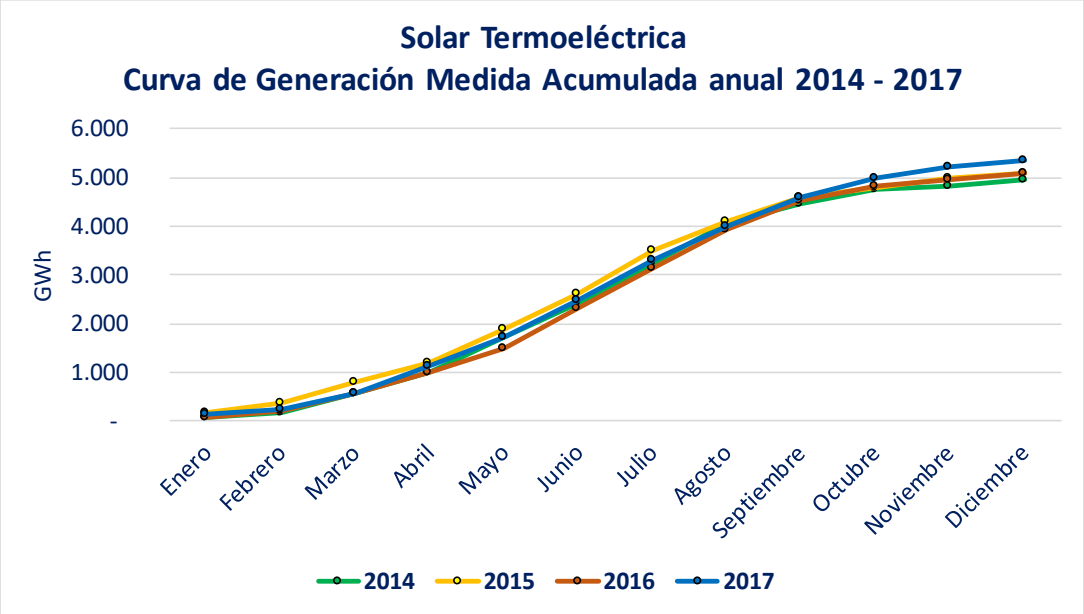


Ilustración 10: Curva de Generación medida acumulada anual 2014-2017

La generación anual es muy estable, de alrededor de 5 TWh, sin presentar síntomas de degradación en ninguna de las centrales que llevan en operación cerca de 10 años y sin incidencias reseñables.

2017 fue un año meteorológicamente excepcional y se superaron los 5,3 TWh. El récord de contribución puntual a la demanda peninsular es del 10%. Durante muchos momentos del verano su contribución está en torno al 8%.

Aunque el régimen retributivo actual no da señales para una operación de seguimiento de la demanda, muchas de las centrales con almacenamiento reducen, entre mayo y octubre, su potencia nominal a partir de la puesta de sol para conseguir no parar durante la noche y enlazar con el siguiente día, con casos frecuentes de dos semanas continuadas. En el caso de Gemasolar, con 15 horas de almacenamiento, se han conseguido producciones sin parar de más de un mes en varias ocasiones. En la figura siguiente se muestra el caso real habitual de operación de la central La Africana (colectores cilindro parabólicos con 7,5h de almacenamiento), con periodos de operación continuada suspendidos por días sin sol.

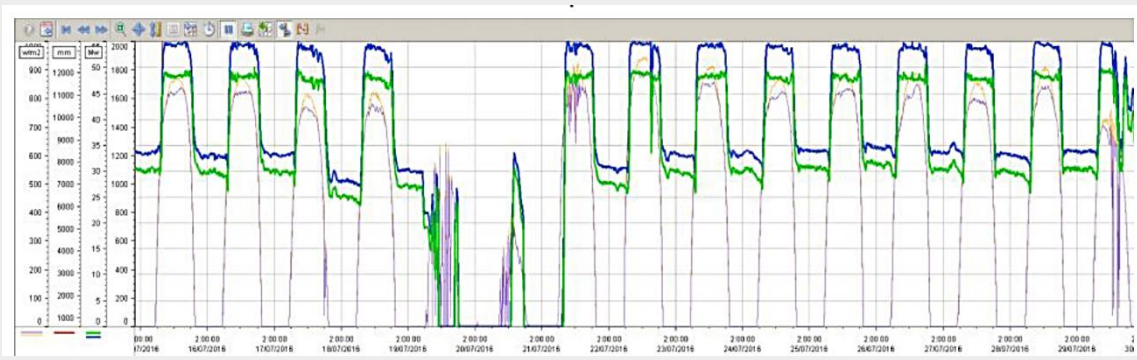


Ilustración 11: Caso real de operación de La Africana

La línea verde representa la generación eléctrica inyectada en la red.

Es habitual en nuestro país observar producciones continuadas día tras día en las que el mínimo durante la madrugada se sitúa en unos 250 MW, lo que supone que unas 8 centrales, de las 18 que tienen almacenamiento, no habrían parado durante la noche funcionando en carga parcial, priorizando evitar arranques y paradas a una descarga a potencia nominal hasta que se agotase el almacenamiento, como habrían decidido las otras.

Por lo que respecta a la evolución y tendencias de las centrales termosolares a nivel internacional, esta tecnología se desplegó inicialmente en California a mediados de los 80 alcanzando cerca de 400 MW instalados. Desde 1990 a 2007 no se instaló ninguna nueva central comercial en el mundo, comenzando la nueva etapa con el programa español de 2.300 MW entre 2007 y 2013, continuado con nuevas instalaciones en USA con las que se alcanzaron unos 1.800 MW.

En la actualidad, Marruecos es el país que está acometiendo la instalación de la nueva capacidad solar de generación de forma más racional para cubrir las necesidades de su sistema con una proporción notablemente mayor de centrales termosolares y alcanzará en este año los 500 MW de potencia termosolar instalada. Próximamente anunciará la adjudicación de dos complejos en los que coexistirán centrales termosolares y fotovoltaicas, con despachos complementarios, en la línea que se recomienda en este informe.

Sudáfrica es otro país con un nivel significativo de potencia termosolar en operación o construcción avanzada, mientras que los Emiratos Árabes y China son los mercados actualmente más activos con centrales en construcción.

Hasta ahora la tecnología dominante ha sido la de captadores cilindro-parabólicos debido a que eran más fácilmente financiables por contar con las referencias operativas de las primeras centrales en California, que continúan aún en operación regular tras 30 años desde su construcción. Sin embargo, en los nuevos proyectos predominan las tecnologías de torre por presentar mayores expectativas de reducción de costes. Unas y otras presentan ventajas relativas. Las cilindro-parabólicas no tienen limitación de tamaño para la captación de la energía solar, pudiendo diseñarse con bloques de potencia unitarios de gran tamaño. Sin embargo, presentan peor balance estacional que las torres en latitudes por encima de los 30^0 y tienen restricciones de temperatura del fluido de trabajo, lo que limita su rendimiento y encarece el almacenamiento. Las centrales de torre, por su parte, tienen el inconveniente de que el rendimiento de la captación solar se reduce con el mayor tamaño de la planta.

En la próxima década seguirán coexistiendo ambas soluciones y de esa forma ha sido tenido en cuenta en este informe.

La novedad más reseñable de esta tecnología ha sido la reducción de costes producida en los dos últimos años con PPAs firmados en países de nivel de radiación directa similares a España como es Dubai, en el nivel de 6 c€/kWh y con varios desarrolladores de reconocida solvencia ofertando en niveles similares. En países como Australia o Chile los niveles de precios están en el entorno de los 5 c€/kWh como corresponde,

lógicamente, a su mayor nivel de radiación directa. Hay que llamar la atención respecto al recorrido que todavía tiene esta tecnología para la reducción de costes, desde los 5 GW actualmente instalados, cuando el mercado se incremente, no ya al nivel actual de la fotovoltaica o la eólica con 500 GW, sino con planificaciones nacionales de alguna decena de GW por región.

3.3 Características de las centrales termosolares consideradas en este informe

El factor de capacidad, o número de horas anuales de operación, es una variable fundamental de la que depende el coste en las centrales renovables gestionables. Precisamente este es uno de los motivos por los que las energías renovables gestionables son expulsadas de los modelos de expansión de red, ya que el no contar a priori con unas horas equivalentes anuales hace que los costes estimados a partir de los datos de inversión resulten muy elevados.

En este informe se han considerado centrales termosolares de 3.500 horas anuales equivalentes de generación, que se corresponden con centrales con mayor proporción de campo solar respecto al necesario en el punto de diseño, comparadas con las que están instaladas actualmente en nuestro país, cuyas horas equivalentes están alrededor de 3.000.

El campo solar para las nuevas centrales se diseñaría para un almacenamiento de 9 horas con el supuesto de que la operación se realizase como hasta la fecha, es decir generando durante el día y extendiendo la operación hasta agotar el almacenamiento.

Sin embargo, como el despacho propuesto en este informe para la nuevas centrales termosolares comienza a partir de la puesta de sol, el volumen de los tanques de almacenamiento tendrá que ser mayor, con capacidad para 15 horas. Esto no supone un incremento importante en la inversión de la central ya que el campo solar, así como la torre y el receptor en su caso, están dimensionados para una central de 9 horas de almacenamiento, sin variar por ello el factor de capacidad.

En el informe se ha tenido en cuenta un reparto entre centrales cilindro parabólicas y de torre que resulte una distribución 65%/35% entre las dos mitades del año alrededor de cada uno de los solsticios. Un diseño optimizado de centrales de torre con campo norte podría tener un nivel aún más equilibrado de contribuciones estacionales.

Es importante destacar que el coste de generación de las centrales termosolares decrece con el tamaño del almacenamiento ya que, a pesar de tener una mayor dimensión el campo solar y el sistema de almacenamiento, el bloque de potencia sería el mismo y las horas anuales de operación mayores. Centrales de mayor factor de capacidad solaparían algo más su producción con la fotovoltaica en los días de verano, pero reducirían el coste de generación del mix.

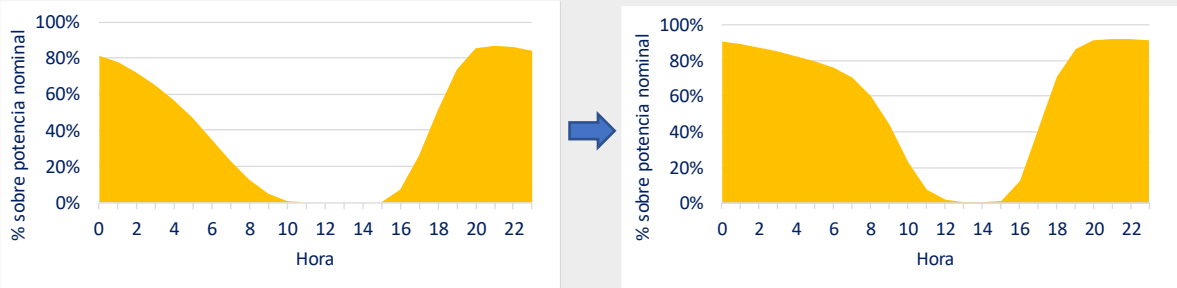


Ilustración 12: Perfiles de despacho en función del factor de capacidad

La estimación de la producción de las nuevas centrales termosolares se ha realizado teniendo en cuenta cuando generaron las centrales actuales en los cuatro años de la serie histórica de referencia en los que las centrales termosolares operaron en modo exclusivamente solar, sin apoyo del gas que había sido utilizado hasta 2013. De esta forma, los campos solares de las nuevas centrales recogen energía para sus tanques de almacenamiento exclusivamente en esos días, proporcionando en el conjunto del año las 3.500 horas equivalentes de operación.

Otra característica de las centrales termosolares, que no ha sido tenida en cuenta en este informe pero que podría contribuir a reducir aún más el respaldo y los vertidos, es la posibilidad de diferir uno o dos días el despacho de la energía almacenada sin apenas pérdida de rendimiento. Con los sistemas de predicción meteorológica esta flexibilidad complementaria podría ser de gran utilidad al sistema.

A diferencia de la situación actual en la que, por diferentes circunstancias, ajenas a sus capacidades, las centrales termosolares no están participando en los mercados de servicios de ajuste, las nuevas centrales termosolares, además del gobernador de respuesta primaria participarían activamente en los mercados de banda de secundaria y de terciaria.

4. Resultados

La siguiente tabla muestra la comparativa entre el mix de la Comisión de Expertos y este informe. Como puede apreciarse, el de Protermosolar tiene una potencia instalada inferior en 17 GW al de la Comisión de Expertos, al prescindir del parque nuclear y de parte de los ciclos combinados actuales, pero manteniendo la misma potencia renovable.

	Mix 2017	Mix Comisión de Expertos (CdE)	Mix Protermosolar	
Demanda de energía eléctrica	268,5 TWh	296 TWh	296 TWh	=
Potencia total instalada del Mix	104,5 GW	147 GW	130 GW	⇩
Total Potencia Renovable	51 GW	106 GW	106 GW	=
Potencia Instalada Eólica	23 GW	31 GW	33 GW	⇧
Potencia Instada Fotovoltaica (FV)	4,7 GW	47,15 GW	25 GW	⇩
Potencia Instalada Termosolar	2,3 GW	2,3 GW	20 GW	⇧
Potencia Instalada Otras Renovables	0,75 GW	2,55 GW	5 GW	⇧
Vertidos		4.600 GWh	830 GWh	✓
Emisiones	66.000 kton CO_2 *	12.593 kton CO_2	4.991 kton CO_2	✓
Comentarios Adicionales	Datos del informe de REE "El Sistema Eléctrico Español – Avance 2017"	Mantiene la flota nuclear y de gas y no alcanza los objetivos de la UE (29,7%) ¿Puede llamarse a esto transición?	Sin carbón, sin nuclear, con menor respaldo de gas y cumpliendo objetivos de la UE (34%) Esto si es una Transición Energética	✓

* REE tiene en cuenta emisiones de Otras Renovables y de la Cogeneración. Tanto la CdE como Protermosolar no tienen en cuenta las emisiones estas dos fuentes

Ilustración 13: Resumen comparativo escenario CdE vs Protermosolar

Aunque la potencia renovable instalada renovable se ha mantenido igual, a efectos comparativos con el informe de la Comisión de Expertos, hay básicamente una importante diferencia con aquél, ya que en el parque generador de este informe, en lugar de los 47 GW de fotovoltaica de la Comisión de Expertos, se considera la potencia solar repartida en 25 GW de fotovoltaica y 20 GW de termosolar. Como se ha indicado anteriormente, tanto la potencia del mix de Protermosolar como su desglose son variables que permitirían optimizar todavía más el escenario en función de querer priorizar el coste, las emisiones o la reducción del nivel de respaldo fósil.

La potencia eólica se eleva en este informe a 33 GW frente a los 31 GW de la Comisión de Expertos, así como a la biomasa que se incrementa a 5 GW frente a los 2,5 GW de la Comisión de Expertos. En una eventual optimización del mix considerado en este informe, ambas tecnologías podrías subir sus contribuciones

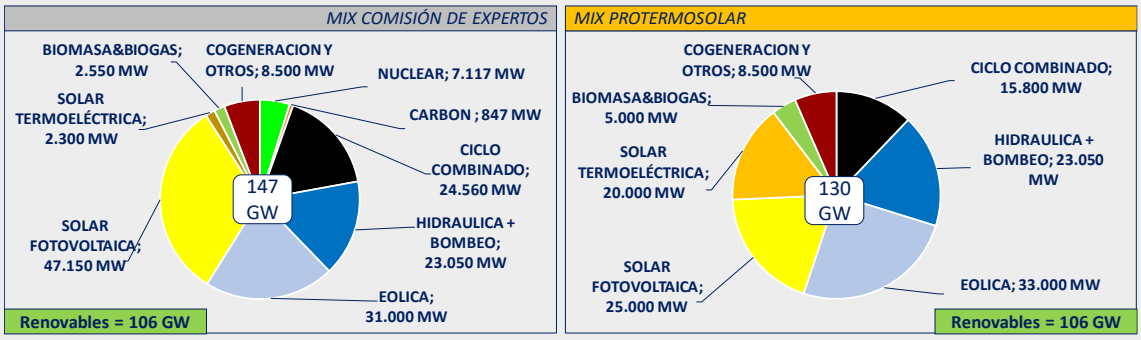


Ilustración 14: Comparativa de Potencia instalada. CdE vs Protermosolar

El gráfico siguiente muestra la comparativa del mix de generación en los dos casos.

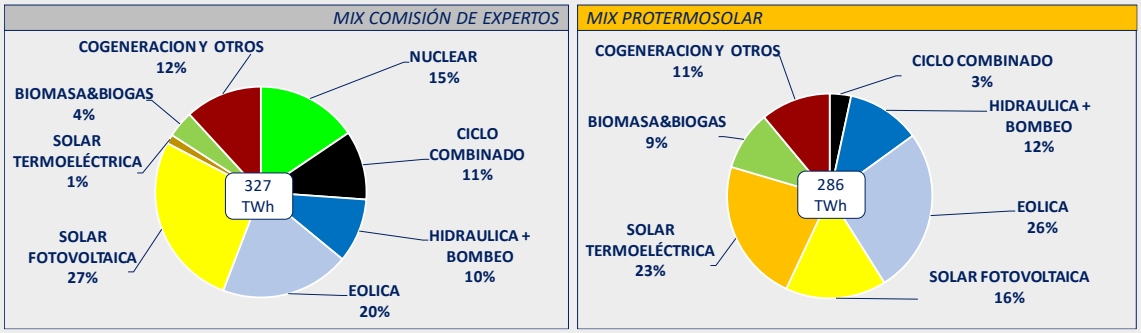


Ilustración 15: Comparativa del mix de Generación

En el caso de Protemosolar el 85,6% de la generación de electricidad es de fuentes renovables, frente al 62,1% de la Comisión de Expertos.

Los parques eólicos sería la tecnología que contribuiría individualmente con mayor porcentaje, un 26 %, mientras que las dos tecnologías solares juntas aportarían el 39 %

Los ciclos combinados tan sólo contribuirían, salvo las circunstancias puntuales según se comentará más adelante, en un 3,4% al mix de generación. Las restricciones técnicas de niveles mínimos de generación síncrona se satisfacen en la propuesta de Protermosolar, aunque requerimientos adicionales de restricciones técnicas y de reserva rodante podrían elevar ligeramente la energía generada a partir del gas sin que se vieran afectadas las conclusiones generales de este informe.

El carbón y la nuclear dejarían de formar parte del sistema de generación sin que el sistema dejase de cumplir las características técnicas requeridas para proporcionar la correspondiente seguridad de suministro y respuesta a las variaciones en todo momento. Hay que recordar que en este informe se han quedado algunos elementos sin considerar y que añadirían factores de reserva, como la gestión proactiva de la demanda, la gestión de la hidráulica y los contratos de interrumpibilidad.

El saldo de interconexiones tendría un 4,5% de importación, ya que sería más económico importar electricidad que hacer trabajar a los ciclos combinados a un coste muy elevado.

El mix de potencia instalada de la Comisión de Expertos generaría mucha más energía que, en parte, tendría que exportarse, lógicamente a precios muy bajos, y otra parte dejar de producirse, con un significativo vertido de energía primaria, que, a nuestro juicio sería todavía más elevado que el estimado en su informe, cuando se analizasen en detalle restricciones técnicas de operación.

El gráfico siguiente muestra la comparativa del mix de demanda en los dos casos.

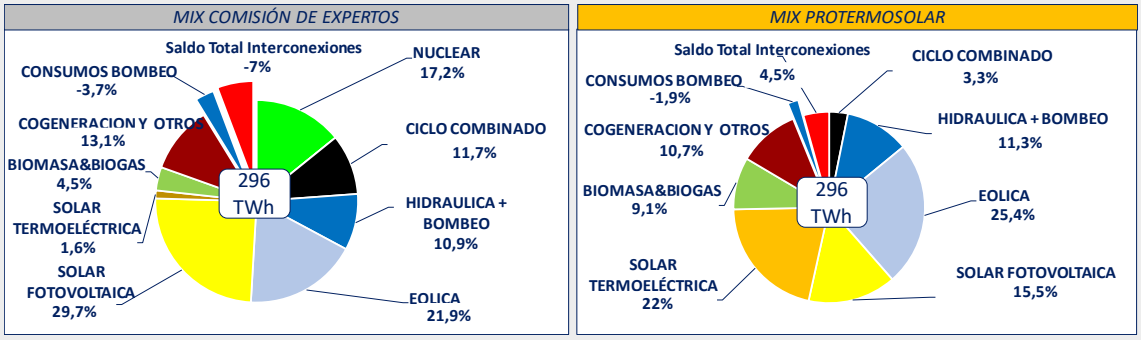


Ilustración 16: Comparativa del Mix de Demanda

La diferencia en cuanto a la cobertura de la demanda con renovables es bastante relevante, siendo del 83% en el caso de Protermosolar frente al 69% de la Comisión de Expertos.

Ambos Mix de Generación se corresponden con una demanda de 296 TWh. (La hidraulicidad del mix de PROTERMOSOLAR (Hidráulica + Bombeo) mostrada en este gráfico tiene en cuenta la media de los últimos 4 años = 33,5 TWh, valor muy similar a los 32 TWh del escenario de hidraulicidad medio planteado en el caso base por la Comisión de Expertos.

Una diferencia significativa son los resultados de perfiles exportador, en el caso de la Comisión de Expertos, e importador, en este informe, en el que se prefiere importar una pequeña parte de electricidad que generarla con ciclos combinados a un precio superior en 2030. En cualquier caso, en el mix de Protermosolar se ha tenido en cuenta que las importaciones (cuando se necesitan) serán más caras que las exportaciones (cuando sobran).

La saturación de interconexión a 2030 considerada en el escenario propuesto por Protermosolar es de 7 GW, tanto de importación como de exportación, que puede considerarse más conservadora que la suma de capacidades previstas en 2030 con Francia, Portugal y Marruecos. No obstante, los balances de intercambios con los países vecinos deberían ser objeto de un estudio más detallado en el que se tuvieran en cuenta, no sólo la capacidad de las interconexiones sino sus planificaciones de potencia y tipología de la capacidad instalada a 2030. Marruecos, por ejemplo, mantiene un perfil claramente importador de electricidad de España, pero en 2030 podría tener un perfil claramente exportador hacia Europa si se confirman sus expectativas de potencia solar, fotovoltaica y termosolar.

La distribución anual horaria media por fuente energética puede verse en el gráfico siguiente. El hecho de que haya algunas horas en las que se dan importaciones y exportaciones a la vez es el resultado de la media anual en esa hora, tanto de las exportaciones como de las importaciones, y que no serían simultáneas, sino que corresponderían, en realidad, a momentos distintos a lo largo del año.

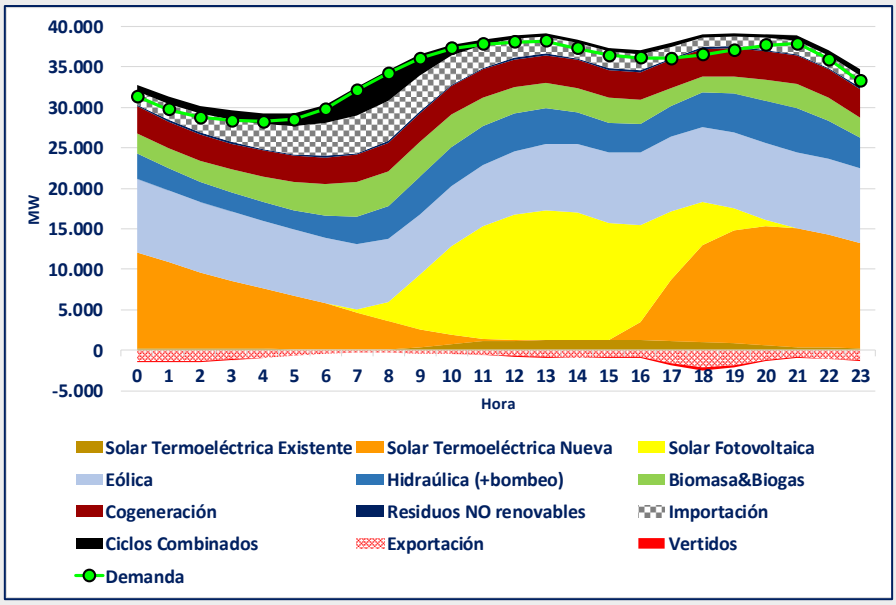


Ilustración 17: Generación horaria media por fuente energética

La clave, para conseguir una contribución racional de las renovables en un país soleado como España, es considerar a la Energía Solar, Fotovoltaica + Termosolar, operadas de forma complementaria, como pilar de la generación en 2030 y más allá.

La termosolar, en invierno, generaría para cubrir el pico de la noche. En primavera/otoño su generación se extenderá desde media tarde hasta avanzada la madrugada. En verano, llegaría hasta primeras horas de la mañana. Durante todo su periodo de funcionamiento la termosolar estaría aportando generación síncrona, necesaria para la estabilidad del sistema.

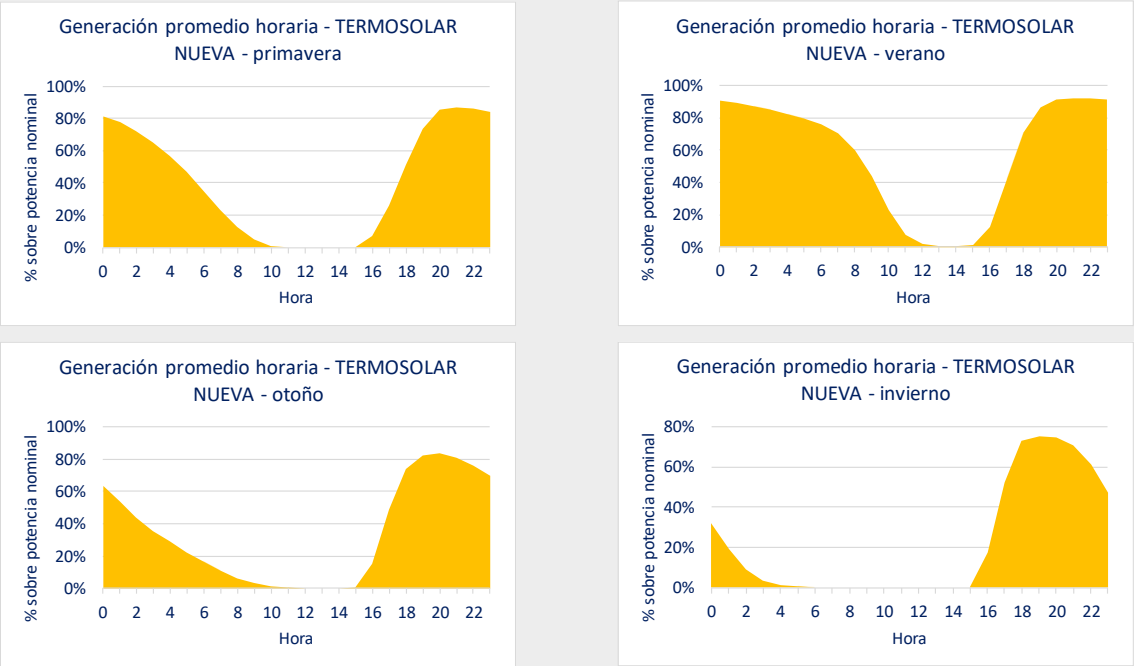


Ilustración 18: Perfil de despacho de la termosolar en función de la estación del año

La complementariedad del viento y el agua con el sol y el apoyo de la biomasa, permitiría satisfacer la demanda con un reducido respaldo de gas natural y de importaciones.

La gestión activa de la demanda, que jugará un importante papel en 2030, junto con los contratos de interrumpibilidad, contribuirían a garantizar la seguridad del suministro, haciendo posible, entre todas las contribuciones, una **auténtica Transición Energética**.

Los resultados resumidos de las proyecciones de años reales a 2030 en este informe, comparadas con el informe de la Comisión de Expertos se resumen a continuación.

			Mix 2030'XX = extrapolación a 2030 del año XX			
	VALORES CdE	2030'M	2030'17	2030'16	2030'15	2030'14
Potencia de respaldo Ciclos (GW)	24,6	15,8	15,8	15,7	15,7	14,2
Número de horas equivalentes ciclo combinado	1.413	615	598	734	701	478
Generación Ciclos Combinados (GWh)	34.702	9.700	9.430	11.565	11.015	6.792
% Renovable / Generación	62%	85,6%	84,5%	85,0%	85,3%	87,6%
Coste de generación (€/MWh)	52	48,8	49,97	48,67	49,16	47,45
kton CO2 mix	12.593	4.990,9	4.890	5.639	5.513	3.921
Vertidos Acumulados (GWh)	-4.616	-833,3	-289	-1.488	-723	-834

Ilustración 19: Resultados resumidos de las proyecciones de años reales a 2030 de Protermosolar, comparadas con el informe de la Comisión de Expertos

En la tabla anterior los datos de los años proyectados a 2030 responderían a la pregunta ¿y si 2030 fuese como 2014, o como 2015, 2016 ó 2017?

En el mix propuesto por Protermosolar (2030'M):

- Sólo se han necesitado 15,8 GW de ciclos (8,8 GW menos que la CdE) para cubrir las necesidades de la demanda. No se han considerado restricciones técnicas para establecer el programa diario viable. Probablemente, criterios de reservas mínimas de firmeza, así como lo ya comentado de restricciones técnicas podrían aconsejar mantener una flota de ciclos superior a la identificada como estrictamente necesaria para la cobertura de demanda en este informe. Profundizar en la estructura de generación en cada una de las franjas horarias proyectadas, para identificar si dicha estructura era viable o hubieran tenido que aplicarse alguna restricción, hubiera probablemente llevado a considerar alguna necesidad adicional de generación con ciclos respecto a la de este informe, pero no cambiarían significativamente las conclusiones generales del mismo.
- La generación con ciclos combinados es un 72% menor que la propuesta por la Comisión de Expertos
- La cobertura de la generación de origen renovable es del 85,6%
- El coste del mix de generación sería menor que de la Comisión de Expertos. Los dos informes consideran que los incentivos a las renovables ya instaladas serían financiados de forma independiente.
- Las emisiones de CO2 bajarían un 60%
- Los vertidos serían un 82% menores que los estimados por la Comisión de Expertos, que, además, estimamos que han sido infravalorados al no haber realizado un estudio de generación horaria.

Entre las conclusiones de este informe, resulta que la potencia máxima de respaldo de los ciclos combinados nunca superó los 16 GW. Eso no quiere decir que nuestra conclusión sea que la potencia de respaldo sea precisamente 16 GW.

Hay razones para inclinar la balanza en uno u otro sentido, pero lo que se demuestra es que no haría falta mantener la flota actual, incluso habiendo cerrado las nucleares.

Ilustración 20: Balanza de razones para mayor o menor potencia de respaldo

En general, las restricciones técnicas, de producirse, lo harían en situaciones en las que precisamente la potencia en operación de los ciclos sería pequeña, por lo que sí podrían incrementar ligeramente la contribución en energía anual pero no en potencia de respaldo.

Como documentación de base del informe se dispone de los 365 días x 4 años con el resultado horario del desglose por tecnología que daría satisfacción a la demanda en todo momento.

A continuación, se muestran ejemplos de días representativos en las cuatro estaciones del año, demostrando como sería la cobertura de la demanda.

- Comparativa de días con/sin sol en primavera

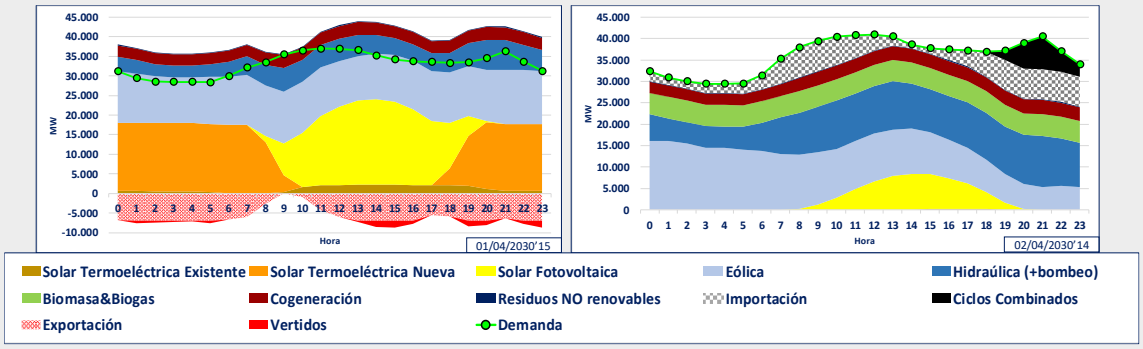


Ilustración 21: Comparativa de días con y sin sol. Primavera

En este ejemplo de día soleado de primavera, el perfil diario sería plenamente exportador y con algo de vertidos, dada la abundancia de recurso renovable. La biomasa no operaría en ese día. Al haber proyectado la generación real de la hidráulica se produce esa situación exportadora, pero en una recomendable gestión optimizada de la hidráulica se hubiera conservado ese recurso pudiendo reducirse la necesidad de respaldo en otros días futuros y eliminando los vertidos.

En un día de primavera con bajo recurso solar, pero con alto recurso eólico, la demanda estaría cubierta gracias a la generación de la biomasa, cogeneración e importaciones. La necesidad de generación de ciclos combinados se reduce al pico de la tarde-noche.

- Comparativa de días con/sin sol en verano

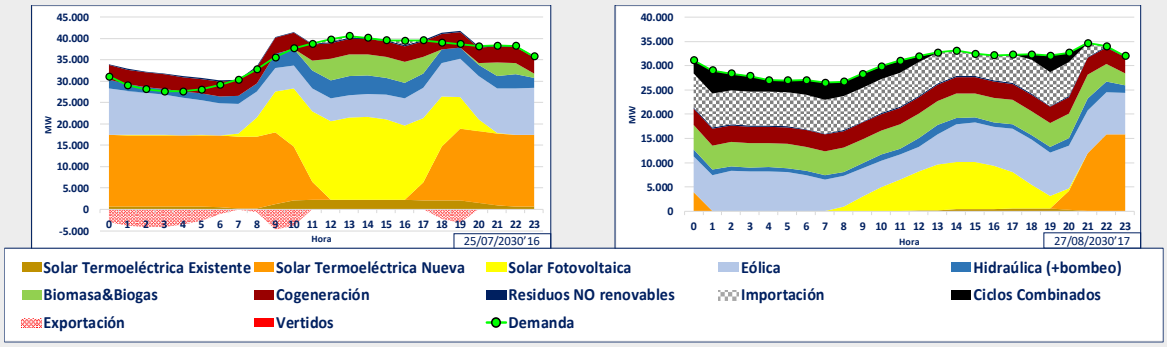


Ilustración 22: Comparativa de días con y sin sol. Verano

En un día soleado de verano, la termosolar y la fotovoltaica cubren gran parte de la demanda. Dada la abundancia del recurso solar y el solape que necesariamente se produciría durante algunas horas entre fotovoltaica y termosolar, se darían momentos de necesidad de exportación. De nuevo, una gestión de la hidráulica conservando el recurso habría reducido esa necesidad exportadora, así como el respaldo en días futuros. La biomasa tendría que operar en horas centrales del día para ajustar la generación a la demanda. Los ciclos combinados no serían necesarios en ese día.

Los días de bajo recurso solar, en este caso asociado a bajo recurso eólico, obligaría a la biomasa a operar a carga nominal prácticamente todo el día y a echar mano de las importaciones. En ese día sería necesaria la operación de una parte del respaldo de los ciclos combinados durante buena parte del día. En este ejemplo se ve como tampoco hubo un buen recurso solar el día anterior (es difícil encontrar dos días seguidos sin termosolar en verano) sin que fuera posible la contribución de la termosolar durante la noche.

- Comparativa de días con/sin sol en otoño

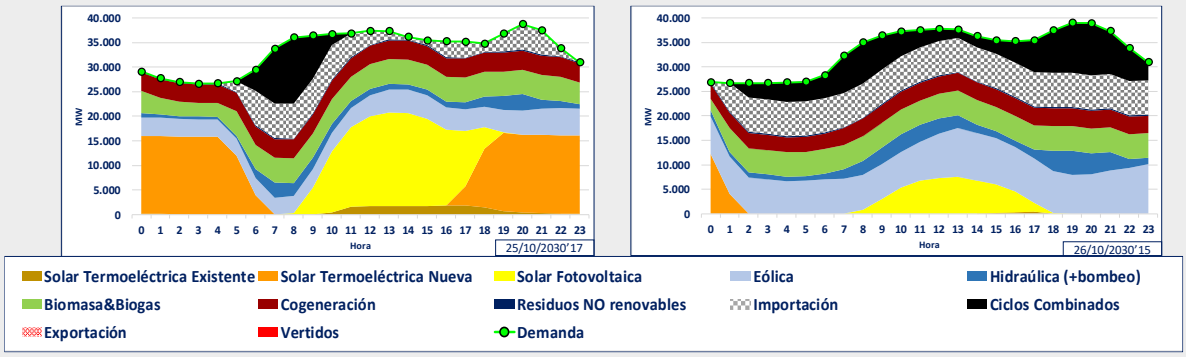


Ilustración 23: Comparativa de días con y sin sol. Otoño

En un día soleado de otoño, la termosolar opera hasta avanzada la noche siguiente, si bien, la caída de la termosolar coincidente con la ausencia aún de la fotovoltaica, lo que implica que los ciclos combinados sean requeridos para cubrir la demanda de 5 a 10 de la mañana.

En un día de otoño con poco recurso solar, la biomasa opera a carga nominal todo el día, se saturan las importaciones a lo largo de prácticamente las 24h y por último los ciclos combinados trabajan para cubrir la demanda, siendo más acentuada su contribución, cuando la fotovoltaica, la cual funciona a muy baja carga, no contribuye. Ni el viento ni la hidráulica han podido funcionar a alta carga debido a la escasez de recursos.

- Comparativa de días con/sin sol en invierno

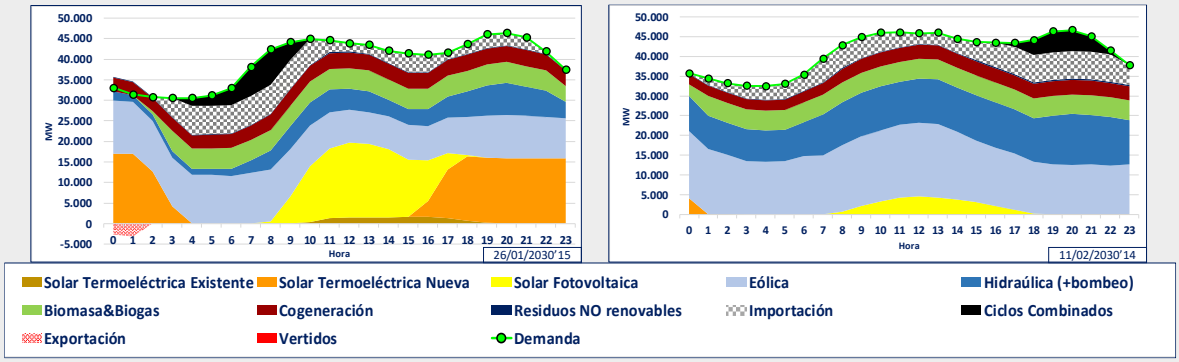


Ilustración 24: Comparativa de días con y sin sol. Invierno

En días soleados, la termosolar y la fotovoltaica se complementan de tal manera que en un día soleado de invierno podrían actuar como carga base desde las 10 de la mañana hasta la 1 de la noche. A lo largo de la noche, en ausencia de fotovoltaica y con los tanques de las termosolares vacíos, implicaría que hubiese una alta importación. Los ciclos entrarían para cubrir el pico de la mañana y a partir de este momento, la biomasa entraría a carga nominal y la importación regularía su carga para adaptarse a la demanda no cubierta.

En días poco soleados de invierno, la mayor presencia de recurso eólico e hidráulico, asociado a periodos de baja presión atmosférica, permitiría cubrir gran parte de la

demanda. La biomasa, en ausencia de sol, operaría a carga nominal, para de esta manera reducir la necesidad de ciclos combinados, que serían, no obstante, necesarios en el pico de la tarde.

El peor de los días encontrados en los cuatro años de serie histórica, se correspondió con el 28 de noviembre de 2017.

El recurso solar fue muy bajo, tanto que las centrales termosolares no habrían podido recoger nada durante el día, la fotovoltaica apenas genera, hubo poco viento y el recurso hidráulico fue muy escaso, por este motivo la biomasa opera a plena carga todo el día, se importa saturando la interconexión y los ciclos trabajan todo el día.

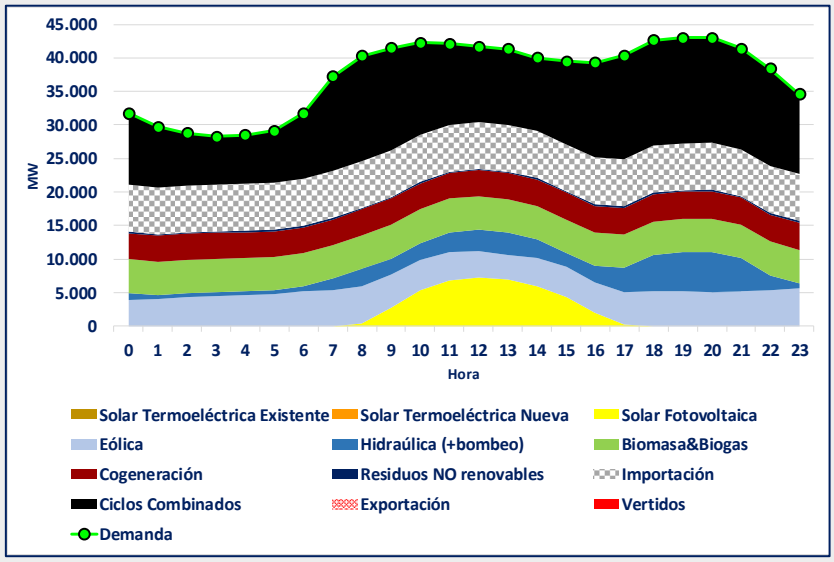


Ilustración 25: Día de máximo respaldo requerido por los ciclos combinados

El pico de la tarde, con la hidráulica generando como en 2017 hubiese generado una necesidad puntual de respaldo con ciclos de 19,8 GW, si bien, gestionando el recurso hidráulico de ese día, permitiría rebajar ese pico a 15,8 GW, el pico horario más alto de los 4 años.

En relación con el cumplimiento de objetivos de la UE, que estaban estimados en un 30% de contribución de las renovables a la demanda final en el momento de la publicación del informe de la Comisión de Expertos, pero que está siendo elevado en estos momentos tras los trílogos en la UE, en el informe de la Comisión de Expertos no se alcanza ese porcentaje.

La contribución de la renovables al mix eléctrico propuesto por Protermosolar sería de 247 TWh, es decir, la generación eléctrica sola ya cubriría el 26,7% de los objetivos. Adicionalmente, habría que sumar la contribución de los 70 TWh de las renovables no eléctricas que se prevén por la Comisión de Expertos, con lo que se cubriría el 34,3% de la demanda final, superando así ampliamente los objetivos de la UE.

La promoción de sistemas solares de concentración para la substitución de combustibles fósiles en procesos industriales en el rango de 80 a 400 ^{0}C sería otra vía para contribuir eficazmente a la reducción de emisiones.

El IDAE ya estimó en cerca de 40 GW la sustitución potencial de combustibles fósiles en procesos térmicos, por lo que el apoyo en la promoción de estas soluciones podría elevar significativamente el porcentaje de contribución de las renovables en nuestro país y tendría sinergias positivas con las centrales termosolares al incrementar el volumen de mercado de los campos solares.

5. Cumplimiento de restricciones técnicas

En el escenario de la Comisión de Expertos, la incorporación de tanta generación no gestionable al sistema daría lugar a un buen número de situaciones de difícil manejo y cuya gestión generaría muchas más situaciones de vertidos que las contempladas en los estudios macro llevados a cabo.

En particular, la instalación de 47 GW de potencia fotovoltaica en el sistema podría llevar a situaciones conocidas como la curva de pato representada en el gráfico, que corresponderían a días soleados con poca generación eólica típicos del verano en la península.

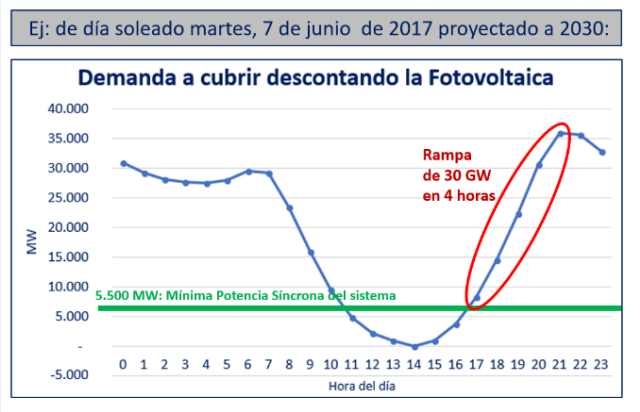


Ilustración 26: Curva de Pato en escenario Comisión de Expertos

En este tipo de situaciones se inducirían mayores vertidos de energía primaria que los considerados en el informe de la Comisión de Expertos, de las propias instalaciones fotovoltaicas, al tener que dejar su producción a generación síncrona hasta alcanzar el mínimo técnico requerido por el sistema como del resto de energías renovables.

Además, responder a la rampa de subida alrededor de la puesta de sol, que es cuando la demanda presenta su mayor pico, resultaría muy complicado para el parque generador del informe de la Comisión de Expertos.

El parque propuesto por Protermosolar cumpliría prácticamente durante todo el año con el mínimo técnico requerido de 5.500 MW de potencia síncrona conectada según puede verse en el gráfico. Tan sólo durante 51 horas en los 4 años analizados sería necesaria la incorporación forzada de ciclos combinados, que sumarían 1,4 horas equivalentes anuales a la generación con esta tecnología.

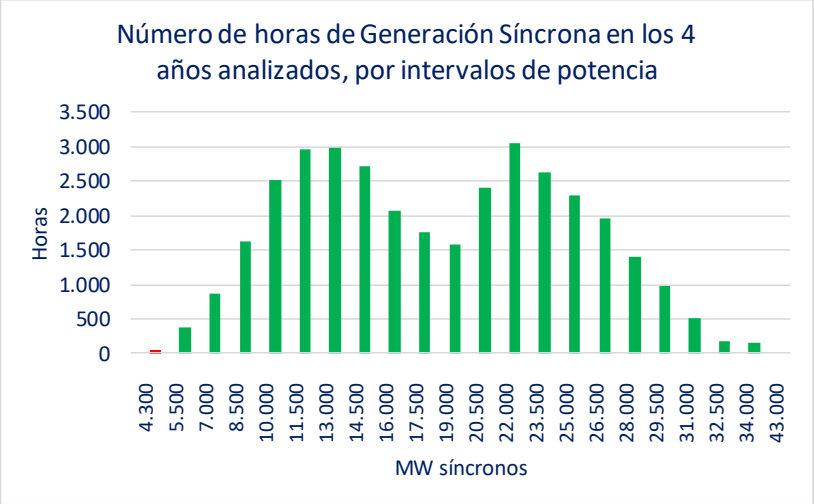


Ilustración 27: Generación síncrona por intervalos de potencia

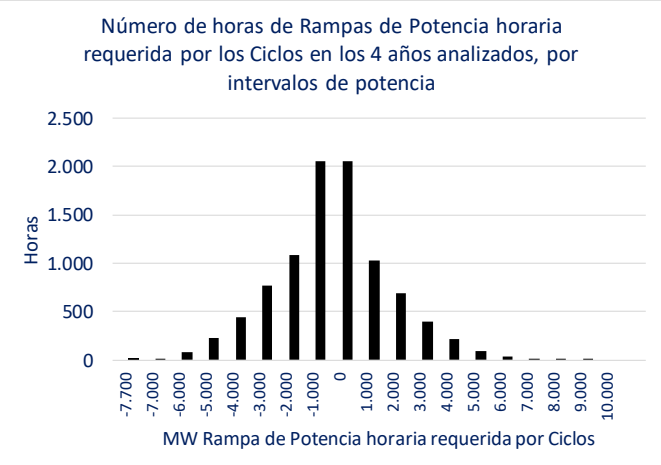
Al analizar más detalladamente el cumplimiento de esta condición, podría resultar la necesidad de mayor potencia térmica o hidráulica para aportar reserva rodante durante periodos en los que se superan los 5.500 MW requeridos por el sistema, por lo que podría ser aconsejable incrementar a producción de los ciclos combinados durante un mayor número de horas. No obstante, esas situaciones se darían en circunstancias de contribución de los ciclos muy por debajo de la máxima potencia de respaldo requerida, ya que cuando estuvieran operando cerca de su capacidad de respaldo se cumpliría ampliamente la condición, por lo que no influiría en la determinación de dicho nivel de potencia de respaldo que se presenta en este documento.

En el caso de situarse la exigencia mínima de potencia síncrona en generación al doble de dicha potencia de referencia, es decir a 11000 MW, el impacto que tendría en el incremento de contribución de los ciclos a la generación anual sería tan sólo del 0,6%.

La flexibilidad adicional de la generación hidráulica, que no ha sido modificada respecto a su funcionamiento real en los cuatro años considerados, podría contribuir asimismo a compensar esas situaciones.

Este informe se basa en la proyección de producciones en intervalos horarios por lo que el análisis de las rampas que se producirían tiene un carácter mas discreto y escalonado que si se hubieran empleado intervalos de diez minutos o, incluso, de lo que en realidad se produciría en la operación del sistema.

No obstante, hemos querido analizar el nivel de las rampas que se observan en las proyecciones sin los retoques que serían lógicos durante la operación. El análisis se ha efectuado para las dos tecnologías que aportarían la necesaria flexibilidad al sistema (ciclos combinados y biomasa). La operación de la hidráulica también podría contribuir a suavizar las transiciones que pudieran producirse.



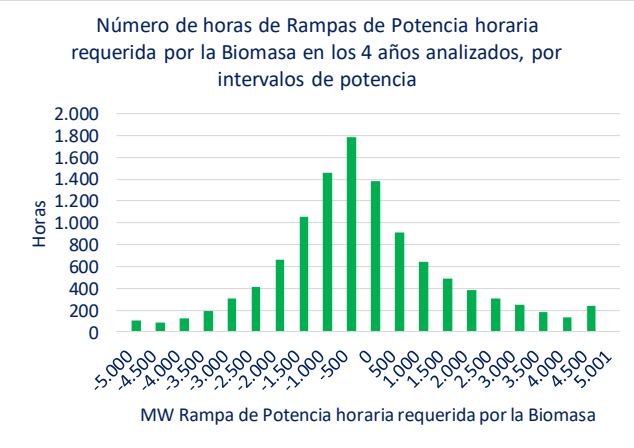
Potencia Instalada Ciclos = 15,8 GW

Rampa de Potencia horaria requerida por los Ciclos Combinados	% de horas sobre los 4 años analizados 20(14-17)'
< 1.000 MW	44,7%
< 2.000 MW	67,6%
< 5.000 MW	97,3%
< -5.000 & > 5.000	2,7%

Solución rampas de subida > 5000 MW:
Añadir 46.000 MWh/año de ciclos. (Δ 0,5%)

Solución rampas de bajada:
Exportación o vertidos (0,004% demanda)

Ilustración 28: Análisis de rampas de centrales de Ciclos Combinados



	ESCENARIO PROTERMOSOLAR
Salto de Potencia horaria requerida por los Ciclos Combinados	**% de horas sobre los 4 años analizados 20(14-17)'**
< 500 MW	28,5%
< 2.000 MW	75,5%
≤ 5.000 MW	100%

Las centrales de Biomasa pueden soportar rampas del 100% de su potencia nominal (5.000 MW) en 1h. Por lo que las rampas identificadas no supondrían un problema técnico

Ilustración 29: Análisis de rampas de las centrales de Biomasa

Por lo que respecta a las interconexiones y con la hipótesis de 7.000 MW de saturación, siendo el total de capacidad con nuestros vecinos de 11.000 MW, se tendría un resultado importador de un 4,5% sobre la demanda.

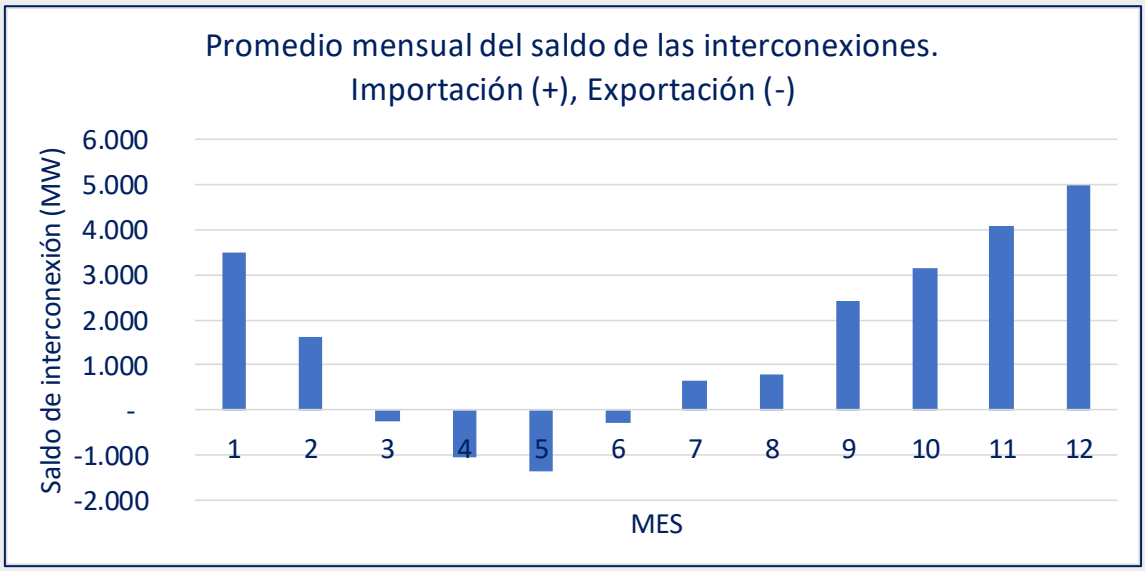


Ilustración 30: Promedio mensual del saldo de las Interconexiones

La saturación de las interconexiones se produciría en el sentido importador durante un 23,2 % del tiempo en el caso de Protermosolar, mientras que para la Comisión de Expertos ocurriría durante el 8,9% del tiempo.

En el sentido exportador, en el caso de Protermosolar la saturación se produciría tan sólo durante el 4,4% del tiempo, mientras que para la Comisión de Expertos se saturaría durante un 33,4% la conexión con Francia y en un 4% la de Portugal.

6. Reflexiones sobre el modelo de mercado

Los modelos de mercados marginalistas tienen sentido mientras que los costes variables representen un peso relevante en el mix de generación. Dado que en el futuro toda la nueva potencia a instalar será renovable, cuyos costes dependen de la inversión inicial, estas inversiones solo serán posibles con retribución estable a lo largo de su vida regulatoria, por lo que, teniendo en cuenta además la retirada de las centrales convencionales, la cantidad de generación con retribución fija irá, poco a poco, incrementando su cuota y acabando siendo mayoritaria, si antes no se hubiese llegado a reformar el actual modelo.

La singular fórmula de subastas recientemente implementada en España, con retribución ligada al pool, no incentivará futuras inversiones renovables.

La penetración progresiva de las centrales termosolares recomendada en este informe sería más apropiada con el cambio de modelo de mercado que se describe resumidamente a continuación, aunque hay que decir que con el actual modelo también podría facilitarse su incorporación subastando el "producto" de despacho a partir de la puesta de sol que, además de ser la forma más racional de avanzar hacia una generación descarbonizada, sería también la fórmula de menor coste para el sistema.

El modelo de mercado marginalista transmitirá dudas sobre su sostenibilidad con la progresiva penetración de renovables cuando los precios se deflacten dramáticamente al haber una gran oferta concentrada del mismo producto al mismo tiempo, motivada por la inflexibilidad de despacho de las renovables no gestionables.

Entonces el respaldo, tal como está concebido en la actualidad, resultaría inviable empresarialmente, aunque tal vez se podría llegar a una situación en la que, al operar tan pocas horas, elevasen en tal medida los precios de casación para equilibrar sus cuentas de resultados, introduciendo una gran volatilidad e incertidumbre a todo el sistema.

Dadas las grandes diferencias que tienen las renovables en su operación (p.e. la eólica genera más en invierno y primavera que en verano y de forma relativamente homogénea durante el día, mientras que la fotovoltaica solo funciona durante el día y más en verano que en invierno) las subastas de nueva capacidad no pueden plantearse con neutralidad tecnológica, tal como ya se ha argumentado anteriormente.

Por ello, para alcanzar un mix de generación descarbonizado y optimizado económicamente, serán necesarias subastas específicas por tecnología que respondan a las necesidades del sistema, a medida que se vaya sustituyendo la generación convencional actual.

En el caso de tecnologías gestionables, como la termosolar o la biomasa, las subastas competitivas en precio establecerían condiciones a su perfil de despacho para poder contribuir a la optimización técnico-económica del sistema.

En el caso de la termosolar se exigiría la complementariedad con la fotovoltaica y, en el caso de algún solape durante el verano que pudiera inducir a vertidos, la fotovoltaica tendría prioridad de despacho. En el caso de la biomasa, su remuneración algo más elevada, estaría justificada por su firmeza y mayor flexibilidad de operación. En ese caso, las subastas competitivas en precio podrían plantearse para un suministro determinado de energía anual (p.e. equivalente a 6.000 horas al año) que podría incluir una cláusula de "take or pay" en el caso de que no hubiese sido necesario su despacho.

Cuando el porcentaje de generación con retribución estable, tras sucesivos procesos de subastas específicas y competitivas, hubiese alcanzado una proporción bastante mayoritaria, sería el momento de plantearse la reconversión de la parte remanente del mercado marginalista ligando su retribución en alguna medida al nivel de la retribución media de las tecnologías equivalentes implantadas por el método de subastas con algún mecanismo de protección que asegurara una rentabilidad razonable a las antiguas instalaciones, al estilo de los Costes de Transición a la Competencia, establecidos en el cambio de modelo de retribución de la Ley de 1997.

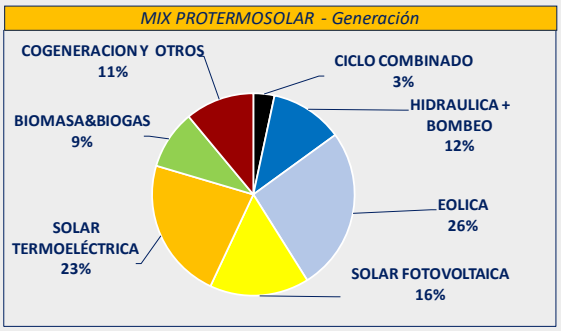
La generación eléctrica es un sector liberalizado en nuestro país y, por tanto, existe la libertad de establecimiento para promotores que quisieran construir sus instalaciones al margen de los mecanismos de subastas específicas de precio de energía, ligando sus planes de negocio a las expectativas de evolución del precio del pool en el mercado marginalista que coexistiría con las subastas durante algún tiempo. No obstante, dadas las incertidumbres no parece que esta vía pudiera llegar a representar un gran volumen, a pesar del gran número de iniciativas actuales en marcha que han reservado puntos de acceso.

Los mercados de servicios de ajuste podrían seguir funcionando con el modelo competitivo actual. Una incorporación racional de las tecnologías renovables con el oportuno balance entre las gestionables y las no gestionables haría innecesarios pagos por capacidad, así como también los modelos de negocio basados en los vertidos de las renovables como las baterías en red, salvo para fines de estabilidad en casos muy específicos, o los de generación de hidrógeno hidrolizando agua, más conocidos como "power to gas".

7. Estimaciones de coste

El parque renovable propuesto en este informe se iría construyendo a lo largo de la próxima década y coexistiría con la progresiva retirada de las instalaciones convencionales.

El coste medio de generación en 2030 sería el resultado de la ponderación de los costes de cada una de las tecnologías que hubieran resultado tras las sucesivas subastas específicas de la nueva capacidad renovable, siendo el precio el resultado de la competencia en el mercado en el momento de su adjudicación, garantizado en un horizonte temporal de 20 – 25 años.



Al parque renovable actual se le dotaría de estabilidad retributiva y los incentivos seguirían pagándose de forma independiente a la generación

Fuente Energética	Costes de Generación en 2030 (€/MWh)
Ciclo Combinado (50€/ton CO_2)	73,83
Hidráulica	20
Bombeo	25
Eólica	40
Solar Fotovoltaica	35
Solar Termoeléctrica	55
Biomasa & Biogas	60
Cogeneración	70
Residuos no renovables	80
Importación	60
Exportación	40
Total Costes de Generación	48,8

Ilustración 31: Costes de Generación por fuente energética

En este informe se ha realizado una estimación con criterios conservadores teniendo en cuenta los costes actuales de las diferentes tecnologías y las reducciones esperadas con el crecimiento de los mercados, tanto a nivel nacional como internacional.

Dichos costes de generación serían: Eólica 4 c€/kWh; Fotovoltaica 3,5 c€/kWh; termosolar 5,5 c€/kWh; Biomasa 6 c€/kWh; Turbinación por bombeo 2,5 c€/kWh; Hidráulica 2 c€/kWh; Residuos no renovables 8 c€/kWh; Cogeneración 7 c€/kWh; Ciclo Combinado 7,4 c€/kWh (coincidente con la estimación de la Comisión de Expertos); Importaciones 6 c€/kWh; Exportaciones a 4c€/kWh.

Los sobrecostes del parque renovable ya instalado se financiarían de forma independiente. La Comisión de Expertos recomendaba hacerlo desde los Presupuestos Generales del Estado, con impuestos ambientales o con los impuestos que menos distorsiones provoquen.

Aplicando estos datos a la generación del mix de Protermosolar resultaría en 2030 un coste de generación de 4,9 c€/kWh. Este es algo inferior (6 %) al resultante del informe de la Comisión de Expertos, aunque está bastante alineado con él, pero permitiría el cumplimiento de objetivos de la UE en cuanto a la contribución de renovables y generaría menos emisiones permitiendo avanzar hacia un sistema de generación eléctrica más descarbonizado.

La generación a partir de viento y sol representaría el 65% de la generación total. El desglose del tercio restante de generación sería: Cogeneración y otros (11 %), Biomasa y Biogás (9%), que subirían ligeramente el precio del mix mientras que la Hidráulica (12%) lo devolvería al valor medio de sol y viento.

El 3,4 % de respaldo en ciclos combinados (o de turbinas de ciclo abierto con recuperación en los tanques de almacenamiento de las centrales termosolares) junto con el coste de los servicios de ajuste, no alterarían significativamente el precio de la generación, que quedaría, en todo caso, en niveles inferiores a la media actual.

Otra consideración económica adicional sería el impacto macroeconómico esperado en la construcción y operación de las centrales termosolares propuestas por Protermosolar.

Dado su elevado contenido local, las inversiones en centrales termosolares contribuirían a:

- Incremento del PIB
- Contribución en fase de construcción de 3,5 millones € / MW → 62.000 millones € (17,7 GW)
- Contribución en fase de operación de 0,6 millones € / MW → 12.000 millones € (20 GW)
- Contribuciones fiscales (Sociedades, IVA, IRPF, Tasas Locales)
- Generación de empleo (con su consecuente disminución de subsidios de desempleo)
- Fase de construcción (1,77 GW/año) = 88.500 empleos / año
- Fase de operación (1,77 GW/año) = 1.770 empleos directos adicionales / año. A partir de 2030 habría 20.000 empleos permanentes
- Reducción pagos por CO2

Además, las centrales termosolares conllevarían otros impactos de carácter más cualitativo, pero de gran relevancia como:

- ¡¡¡Convergencia Económica Regional!!!
- Disminución importaciones de combustibles, con el correspondiente impacto en la balanza comercial.
- Mantenimiento de las empresas españolas en el liderazgo internacional y a la captación de gran parte del mercado exterior.
- Atracción de inversiones extranjeras.

8. Reflexiones adicionales sobre el respaldo con gas

Una de las consideraciones a tener en cuenta sería la viabilidad de los ciclos combinados, tanto en el caso del informe de la Comisión de Expertos como en el de Protermosolar, dadas las reducidas horas de operación que resultan en ambos estudios, resultando en ambos casos absolutamente necesario su respaldo para las estructuras de generación consideradas.

Los gráficos de horas de operación en función de la potencia en el caso de Protermosolar serían:

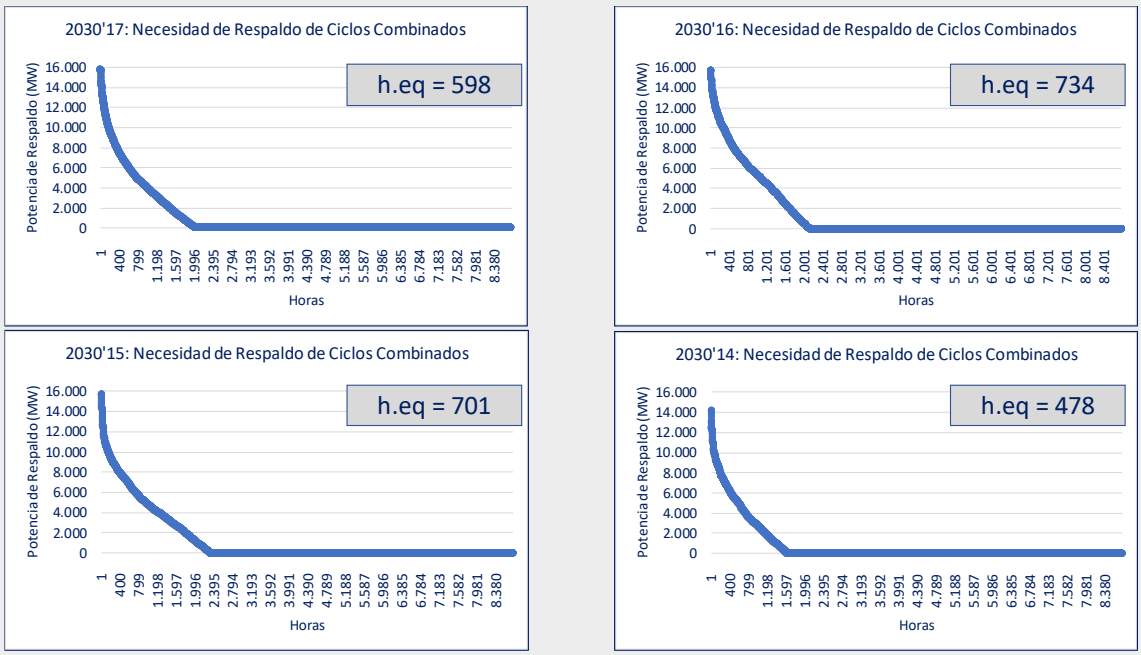


Ilustración 32: Necesidad de potencia de Ciclos Combinados por número horas en los 4 años

Como puede apreciarse, la potencia de respaldo por encima de 6.000 MW resultaría de alrededor de 400 horas. También puede concluirse que la potencia de respaldo por encima de 2.000 MW sería del orden de 1.000 horas.

Por ello cabría plantearse si sería necesario mantener la flota completa de los 16.000 MW de respaldo bajo la forma de ciclos combinados o si no resultaría más oportuno dejar un número más reducido de ellos, con el suministro de una determinada cantidad de energía previamente acordada, que permitiera unas horas equivalentes acordes con un precio garantizado que proporcionara una rentabilidad razonable a la inversión. Esa asignación sería asimismo objeto de subasta. De esta forma esas instalaciones funcionarían a requerimiento del operador del sistema para asegurar el respaldo cuando fuera necesario, con la oportuna comunicación previa de las necesidades de operación basada en el comportamiento esperado de las instalaciones renovables en un horizonte de 24 horas.

El resto podría reconvertirse a turbinas de gas en ciclo abierto (peakers) cuyos costes de operación y mantenimiento son más reducidos que los de los ciclos combinados

O incluso, dichas turbinas en ciclo abierto podrían disponerse integradas en las nuevas centrales termosolares de torre que, de esta forma garantizarían la total firmeza con un reducido porcentaje de contribución de gas, a modo de **ciclos combinados sol-gas desacoplados**, de forma que su energía de escape fuera recuperada por el sistema de almacenamiento de las centrales termosolares.

De esta forma se evitaría el mantenimiento de ciclos combinados completos que se sustituirían por esos ciclos combinados sol-gas desacoplados que proporcionarían la misma firmeza que los ciclos combinados convencionales.

El factor de capacidad de dichas instalaciones resultaría superior al de las centrales termosolares consideradas en este informe, pudiéndose así conseguir alguna rebaja adicional en su precio de generación. Las turbinas de vapor de la central solar operarían más horas con la energía recuperada de las turbinas de gas al igual que si los tanques se hubieran cargado con la energía solar.

El diseño de estas centrales híbridas avanzadas tendría una gran flexibilidad al poderse diseñar las potencias de la turbina de gas con diversas ratios respecto a la turbina de vapor de la central termosolar.

Asimismo, en el caso de que las potencias de ambas turbinas fuesen iguales y, en un momento dado, en el que hubiese suficiente energía disponible en el tanque de almacenamiento, fuese necesario duplicar la potencia, esa instalación podría poner a trabajar las dos turbinas a la vez proporcionando el doble de potencia que el nominal en circunstancias de trabajo habitual.

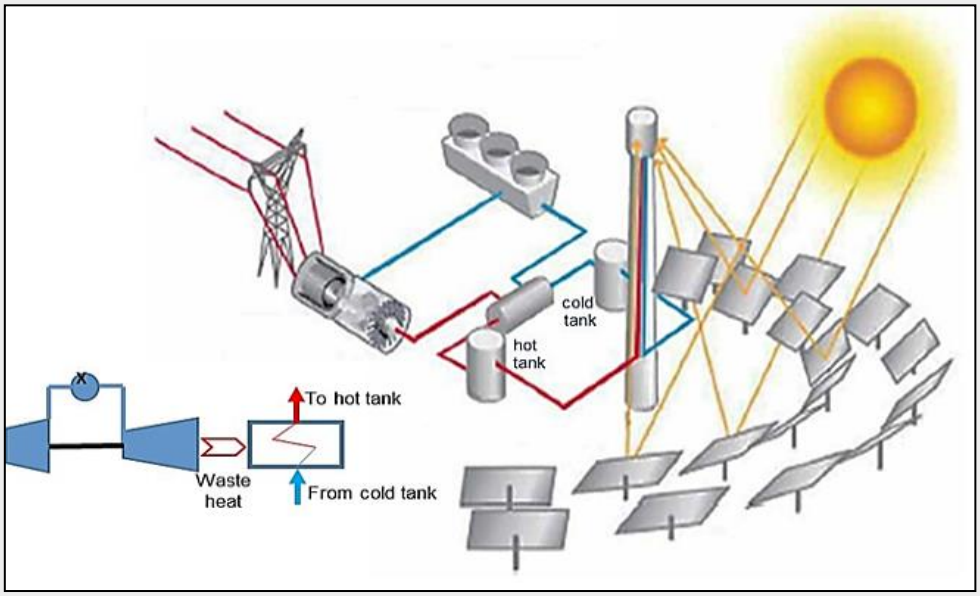


Ilustración 33: Propuesta de ciclos combinados sol-gas desacoplados

Adicionalmente, **las centrales termosolares podrían ofrecer su capacidad de almacenamiento**, con inversiones complementarias muy pequeñas, **para reducir los vertidos de eólica en días de mucho viento y poco sol**, calentando los tanques con resistencias y operando posteriormente la turbina de vapor como en el modo solar. Esta sería una solución con similar rendimiento global, con menor inversión y operación más sencilla que el concepto “power to gas” que se está promoviendo como alternativa.

9. Recomendaciones de actuación

Antes de realizar cualquier propuesta de actuación sobre instalaciones futuras es obligado señalar la necesidad de dotar de un horizonte de retribución estable a las instalaciones renovables de generación instaladas hasta la fecha, cuyas inversiones y contratos de financiación se realizaron hace algunos años (alrededor de 10 años de media) y que han sido sometidas durante estos últimos años a sucesivos recortes. La última reforma de 2013, no sólo profundizó en nuevos recortes a la mayoría de las instalaciones, sino que las sumió en la gran incertidumbre de no saber cuál sería su retribución en los años futuros. La eufemísticamente llamada "rentabilidad razonable" debe ser, en cualquier caso, la rentabilidad ofrecida a las instalaciones desde el momento de su construcción y, por tanto, estable sin quedar ligada a la hipotética evolución de una variable exógena, como es, en este caso, la deuda española.

Una vez establecida esa absoluta prioridad, podemos pasar a considerar como abordar de manera racional la transición hacia un mix de generación en 2030 que represente el mayor avance posible hacia la descarbonización del sistema eléctrico, garantizando el suministro y a un precio asumible.

El primer paso consistiría en asumir objetivos ambiciosos y realistas para la reducción de emisiones y la mayor contribución posible de las renovables en 2030. Entender el positivo impacto que tendría para la economía española sería una razón adicional para la elaboración de políticas consistentes y continuadas.

Para ello, el punto de partida debe ser la planificación ordenada de retirada de centrales convencionales y la incorporación simultánea de la nueva capacidad renovable, con una metodología que permita poner en valor la flexibilidad de despacho de las renovables gestionables, como la utilizada en este informe y no con modelos que no toman en consideración las características y complementariedades intrínsecas de las distintas tecnologías. Evidentemente, asegurar la estabilidad retributiva a las inversiones que se promoviesen sería una condición indispensable.

Aunque España pueda ser todavía considerada una isla eléctrica, por la reducida capacidad de sus interconexiones, es muy importante en la determinación del mix más conveniente tener en cuenta, por una parte, el necesario y seguro reforzamiento de las mismas, pero también los planes de demanda, capacidad de generación y estrategia energética de los países vecinos, incluido Marruecos, y de Europa en su conjunto. Entre otras oportunidades habría que considerar la necesidad de respaldo renovable que en el horizonte 2030 tendrán acuciantemente muchos países del centro y norte de Europa y para la que España estaría muy bien posicionada.

El despliegue óptimo de las nuevas tecnologías de generación renovables va a necesitar una profunda reestructuración de las reglas de mercado que va a sobrepasar los lentos y conservadores planteamientos con los que se están abordando las discusiones de la directiva de diseño de mercado, en las que el principal problema, al no entender que hay renovables gestionables, parece ser el diseño de los pagos por capacidad. La nueva

potencia que se instale en España y en Europa será, prácticamente renovable en su totalidad y la retribución a las inversiones deberá ser estable a lo largo de su vida operativa para poder motivar a los promotores. Por ello la transición tiene que ser también de modelo de mercado para poder facilitar la transición energética deseada.

La flexibilidad de despacho de las renovables es una condición imprescindible para que pueda darse en España una auténtica transición energética y, en este sentido, en la previsión de los cierres de centrales convencionales, que podrían acelerarse más de lo previsto hasta la fecha y sin incrementos de costes para el sistema, habría que comenzar a relanzar la instalación de nuevas centrales termosolares.

Por ello, teniendo en cuenta los plazos de maduración de los proyectos de centrales termosolares, es recomendable una primera convocatoria de subastas de 1.000 MW con el perfil de despacho descrito en este informe, lo antes posible. Para poder explorar lo que puede constituir el modelo futuro de centrales con firmeza asegurada para dar el respaldo a todo el sistema, sería oportuno acometer la primera instalación de tamaño comercial (p.e. 100 MW) de central solar hibridada con turbina de gas en ciclo abierto.

Resulta imprescindible reforzar la apuesta por la investigación y el desarrollo tecnológico en la tecnología termosolar, para mantener la posición de vanguardia de centros de investigación y empresas españolas en este sector.

Para finalizar, expresamos nuestra coincidencia con otros muchos estudios que, para conseguir esos fines de descarbonización y con mayor penetración de renovables, apuntan a modificaciones en la fiscalidad, así como a la internalización de costes no explícitos de otras tecnologías. Una conveniente y razonable discriminación facilitaría la transición más rápida hacia las energías limpias.

Los criterios de gobernanza del proceso, donde la UE tiene un papel esencial, y la evaluación de las políticas son asimismo esenciales para conseguir mayor efectividad en el complejo, pero imparable, proceso de la Transición Energética.