

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis comparativo de las tecnologías de producción de energía eléctrica: Costes de inversión, Operación y Mantenimiento, de producción y emisiones específicas.

Autor: Irene Negro Torres

Tutor: Felipe Rosa Iglesias

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

Sevilla, 2020



Trabajo de Fin de Grado
Ingeniería en Tecnologías Industriales

Análisis comparativo de las tecnologías de producción
de energía eléctrica: Costes de inversión, Operación y
Mantenimiento, de producción y emisiones específicas.

Autor:

Irene Negro Torres

Tutor:

Felipe Rosa Iglesias

Catedrático de universidad.

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Grado: Análisis comparativo de las tecnologías de producción de energía eléctrica: Costes de inversión, Operación y Mantenimiento, de producción y emisiones específicas.

Autor: Irene Negro Torres

Tutor: Felipe Rosa Iglesias

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Sevilla, 2020

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a Felipe Rosa, mi tutor en este proyecto, por su confianza en mi desde el principio y su completa disponibilidad durante estos meses.

Me gustaría agradecer a mi familia; a mi madre, mi padre y mi hermana por todo el apoyo que me han mostrado a lo largo de la carrera, sin duda ha sido esencial para sobrellevar los obstáculos que han aparecido. También a mi tío Ron, una inspiración para mi durante estos años.

Por supuesto, gracias a los magníficos compañeros que se han convertido en amigos a lo largo de la carrera, ellos han hecho que todo sea más divertido y han estado a mi lado en los momentos difíciles.

Y, por último, gracias a mis amigas de siempre, que me han acompañado y apoyado a lo largo de mi vida incondicionalmente.

Irene Negro Torres

Sevilla, 2020

Resumen

La energía eléctrica es, en la actualidad, un recurso imprescindible para el normal funcionamiento de la sociedad, tanto a nivel doméstico como industrial. Para su uso, ésta tiene que ser distribuida y previamente generada, y es en este punto donde aparecen las tecnologías de producción de energía eléctrica. La electricidad comenzó a generarse de forma masiva a finales del siglo XIX, a partir de sistemas de producción no renovables, que hasta hace relativamente poco se alzaban como las tecnologías predominantes a nivel mundial. La disminución de los recursos fósiles sumado a la búsqueda de encontrar tecnologías no contaminantes ha dado paso al desarrollo e implantación de las tecnologías de origen renovables, cuyos recursos se encuentran de manera ilimitada en la naturaleza.

Este estudio realiza un análisis comparativo de las distintas alternativas de producción de energía eléctrica, desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental. En concreto, se realiza la comparación entre las tecnologías más afianzadas en nuestra sociedad, es decir, aquellas que generan una mayor cantidad de energía eléctrica.

Los resultados obtenidos sugieren que, aunque hay tecnologías renovables todavía poco maduras, como son las desarrolladas en altamar, hay otras tales como la energía hidráulica, eólica o solar fotovoltaica que son altamente competitivas y a nivel de costes ya están a la altura de las tecnologías convencionales. La transición hacia un mundo que funcione sólo con tecnologías de producción renovables y libres de emisiones está teniendo lugar, aunque hasta el día de hoy trabajan conjuntamente con sistemas nucleares y de combustibles fósiles con el fin de garantizar un suministro estable ajustado a demanda.

Abstract

Electric power is currently an essential resource for the normal functioning of society, both domestically and industrially. For its use, it has to be distributed and previously generated, and it is at this point that electric energy production technologies appear. Electricity began to be generated in a massive way at the end of the 19th century, from non-renewable production systems, which until relatively recently rose as the predominant technologies worldwide. The decrease in fossil resources added to the search to find non-polluting technologies has given way to the development and implementation of renewable technologies, whose resources are found in nature in an unlimited way.

This study performs a comparative analysis of the different alternatives for the production of electrical energy, from a technical, economic and environmental point of view. Specifically, a comparison is made between the most established technologies in our society, that is, those that generate a greater amount of electrical energy.

The results obtained suggest that, although there are still some renewable technologies in their infancy, such as those developed at sea, there are others such as hydroelectric, wind or solar photovoltaic energy that are highly competitive and at the cost level are already on par with conventional technologies. The transition to a world that works only with renewable, emission-free production technologies, is taking place. However, to this day, they need to work together with nuclear and fossil fuel systems to ensure a stable supply adjusted to demand

Agradecimientos.....	IX
Resumen.....	XI
Abstract.....	XIII
Índice de tablas.....	XVII
Índice de figuras.....	XIX
1. Alcance y objetivos.....	1
1.1 Objetivo.....	1
1.2 Alcance.....	1
2. Introducción.....	2
3. Tecnologías de producción de energía eléctrica.....	3
3.1 Tecnologías de producción no renovables.....	4
3.1.1 Centrales nucleares.....	5
3.1.2 Centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural, fuelóleo)	6
3.1.3 Centrales térmicas de ciclo combinado.....	7
3.1.4 Cogeneración.....	8
3.2 Teconologías de producció renovables	9
3.2.1 Centrales hidráulicas.....	10
3.2.2 Generación eólica.....	11
3.2.3 Generación solar.....	12
3.2.4 Biomasa.....	13
3.2.5 Geotermia.....	14
3.2.6 Energías del mar.....	15
4. Inversión inicial.....	17
4.1 Energía nuclear.....	17
4.2 Centrales térmicas convencionales.....	19
4.3 Centrales térmicas de ciclo combinado.....	22
4.4 Cogeneración.....	23
4.5 Parques eólicos.....	23
4.6 Parque solar fotovoltaico y termosolar.....	25
4.7 Central hidráulica.....	26
4.8 Planta de biomasa.....	27
4.9 Central gotérmica.....	28
4.10 Energías del mar.....	30
4.11 Análisis comparativo.....	31
5. Costes de operación y mantenimiento.....	33
5.1 Centrales nucleares.....	33
5.2 Centrales eléctricas convencionales.....	34
5.3 Centrales eléctricas de ciclo combinado.....	35
5.4 Centrales de cogeneración.....	37
5.5 Energía eólica.....	38
5.6 Energía solar.....	39

5.7	Energía hidráulica.....	41
5.8	Energía de biomasa	41
5.9	Energía geotérmica.....	42
5.10	Energía del mar	43
5.11	Comparativa.....	43
6.	Costes de producción.....	46
7.	Impacto medioambiental y emisiones específicas.....	50
7.1	Centrales nucleares.....	50
7.2	Centrales eléctricas convencionales.....	52
7.3	Cogeneración.....	54
7.4	Centrales de ciclo combinado	55
7.5	Parques eólicos.....	55
7.6	Energía solar.....	56
7.7	Energía hidráulica.....	60
7.8	Centrales de biomasa	62
7.9	Energía geotérmica.....	62
7.10	Energía del mar.....	63
8.	Conclusiones.....	67
9.	Referencias.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estructura de costes para proyectos de generación eléctrica a partir de generación eólica [32].....	24
Tabla 2. Coste de los componentes de una turbina eólica (%) [35].....	25
Tabla 3. Costes de la inversión inicial para una planta de biomasa [30].....	28
Tabla 4. Costes de inversión inicial de las diferentes tecnologías de producción.....	31
Tabla 5. Costes de O&M de dos centrales nucleares en el año 2020 [55].....	34
Tabla 6. Costes de O&M de diferentes tipos de centrales eléctricas convencionales [55].....	35
Tabla 7. Costes de O&M de diferentes centrales eléctricas de ciclo combinado en los años 2016 y 2020 [38] [55].....	36
Tabla 8. Costes en un proyecto tipo de cogeneración [57].....	37
Tabla 9. Costes de O&M de diferentes parques eólicos, en los años 2016 y 2020 [38][55].....	39
Tabla 10. Costes de O&M de dos centrales de biomasa [38][55].....	42
Tabla 11. Costes totales y LCOE de diferentes tecnologías de producción eléctrica [49] [59].....	47
Tabla 12. Accidentes nucleares ocurridos por diferentes causas a lo largo de la historia [60].....	51
Tabla 13. Comparación de los principales efectos ambientales potenciales de las distintas tecnologías de producción de electricidad en la fase de operación. (-) sin efecto significativo. (+) efecto reducido, (++) efecto medio, (+++) efecto alto, (++++) efecto muy elevado. (P) efecto positivo. GEI: Gases efecto invernadero, G: Geología, P: Paisaje, A: Arqueología, V: Vegetación, F: Fauna, CA: Contaminación atmosférica, RP: Residuos peligrosos, R: Radiación, DP: Desplazamiento población.....	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Campo eléctrico con carga positiva y negativa [1].....	2
Figura 2. Diferentes capacidades de generación de energía en todo el G20, con Brasil en la parte superior con la mayor participación de energías renovables y Arabia Saudita en la parte inferior con la menor participación. [2].....	4
Figura 3. Esquema de una central nuclear. [3].....	5
Figura 4. Esquema de una central térmica convencional. [3].....	7
Figura 5. Componentes de una central de ciclo combinado. [10].....	8
Figura 6. Esquema de los componentes de una central de cogeneración con motor alternativo. [12].....	9
Figura 7. Central hidráulica de embalse [14].....	10
Figura 8. Esquema de los componentes de un aerogenerador [17].....	11
Figura 9. Proceso de producción de energía solar fotovoltaica [20].....	12
Figura 10. Funcionamiento de una planta solar termoléctrica [21].....	13
Figura 11. Esquema de una central de biomasa [24].....	14
Figura 12. Esquema de una planta geotérmica [26].....	15
Figura 13. Esquema del funcionamiento de la energía mareomotriz [29].....	16
Figura 14. Porcentaje de cada tipo de coste sobre el total en una central nuclear [31].....	18
Figura 15. Costes “overnight” de centrales eléctricas de carbón (USD / kW) en diversos países del mundo: CAN (Canadá), USA, CZE (República Checa), DNK (Dinamarca), FIN (Finlandia), FRA (Francia), DEU (Alemania), SVK (Eslovaquia), TUR (Turquía), JPN (Japón), KOR (Korea del Sur), BGR (Bulgaria), ROU (Rumania), ZAF (Sudáfrica) [36].....	20
Figura 16. Costos nivelados de electricidad generada por carbón con una tasa de descuento del 5% (USD / MWh) en centrales de diversos países (abreviaturas como en la figura precedente) [36].....	21
Figura 17. Costes promedios de construcción para tecnologías de producción de electricidad a base de gas natural [39].....	22
Figura 18. Costes de construcción de centrales hidráulicas con diferente ubicación geográfica: AUT (Austria), CZE (República Checa), DEU (Alemania), GRC (Grecia), SVK (Eslovaquia), JPN (Japón) [36].....	27
Figura 19. Distribución de costes para la construcción de una central tipo de geotermia [53].....	30
Figura 20. Costes de inversión en USD/kW de las diferentes tecnologías de producción.....	32
Figura 21. Costes estimados de operación y mantenimiento para un parque eólico con una vida útil de entre 10 y 15 años [58].....	28
Figura 22. Distribución de los costes de O&M para una planta solar fotovoltaica.....	40
Figura 23. Costes variables de O&M de las tecnologías estudiadas [38][55].....	44
Figura 24. Costes fijos de O&M de las tecnologías estudiadas [38][55].....	45
Figura 25. LCOE de las diferentes tecnologías de generación eléctrica[49][59].....	48

Figura 26. Instalaciones para la extracción de gas natural en las inmediaciones del Parque Nacional de Doñana (término municipal de Almonte, Huelva).....	54
Figura 27. Parque eólico instalado junto a Zahara de los Atunes, provincia de Cádiz.....	56
Figura 28. Quemaduras en el plumaje de un cernícalo primilla (<i>Falco naumanni</i>) recuperado vivo pero incapaz de volar junto a las plantas de Abengoa Solar en Sanlúcar la Mayor.....	57
Figura 29. Estorninos (<i>Sturnus unicolor</i>) atravesando el flujo luminoso de la central termoeléctrica de torre instalada en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.....	58
Figura 30. Vista parcial del parque de espejos de una de las plantas termoeléctricas Solucar, en la provincia de Sevilla.....	59
Figura 31. Placas fotovoltaicas orientables para generación de electricidad instaladas en la Costa Vicentina, Portugal.....	59
Figura 32. Presa de Alange (Badajoz).....	61
Figura 33. Vista de los terrenos inundados por el embalse de Alange.....	61
Figura 34. Central de Biomasa instalada en las cercanías de Mérida, Extremadura.....	62
Figura 35. Central basada en energía geotérmica instalada en Islandia.....	63
Figura 36. Recreación de un parque de turbinas submarinas para aprovechamiento de energía del mar.....	64

1 ALCANCE Y OBJETIVOS

El trabajo que se presenta consiste en el análisis comparativo de las diferentes tecnologías de producción de energía eléctrica, tanto de fuentes no renovables como renovables. En concreto, este documento se centra en la parte económica y medioambiental de las mismas.

Desde el punto de vista económico, se trata de considerar cada uno de los parámetros que completan las diferentes tecnologías durante toda su vida útil, es decir, se analiza desde la inversión inicial requerida para que una tecnología pueda ponerse en marcha, hasta los costes de generación de la electricidad, que dan la información final de cuánto cuesta la energía por kW producido.

Para evaluar el impacto medioambiental se analizarán parámetros que afectan directamente a nuestro planeta y a todo lo que habita en él, desde la fauna y la vegetación hasta la vida humana y la atmósfera que lo rodea.

1.1. Objetivo

El objetivo del trabajo es realizar un análisis comparativo de las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica, desde el punto de vista económico y medioambiental, con el fin de conocer las ventajas y desventajas que cada una de ellas presenta de cara a un futuro en el que los diferentes sistemas de producción serán un factor indispensable a tener en cuenta para la conservación de la biosfera en la que vivimos.

Para llegar a dicho objetivo final, se establecen los siguientes objetivos parciales:

1. Análisis técnico de las diversas tecnologías. Estudio breve del funcionamiento de cada una de las centrales o plantas, así como de los equipos que las componen.
2. Análisis económico de las tecnologías. Estimación del coste de inversión de las plantas utilizando los datos técnicos previamente recabados, así como los costes fijos y variables de operación y mantenimiento junto a un análisis final de los costes de generación de las mismas.
3. Análisis medioambiental de las tecnologías. Está basado en diferentes parámetros sociales y ambientales que permiten analizar en detalle el impacto de cada sistema de producción desde un punto de vista medioambiental.

1.2. Alcance

Este estudio analiza las tecnologías de producción de electricidad mayoritarias a nivel mundial (sistemas experimentales o menos significativos globalmente como las baterías o pilas, no se han incluido). Para el análisis técnico se tienen en cuenta los principales equipos que constituyen cada una de las plantas, y su disposición dentro de ellas en base a datos generalizados, sin ahondar en disposiciones específicas poco convencionales.

Las estimaciones económicas se basan en estudios previos o datos obtenidos de diferentes instituciones dedicadas a la energía y a su producción a distintos niveles. Una vez obtenidos estos datos de diferentes fuentes, se ha procedido a la comparación entre las tecnologías, partiendo de las diferencias base de cada una de ellas. El coste nivelado de la energía (LCOE) es el valor que nos permitirá alcanzar una comparación lo más realista posible entre los sistemas de producción analizados.

Por último, se realiza un estudio del impacto ambiental de cada sistema de generación, con énfasis y ejemplos en el caso español. Para ello es necesario realizar un análisis de cada tecnología, profundizando en aspectos como las emisiones de gases de efecto invernadero o la generación de residuos peligrosos, que permitirán alcanzar una comparación más exhaustiva.

2 INTRODUCCIÓN

Desde la cotidianidad de encender una bombilla en una casa, hasta el movimiento de un tren que se desplaza entre una ciudad y otra, la energía eléctrica está presente en nuestras vidas a más niveles de los que podríamos imaginar, pero, ¿qué es ese fenómeno llamado electricidad? Aunque es complicado explicarlo en unas pocas líneas, la electricidad es un conjunto de fenómenos físicos producidos por el movimiento e interacción entre las cargas eléctricas positivas y negativas presentes en los cuerpos (Figura 1).

Encontramos la energía eléctrica de forma libre en la naturaleza, en los impulsos nerviosos que recorren el organismo de un animal o en fenómenos como las tormentas eléctricas, pero su aprovechamiento es prácticamente imposible. Esto se debe a la falta de control que se tiene sobre la cantidad de energía producida, que hasta ahora la convierte en una fuente no utilizada. Es en este punto donde aparecen las tecnologías de producción de energía eléctrica, que representan el cuerpo fundamental de este trabajo.

Las diferentes tecnologías de producción son las que se encargan de transformar la energía primaria, proveniente de fuentes tanto no renovables, por ejemplo, petróleo o gas natural, como renovables (radiación solar o viento, entre otras), en energía eléctrica.

En la actualidad, son las energías de origen no renovable las que abastecen a la mayoría de la población que tiene acceso a electricidad, pero el incremento de la demanda y la limitación de recursos que éstas presentan, sumado al impacto medioambiental que suponen, abre un amplio camino a las tecnologías de producción renovables, que cada día se encuentran más instauradas en nuestra sociedad.

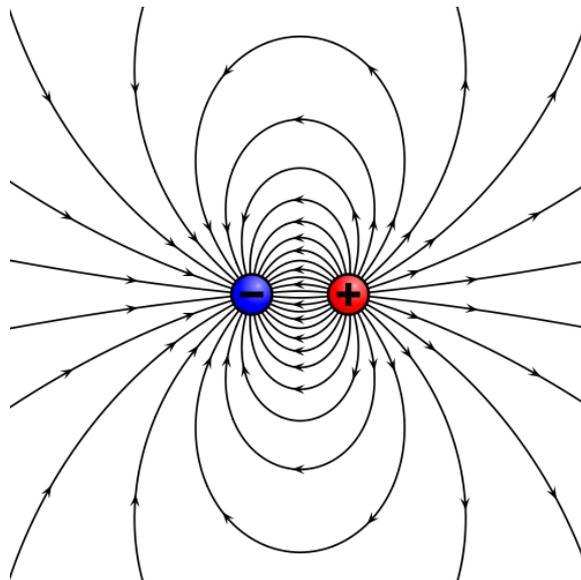


Figura 1. Campo eléctrico con carga positiva y negativa [1].

3. TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las economías modernas dependen en gran medida de la distribución de energía eléctrica, y de la fiabilidad, asequibilidad y estabilidad del suministro. Para ello, la producción es un proceso fundamental. Al mismo tiempo, la necesidad de abordar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero inherentes a la quema de combustibles fósiles tales como carbón, gas, petróleo y biomasa, está impulsando una drástica transformación hacia nuevos modelos energéticos a nivel mundial.

La demanda de electricidad como fuente final de energía es la que presenta un crecimiento mayor, y para los próximos 25 años se espera que éste supere el consumo de energía eléctrica actual en su totalidad. Es por ello que a medida que cambia la forma de generación y quedan obsoletas numerosas infraestructuras, el sector eléctrico atrae más inversión que incluso el petróleo y el gas combinados.

El suministro mundial de electricidad también se está transformando debido al aumento de varias fuentes de generación renovables tales como la eólica y la solar fotovoltaica. Si bien la producción renovable sitúa a la energía eléctrica a la vanguardia de las distintas formas de energía, con la posibilidad de acceso a casi mil millones de personas que actualmente no la disfrutan -ayudando a reducir la contaminación y a cumplir con los objetivos climáticos- estos cambios requerirán un nuevo enfoque sobre cómo se diseñan los sistemas de energía y cómo funcionan. De lo contrario, el aumento de la electrificación podría dar como resultado sistemas de energía menos seguros y robustos, lo que subraya la necesidad urgente de una acción política en este sector crítico [2].

En el mundo, la contribución de las energías renovables para generación de electricidad varía enormemente de país a país. En general, los países productores de petróleo son altamente dependientes de esa fuente de energía y apenas han comenzado la transición hacia el uso de energías limpias. En la Figura 1 se muestra la proporción de distintos tipos de generación energética en los países del G20. A la cabeza del uso de fuentes renovables se encuentra Brasil, mientras que Arabia Saudí, uno de los países con mayor producción petrolífera, presenta la más alta proporción de consumo de petróleo para producción eléctrica [2].

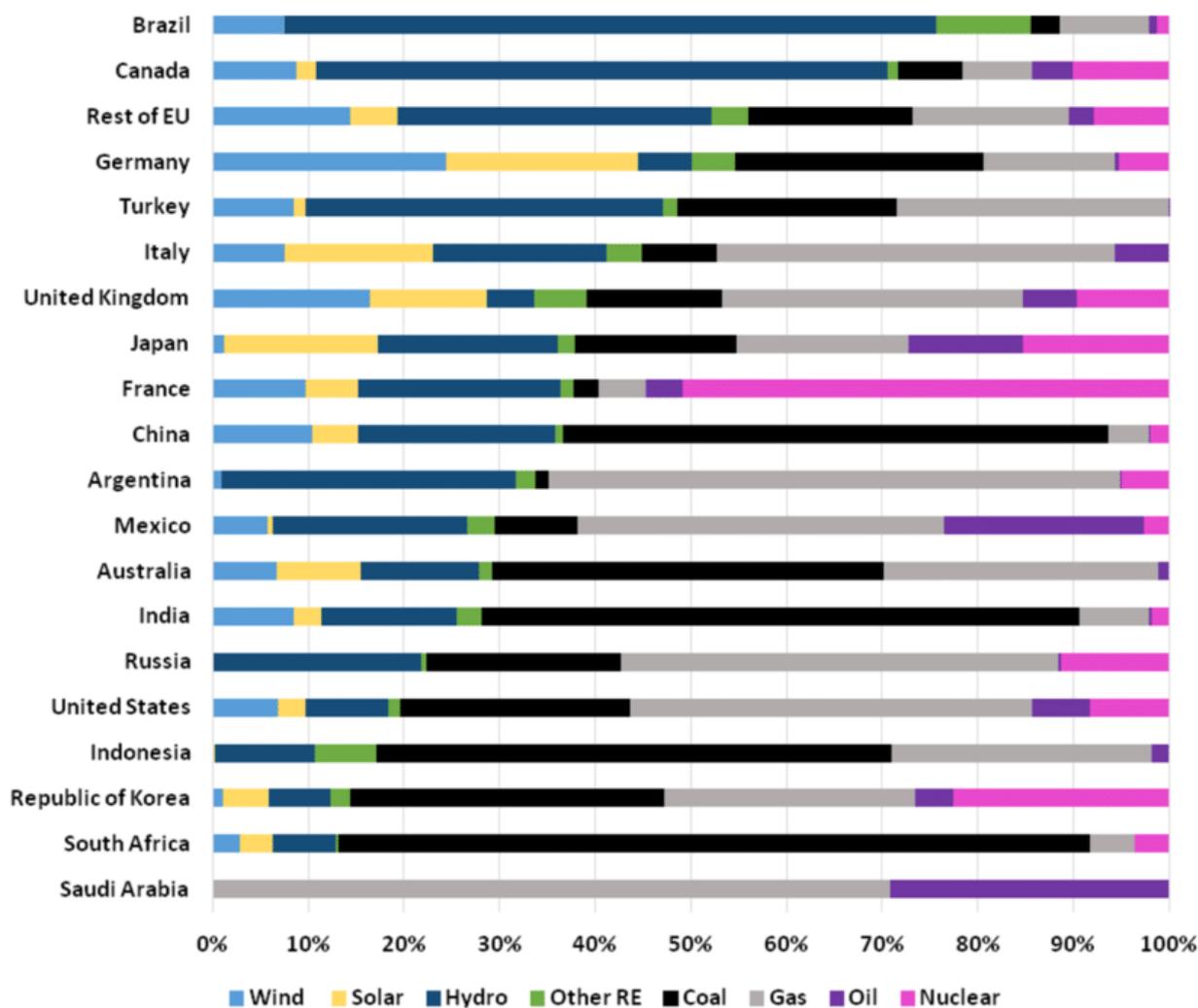


Figura 2. Diferentes capacidades de generación de energía en el G20. Brasil está situado en la parte superior, con la mayor participación de energías renovables, y Arabia Saudita en la parte inferior, con la menor participación. España está englobada en Rest of EU (resto de la Unión Europea) [2].

3.1. Tecnologías de producción no renovables

Desde la revolución industrial a mediados del siglo XIX, el sector de los combustibles fósiles ha contribuido sustancialmente al crecimiento económico mundial, inicialmente con el carbón y luego con el petróleo y el gas a la vanguardia de la expansión económica. Durante la mayor parte de los últimos 40 años, la industria produjo ingresos consistentes y ofreció un atractivo valor de inversión con una perspectiva generalmente prometedora. Junto con los combustibles fósiles, la energía nuclear ha desempeñado desde mediados del siglo XX un papel vital en algunas de las naciones más desarrolladas y ahora en China, para cumplir con los requisitos de energía masiva. Sin embargo, la industria nuclear ha estado plagada de serios problemas desde el desastre de Chernobyl en la antigua Unión Soviética en 1986, y comenzó un declive acelerado después del colapso de la central nuclear de Fukushima en Japón en el año 2011. La instalación de nuevas centrales nucleares se ha desplomado en el mundo excepto en China.

Las centrales eléctricas de carbón actualmente alimentan alrededor del 40% de la electricidad global, mientras que en algunos países contribuye con cuotas mucho más altas. Por otro lado, también es la forma más contaminante de generación de energía, con emisiones de gases de efecto invernadero y con la liberación de partículas y elementos contaminantes a la atmósfera. También da como resultado la afectación de la vegetación y las aguas superficiales por causa de la lluvia ácida resultante de la quema de carbón. El gas natural es otro recurso de combustibles fósiles que continuará haciendo una contribución significativa a la energía mundial probablemente durante las próximas décadas.

3.1.1 Centrales nucleares

Esta tecnología se basa en el aprovechamiento de la energía interna contenida en los núcleos de los átomos para obtener electricidad. El proceso que se lleva a cabo es la fisión de, principalmente, núcleos de Uranio, reacción que desprende una gran cantidad de calor que posteriormente será utilizada para producir vapor, el cual se turbinará para generar energía eléctrica. Todo este proceso es llevado a cabo en las centrales nucleares, instalaciones complejas (figura 3) que albergan en su interior una multitud de equipos para llevar a cabo la transformación de la energía nuclear a eléctrica, y donde podemos destacar:

- El reactor nuclear, equipo donde se lleva a cabo la reacción nuclear.
- El generador, encargado de producir electricidad.
- La turbina, que mueve el generador para que éste pueda realizar su función.

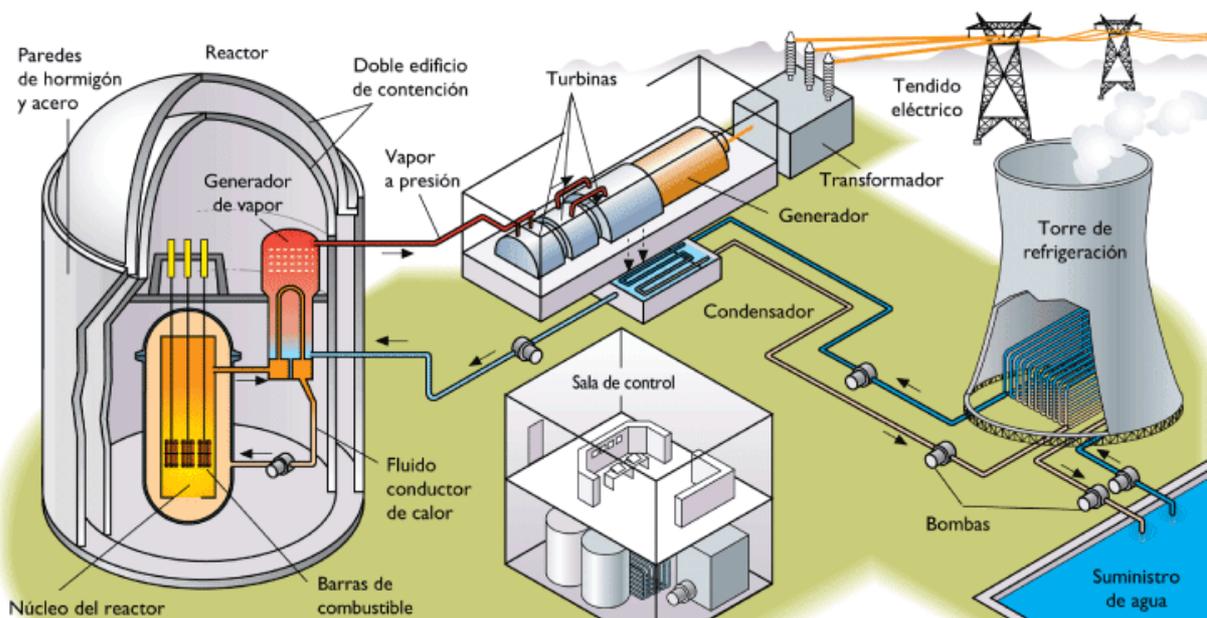


Figura 3. Esquema de una central nuclear [3].

En la actualidad, se abre un gran debate acerca de la utilización de esta tecnología para la producción de energía eléctrica, pues a pesar de presentar algunas indudables ventajas, también lleva aparejados importantes inconvenientes.

Lo que la hace una de las mayores productoras de electricidad a nivel mundial es, principalmente, la gran cantidad de energía que es capaz de generar, debido a que el Uranio produce aproximadamente 77 TJ/Kg. Además, una central nuclear está generando electricidad casi todo el año, aproximadamente un 90% de este. Otra de las grandes ventajas que presenta es que no produce gases de efecto invernadero, lo que la convierte en una de las tecnologías menos contaminantes en lo que se refiere a gases emitidos a la atmósfera.

Por otro lado, su mayor desventaja es la acumulación de residuos radiactivos, que deben ser albergados en depósitos aislados y controlados durante largos periodos tiempo debido a su peligrosidad para el ser humano y el medio ambiente. A esto habría que añadir que el funcionamiento de las centrales nucleares es muy poco flexible, lo que significa que tardan días en arrancar y alcanzar el máximo nivel de producción. Esto podría implicar una desventaja en caso de que se quisiera variar el nivel de producción en un periodo corto de tiempo [4].

Desde un punto de vista económico, sus costes fijos son muy elevados y sus costes variables relativamente bajos. Las cada vez mayores exigencias de seguridad, así como el incremento de las inversiones para extender su vida útil, hacen que los costes fijos hayan crecido significativamente respecto a los existentes en el pasado. A esto habría que añadir que la vida media de funcionamiento de una central nuclear es limitada, siendo ésta unos 40 años aproximadamente [5].

De cara al futuro de esta fuente de energía no renovable, y a pesar de que este sea incierto en muchos países debido a las ya mencionadas desventajas que presenta, el mundo corre el riesgo de una fuerte disminución en su uso en economías avanzadas que podría generar miles de millones de toneladas de emisiones de carbono adicionales.

Además, las centrales nucleares contribuyen a la seguridad eléctrica de múltiples maneras. Las plantas nucleares ayudan a mantener estables las redes eléctricas y pueden ser un buen complemento en las estrategias de descarbonización ya que, en cierta medida, pueden ajustar sus operaciones para seguir los cambios de la demanda y la oferta. A medida que aumenta la proporción de energías renovables variables como la energía eólica y solar fotovoltaica (PV), aumentará la necesidad de tales servicios [6].

3.1.2. Centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural, fuelóleo)

Las centrales térmicas convencionales son aquellas que utilizan el calor proveniente de combustibles fósiles para la obtención de energía. Estos se dividen en tres grandes grupos: carbón, gas natural y derivados del petróleo. Cualquier combustible fósil se encuentra en nuestro planeta de forma limitada, y es lo que convierte a esta tecnología en una fuente de energía no renovable. Como su nombre indica, las reservas se generaron en tiempo geológico a partir de restos orgánicos que quedaron sepultados. Ese proceso de fosilización ya no tiene lugar de forma significativa y no se crean, por tanto, nuevos depósitos.

El proceso que se lleva a cabo en una central es, a grandes rasgos, la quema de combustible generando energía calorífica para calentar agua y producir vapor. Posteriormente éste pasará a una turbina que convertirá la energía calorífica en mecánica, para transformarse por último en energía eléctrica en un alternador [7].

El funcionamiento de las centrales térmicas convencionales (figura 4) es el mismo independientemente del combustible que utilice. Sin embargo, sí que existen diferencias en el tratamiento previo que se hace del combustible y en el diseño de los quemadores de las calderas. De esta manera, si se trata de una central de carbón, el combustible se tiene que triturar previamente. En las centrales de fueloil, el combustible se calienta, mientras que en las de gas natural, el combustible llega directamente por gaseoductos, por lo que no necesita almacenaje previo. En el caso de las centrales mixtas, se aplica el tratamiento que corresponda a cada combustible [8].

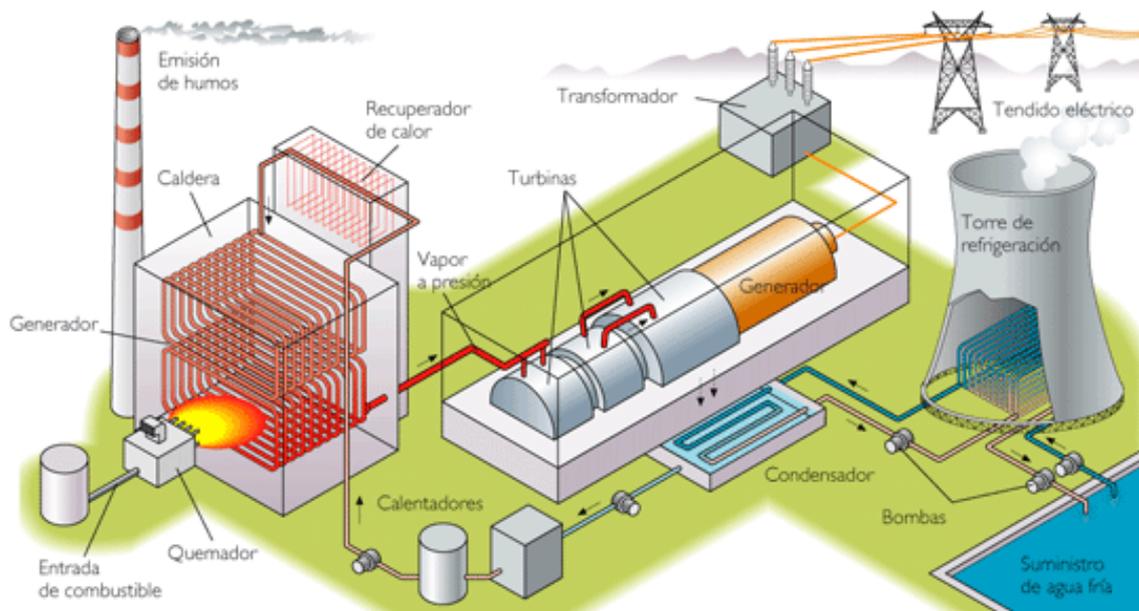


Figura 4. Esquema de una central térmica convencional [3].

A pesar de ser una de las tecnologías de producción más contaminantes en la actualidad, el carbón suministra más de un tercio de la generación mundial de electricidad y desempeña un papel crucial en industrias como el hierro y el acero. Aún teniendo en consideración las preocupaciones legítimas sobre la contaminación del aire y las emisiones de gases de efecto invernadero, es probable que el uso del carbón continúe siendo significativo en el futuro en ausencia de una política gubernamental concertada. Para que el carbón tenga un lugar como fuente de energía más limpia en las próximas décadas, el gobierno y la industria necesitan mayores esfuerzos para desarrollar e implementar tecnologías menos contaminantes y más eficientes.

Analizando a continuación el gas natural como fuente de energía no renovable, este es el combustible fósil de más rápido crecimiento, y representa hoy el 23% de la demanda mundial de energía primaria y casi una cuarta parte de la generación de electricidad, según datos de la Agencia Internacional de la Energía. Al ser el combustible fósil de combustión más limpia, el gas natural proporciona una serie de beneficios ambientales en comparación con otros combustibles fósiles, particularmente en términos de calidad del aire y emisiones de gases de efecto invernadero. Su capacidad de almacenamiento y la flexibilidad operativa de las centrales eléctricas a gas permiten que el gas natural responda a las fluctuaciones de la demanda tanto estacionales como a corto plazo, y mejore la seguridad del suministro de electricidad en los sistemas de energía con una proporción creciente de energías renovables variables.

Por último, el petróleo ha sido durante décadas uno de los combustibles fósiles más importantes tanto a nivel de contribución en la producción de energía eléctrica, así como en sectores que engloban el automovilismo, aviación, etc. Desde su aparición ha sufrido diversas fluctuaciones a nivel económico debido a su fuerte dependencia con la política a nivel mundial, pero actualmente, y aunque sigue teniendo una fuerte supeditación a las políticas internacionales, su futuro se ve limitado por el agotamiento de este recurso. Este es el motivo por el que, aún siendo a día de hoy una de las fuentes productoras de electricidad más importantes, energías limpias y renovables como la eólica o solar podrían sustituirlo hacia un futuro sostenible y libre de gases contaminantes.

3.1.3. Central térmica de ciclo combinado

Obtener energía eléctrica mediante una central térmica de ciclo combinado es un método relativamente nuevo. En España, por ejemplo, las primeras centrales de ciclo combinado datan del año 2002 [9]. Esta tecnología se basa en el uso de dos turbinas consecutivas, una de gas y otra de vapor, y su implementación se debe a que combina una forma convencional de obtención de energía con una renovable. El funcionamiento de una central térmica de ciclo combinado se divide en dos partes, en primer lugar, una turbina de combustión (turbina de gas)

acciona un generador mediante la combustión de un combustible fósil, siendo el más común para estos casos el gas natural. Posteriormente, se produce el aprovechamiento de los gases de escape del proceso anterior, pues salen a una temperatura muy elevada y se utilizan para generar vapor. Este vapor activa una turbina de vapor que accionará el mismo generador que la turbina de gas u otro distinto, tal y como se muestra en la figura 5.

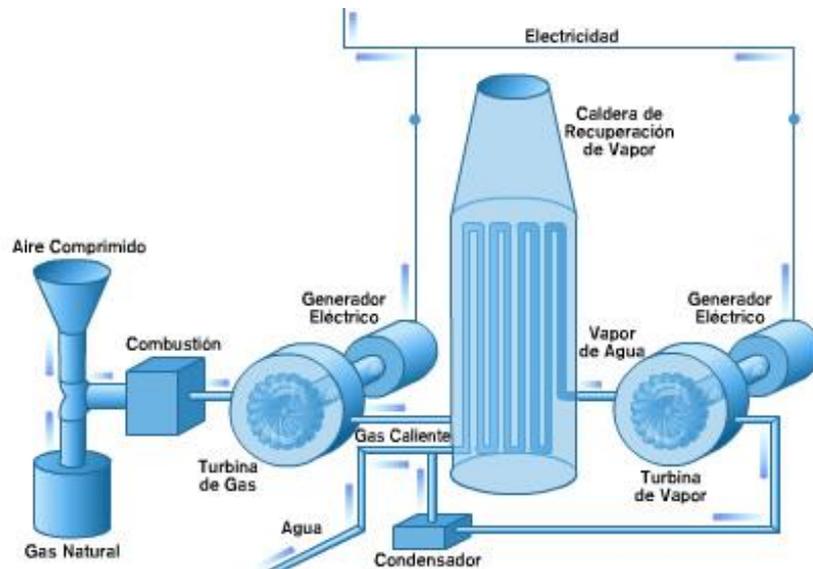


Figura 5. Componentes de una central de ciclo combinado [10].

Lo que se consigue con la implementación de esta tecnología de producción de electricidad es, entre otras cosas, la reducción de emisiones de gases contaminantes en comparación con una central térmica convencional, y, además, mayor rendimiento de la misma. [9].

Entre sus ventajas también se encuentra la de una mayor eficiencia debido a ese aprovechamiento de los gases de combustión, además de ser centrales que presentan una alta fiabilidad y flexibilidad. En contraposición a esto, la principal desventaja para este tipo de tecnología de producción es que depende de un combustible que proviene, mayoritariamente, de países con poca estabilidad política. Esto implica cierta incertidumbre con respecto al precio y la disponibilidad del combustible, lo que hace que su futuro sea relativamente incierto.

3.1.4. Cogeneración

Se define como Cogeneración a la producción conjunta, en proceso secuencial, de energía mecánica o eléctrica y de energía térmica útil, a partir de la misma fuente de energía primaria [11]. Los elementos más habituales que constituyen una planta de cogeneración son motores alternativos y turbinas de gas o vapor, que transforman la energía contenida en el combustible en energía mecánica que será normalmente convertida en eléctrica mediante un alternador. Además, el calor residual se recupera en forma de vapor de agua, agua caliente u otros fluidos termo-portadores, que constituyen la energía térmica útil del proceso (figura 6). A esto habría que añadir que si ese calor residual se utiliza también para producir frío nos encontraríamos ante un proceso de trigeneración.

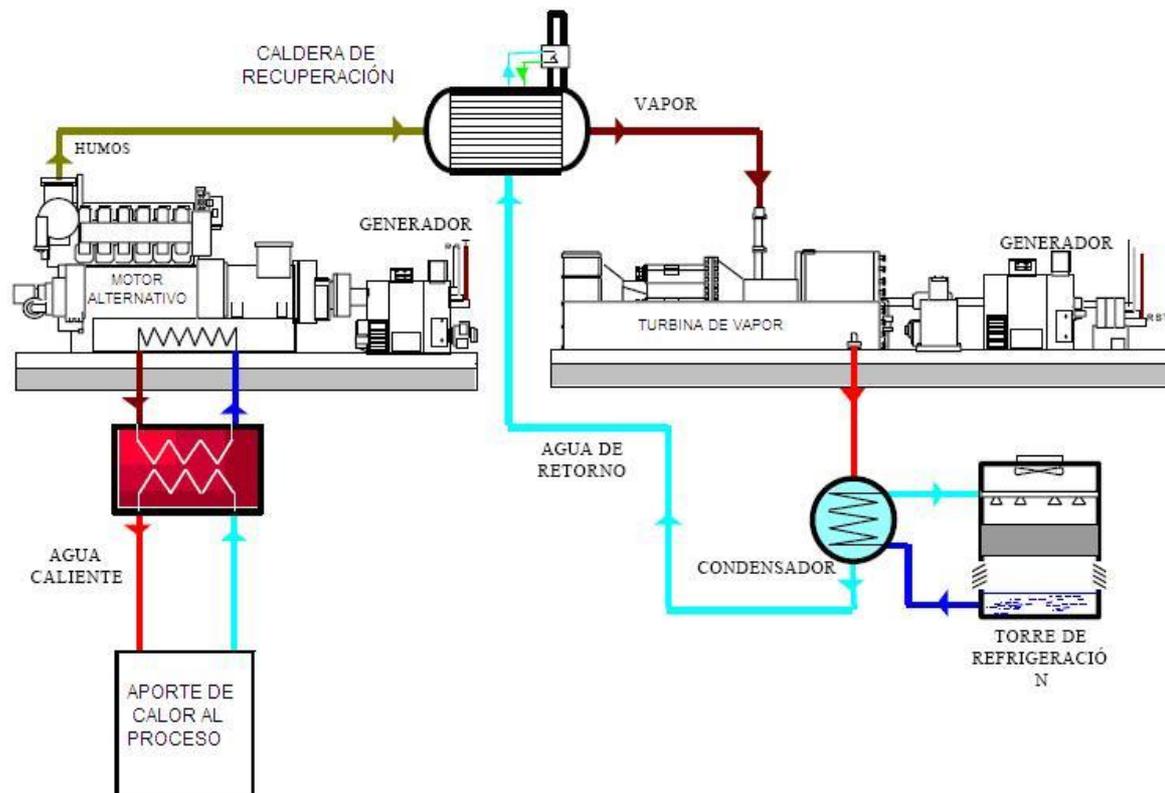


Figura 6. Esquema de los componentes de una central de cogeneración con motor alternativo [12].

La principal ventaja que presenta esta tecnología de producción de energía frente a otras fuentes no renovables es la eficiencia energética de la misma. En cualquier planta convencional para producir energía eléctrica o térmica los procesos se llevan a cabo de forma independiente y con diferentes fuentes de energía primaria, pero una central de cogeneración es capaz de fusionar ambos fenómenos, contribuyendo así a un ahorro considerable de combustible utilizado. Este último hecho implica además una evidente reducción de emisiones de gases contaminantes, que es una de las principales preocupaciones actuales a nivel mundial.

3.2. Tecnologías de producción renovables

Las fuentes de producción renovables son aquellas cuyos recursos se encuentran en la naturaleza de forma ilimitada, por lo menos a escala humana. Esto quiere decir que, por ejemplo, el aprovechamiento de la radiación solar para la producción de energía no supone un agotamiento de la radiación, ni que esta disminuya día a día. Si bien hay que tener en consideración que la evolución de las estrellas, como el Sol, comporta a la larga su desaparición [13]. Además, cuando hablamos de renovables, donde se incluyen energía solar, eólica, hidroeléctrica, biocombustibles y otras, hablamos de formas de producción de electricidad que se encuentran en el centro de la transición a un sistema energético más sostenible y con menos emisiones de carbono.

En los últimos años las energías renovables han crecido rápidamente, impulsadas por políticas medioambientales y por las fuertes reducciones de costos para la energía solar fotovoltaica y eólica en particular. El sector eléctrico sigue siendo el lugar más idóneo para el desarrollo de las energías renovables con el fuerte crecimiento de la energía solar fotovoltaica y eólica en los últimos años, aprovechando la contribución ya significativa de la energía hidroeléctrica. Pero la electricidad representa solo una quinta parte del consumo mundial de energía, según la IEA (International Energy Agency), y el papel de las energías renovables en los sectores de transporte y calefacción sigue siendo crítico para la transición energética.

Una vez puesto en contexto la situación actual de las fuentes de producción renovables, pasamos a analizar con más detalle cada una de ellas.

3.2.1. Centrales hidráulicas

El funcionamiento de una central hidráulica, también llamada hidroeléctrica, se basa en convertir la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica disponible, tal como se muestra en la figura 7. Esto implica que una central hidroeléctrica estará formada por todos aquellos elementos que intervienen en esta transformación, tales como:

- Elementos de almacenaje y retención de agua: embalses, presas...
- Elementos de conducción de agua: canales, tuberías...
- Elementos de apertura y cierre del paso de agua: compuertas, válvulas...
- Equipamiento hidráulico: turbinas, multiplicadores...
- Equipamiento eléctrico: generador, transformador...

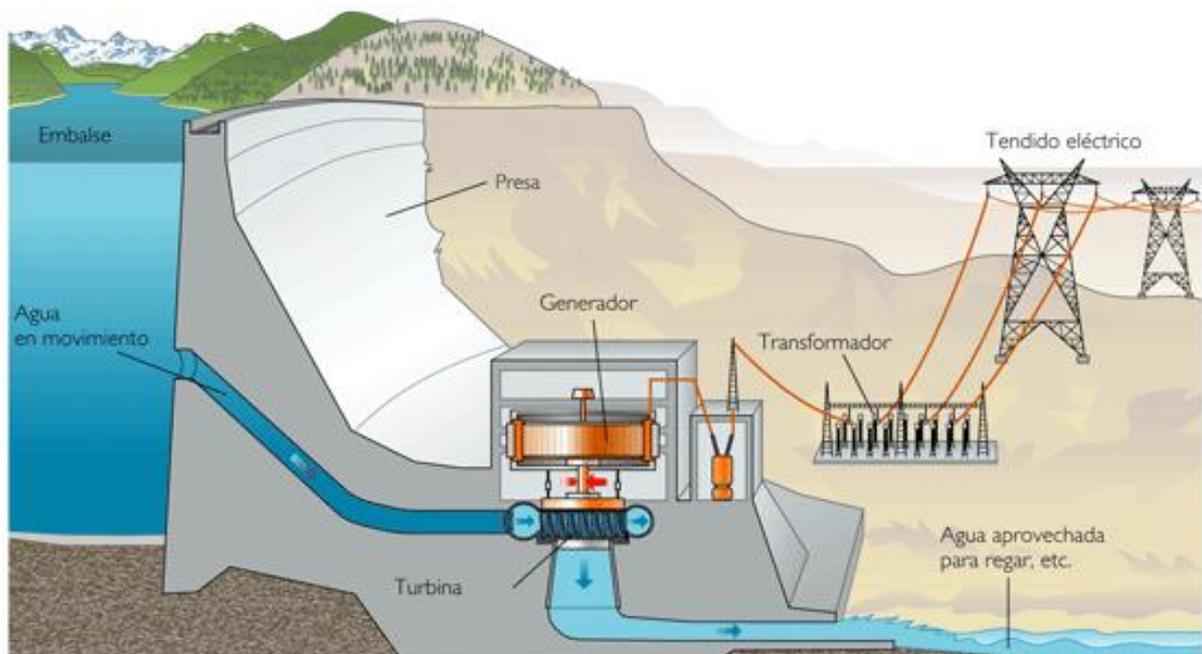


Figura 7. Central hidráulica de embalse [14].

Todos estos elementos, y algunos más que constituyen los auxiliares, forman parte de la central. Además, estas se pueden clasificar en varios grupos tanto de forma administrativa como técnica. Se entiende por clasificación administrativa aquella que alude a la potencia que puede producir una central. En España, por ejemplo, esta clasificación engloba tres grandes grupos: centrales de más de 50 MW, centrales de entre 10 y 50 MW y las conocidas como “minicentrales hidráulicas”, de 10 MW. Cuando se habla de clasificación técnica la división se hace algo más compleja, pues se pueden encontrar diferentes formas de clasificación en función del lugar donde se consulte esta información. En este caso particular dividiremos en centrales de embalse, de agua fluuyente, y mixtas, pues engloban prácticamente todos los tipos de centrales que podemos encontrar. Lo que particulariza a la primera de éstas es la existencia de un embalse, lo que permite el almacenamiento del agua para su posterior turbinado en el momento en que sea requerido, sin pérdidas de fluido. Por el contrario, las centrales de agua fluuyente turbinan directamente el agua que circula por la corriente de un río o canal a medida que esta pasa, sin posibilidad de ser almacenada. Esto implica que si la central se para, esa agua no podrá ser recuperada y desde el punto de vista de la producción energética se perderá. Por último, nos encontramos antes las centrales mixtas, que engloban a todas aquellas que, teniendo un pequeño embalse de retención de agua, no pueden almacenarla más allá de un día, es decir, pueden turbinar el agua en cualquier momento a lo largo de un día, pero en un periodo de tiempo superior a este se pierde si no ha sido utilizada. [15].

En la actualidad, y según datos de la Agencia Internacional de la Energía, la hidráulica es la energía renovable que contribuye de una forma mayor a la producción de electricidad. En base a esto, y según un estudio que esta

misma agencia ha realizado con un pronóstico hasta 2024, se espera que la energía hidroeléctrica siga siendo la mayor fuente mundial de generación de energía eléctrica renovable y desempeñe un papel fundamental en la descarbonización del sistema de energía y en la mejora de la flexibilidad del sistema.

3.2.2. Generación eólica

Aprovechar la energía cinética del movimiento de las corrientes de aire para producir electricidad es lo que se conoce como generación eólica de energía eléctrica. Se considera la energía renovable más madura y desarrollada, pues desde principios del siglo XX, produce energía a través de los aerogeneradores. El movimiento del aire hace que se mueva una hélice y, mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica (figura 8) [16]. Los ya mencionados aerogeneradores suelen agruparse en concentraciones denominadas “parques eólicos”, con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía además de reducir su impacto ambiental. No obstante, debido a las grandes dimensiones que presentan estos parques, pueden llegar a producir un impacto visual considerable y sobretodo convertirse en un peligro para la fauna (aves y murciélagos) de la zona donde se sitúen. A pesar de esto, la generación eólica sigue siendo una de las fuentes renovables más importantes debido a su carácter no contaminante, inagotable y autóctono.

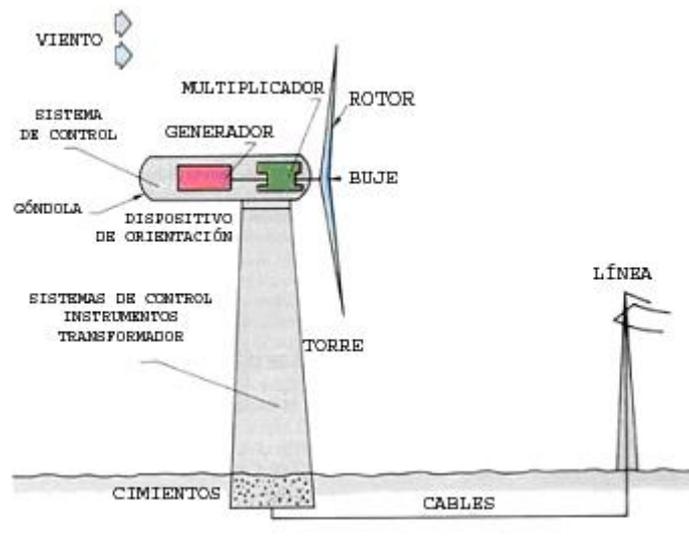


Figura 8. Esquema de los componentes de un aerogenerador [17].

A nivel mundial, la energía eólica instalada creció un 9,6% en 2018, hasta situarse en 591.000 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales [16].

Cuando se habla del futuro que presenta la energía eólica, se puede hacer una distinción entre la terrestre y la marina. La primera de éstas es una tecnología madura, con una extensa cadena de suministro a nivel mundial y que presenta expectativas de seguir creciendo y aportando gran valor dentro de las energías renovables. Por otro lado, la energía eólica en alta mar es una tecnología de energía renovable que madura rápidamente y está preparada para desempeñar un papel importante en los sistemas de energía futuros. En 2018, esta energía eólica marina proporcionó una pequeña fracción del suministro mundial de electricidad, pero está previsto que se expanda fuertemente en las próximas décadas en un negocio que invertirá en ella un billón de dólares, según datos obtenidos de la Agencia Internacional de Energía.

3.2.3. Generación solar

Dentro del marco de las energías renovables se pueden destacar las que tienen un mayor desarrollo tecnológico y por tanto mayores posibilidades de competir en el mercado. La energía solar es una de las más prometedoras [18]. Cuando la utilización de la radiación es directa, es decir, no forma parte de ningún proceso intermedio para la posterior producción de energía, se habla de generación solar. Dentro de este tipo de energía renovable, las tecnologías encargadas de producir electricidad son la energía solar fotovoltaica y la termoeléctrica.

La energía solar fotovoltaica basa su comportamiento en el efecto fotovoltaico, que consiste en la emisión de electrones de un material al interceder sobre él la radiación electromagnética del sol, generando una corriente eléctrica que podrá utilizarse para autoconsumo o como suministro a la red eléctrica [19]. Este proceso queda recogido en la figura 9.

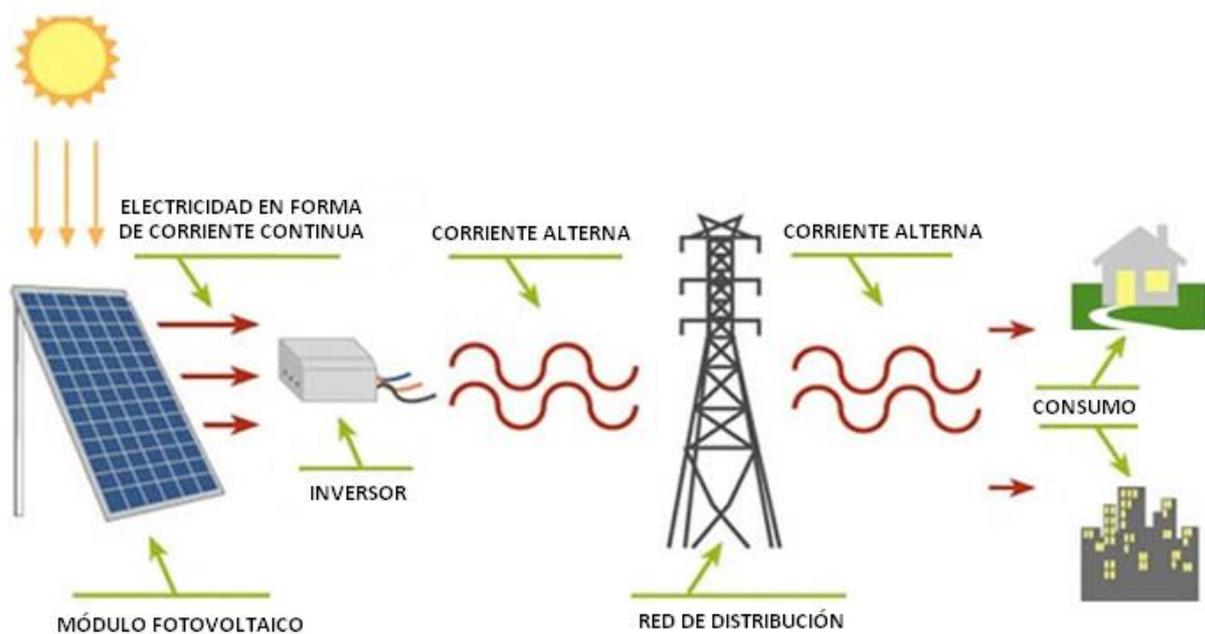


Figura 9. Proceso de producción de energía solar fotovoltaica [20].

La energía solar termoeléctrica, utiliza lentes o espejos y dispositivos de seguimiento solar para concentrar la radiación solar incidente en una superficie reducida (figura 10). Esta concentración permite obtener altas temperaturas y, en correspondencia, altas eficiencias termodinámicas de conversión en trabajo. El calor que se obtiene en este proceso se transfiere normalmente a un fluido que pasando a través de una turbina, acoplada a un generador, produce electricidad. Entre los distintos sistemas de concentración solar se han desarrollado tres tipos de tecnologías [19].

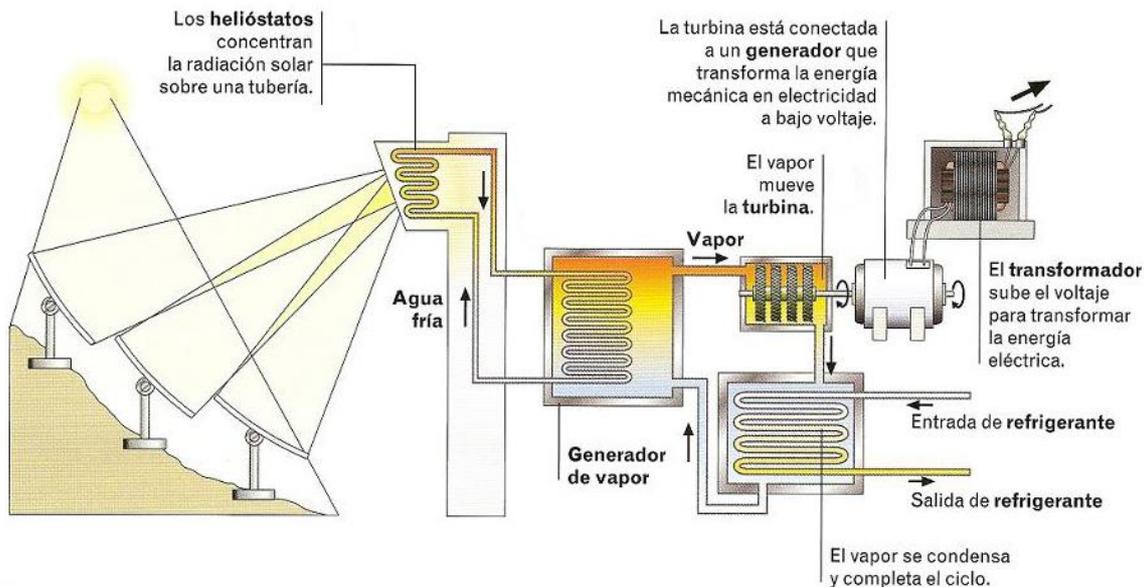


Figura 10. Funcionamiento de una planta solar termoléctrica [21].

Actualmente, según datos de la Agencia Internacional de Energía y en un pronóstico de 5 años, la capacidad de esta energía renovable se expandirá en un 50% entre 2019 y 2024, liderada por la energía solar fotovoltaica. Este aumento de 1 200 GW es equivalente a la capacidad de potencia total instalada de los Estados Unidos en la actualidad. La energía solar fotovoltaica por sí sola representa casi el 60% del crecimiento esperado, y la energía eólica terrestre una cuarta parte. Lo que sitúa a la energía solar al frente de las energías renovables del futuro es que, además de proceder de una fuente inagotable a escala humana como es el Sol, presenta un escaso impacto medioambiental, no produce residuos perjudiciales y además una vez instalada la tecnología, sus costes de mantenimiento son reducidos.

3.2.4. Biomasa

..

La definición de biomasa que se utiliza en las directivas de la Unión Europea (UE) es la siguiente: «Biomasa es la fracción biodegradable de productos, deshechos y residuos de la agricultura (incluyendo sustancias vegetales y animales), silvicultura e industrias relacionadas, así como la fracción biodegradable de los residuos municipales e industriales». Esta definición engloba una gran variedad de fuentes de energía que tienen su origen en diferentes sectores, pero que convergen en un mismo punto, es decir, la biomasa es la materia orgánica que se utiliza como biocombustible y por lo tanto forma parte del grupo de energías renovables. Aunque podría compararse con los combustibles fósiles convencionales, pues también se originan a partir de un proceso biológico, la diferencia se encuentra en que la biomasa se consume a un ritmo inferior o igual al que se produce [23].

El término de biomasa abarca una amplia variedad de recursos a partir de los cuales se obtiene la energía, que puede ser tanto eléctrica como térmica, y por ello también pueden encontrarse diversas formas de clasificación de la misma. Una de éstas se basa en el estado y origen de esta materia orgánica:

- Biomasa sólida: algunos ejemplos de este tipo son los residuos forestales o agrícolas, huesos de aceitunas, etc.
- Biogás: gas combustible que se genera a partir de la biodegradación de materia orgánica, especialmente residuos de origen ganadero o agroindustrial.
- Biocombustibles líquidos: dentro de este grupo destacan por su relevancia el bioetanol y el biodiesel, que sustituyen a la gasolina y al diésel respectivamente.

- Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU): dentro de este último grupo encontramos residuos procedentes de hogares o industrias, entre otros, y que son almacenados en vertederos.

Mediante un proceso de combustión, pirolisis, gasificación o digestión anaerobia se transforma la materia orgánica en electricidad, a través de equipos como calderas, turbinas y motores (figura 11). Esto hace que los costes sean variables en función de la materia prima utilizada así como de la tecnología obtenida para la producción de energía, y además el método de transformación de materia orgánica a energía eléctrica sitúa a la biomasa como una tecnología renovable, pero no limpia (se producen emisiones de diferentes gases contaminantes). Todo esto hace que la biomasa se coloque un paso por detrás de energías como la eólica y la solar dentro de la producción de energía eléctrica renovable, aún teniendo un potencial considerable y en vías de expansión.

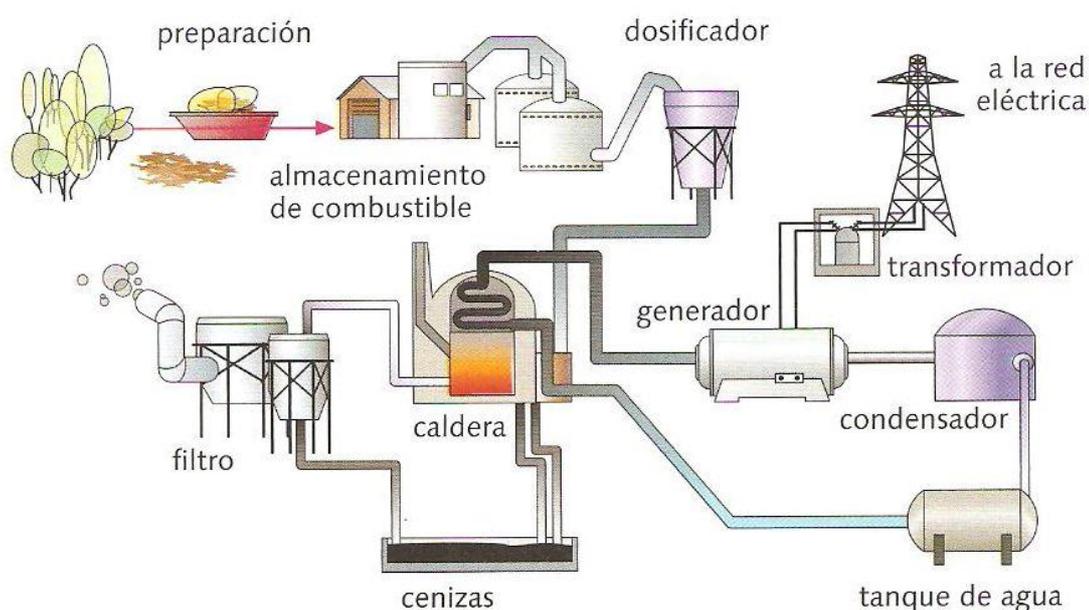


Figura 11. Esquema de una central de biomasa [24].

3.2.5. Geotermia

La Asociación Internacional de la Geotermia define a esta última como el calor natural de la Tierra, que se deriva de la descomposición de los elementos radiactivos en la corteza terrestre y se transfiere al subsuelo por conducción y convección. Esto quiere decir que la geotermia es la energía almacenada en el interior de nuestro planeta en forma de calor, tanto en rocas, como en suelos y aguas subterráneas, cualquiera que sea su temperatura y profundidad. Aunque conforma una de las fuentes de energía menos conocidas, como recurso energético es el más importante, después del Sol [5].

El funcionamiento de una planta de energía geotérmica se basa en la utilización de recursos hidrotermales que tienen tanto agua (hidro) como calor (térmica), proceso representado en la figura 12. Estas plantas de geotermia requieren recursos hidrotermales de alta temperatura (superiores a 150°C) que provienen de pozos de vapor seco o de pozos de agua caliente, y que a través de su canalización a la superficie serán alimentados a una turbina que genera electricidad. Además, en función de cómo se utilice el vapor proveniente del interior de la tierra, hay varios tipos de plantas de energía geotérmica, que pueden dividirse en los 3 que se enumeran a continuación:

- Plantas de vapor seco, que utilizan el vapor directamente de un depósito geotérmico para girar las turbinas del generador.
- Plantas de vapor flash, que toman agua caliente a alta presión de las profundidades de la tierra y la convierten en vapor para impulsar turbinas generadoras.

- Plantas de ciclo binario, que funcionan transfiriendo el calor del agua caliente geotérmica a otro líquido. Este calor hace que el segundo líquido se convierta en vapor, que se utiliza para impulsar una turbina generadora [25].

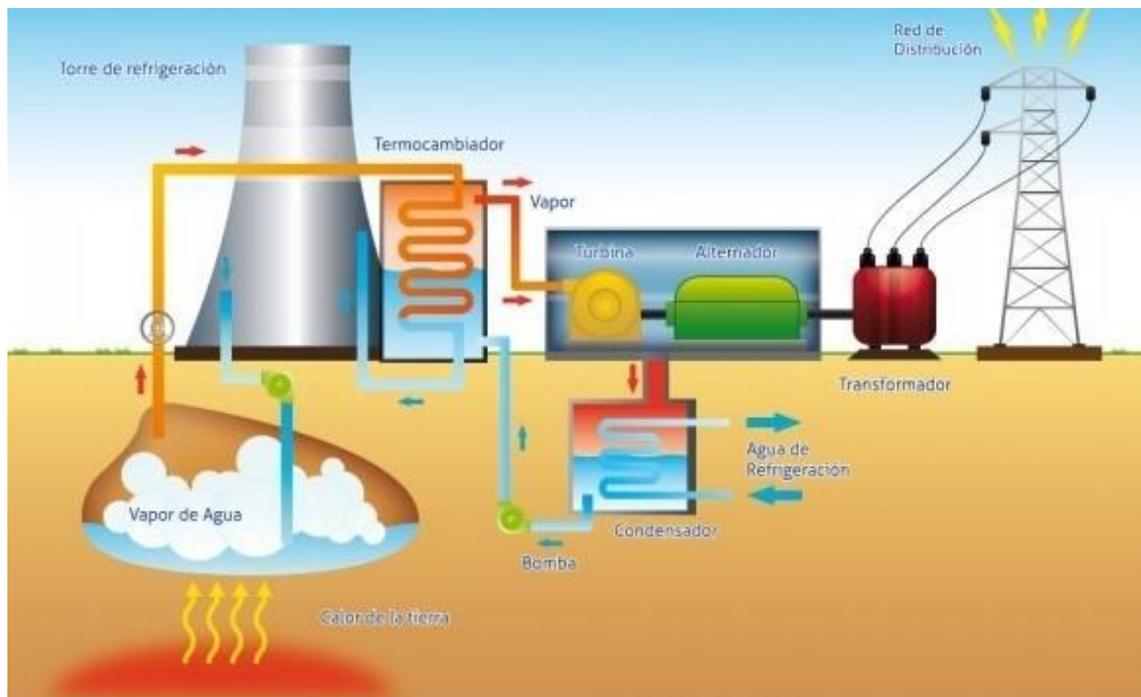


Figura 12. Esquema de una planta geotérmica [26].

Las plantas geotérmicas son flexibles y de una alta fiabilidad, además de reducir la emisión de gases contaminantes, aunque su aprovechamiento esté limitado a ciertas zonas geográficas. Esta es la razón por la que, según un estudio de la Agencia Internacional de Energía, la producción no ha experimentado un crecimiento significativo entre 1990 y 2018. Su crecimiento según un promedio anual tasa de 2.3%, esto es, de 28.6 TWh a 54.4 TWh [25].

3.2.6. Energías del mar

Los mares y océanos constituyen un importante sistema de almacenamiento de energía, con un gran potencial energético que, mediante diferentes tecnologías, puede ser transformado en electricidad y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas actuales.

El recurso energético existente en el mar se manifiesta de distintas formas, lo que da lugar a las diferentes tecnologías para su aprovechamiento:

- Energía mareomotriz o energía de las mareas: aprovecha el ascenso y descenso del agua del mar producido por la acción gravitatoria del Sol y la Luna. A partir de la construcción de un dique, con el fin de crear un depósito donde se acumule el agua de las mareas, se consigue pasar ésta última por una turbina para producir electricidad, tal y como se puede observar en la figura 13. De todas las tecnologías de producción que obtienen energía a partir del mar, esta es la más madura debido a su similitud con una central hidroeléctrica, encontrándose la mayor instalación de este tipo en Francia, con una potencia instalada de 240 MW.
- Energía maremotérmica del gradiente térmico: debido a la radiación solar, existe una diferencia de temperatura entre la superficie del mar y las aguas más profundas del mismo. Este gradiente térmico, siempre que sea superior a los 20°C, puede ser aprovechado por una planta térmica que transformará esta energía en electricidad. A pesar de ser poco contaminante, este recurso se encuentra en zonas

alejadas de los puntos de consumo, por eso sus costes siguen siendo elevados.

- Energía undimotriz o energía de las olas: asienta sus bases en el aprovechamiento del movimiento ondulatorio debido al rozamiento del aire sobre la superficie marina. Aún es una tecnología en fase de desarrollo, por lo que todavía coexisten diferentes sistemas de captación como la columna de agua oscilante o los cuerpos flotantes.
- Energía del gradiente salino: se basa en un proceso de ósmosis, es decir, se beneficia de la diferencia de salinidad entre el agua del mar y la de los ríos. En la actualidad dos tecnologías llevan a cabo este proceso, una de ellas obtiene energía eléctrica a través de una turbina hidráulica aprovechando cambios de presión y la otra, por electrodiálisis, crea electricidad en forma de corriente continua. Sigue siendo una tecnología poco desarrollada y por lo tanto genera elevados costes.
- Energía de las corrientes: con unos dispositivos semejantes a los aerogeneradores terrestres (aunque con dimensiones diferentes), obtiene electricidad a partir de la utilización de la energía cinética producida con el movimiento de las corrientes. Su potencial depende de la zona geográfica, pues pueden encontrarse limitaciones al elegir un lugar de instalación como puede ser tráfico marino [27].

La energía marina se encuentra en sus primeras etapas de desarrollo. Las previsiones para este año 2020 indican que la capacidad mundial acumulada se verá incrementada en unos 100 MW, lo que representa un mercado todavía muy pequeño y con pocos proyectos operativos conectados a la red [28].

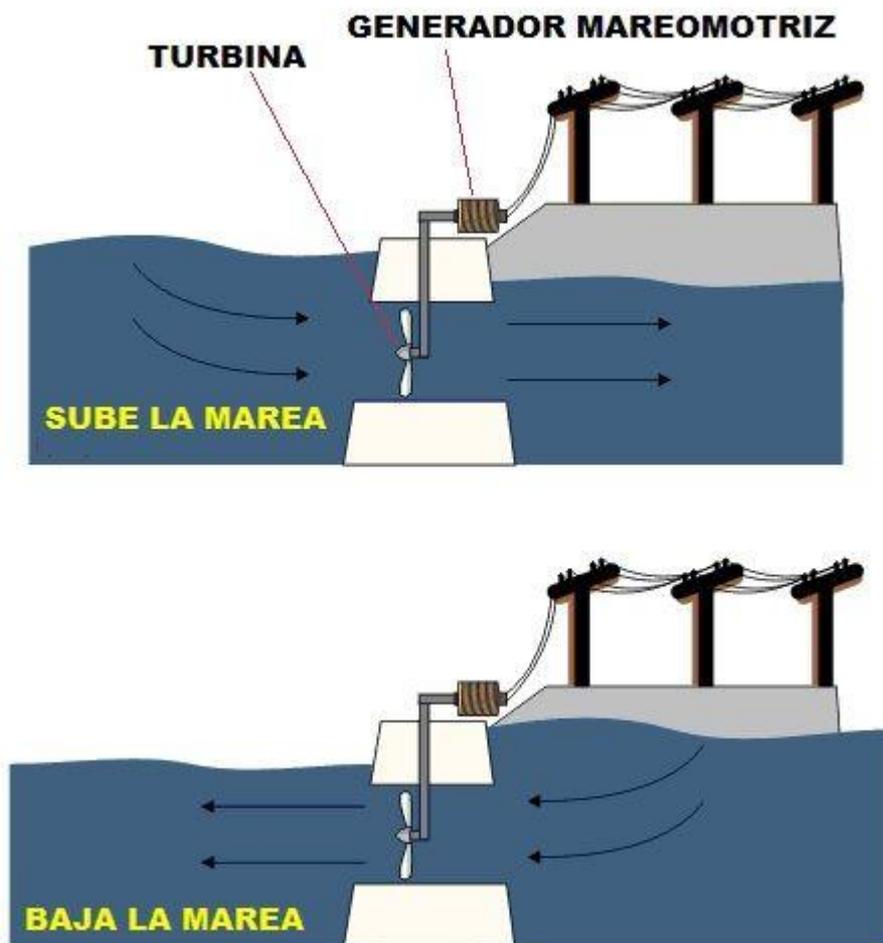


Figura 13. Esquema del funcionamiento de la energía mareomotriz [29].

4 INVERSIÓN INICIAL

4.1 Energía nuclear

Para cuantificar los costes de la tecnología de producción de electricidad en centrales nucleares, mayoritariamente funcionando a través de procesos de fisión nuclear, se han considerado una serie de factores que se detallan a continuación:

- La definición de los costes puede variar ampliamente dependiendo de si incluimos o excluimos los costes de financiación, gastos de infraestructura y provisiones para contingencias.
- Suposiciones sobre descuentos / tipos de interés y condiciones de financiación.
- El diseño y el tamaño de la unidad, así como el trabajo de ingeniería in situ.
- Los costes laborales locales y el coste de las materias primas, la localización de la tecnología.
- El tipo de cambio y las tasas de inflación.
- Recientes aumentos de precios de materiales en el mercado global y largos períodos de espera para componentes de reactores pesados [30].

En este apartado se tratará de realizar una comparación entre los costes de inversión inicial de cada una de las tecnologías de producción desarrolladas en el apartado anterior, para poder llegar a comprender que porcentaje implica este coste sobre el total de los costes de cualquiera de las tecnologías estudiadas y además poder llegar a conocer cada una de ellas y dar una visión de futuro una vez analizados todos los parámetros.

La construcción de una central nuclear es un proyecto complejo que requiere grandes inversiones de capital inicial (S. Dardour 2018). Esto se debe a que los costes de construcción de una central nuclear han aumentado 5 veces en 2010-2020 con respecto a la década pasada, en gran parte por el desastre de la central nuclear japonesa de Fukushima en 2011 (ver impactos ambientales en sección 7), a raíz del cual se activaron nuevos protocolos de seguridad para las centrales nucleares, tanto existentes como en fase de construcción.

La importancia de estudiar el coste de inversión inicial de una central nuclear se debe a que, como se puede observar en la gráfica adjunta a continuación, éste supone entre el 50% y el 70% del LCOE (Levelized cost of energy o coste nivelado de la energía), lo que puede traducirse en un alto porcentaje sobre los costes totales.

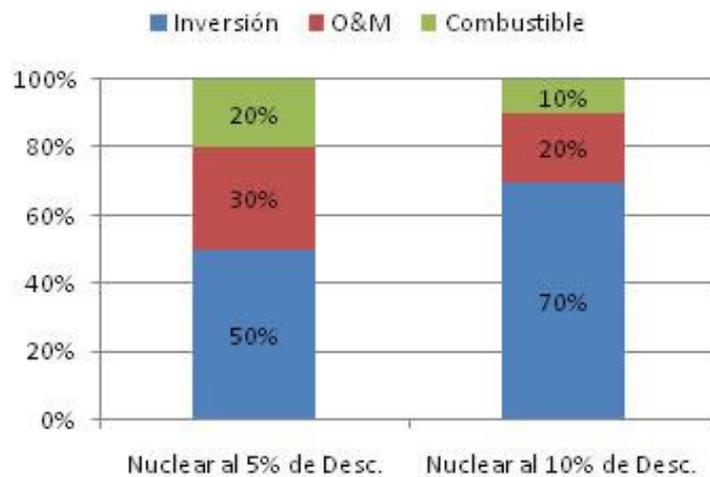


Figura 14. Porcentaje de cada tipo de coste sobre el total en una central nuclear [31].

El cálculo de los costes asociados a la puesta en marcha de una central nuclear es complejo y para ello es muy importante un desglose detallado de los gastos de construcción que permita identificarlos. Una relación completa de los gastos de construcción facilitaría la comparación entre diferentes centrales nucleares. Si se exceptúan el reactor y el equipo complementario, los elementos del coste de una central nuclear son en muchos aspectos análogos a los de una central eléctrica convencional. Los principales elementos del coste de una central nuclear son los que se enuncian a continuación: 1) terreno y derechos de propiedad, 2) preparación del terreno, obras y estructuras, 3) reactor y equipo auxiliar, 4) circuito primario, intercambiadores de calor y dispositivos auxiliares, 5) material de sobrecalentamiento, 6) circuito secundario y generador, 7) material diverso, 8) gastos conexos. Cada uno de esos elementos puede descomponerse a su vez según los siguientes conceptos: a) material y equipo, b) transporte, c) impuestos, d) gastos de mano de obra y montaje, e) coste del material instalado. Los ocho elementos principales del coste de construcción de la central pueden subdividirse en componentes más específicos de modo que permita identificarlos y compararlos con una precisión aun mayor [32].

Para tener una visión completa del coste que supone la construcción y puesta en marcha de una central nuclear, hay que saber que el coste de construcción es solo una parte de lo que se conoce como costes de capital. Estos incluyen el coste de la preparación del terreno, construcción, fabricación, puesta en marcha y financiación de una planta de energía nuclear. Pero como base de esa inversión inicial se encuentra la construcción de un reactor nuclear que a gran escala requiere miles de trabajadores, grandes cantidades de acero y hormigón, miles de componentes y varios sistemas para proporcionar electricidad, refrigeración, ventilación, información, control de seguridad y comunicación, convirtiéndose en el mayor porcentaje de la inversión.

Para comparar diferentes tecnologías de generación de energía, como haremos más adelante en este mismo trabajo, los costes de capital deben expresarse en términos de la capacidad de generación de la planta (por ejemplo, en dólares USA –USD en adelante- por kilovatio). Los costes de capital pueden calcularse con los costes de financiación incluidos o excluidos. Si se incluyen los costes de financiación, los costes de capital cambian materialmente en relación con el tiempo de construcción de la planta y con la tasa de interés y / o el modo de financiación empleado [33].

Los costes de capital se pueden explicar a partir de los siguientes costes parciales:

- “Overnight cost”: es el coste de capital excluyendo los cargos financieros acumulados durante el período de construcción. Dicho de otro modo, sería el coste de una central sin incluir los intereses del capital, como si la central se hubiera hecho de un día para otro (overnight). El coste “overnight” incluye, no obstante, los costes de ingeniería, adquisición y construcción (EPC1), los costes de los propietarios (terrenos, infraestructura de enfriamiento, edificios asociados, obras del sitio, gestión de proyectos, licencias, etc.) y varias contingencias.
- El coste de construcción / inversión: Este coste incluye todos los elementos de coste de inversión inicial (coste “overnight”) más el aumento de costes generado por los cargos financieros de las obras, que

pueden demorarse 5 o más años. El coste de construcción se expresa en las mismas unidades que el coste “overnight” y es útil para identificar el coste total de la construcción, y para determinar los efectos de los retrasos en la construcción. En general, los costes de construcción de las centrales nucleares son significativamente más altos que los de las centrales de carbón o gas debido a la necesidad de utilizar materiales especiales e incorporar características de seguridad sofisticadas y equipos de control de respaldo. Estos aportan gran parte del coste de generación nuclear, pero una vez que se construye la planta, las variables de coste son menores.

- Los costes de financiación: serán dictados por el período de construcción y los cargos por intereses aplicables sobre la deuda. La planta de energía generalmente se toma como la duración entre el vertido del primer 'hormigón nuclear' y la conexión a la red. Los largos períodos de construcción elevarán los costes de financiación, y en el pasado lo han hecho de manera muy significativa. En Asia, los tiempos de construcción han tendido a ser más cortos; Por ejemplo, las dos unidades ABWR de 1315 MW en Kashiwazaki-Kariwa 6 y 7 en Japón, que comenzaron a operar en 1996 y 1997, se construyeron en poco más de cuatro años, y 48-54 meses es una proyección típica para las plantas de hoy. Los últimos tres reactores de Corea del Sur no retrasados por el reemplazo del cableado promediaron un tiempo de construcción de 51 meses. El interés sobre el capital para la construcción puede ser un elemento muy importante del coste total de capital, pero esto depende de la tasa de interés y el período de construcción. Para un período de construcción de cinco años, un estudio de la Universidad de Chicago en 2004 muestra que los pagos de intereses durante la construcción pueden representar hasta el 30% del gasto total. Esto aumenta al 40% si se aplica a un cronograma de construcción de siete años, lo que demuestra la importancia de completar la planta a tiempo [33].

Según un proyecto realizado conjuntamente por la Agencia Nuclear de Energía (NEA) y la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en el año 2005, estiman el valor overnight de nuevas centrales para el 2010-2015 desde los 1100 a los 2500 USDUS/kW, siendo Japón el país más caro. Y estimaciones hechas por la Asociación Nuclear Mundial (WNA), a partir de nuevos reactores en construcción en Asia, ponen como promedio unos 2000 USDUS/kW, también en el año 2005. Estos valores son orientativos para conocer el coste de las centrales nucleares que se construyeron antes del desastre de Fukushima, y es interesante conocerlos pues la mayoría de las centrales nucleares que se encuentran en funcionamiento en la actualidad fueron construidas antes de ese fatal accidente que impuso protocolos más seguros para la construcción de centrales. En este punto radica ese aumento de costes que analizaremos a continuación.

Hay información muy dispar sobre cuánto cuesta construir una central nuclear. Distintos estudios y organizaciones internacionales proporcionan un muy amplio rango de valores. Al ser este un parámetro crítico en el valor final de la energía, es bueno conocer sobre qué rango de valores se mueve la inversión inicial de una planta nuclear, así como el origen de estos costes, para poder hacer una comparación más precisa con el resto de tecnologías de producción.

Tras analizar varios informes actualizados sobre los costes de inversión inicial, y conociendo la ya mencionada controversia existente sobre los mismos debido en parte a las dificultades de hacer pronósticos y a la diferencia en los tiempos de construcción (factor fundamental debido a que aumenta los intereses), podemos decir que la inversión inicial para la puesta en marcha de una planta nuclear varía entre los 5 y los 8 mil millones de USD por cada 1000 MW instalados, después de revisar los datos de años anteriores y considerando el valor actual de los elementos que conforman una central de este tipo así como los costes asociados al tiempo empleado en la construcción de la misma [34]. Este número varía como puede observarse según la capacidad de producción de la planta, que está directamente relacionada con el número de reactores, y también con el precio de éstos, pues son los elementos de mayor coste al momento de realizar la inversión. Estos valores pueden ser contrastados con un estudio realizado por la Administración de Información de la Energía (EIA) a finales del año 2019, donde tras un análisis en profundidad de los costes asociados a la inversión inicial de dos centrales nucleares, asume los valores de 6041 USD/kW y 6191 USD/kW para una capacidad de 2156 MW y 600 MW respectivamente.

4.2 Centrales térmicas convencionales

Cuando hablamos de centrales térmicas convencionales, el coste de capital “overnight” incluye el coste de los materiales a utilizar en la construcción de la central, costes de obras civiles (como sistemas de drenaje), las diversas máquinas necesarias, la instrumentación eléctrica y los controles, los costes indirectos del proyecto

(como comisiones y contingencias), los denominados “costes propios propietarios” que incluyen estudios de ingeniería preliminares, estudios ambientales, costes de ámbito legal (para obtener, por ejemplo, el permiso legal de operación), entre otros [35].

En función del tipo de combustible que se utilice en la central eléctrica en cuestión, que podemos dividir en gas natural, carbón y petróleo, los costes podrán variar debido a que los equipos utilizados para el tratamiento y posterior quemado son ligeramente diferentes.

En un estudio realizado en el año 2005 por la NEA (Nuclear Energy Agency, agencia intergubernamental que opera dentro de la OCDE), vemos registrado el coste “overnight” de 27 centrales eléctricas de carbón en todo el mundo. Las centrales eléctricas de carbón consideradas en el estudio utilizan diferentes calidades de combustibles, como por ejemplo lignito (uno de los más comunes), y diferentes tecnologías, sean estos la convencional constituida por una caldera, turbina y generador, o un ciclo combinado de combustión y gasificación integrada (IGCC). Obviamente tales diferencias conducen a variaciones en los costes de inversión, eficiencias y costes nivelados totales de generación de electricidad, pero la mayoría de las centrales eléctricas de carbón tienen costes específicos de construcción “overnight” que oscilan entre 1000 y 1500 USD / kW. Esto es sin tener en cuenta las centrales IGCC (Integrated gasification combined cycle), que al ser de ciclo combinado hablaremos de ella en el siguiente apartado.

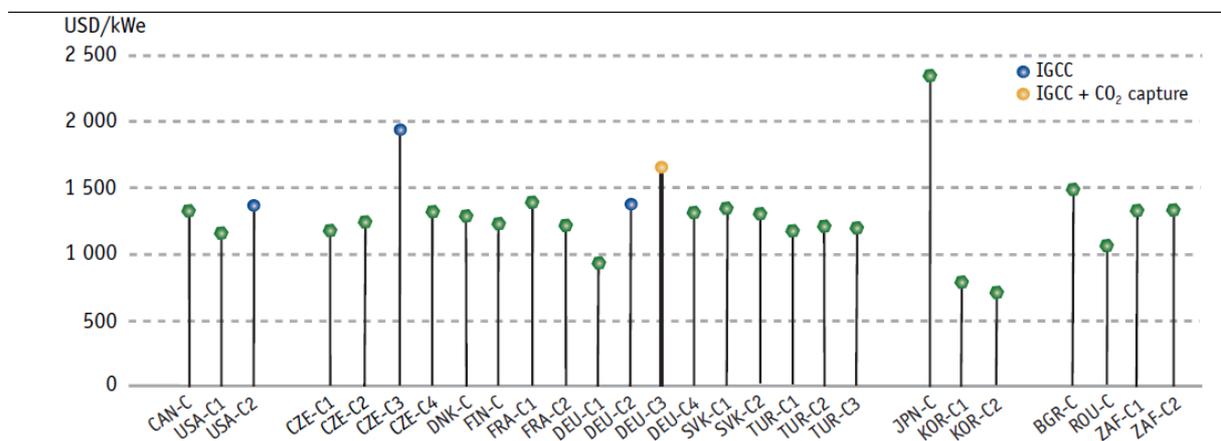


Figura 15. Costes “overnight” de centrales eléctricas de carbón (USD / kW) en diversos países del mundo: CAN (Canadá), USA, CZE (República Checa), DNK (Dinamarca), FIN (Finlandia), FRA (Francia), DEU (Alemania), SVK (Eslovaquia), TUR (Turquía), JPN (Japón), KOR (Korea del Sur), BGR (Bulgaria), ROU (Rumania), ZAF (Sudáfrica) [36].

En la figura 15, procedente de un informe de NEA, se observa la importancia que tiene el coste de inversión sobre el total de costes en el coste nivelado de energía (LCOE), parámetro fundamental para entender lo que cuesta realmente una tecnología de producción en su totalidad por kW instalado. En prácticamente la totalidad de las centrales estudiadas en este informe de la NEA, es el coste de inversión el que presenta una mayor importancia, seguidos del coste de combustible y por último los costos de operación y mantenimiento.

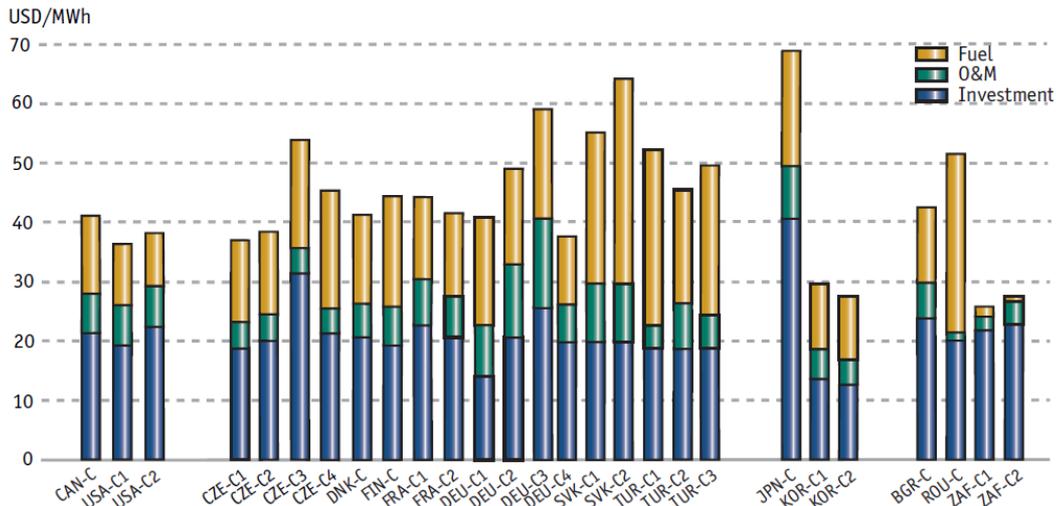


Figura 16. Costos nivelados de electricidad generada por carbón con una tasa de descuento del 5% (USD / MWh) en centrales de diversos países (abreviaturas como en la figura precedente) [36].

Dado que los datos anteriores son de 2005, y aunque sirvan de referencia, es necesario saber que los costos de construcción estimados para las nuevas centrales eléctricas de carbón son algo inciertos y han aumentado significativamente en los últimos años. La industria está utilizando términos como elevarse o dispararse para describir los aumentos de costes que experimentan los proyectos de construcción de plantas de carbón. De hecho, los costes estimados de construir nuevas plantas de carbón han alcanzado los 3,500 USD por kW, sin costes de financiación, y aún se espera que aumenten más. Esto significaría un costo de más de dos mil millones de USD para una nueva planta de carbón de 600 MW cuando se incluyen los costes de financiación. Estos aumentos de los costes han sido impulsados por una competencia mundial por el diseño de la central eléctrica y los recursos de construcción, productos, equipos y capacidad de fabricación. Estas cifras se han obtenido de un informe de 2008, que además asegura que se espera que este aumento en los costes de instalación de centrales eléctricas de carbón no se detenga en los próximos años [37].

Estos datos son fácilmente contrastables con un estudio realizado en 2016 por la IEA (International Energy Agency, compuesta por 30 países miembros entre los que se encuentra España) que publica los siguientes datos para centrales eléctricas convencionales de carbón en Estados Unidos:

- Central eléctrica de carbón ultra supercrítica: capacidad 650 MW – Costo de capital – 3636 USD/kW.
- Central eléctrica de carbón ultra supercrítica: capacidad 650 MW – Costo de capital – 5083 USD/kW.

Haciendo el cálculo según la capacidad de producción de la planta se llega a la cantidad de 2,36 o 3,3 mil millones de USD, en función del tipo de planta y de sus equipos. Aun así, hay que tener en cuenta que son datos que proceden de una instalación en Estados Unidos, cuya mano de obra y materiales pueden tener un precio diferente al de un país en vías de desarrollo, aunque sirven de referencia para constatar que en la actualidad los costes de inversión para este tipo de tecnologías se encuentran en torno a los 3500 USD/kW [38].

En cuanto a las centrales eléctricas de gas natural, el costo promedio de los generadores de gas natural instalados en 2015 fue de 696 USD / kW, una disminución del 28% desde 2013. Casi el 75% de la capacidad de gas natural instalada en 2015 fueron unidades de ciclo combinado, que tenían un costo promedio instalado de 614 USD / kW. Las plantas de gas natural de ciclo combinado incluyen al menos una turbina de combustión y una turbina de vapor y, en general, son más eficientes que las plantas con turbinas de combustión solas. Alrededor de 1.5 GW de plantas de gas natural con solo turbinas de combustión se instalaron en 2015, a un costo promedio de USD 779 / kW. Las plantas de gas natural con motores de combustión interna eran más caras, con un promedio de USD 1,798 / kW para los 0.2 GW instalados en 2015. Con estos datos obtenidos de un informe de la EIA se puede observar la diferencia significativa existente entre los costes de inversión inicial para una central convencional de carbón y otra de gas natural

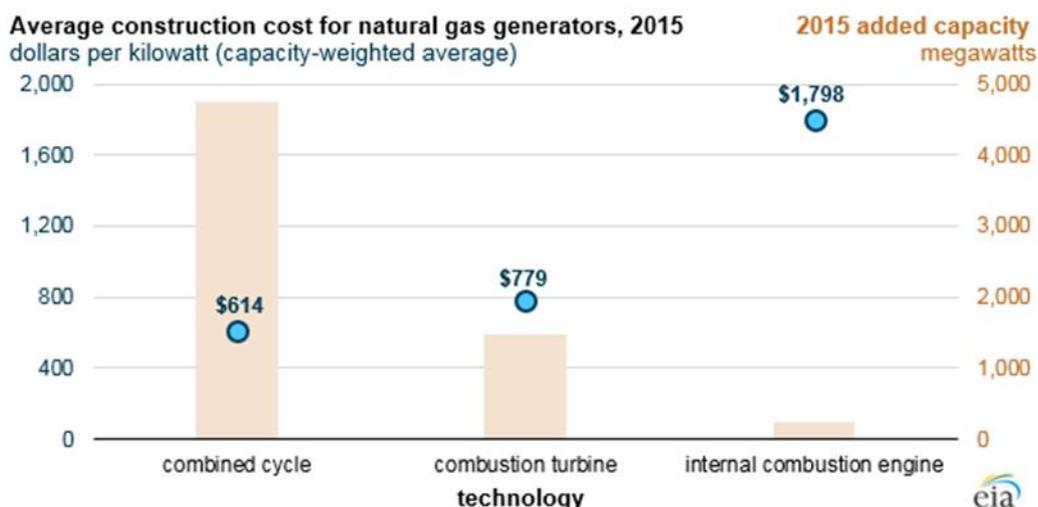


Figura 17. Costes promedios de construcción para tecnologías de producción de electricidad a base de gas natural [39].

Estos datos coinciden con un estudio que realizó esta misma agencia en los años posteriores donde, en base a las estimas de presupuesto que aparecen en las tablas de ese mismo estudio, se llega a los siguientes datos:

- Central de turbina convencional de gas natural–100 MW – 1,101 USD/kW.
- Central de turbina avanzada de gas natural – 237 MW – 678 USD/kW.

Por último, nos encontramos con las centrales eléctricas convencionales que utilizan el petróleo como combustible fósil. Éstas son las menos comunes de todas, por detrás de las de carbón y gas natural, y según datos del año 2017 los costes de construcción para este tipo de centrales han variado poco y se sitúan alrededor de los 856 USD/kW. Las diferencias encontradas con los otros tipos de centrales convencionales podrían deberse a la diferencia que reside en los equipos que tratan el combustible fósil en cuestión antes de ser quemado. Por lo demás, los tres tipos de centrales eléctricas consideradas presentan una funcionalidad parecida, y la diferencia fundamental de costes radicará en el combustible utilizado [39].

4.3 Centrales térmicas de ciclo combinado

Las plantas de ciclo combinado, definidas como que tienen al menos una turbina de combustión y una turbina de vapor, operan a niveles de eficiencia mucho más altos que los otros tipos. Si bien esto reduce los costos operativos a largo plazo, los costos de capital para la construcción también son algo más altos, cuando comparamos entre centrales convencionales de gas natural y centrales de ciclo combinado que utilizan un mismo combustible. Tanto el motor de combustión interna como los generadores de energía de la turbina de combustión tienen la ventaja adicional de poder construirse más rápidamente que las centrales de ciclo combinado. Esto ha llevado a su uso en situaciones donde se necesitan aumentos de capacidad a corto plazo para satisfacer la creciente demanda. Además, aunque las plantas de turbinas de combustión son menos eficientes, tienden a funcionar solo en las horas pico para satisfacer la demanda. En contraste con esto, las plantas de ciclo combinado tienden a usarse para satisfacer las cargas de demanda de línea de base debido a su mayor eficiencia y menores costos operativos [40].

A través un estudio de la administración Energética de Estados Unidos, de los diferentes costes de capital en de varias centrales de generación eléctrica, podemos obtener la información sobre la inversión inicial necesaria para construir una planta de ciclo combinado convencional funcionando con gas natural. Una central que produce

702 MW tiene un coste de capital estimado de 978 USD/kW. En la tabla XX que encontramos en el ANEXO 1 se puede observar en que se basa el estudio, es decir, se estiman los diferentes costos asociados a la construcción y puesta en marcha de una central de este tipo. Entre otros datos, aparecen los costes del material de la estructura civil y su instalación o el suministro de equipamiento mecánico. Teniendo en cuenta el coste de capital por kW producido, y conociendo la electricidad neta generada por la planta podemos llegar a conocer el valor del coste total de construcción, que es de 686,55 millones de USD para el ejemplo de esta planta [38].

Por otro lado, según datos de la compañía energética Duke Energy, se afirma que el costo final de su proyecto de planta de ciclo combinado de 625 MW cerca de Wilmington, Carolina del Norte, fue de 551 millones de USD, o alrededor de 882 USD/ kW de capacidad instalada, aproximadamente un 18% menos que la estimación original de la compañía de 671 millones de USD, que se puede traducir en alrededor de 1100 USD por kW de potencia instalada. Estos datos concuerdan con la información anteriormente detallada, y sitúan a las centrales eléctricas de ciclo combinado en una buena posición con respecto a las centrales térmicas convencionales [41].

4.4 Cogeneración

Una planta de cogeneración, con capacidad para producir simultáneamente energía térmica y energía eléctrica tiene un coste muy variable en función de la tecnología utilizada y la potencia. De un modo muy aproximado, y sin entrar en detalles sobre los equipos que incluye y la configuración exacta, puede estimarse que una planta de cogeneración ronda el millón de euros por MW de potencia bruta instalada, y considerando que la planta se instala en Europa, pues el lugar de la instalación influye en su coste de capital. Este coste puede disminuir hasta en un 50%, dependiendo de los equipos instalados, o incluso aumentar hasta un 150% si es una planta muy compleja con equipos muy especiales.

Las plantas de cogeneración pueden diseñarse además con diferentes configuraciones:

- Uno o varios motores de gas más una o varias calderas de recuperación pirotubulares.
- Uno o varios motores diesel o de fuel-oil más una o varias calderas de recuperación pirotubulares.
- Una o varias turbinas de gas más una o varias calderas de recuperación, normalmente acuotubulares.
- Una o varias turbinas de gas más una o varias calderas de recuperación, normalmente acuotubulares más una o varias turbinas de vapor (cogeneración con ciclo combinado).
- Una o varias calderas que queman residuos más una o varias turbinas de vapor.
- Una caldera que aprovecha un calor residual más una o varias turbinas de vapor.
- Una de las anteriores combinaciones más equipo de absorción para la producción de agua fría.

Como puede verse las configuraciones son muy variadas, y eso hace que los costes de una planta también puedan serlo. El valor de referencia de una planta tipo de 10 MW con motores de gas y una caldera de recuperación pirotubular, refrigerada con torre de refrigeración ronda los 10 millones de Euros con todos sus costes incluidos y realizada en la modalidad llave en mano (EPC) [42].

Esta información puede ser contrastada también con un estudio realizado por la IEA donde recogen información acerca de las plantas de cogeneración de energía térmica y eléctrica con un motor de gas. El rango del costo de inversión por kW instalado es de entre 850 y 1950 USD, con un costo medio de 1150 USD/kW. Analizando estos datos, podríamos advertir pocas diferencias entre este tipo de centrales y, por ejemplo, las de gas natural de ciclo combinado (teniendo las primeras un coste ligeramente superior), con la diferencia de que éstas solo producen energía eléctrica y prescinden de los equipos necesarios para producir energía térmica, por lo que la eficiencia será diferente en ambas centrales [43].

4.5 Parques eólicos

Para la construcción de un parque eólico hay que realizar un desembolso o inversión inicial importante. Entre dichos desembolsos se encuentran la compra de turbinas y equipos, la mano de obra para la construcción del parque y, los conceptos relacionados con la obtención de permisos y asesoramiento legal. Estos valores tienen diferente peso en la inversión inicial total, así pues, según los datos suministrados por la Asociación Empresarial Eólica, el peso de cada coste serían los citados en la tabla a continuación.

Componente	Distribución costos totales (%)
Turbina	74-82
Cimentación	1-6
Instalaciones eléctricas	1-9
Conexión a la red	2-9
Consultoría	1-3
Terreno	1-3
Costos financieros	1-5
Construcción de accesos	1-5

Tabla 1. Estructura de costos para proyectos de generación eléctrica a partir de generación eólica [44].

La compra de los aerogeneradores es la principal inversión, dado que suponen casi las tres cuartas partes de la inversión total, siendo el coste para un aerogenerador de escala industrial de alrededor de USD 850.000 por cada MW de capacidad instalada, aunque depende del mercado, pues en China este valor puede verse reducido hasta la cifra de 500.000 USD por MW. La mayoría de las turbinas instaladas a escala comercial hoy en día son de 2 MW [45].

Tras la compra de las turbinas eólicas, la siguiente partida en importancia es la compra de equipos y dispositivos eléctricos. En estos gastos se incluye transformadores, líneas y también el pago de los derechos para conectarse a la red. También es importante destacar los costes que se refieren a la obra civil del parque, en este apartado se incluye la adecuación de terrenos, cimentaciones y accesos al parque y a cada generador individual.

Por último, se incluyen los equipos de control del parque y el montante de la parte burocrática y legal, incluyendo costes de tramitación, los permisos y licencias, la gestión de los terrenos donde se ubica el parque, gastos de financiación, etc. El promedio de todos los desembolsos, indica que el coste total de un parque eólico es aproximadamente unos 1,1 millones de € por cada megavatio instalado [46].

Como se puede apreciar en la tabla 1, el principal coste de inversión es el de la turbina (aspas, generador, góndola, torre y transporte), por este motivo es importante conocer cómo se distribuyen también los costos de ésta, referidos en la tabla 2.

Componente	% Costo de la turbina
Rotor	20-30
Góndola y maquinaria	25
Caja de cambios	10-15
Sistema generador	5-15
Torre	10-25

Tabla 2. Coste de los componentes de una turbina eólica (%) [47].

Una vez conocidos todos los parámetros que influyen en el cálculo de los costes de inversión inicial para la construcción y puesta en marcha de un parque eólico, resta obtener la cifra que suponen éstos por kW de potencia instalado. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), los costos de instalación promedio mundial de la energía eólica terrestre han disminuido en un 71% en 35 años, de alrededor de 5000 USD / kW en 1983 a 1,500 USD/ kW en 2018. Esto fue impulsado por la disminución de los precios de las turbinas eólicas y el equilibrio de los costes del proyecto.

Las reducciones en los costos totales instalados varían según el país y cuando comienza la implementación comercial a gran escala. China, India y Estados Unidos han experimentado los mayores descensos en los costes totales instalados. En 2018, los costos de instalación totales promedio típicos del país, fueron de alrededor de 1,200 USD / kW en China e India, y entre 1660 y 2250 USD / kW en otros lugares. Los costes totales instalados por proyectos eólicos en tierra son muy específicos del sitio y del mercado. Para los proyectos encargados en 2018, el rango entre el coste de instalación más bajo y el más alto fue significativo para la energía eólica terrestre en la mayoría de las regiones, excepto en China e India.

Al igual que otras tecnologías renovables, los costes de inversión inicial suponen un alto porcentaje con respecto al total de costes para los parques eólicos. Aun así, y viendo las cifras lanzadas por el informe de la IRENA, esta tecnología de producción presenta un pronóstico positivo y es por ello por lo que se encuentra a la cabeza de las energías renovables existentes, junto a la hidroeléctrica y los parques solares. Además, hay que tener en consideración que una vez la planta eólica está funcionando el viento utilizado es un recurso gratis procedente de la naturaleza, lo que implicará una reducción en el resto de costes a analizar.

4.6 Parque solar fotovoltaico y termosolar

Cuando hablamos de producción de electricidad a partir de la energía procedente del sol, existen dos tecnologías principalmente que llevan a cabo esta función. Por un lado se encuentran las centrales termoeléctricas, cuyo funcionamiento se desarrolla en el apartado 3.2.4 de este trabajo, y por otro las plantas de energía solar fotovoltaica, también detalladas en ese mismo apartado. Debido a las diferencias encontradas en ambas instalaciones, el coste de capital inicial podrá variar en función de los equipos que se utilicen en cada una de estas tecnologías.

Una central termoeléctrica de colector cilíndrico parabólico (CCP) tiene un coste variable en función de su ubicación, su configuración exacta, la selección de equipos y la potencia. Por término medio, una central termoeléctrica CCP de 50 MW, la potencia más habitual de las plantas instaladas en España, ronda los 4,5 millones €/MW para plantas sin almacenamiento térmico, y en torno a 6 millones € para plantas capaces de almacenar unos 1000 MWh de energía térmica (unas 7 horas diarias a plena potencia).

Hay que tener en cuenta que este coste indicado es una estimación, pero coincide aproximadamente con el coste de las plantas CCP construidas en España entre los años 2007 y 2013. Así, la construcción de una planta de 50

MW sin almacenamiento térmico supone unos 225 millones de €, y unos 320 millones de € con un almacenamiento térmico basado en un sistema de sales inorgánicas fundidas capaz de contener algo más de 1000 MWh.

Este coste incluye:

- Ingeniería del proyecto
- Permisos y licencias de construcción
- El suministro de todos los equipos
- El montaje y puesta en marcha

A este coste hay que añadirle algunos otros, que por ser variables no suelen tenerse en cuenta en estas estimaciones:

- Coste del terreno
- Coste de las obras necesarias para la captación de agua y su conducción hasta la planta
- Coste de la línea eléctrica desde la central hasta la subestación de enlace

Actualmente hay cierta tendencia a rebajar este presupuesto, aunque el margen de bajada no es muy alto. Sobretudo se ha rebajado algo el campo solar, al haber disminuido el coste del tubo absorbedor, desde uno 860 € por unidad a los poco más de 500 actuales. También se ha rebajado el coste de la estructura, desde unos 12.500 € por unidad a unos 8000 €. Una central termoelectrica de 50 MW está compuesta por unos 5000 módulos, lo que supone algo más de 20 millones de € menos. El bloque de potencia apenas ha rebajado sus costes, ya que en su mayoría se trata de equipos maduros, muy mecánicos, con pocas innovaciones [48].

El coste de capital de un sistema fotovoltaico, según un estudio lanzado en 2018 por IRENA, puede descomponerse en el precio del módulo fotovoltaico y el costo del resto del sistema (BOS, balance of system). El módulo fotovoltaico es el conjunto interconectado de celdas fotovoltaicas y su costo está determinado por los costos de las materias primas, en particular los precios del silicio, el procesado y fabricación de esas celdas y los costos de ensamblaje del módulo. Dentro de los costos del sistema asociado nos encontramos con el costo del sistema estructural (por ejemplo, instalación estructural, bastidores, preparación del sitio y otros accesorios), el costo del sistema eléctrico (por ejemplo, el inversor, el transformador, cableado y otros costos de instalación eléctrica) y el costo de la batería u otro sistema de almacenamiento en el caso de aplicaciones fuera de la red.

Para analizar los costes, los sistemas fotovoltaicos pueden dividirse en residenciales, a gran escala o para servicios públicos. Éstos últimos serán los analizados en este trabajo porque son los utilizados para producir electricidad en grandes cantidades. Son parques solares montados habitualmente sobre terreno, es decir, no en tejados u otras partes de edificios, y nunca se encuentran por debajo de 1 MW de capacidad. Esta capacidad es igual a la de una planta de energía capaz de ofrecer un suministro constante de electricidad a casi 200 hogares. El costo de construir una granja solar depende en gran medida de diferentes factores, incluido el espacio disponible y las horas de luz solar. El costo de una granja solar a escala de servicios públicos es de alrededor de 1 USD / vatio. Por lo tanto, puede calcularse que para construir una granja solar de 1 MW, se debe invertir aproximadamente 1 millón USD. El costo de la granja solar residencial o comunitaria es relativamente más alto, de 3 a 4 USD por vatio. La razón de esta diferencia es que, al construir una granja solar a gran escala, se compran paneles solares y otros equipos en grandes cantidades, lo que reduce su precio.

Los datos de un análisis de IRENA en el que se estudia la evolución de los diferentes precios desde 2010 hasta 2018 indican que los costos de inversión de proyectos fotovoltaicos solares a escala de servicios públicos han caído de 4621 USD/ kW en 2010 a 1210 USD/ kW en 2018. Es importante destacar que estos datos se obtienen a partir de la realización de una media sabiendo que estos costes pueden variar su cifra considerablemente de un país a otro. Por ejemplo, en dos países que forman el G20, el precio por kW es de 793 USD en la India y de 2427 USD en Canadá, encontrándose ambos países en los extremos tanto por arriba como por abajo. La diferencia se encuentra en la variación de los precios de los módulos fotovoltaicos, su instalación e incluso en diferencias en los costes de financiación [49].

4.7 Central hidráulica.

Para poder analizar los costes de inversión inicial referidos a una central hidroeléctrica podemos dividir éstos en dos grupos principales:

- a. Los costos de construcción civil, que por norma general constituyen los mayores costes de un proyecto de energía hidroeléctrica.
- b. El costo de los equipos electromecánicos para la transformación de la energía, como son las turbinas de generación y los equipos de bombeo.

Además, los costes de inversión incluyen los costes de planificación, análisis de impacto medioambiental, concesión de licencias, la mitigación de la pesca y vida silvestre, la mitigación de recreación por deportes náuticos, mitigación histórica y arqueológica, y monitoreo de la calidad del agua.

Los costes de construcción civil siguen la tendencia de los precios del país donde el proyecto se va a desarrollar. Esto implica que, por ejemplo, en el caso de países con economías de transición, los costos de construcción civil son generalmente más bajos que en los países desarrollados, debido a que utilizan una mano de obra más barata y materiales de construcción locales. Estos costes, además, dependen siempre del sitio específico donde se vaya a construir, debido principalmente a las características propias de la topografía, las condiciones geológicas y el diseño de la construcción del proyecto. Esto podría conducir a costes de inversión diferentes incluso para proyectos de la misma capacidad [50].

En la Figura 18 se puede observar la diferencia en los costes de construcción de las centrales hidráulicas en función del punto geográfico en el que se vayan a instalar. En el estudio de la AIE aparecen 7 centrales hidroeléctricas cuyos costos llegan a variar hasta en un 460%.

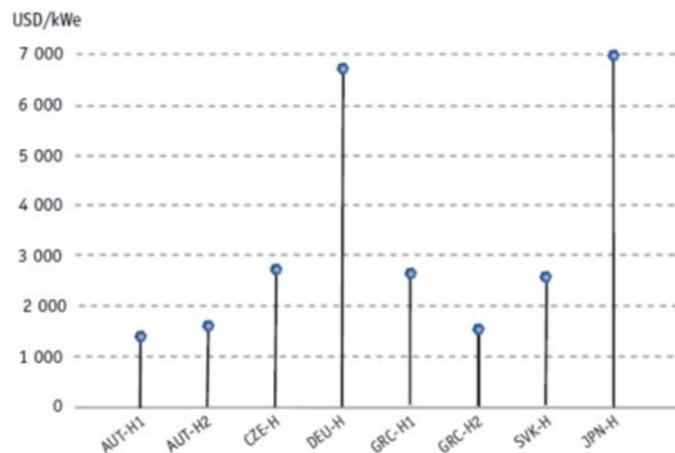


Figura 18. Costes de construcción de centrales hidráulicas con diferente ubicación geográfica: AUT (Austria), CZE (República Checa), DEU (Alemania), GRC (Grecia), SVK (Eslovaquia), JPN (Japón) [36].

Con esta información y utilizando datos de la IRENA, cuyos valores de costes de instalación varían desde los 1000 USD/kW hasta los más de 4000 USD/kW, debido a las condiciones ya comentadas anteriormente, se puede decir que la media se sitúa en torno a los 2000 USD/kW. Esto quiere decir que si, por ejemplo, hay un proyecto en marcha de una planta hidroeléctrica de 100 MW de capacidad la inversión inicial será de alrededor de 200 millones de USD [51].

4.8 Planta de biomasa

La biomasa se puede convertir en energía eléctrica a través de varios métodos. El más común es la combustión directa de material de biomasa, como residuos agrícolas o forestales. Otras opciones incluyen gasificación, pirolisis y digestión anaeróbica. Esta es la razón por la que cuando se habla de los costos de esta energía es complicado hablar de datos sin recurrir a un amplio rango de valores, pues en función del lugar donde se vaya a realizar la instalación, así como de los equipos necesarios para que esta pueda empezar a producir electricidad, estaremos hablando de una cantidad u otra.

En la tabla 3 incluye información acerca de los costos de los diferentes elementos que constituyen la inversión inicial de una planta de biomasa de 20 MW de capacidad.

	Coste € (aproximado)	% Sobre el total (aproximado)
Ingeniería	1.090.000	3%
Gestión de permisos	40.000	<1%
Movimiento de tierras	250.000	1%
Nave de almacenamiento + pretratamiento	1.500.000	4%
Obra civil	2.000.000	5-6%
Caldera completa	10.000.000	28%
Ciclo agua vapor	7.500.000	20%
Turbina vapor + generador	6.000.000	16%
Montaje mecánico	5.700.000	15%
Planta de aire comprimido, planta de tratamiento de efluentes, sistemas de control, etc	2.300.000	6%

Tabla 3. Costes de la inversión inicial para una planta de biomasa [52].

En la tabla 3 faltan algunos costes como pueden ser las obras de vertido, obras de captación de agua o los costes de los terrenos. No obstante, se puede observar cuales son los equipos que suponen un gasto mayor en la instalación de este tipo de plantas de producción de electricidad, siendo éstos la caldera, donde se produce la combustión de la biomasa, el ciclo de vapor y la turbina junto al generador de energía. Haciendo una valoración de todos estos costes, más algunos menos significativos, llegamos al valor medio de unos 37,5 millones de euros por planta. Este precio es en modalidad EPC o llave en mano, lo que significa que el proyecto será entregado a un contratista que se encargará de los riesgos de elevación de costes o prolongación de los plazos entre otros, y por tanto, supondrá esto un 20-25% más del precio establecido, es decir, el proyecto llega a un coste total de entre unos 45 a 46 millones de euros. Conociendo la potencia de esta planta en cuestión, 20 MW, es posible calcular el coste de inversión por kW, que se sitúa entre los 2.300 y 2.500 €/kW.

Estos cálculos coinciden aproximadamente con los datos recogidos por la IRENA, que para el año 2018 estimó en 2100 USD/kW los costes de instalación para este tipo de plantas de generación. Es importante resaltar de nuevo que el lugar donde se va a realizar la instalación es clave para determinar la inversión necesaria, pues no cuesta lo mismo una planta de biomasa en Europa o Estados Unidos que en el resto del mundo.

4.9 Central geotérmica

Los proyectos geotérmicos, debido a la necesidad de la perforación de pozos y de construir plantas de energía, suelen tener altos costos de inversión inicial. Al igual que con otras tecnologías de producción de energía

eléctrica ya mencionadas en este trabajo, los costos estimados para instalaciones geotérmicas también pueden variar de manera significativa de un país a otro.

Cuando se habla de costes de inversión inicial de un proyecto de estas características, se suele descomponer en los siguientes:

- Costes de exploración y recursos de confirmación
- Costes de perforación de pozos de producción e inyección
- Costes de las instalaciones de superficie e infraestructura
- Costes de montaje de la planta de producción de energía

El primero de estos costes incluye el arrendamiento del terreno, lo que permite su prospección (tanto geológica como geofísica) y constituye una de las partes más importantes del proyecto. Encontrar el lugar correcto para realizar la perforación de un pozo no es una tarea sencilla y no siempre se produce de forma exitosa, pues según un reportaje sobre recursos de energía renovable de la Universidad de Cambridge, el porcentaje de éxito que tiene la exploración de pozos en áreas verdes es del 50% aproximadamente. Estos costos se ven afectados principalmente por los parámetros del pozo (principalmente profundidad y diámetro), propiedades de la roca, productividad del pozo, disponibilidad de la plataforma, demoras en la concesión de permisos o arrendamiento de tierras y tasas de interés [53].

La perforación de pozos de producción e inyección (segundo de los costos en cuestión) tiene una tasa de éxito del 60 al 90%. Los factores que influyen en el costo incluyen la productividad del pozo (permeabilidad y temperatura en este caso), profundidades del pozo nuevamente, diseño vertical o direccional, fluidos de circulación especiales y número de pozos y condiciones financieras, entre otros.

El componente de infraestructura e instalaciones de superficie incluye instalaciones para recolectar vapor y procesar salmuera: separadores, bombas, tuberías y caminos. Las instalaciones para la producción de vapor tienen costos de instalación más bajos ya que no se requiere el manejo de una salmuera. Los factores que afectan a este componente son la composición química del fluido del yacimiento, los precios de los productos básicos (acero, cemento), la topografía, la accesibilidad, la estabilidad de la pendiente, la productividad y distribución promedio del pozo (diámetro y longitud de la tubería) y los parámetros del fluido (presión, temperatura, composición química).

Los componentes de la central eléctrica, último de los costos a analizar, incluyen turbinas, generador, condensador, sustracción eléctrica, conexión a la red, depuradores de vapor y sistemas de reducción de la contaminación. El diseño de la central eléctrica y los costos de construcción dependen del tipo (flash, vapor seco, binario o híbrido), ubicación, tamaño, entalpía y química del fluido, tipo de ciclo de enfriamiento utilizado (enfriamiento por agua o aire) y disponibilidad de agua de enfriamiento en caso de que se utilice agua.

En la Figura 19 se ha representado de manera aproximada la importancia de cada uno de estos costes con respecto a la inversión total. Los costes de exploración y recursos de confirmación representan en torno al 10-15% de los costos de instalación, los de perforación de pozos de producción en torno al 20.35% del total, los costos de infraestructura y superficie aportan el del 10 al 20% y por último, la mayor parte de la inversión, con un porcentaje entre el 40 y 80% del total, se encuentra la propia central eléctrica.

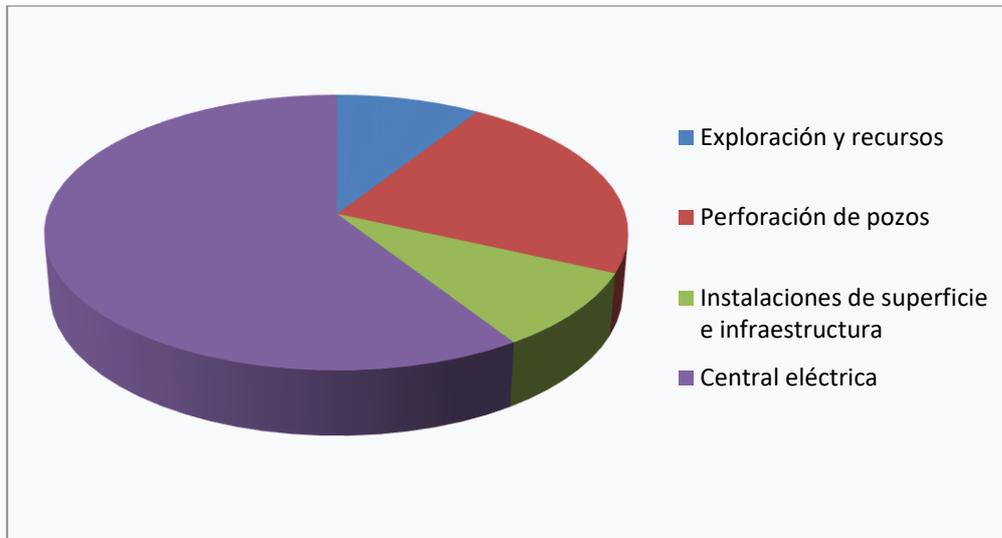


Figura 19. Distribución de costes para la construcción de una central tipo de geotermia [53].

Después de conocer cómo se distribuyen los costes de inversión para la producción de electricidad a partir de la energía geotérmica, y basándonos en datos históricos y actuales de un informe desarrollado por la Universidad de Cambridge, para plantas de condensación flash el costo de inversión por kW se encuentra entre los 1700 y 3500 USD. Si hablamos de plantas de ciclo binario, el costo es superior y se mueve entre

2100 y 5300 USD/kW. Estos datos pueden compararse con el informe de IRENA (2018), donde se recoge que los costos de instalación para plantas geotérmicas se encuentran típicamente entre los 2000 y 5000 USD por kW.

4.10 Energías del mar

La energía proveniente del mar es una de las tecnologías de producción menos desarrolladas hasta ahora. A través de las mareas, el movimiento de las olas, las corrientes marinas o los gradientes salinos, es posible obtener energía y transformarla en electricidad, pero todavía supone una fuente poco explotada por lo que es difícil obtener información precisa acerca de sus costes de instalación, generación, operación y mantenimiento. Aun así, sabemos que se necesita una importante inversión inicial para el arranque de una planta eléctrica de este tipo, debido a la dificultad añadida que resulta de realizar las labores de instalación y mantenimiento en el medio marino.

Para hacer el análisis de inversión inicial se pueden dividir los costes en:

- Costes de los equipos electromecánicos
- Costes de obra civil
- Costes de instalación y mano de obra
- Costes de licencias y trámites

Los costes de los equipos electromecánicos, que incluyen turbinas, generadores, tuberías y otros, suponen el mayor porcentaje de la inversión inicial, en torno al 50% de ésta. Los datos más precisos en cuanto a costes, representan solamente un orden de magnitud, pues estos pueden variar considerablemente en función del lugar y del tipo de instalación. Si nos referimos a energía generada a partir del movimiento de las olas (undimotriz) se han estimado de costos entre los 2500 y los 6000 euros por kW instalado, y si la energía se produce a través de las corrientes marinas esta inversión inicial se reduce y se sitúa entre los 2000 y 4400 euros por kW [54].

4.11. Análisis comparativo

Para poder comparar los costes de capital inicial de las diferentes tecnologías de producción estudiadas, la tabla 4 recoge el resumen de todos los datos obtenidos a través de la investigación realizada:

Tecnología de producción	Coste (USD/kW)
Central nuclear	5000-8000
Central eléctrica de carbón	3500
Central eléctrica de gas natural	650-1000
Central eléctrica de petróleo	850
Central de ciclo combinado	880-1100
Cogeneración	1150
Parque eólico	1200-2250
Solar fotovoltaica	790-2500
Solar termoelectrica	1700-5300
Hidroeléctrica	1000-4000
Planta de biomasa	2100-2500
Planta geotérmica	1700-5300
Urdimotriz	2500-6000
Energía de las corrientes marinas	2000-4400

Tabla 4. Costes de inversión inicial de las diferentes tecnologías de producción.

Salvo tres tecnologías para las que se conoce un valor más preciso, el resto oscilan en un rango de valores que pueden variar debido a la zona geográfica donde se realice la instalación, a la capacidad o tamaño de la planta, e incluso al tiempo destinado a su construcción, entre otros factores. De una forma más visual se presentan las cifras en la figura 20:

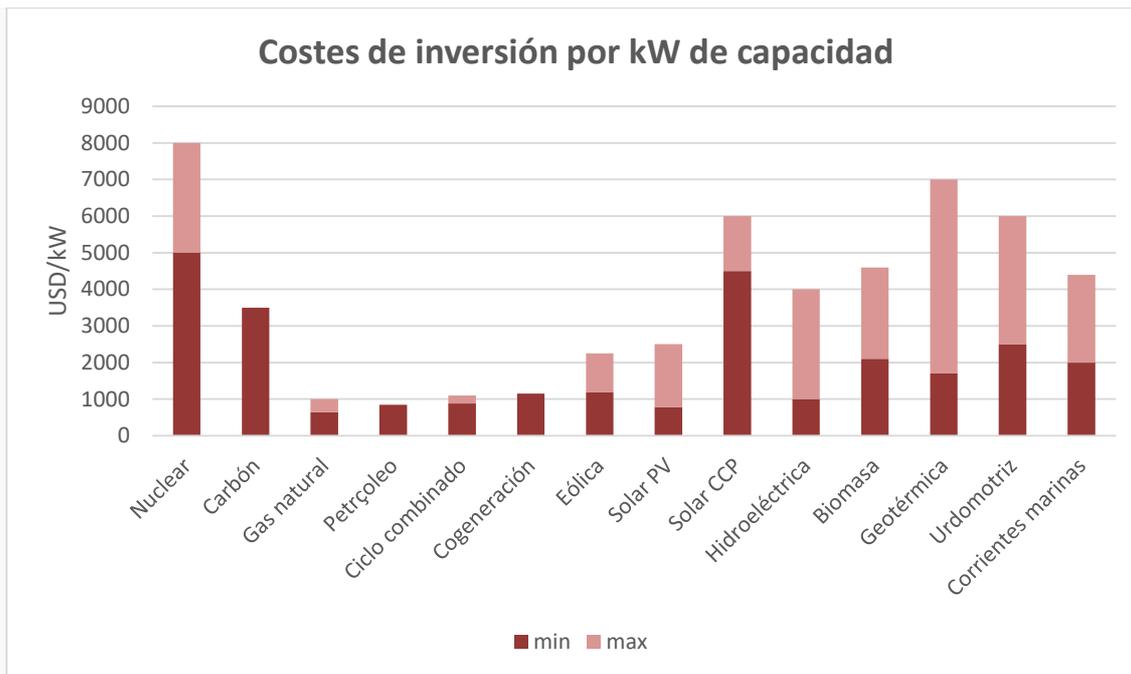


Figura 20. Costes de inversión e USD/kW de las diferentes tecnologías de producción.

En el gráfico anterior quedan representados los rangos de valores entre los que se mueven los diferentes costes de construcción para cada una de las tecnologías. Como puede observarse, la que presenta una cifra más elevada es la energía nuclear, debido a los altos costes de los reactores, a lo que se tiene que sumar que estas centrales son las que más sufren los costes adicionales de intereses por los largos periodos de tiempo que se necesitan para su construcción. El resto de tecnologías no renovables presenta unos costes de instalación parecidos, aunque las centrales de carbón se alejan de éstas probablemente a causa de los equipos utilizados para su funcionamiento y para la disminución de contaminación.

Dentro del grupo de tecnologías renovables, las que necesitan una mayor cantidad de dinero para ser construidas son aquellas que a día de hoy están menos desarrolladas, es decir, la biomasa, geotérmica y sobretodo energías del mar. Además, dentro de este grupo también se encuentra, con el mayor coste de todas, la energía solar termoelectrica (CPP), cuyos equipos y materiales incrementan esta cifra casi al punto de alcanzar a la tecnología nuclear.

Para finalizar, a la hora de realizar la comparación de los costes de inversión inicial es importante tener en cuenta las capacidades que pueda llegar a tener una central de cualquier tipo, pues, por ejemplo, las centrales nucleares pueden llegar a tener una potencia instalada de 6000 MW, mientras que las mayores plantas de biomasa en el mundo tienen en torno a los 200 MW, así como considerar las ayudas que otorga cada gobierno en función de la tecnología en cuestión.

5. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento de una planta de producción de energía eléctrica son una parte importante de los costes totales de generación, pues engloban todas aquellas actividades relacionadas con el mantenimiento de los equipos que componen esa planta, así como los costes asociados a la operación de los mismos y de las personas que se encargan de que todo en conjunto funcione. Además, en algunos casos el coste del combustible asociado a esa planta se incluye en estos costes, pues forman parte de la producción de energía (Operación) por lo que en este trabajo serán tratados como parte del total.

Estos costes pueden dividirse en fijos y variables, siendo los primeros lo que se asocian a gastos inmutables independientes de la actividad productiva de la planta, como pueden ser los sueldos de los trabajadores o el mantenimiento preventivo y predictivo que se lleva a cabo para asegurar que la maquinaria alcance el total de su vida útil. Por el contrario, los costes variables si están predeterminados por la producción de energía y están relacionados, por ejemplo, con el mantenimiento correctivo, es decir, aquel que es necesario realizar cuando se produce una avería en un equipo.

Como veremos en el desarrollo de este apartado, estos costes son variables en función de la tecnología en cuestión, pues además de las diferencias encontradas en las centrales eléctricas y los equipos que las componen, el combustible es un factor fundamental que en algunas proviene de la naturaleza (energías renovables) y su coste de adquisición es cero.

5.1 Centrales nucleares

Los costes operativos de una central nuclear, que en este informe abarcan la operación, el mantenimiento y el combustible de la misma, son significativamente más bajos que los asociados a la inversión inicial, motivo por el cual cuando se pone en marcha una central de este tipo se intenta utilizar el mayor tiempo posible, para poder amortizar esa inversión.

Dentro de estos costes operativos relativos a la tecnología de producción nuclear, el combustible contribuye con un porcentaje de aproximadamente el 28% con respecto al total. El uranio en sí, como combustible, no tiene un precio relativamente alto, en comparación con los combustibles fósiles utilizados en las centrales eléctricas convencionales como el carbón y el gas natural. Sin embargo, necesita someterse a un proceso de tratamiento y enriquecimiento antes de ser utilizado por el reactor nuclear para la producción de electricidad, lo que supone un aumento en los costes. Además, otro inconveniente que presenta este combustible es la generación de productos radiactivos que surgen a partir de su utilización y que tendrán que ser almacenados durante largos periodos de tiempo. Aun así, y a pesar de todos estos procesos a los que se ve sometido, antes y

después de su utilización, sigue siendo una alternativa económicamente más rentable que los combustibles fósiles convencionales. En la actualidad, y tras un periodo de fuertes fluctuaciones, el precio del uranio se sitúa

alrededor de los 50 dólares americanos (USD) por kilogramo, lo que traducido a unidades de energía según la WNA (World Nuclear Association) es de 0.39 USD/kWh. Otra de las ventajas que presenta este tipo de combustible es que es una fuente de energía muy concentrada, es decir, por cada kg de uranio se podría conseguir hasta 20.000 veces más cantidad de energía que con la misma cantidad de carbón, siendo además fácil y económicamente transportable. A todo esto se puede añadir que a día de hoy se trabaja en el aprovechamiento del uranio utilizado para someterlo a un reproceso junto al plutonio y obtener un combustible de óxido mixto para la mayor generación de energía disminuyendo además la cantidad de desechos al final del proceso [33]

Por otro lado, cargando con el mayor peso de los costes operativos, nos encontramos con los costes de operación y mantenimiento, cuyo valor se vio aumentado en la década anterior debido a la necesidad de aumentar la seguridad en este tipo de centrales. Esto puede verse reflejado en países como Japón (altamente sísmico) donde los costes de mantenimiento multiplican por 2.3 los de una central nuclear en Francia.

Estos costes se dividen en fijos, cuando no dependen de la producción de energía, y variables, que si dependen de este último factor. En el informe de 2019 del Instituto de Energía Nuclear (NEI – Nuclear Energy Institute) se analizan todos estos costes y se llega a la cifra de 19.69 USD/MWh, lo que traducido a unidades de potencia, considerando que una planta nuclear puede trabajar unas 6000 horas al año (teniendo en cuenta paradas por avería u otros motivos) se convierte en 130 USD por kW, lo que coincide aproximadamente con las cifras recogidas en la tabla 5. Esta cifra hace referencia al año 2018, y sufre una bajada del 5.8% con respecto al año anterior, y sigue bajando con respecto al pico alcanzado en el año 2011 (accidente de Fukushima), donde la media de estos costes se encontraba alrededor de los 23.21 USD/MWh. Esta estimación es similar a las cifras obtenidas del World Energy Investment Outlook 2014, de la IEA, donde los valores para ese año de los costes de operación y mantenimiento se mueven en el rango de 100 a 198 USD por kilovatio generado [38].

	Costes fijos	Costes variables
Central nuclear de tecnología avanzada, con una capacidad de 2156 MW	121 USD/kW	2.37 USD/kWh
Central nuclear con pequeño reactor, capacidad de 600 MW	95 USD/kW	3 USD/kWh

Tabla 5. Costes de O&M de dos centrales nucleares en el año 2020 [55].

5.2 Centrales eléctricas convencionales

En el caso de centrales eléctricas convencionales, cuando hablamos de costes operativos totales, adquieren una importancia relevante los costes asociados al combustible utilizado (en caso de añadir éstos a los costes de operación y mantenimiento), contrariamente a lo que ocurre con las centrales nucleares, donde el Uranio supone una fuente de combustible mucho más económica. Hasta el 70% de estos costes puede estar asociado al combustible, en función de que sea carbón, gas natural o petróleo, estando además ligados a constantes fluctuaciones según el mercado donde se haga la compra del mismo. Aunque en la actualidad el precio de estos combustibles sigue siendo muy cambiante y es complicado dar con una cifra exacta, a lo que hay que sumar la incertidumbre que vive en este momento la economía mundial debido a la crisis provocada por el Coronavirus (covid-19), los datos de la WNA aseguran, que por ejemplo, para una central de carbón, el precio total del combustible se sitúa en torno a dos a tres veces por encima del precio para una central nuclear.

Sin embargo, los costes de operación y mantenimiento de este tipo de centrales, sin tener en cuenta el combustible necesario para su funcionamiento, son considerablemente más bajos que los de una central nuclear, debido en parte a que los equipos utilizados en ésta última son más complejos (reactores nucleares) y se tienen

que tomar mayores medidas de seguridad.

En la tabla 6 quedan recogidos los datos de costes tanto fijos como variables de diferentes centrales eléctricas convencionales en función de los equipos asociados a éstas y del combustible utilizado. Los costes fijos hacen referencia a la mano de obra, materiales, servicios contratados y gestión y administración de la planta, pero excluyen los impuestos a la propiedad y los costes del seguro. En el caso de los costes variables, éstos engloban el reemplazo del catalizador, el tratamiento de los diferentes productos químicos que se utilizan, la eliminación de las cenizas y otros desechos, y el coste de tratamiento de la descarga de agua.

	Costes fijos	Costes variables
Planta de generación ultra supercrítica de carbón, 650 MW (Sin captura de CO₂)	40.58 USD/kW	4.50 USD/MWh
Planta de generación ultra supercrítica de carbón, 650 MW (Con 30% de captura de CO₂)	54.30 USD/kW	7.08 USD/MWh
Planta de generación ultra supercrítica de carbón, 650 MW (Con 90% de captura de CO₂)	59.54 USD/kW	10.98 USD/MWh
Planta con motor de combustión interna de Gas Natural, 20 MW	35.16 USD/kW	5.69 USD/MWh
Planta con dos turbinas aeroderivadas de Gas Natural, 100 MW	16.30 USD/kW	4.70 USD/MWh

Tabla 6. Costes de O&M de diferentes tipos de centrales eléctricas convencionales [55].

Los costes fijos se miden en USD/kW porque tienen lugar independientemente de la producción de energía de un año en cuestión, aunque sí dependen de la capacidad de potencia instalada de la planta. Sin embargo, las unidades de los costes variables son MWh porque sí están relacionados con la generación de electricidad durante el periodo de tiempo en que se estén calculando estos costes. Observando la tabla 6 se puede llegar a la conclusión de que, excluyendo los costes de combustible, los costes de operación y mantenimiento de una central eléctrica de estas características son menos de la mitad que estos mismos costes para una central nuclear, lo que las sitúa con cierta ventaja con respecto a éstas en el sentido económico, aunque otros factores como emisiones de gases contaminantes son de suma importancia a la hora de llevar a cabo un proyecto de esta envergadura. Además, en el grupo de estas centrales que trabajan con combustibles fósiles, son las que funcionan con gas natural las que presentan unos costes de operación y mantenimiento más bajos [38].

5.3 Centrales eléctricas de ciclo combinado

Este tipo de centrales de producción de electricidad, utilizan dos ciclos termodinámicos (Brayton y Rankine) para generar energía eléctrica, utilizando en la mayoría de los casos una turbina de gas y una turbina de vapor. Es la primera de éstas la que encarece en mayor medida los costes de operación y mantenimiento, que, aunque

en un principio podamos pensar que serán mayores que los de una central eléctrica convencional (debido a la mayor complejidad), no ocurre así según los datos obtenidos de la EIA que se muestran en la tabla 7.

Esto puede explicarse en parte porque solo requiere un tercio del agua de refrigeración necesaria en las centrales eléctricas convencionales. Además, con un menor consumo de energía primaria (que puede ser un combustible fósil o biomasa, aunque ésta última es menos frecuente) se logra una mayor producción de energía eléctrica, lo que se traduce en que con la misma cantidad inicial de combustible fósil, una central de ciclo combinado generará una mayor cantidad de energía eléctrica. Esto supone ventajas tanto medioambientales como económicas, pues además de reducir las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes, disminuye el coste asociado al combustible utilizado [56].

	Costes fijos	Costes variables
Ciclo combinado de Gas Natural (NGCC), 702 MW (año 2016)	11 USD/kW	3.5 MWh
Ciclo combinado de generación avanzada de Gas Natural (AG-NGCC), 429 MW (año 2016)	10 USD/kW	2 MWh
Ciclo combinado con turbina de combustión de Gas Natural, 1100 MW (año 2020)	12.20 USD/kW	1.87 MWh
Ciclo combinado con turbina de combustión de un solo eje, Gas Natural, 430 MW (año 2020)	14.10 USD/kW	2.55 MWh
Ciclo combinado con turbina de combustión de Gas Natural, con 90% captura de CO₂, 430 MW (año 2020)	27.60 USD/kW	5.84 MWh

Tabla 7. Costes de O&M de diferentes centrales eléctricas de ciclo combinado en los años 2016 y 2020 [38] [55].

La tabla 7, donde quedan recogidos los costes de operación y mantenimiento de diferentes tipos de centrales de ciclo combinado, excluyendo los costes de combustible, refleja esa diferencia con las centrales eléctricas convencionales ya comentadas. En función de la complejidad de la planta, los costes tanto fijos como variables se incrementarán, como puede verse en la central que tiene un equipo de captura de CO₂. Como inconveniente, a pesar de que este tipo de centrales eléctricas presentan una eficiencia elevada con respecto a otras, son muy sensibles al precio de gas natural, que en la actualidad muestra una tendencia inestable. Por ello, este tipo de centrales está empezando a funcionar con combustible procedente de biomasa, que además al ser renovable contribuye a la sustitución de tecnologías potencialmente contaminantes [38].

5.4 Centrales de cogeneración

Los costes de operación y mantenimiento para este tipo de centrales, que generan al mismo tiempo energía térmica y eléctrica, son más difíciles de acotar en un rango reducido porque la información resulta menos extensa que en el resto de tecnologías estudiadas hasta ahora, al no ser una de las fuentes principales de producción eléctrica a nivel mundial. Sin embargo, datos de un estudio de la Agencia Internacional de Energía junto a la ETN (Energy Technology Network) estiman que estos costes son, anualmente, de 40 USD/kW, aproximadamente. Esto situaba a las centrales de cogeneración en una posición de desventaja con respecto a las tecnologías convencionales, pero sólo a nivel económico, pues presentan una mayor eficiencia energética además de ser menos dañinas en lo que se refiere a emisión de gases de efecto invernadero. Al igual que el resto de centrales hasta ahora analizadas, sus costes de O&M son muy dependientes del coste de combustible, que además en el caso específico de una planta de cogeneración puede suponer hasta un 80% de los costes totales durante la vida útil de la misma, como se puede apreciar en la tabla 8.

CONCEPTO	CANTIDAD	%
Inversión	15.400.000 €	8.03 %
Intereses	5.400.000 €	2.82 %
Mantenimiento de las turbinas de gas y vapor	9.310.000 €	4.86 %
Mantenimiento de otros equipos	1.720.000 €	0.90 %
Coste de personal	2.930.000 €	1.53 %
Compra de combustible	154.200.000 €	80.41 %
Gastos generales y otros	1.100.000 €	0.57 %
Seguros	1.700.00 €	0.89 %
TOTAL	191.760.000 €	100.00 %

Tabla 8. Costes en un proyecto tipo de cogeneración [57].

Estos costes son estimaciones para una planta de cogeneración con una capacidad de 16 MW eléctricos y 29 MW térmicos, y 15 años de vida útil. En la tabla queda representada la importancia o el peso que cada uno de los costes más significativos de estas centrales tiene sobre el total, y sumando el mantenimiento de las turbinas de gas y vapor, el mantenimiento de otros equipos y el coste de personal, éstos no superan el 8%, es decir, los costes asociados a la operación y al mantenimiento de la planta no son decisivos a la hora de poner en marcha una central de este tipo. Sin embargo, la decisión del combustible que se va a utilizar es de suma importancia, teniendo en cuenta el peso de éste sobre el total, ya que estas centrales pueden funcionar a partir de gas natural, petróleo e incluso biomasa, siendo esta última la opción más respetuosa con el medio ambiente.

5.5 Energía eólica

Los costes de operación y mantenimiento de un parque eólico representan una parte significativa del coste nivelado de energía (LCOE), parámetro que mide el coste promedio de generación para una planta durante su vida útil. Éstos suponen del 20 al 25% del LCOE y se dividen como en el resto de tecnologías en fijos y variables, aunque éstos últimos muchas veces no se tienen en cuenta debido a que los fijos tienen mayor importancia.

Una consideración importante para la energía eólica cuando se analizan los costes de operación y mantenimiento es que éstos no se distribuyen uniformemente a lo largo del tiempo, pues tienden a aumentar a medida que aumenta el tiempo transcurrido desde la puesta en marcha. Esto se debe a que la probabilidad de fallos de los componentes de un parque eólico ocurre cuando la garantía del fabricante ha finalizado, lo que supone un aumento de los costes por avería.

Dentro de estos costes, es el funcionamiento y el mantenimiento de los aerogeneradores lo que presenta un mayor porcentaje de los costes de operación y mantenimiento de una central de este tipo, como se muestra en la figura 21.

Costes estimados O&M (10 - 15 años)

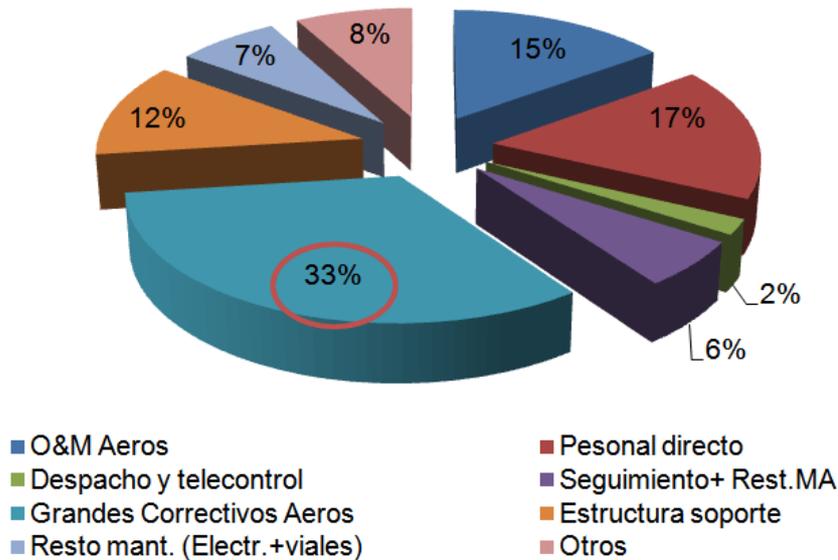


Figura 21. Costes estimados de operación y mantenimiento para un parque eólico con una vida útil de entre 10 y 15 años [58].

Hasta 2011, las cifras de estos costes se encontraban entre los 35 y los 71 USD por kW instalado, rango muy amplio debido a la variabilidad sujeta al país donde se encontraba el parque eólico en cuestión. En la actualidad, estos costes han disminuido, y quedan recogidos en la tabla 9 [38].

	Costes fijos	Costes variables
Parque eólico con 56 aerogeneradores y 100 MW capacidad (año 2016)	39.70 USD/kW	0 MWh
Parque eólico con 71 aerogeneradores y 200 MW de capacidad (año 2020)	26.34 USD/kW	0 MWh
Parque eólico con 17 aerogeneradores y 50 MW de capacidad (año 2020)	35.14 USD/kW	0 MWh
Parque eólico marino, con 40 turbinas y 400 MW de capacidad (año 2020)	110 USD/kW	0 MWh

Tabla 9. Costes de O&M de diferentes parques eólicos, en los años 2016 y 2020 [38][55].

Los costes variables tienen un valor de 0 MWh debido a que la mayoría de los operadores de plantas de energía eólica no trabajan estos costes de forma variable, y por ello sólo se tienen datos asociados a los costes fijos.

Los costes de operación y mantenimiento para los parques eólicos marinos son significativamente más altos que para los parques eólicos terrestres y esto es debido a los mayores costes involucrados en el acceso y la realización de mantenimiento en las turbinas eólicas, el cableado y las torres. Los costes de mantenimiento también son más altos como resultado del duro entorno marino y la mayor tasa de falla esperada para algunos componentes.

5.6 Energía solar

Cuando se habla de energía solar, y de sus formas de producción de energía, podemos dividir esta tecnología en dos grandes grupos; energía solar fotovoltaica y termoeléctrica. Al igual que ocurría con los costes de capital inicial, los costes de operación y mantenimiento de ambos métodos de generación son variables, debido a la diferencia que existe en los equipos utilizados.

Históricamente, para la tecnología solar fotovoltaica los costes de operación y mantenimiento no se han considerado un desafío para su economía, pero en los últimos años, y como consecuencia de la bajada del precio de los módulos fotovoltaicos, así como de los costes de instalación, éstos han pasado a formar parte del LCOE de manera más significativa. Sin ir más lejos, en algunos mercados de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), como Alemania y el Reino Unido, ahora representan entre el 20-25% de este coste nivelado de la energía.

En el desglose de los costes de operación y mantenimiento asociado a este tipo de plantas de producción, es el mantenimiento de los diferentes equipos lo que supone un mayor porcentaje del total, como se puede observar en la figura 22 [49].

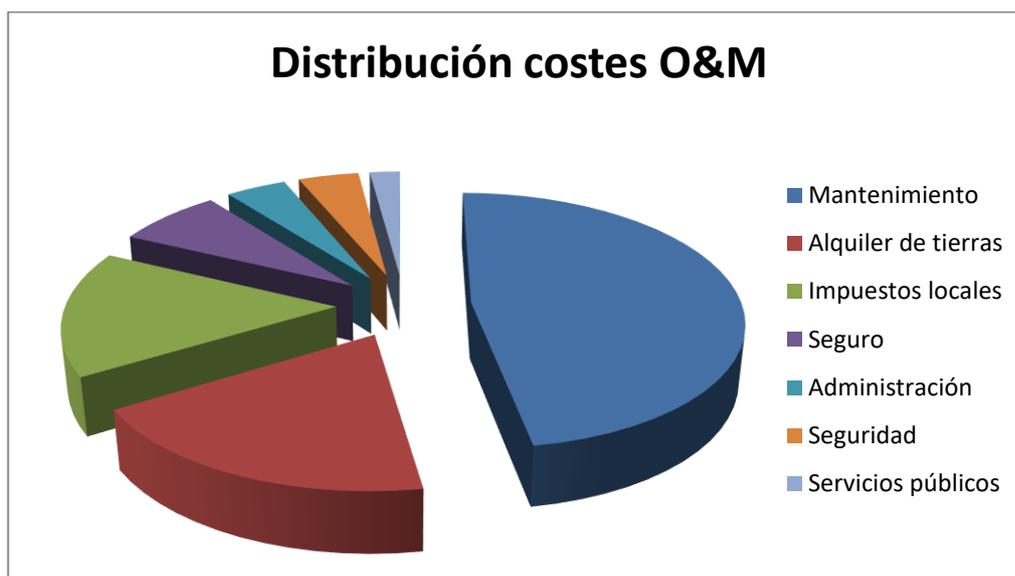


Figura 22. Distribución de los costes de O&M para una planta solar fotovoltaica.

Los costes de alquiler de tierras son muy específicos del sitio y del mercado. Pueden ser extremadamente bajos cuando los valores de la tierra son mínimos (por ejemplo, en desiertos u otras áreas deshabitadas sin otros usos productivos) o incluso pueden ser cero cuando no se cobran tarifas por la tierra como un incentivo para que el que desarrolla el proyecto minimice los costes. Existe un marcado contraste con los mercados donde las limitaciones de la tierra son un desafío importante, como en lugares densamente poblados, donde los costes de uso de la tierra pueden ser muy significativos.

Según datos de 2016, los costes de operación y mantenimiento para una planta solar fotovoltaica de 20 MW de capacidad eran de 23,40 USD/kW para módulos fijos y 23,90 USD/kW para módulos flexibles (con posibilidad de movimiento). El estudio más reciente de la EIA estima que actualmente, y para dos plantas de 150 MW, estos costes se sitúan en torno a los 15,25 USD/kW cuando el módulo es móvil, y 32,17 USD/kW cuando además de tener paneles móviles, presenta una batería de almacenamiento para la electricidad generada. En primer lugar hay que tener en cuenta que, al igual que ocurría con los costes de O&M de los parques eólicos, muchos operadores solo trabajan con una base fija para este tipo de centrales, y ese es el motivo por el que no tenemos datos en MWh. Además, hay que tener presente que una parte de estos costes es el alquiler de tierras, que, como se ha mencionado anteriormente, es variable no solo en función del lugar geográfico, si no del año concreto en que se alquile ese terreno.

En el caso de las plantas termosolares de concentración (CSP), que utilizan la tecnología de los espejos cilindro-parabólicos, los costes de operación y mantenimiento si son un componente significativo del coste nivelado de energía, pues los equipos utilizados en estas plantas presentan una complejidad mayor. Han ido disminuyendo a lo largo del tiempo y son significativamente más bajos hoy que las plantas pioneras originales del sistema de generación de electricidad solar (SEGS) que se construyeron entre 1982 y 1990, pues el reemplazo de los espejos y receptores como consecuencia de la rotura del vidrio suponía un gasto muy elevado [51].

En la actualidad, los avances en materiales y nuevos diseños han ayudado a reducir la tasa de fallos de los receptores, hasta el punto en que la rotura del receptor del espejo ya no es un componente de gran coste. Sin embargo, el coste del lavado de espejos, incluidos los costes del agua, es en estos momentos, uno de los más significativos.

Como consecuencia de todo esto, los costes de operación y mantenimiento para este tipo de tecnología, según datos del 2019, siguen estando muy por encima de los de una planta solar fotovoltaica, en torno a los 85 USD/kW [38].

5.7 Energía hidráulica

Una vez construida y puesta en funcionamiento, una central hidroeléctrica no presenta unos costes de operación y mantenimiento excesivamente altos, pues por lo general requieren de poco mantenimiento y los costes de operación se pueden mantener bajos. Es por esta razón que la mayoría de las veces pasan a formar parte de los costes de inversión por kW al año, con un porcentaje que puede variar entre el 2 y 4% en función del tamaño de la central. Son las centrales de pequeña escala las que presentan el porcentaje mayor, es decir, en torno al 4%, situándose los proyectos de gran escala en el extremo inferior del margen anterior.

Según datos de IRENA de 2017, estos costes varían entre los 20 y los 60 USD/kW, siendo un rango amplio debido a lo anteriormente comentado, y que incluye un subsidio para la renovación periódica de equipos mecánicos y eléctricos, como la revisión de la turbina, el rebobinado del generador y las reinversiones en los sistemas de comunicación y control, pero excluirá las reformas importantes. El motivo por el que estos costes de O&M generalmente no cubren el reemplazo de equipos electromecánicos importantes, o el reacondicionamiento de compuertas o canales se debe a que el reemplazo de estos es infrecuente, con vidas de diseño de 30 años o más para equipos electromecánicos, y 50 años o más para compuertas y canales. Esto significa que la inversión original se ha amortizado por completo en el momento en que estas inversiones deben realizarse y, por lo tanto, no se incluyen en el análisis presentado aquí.

Esto sitúa los costes de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas al nivel de los parques eólicos, aunque algo por encima de las plantas solares fotovoltaicas. La ventaja que presenta esta tecnología, al igual que el resto de renovables estudiadas hasta ahora, es que el combustible fósil proviene de la naturaleza y el coste atribuido es cero.

Los datos más actualizados para estos costes de O&M de una central hidroeléctrica, de 100 MW de capacidad, son de 29.86 USD/kW, aportando con un mayor porcentaje dentro de los mismos el mantenimiento de los equipos y los salarios de los trabajadores [38][49].

5.8 Energía de biomasa

A diferencia de la energía eólica, solar e hidráulica, la tecnología basada en la biomasa si necesita un suministro de materia prima para su funcionamiento, que equivaldría al combustible fósil en caso de las tecnologías convencionales no renovables. Esta materia prima debe ser producida, recogida, transportada y almacenada, por lo que supone una parte importante de la economía de generación de una planta de este tipo, llegando a representar entre el 40 y el 50% del total del coste de la electricidad producida. El rango de costes que presenta es muy variable, pues depende de factores como el tipo de materia prima y su calidad, el proceso de producción de la misma y hasta la distancia que hay que recorrer para transportarla. La materia prima de menor coste es aquella que proviene de residuos agrícolas y forestales, encontrándose en el otro extremo la que proviene de cultivos energéticos. Dar un precio exacto del coste de esta materia es muy complicado, porque además de que hay muchos tipos, depende del mercado donde se realizar la venta y compra de la misma. Para tener una idea aproximada de la diferencia económica que puede existir entre una y otra, datos de un estudio de IRENA revelan que un residuo agrícola puede costar en torno a los 15-30 dólares (USD) por tonelada mientras que un producto procedente de un cultivo energético varía entre los 39 y 60 dólares por tonelada.

Una vez subrayada la importancia del precio de la materia prima que dará lugar a la producción de los diferentes biocombustibles, pasamos a analizar los costes de operación y mantenimiento de una central de biomasa, excluyendo los costes asociados a esta materia. Una vez puesta en marcha la planta, y contabilizando estos costes como en el apartado de centrales hidráulicas, dentro de los costes totales de instalación por año, los costes fijos oscilan entre el 2 y el 6% de estos, mientras que los variables suelen ser muy bajos, en torno a los 0,005 USD/kWh. Los costes fijos incluyen mano de obra, mantenimiento programado, reemplazo rutinario de componentes / equipos (para calderas, gasificadores, equipos de manipulación de materias primas, etc.), y seguro, entre los elementos más importantes. Debido a las

economías de escala, los costes fijos de operación y mantenimiento asociados a centrales grandes son menores por kW que los que se podrían registrar en una central de menor tamaño. Por su parte, los costes variables cubren el reemplazo del catalizador, amoníaco, agua, eliminación de cenizas y tratamiento de descarga de agua, entre otros [38].

	Costes fijos	Costes variables
Planta de biomasa, 50 MW de capacidad (año 2016)	110 USD/kW	4,20 USD/MWh
Planta de biomasa con sistema de control de emisiones, 50 MW de capacidad (año 2020)	125,72 USD/kW	4,83 USD/MWh

Tabla 10. Costes de O&M de dos centrales de biomasa [38][55].

La tabla 10 recoge las cifras de costes de operación y mantenimiento de una central de este tipo, y podemos observar que a día de hoy superan de manera contundente a los costes de las otras tecnologías renovables ya estudiadas, razón por la que la obtención de energía a partir de biomasa, aunque cada vez tenga más relevancia dentro de este grupo, sigue situándose un paso por detrás a nivel de producción mundial.

5.9 Energía geotérmica

Los costes de operación y mantenimiento asociados a una planta de geotermia, al igual que ocurre con otras tecnologías ya estudiadas, se dividen en fijos y variables y están directamente relacionados con la fase de producción de energía eléctrica. Éstos incluyen cada año lo que se conoce como operaciones de campo o terreno (mano de obra y equipos), la operación de pozos, y la reparación y el mantenimiento de las instalaciones. Para las plantas geotérmicas, un factor adicional es el coste de los pozos de reposición, es decir, nuevos pozos para reemplazar los pozos fallidos y restaurar la producción perdida o la capacidad de inyección. Los costes de estos pozos son típicamente más bajos que los de los pozos originales, y su tasa de éxito es más alta.

Cada planta de energía geotérmica tiene unos costes específicos de operación y mantenimiento asociados que dependen de la calidad y el diseño de la planta, las características del recurso, las regulaciones ambientales y la eficiencia del operador. El factor principal que afecta a estos costes es el alcance de los requisitos de reparación y recuperación de pozos, que pueden variar ampliamente de un campo a otro y generalmente aumentan con el tiempo.

Según datos de Estados Unidos de hace unos años, estos costes de operación y mantenimiento, incluyendo la reposición de pozos, estaban en torno a los 0.019 y 0.023 USD/kWh, lo que en términos de potencia instalada supone entre 152 y 187 USD/kW al año, dependiendo del tamaño de la planta. A su vez, en Nueva Zelanda estos costes variaban de 0.01 a 0.014 USD por kWh, para una capacidad de planta de entre 20 y 50 MW, que equivales en términos de potencia instalada a un rango de valores de entre 84 y 117 USD/kW por año. Esto muestra las posibles diferencias que se pueden encontrar al analizar los costes de operación y mantenimiento en función del lugar geográfico donde esté instalada la central.

En la actualidad, se tienen datos de una planta geotérmica de 50 MW de capacidad, localizada en Estados Unidos, y que trabaja mediante un ciclo binario. Este tipo de plantas de ciclo binario pueden mantener la turbina a un coste menor que otras tecnologías geotérmicas debido a la mayor calidad del fluido de trabajo en comparación con el vapor geotérmico que pasa a través de la turbina en otros diseños como vapor seco y flash. Sin embargo, lo que ahorran las plantas de ciclo binario en el mantenimiento de la turbina se pierde en el mantenimiento adicional de la bomba, ya que las otras tecnologías no requieren bombas de fondo de pozo. Considerando toda esta información, los costes fijos asociados a esta planta son de 128.54 USD/kW y los costes variables 1.16 USD/MWh, que resultan más bajos que en la década anterior [38].

De una manera similar a lo que ocurre con la producción de electricidad a partir de energía de biomasa, esta tecnología basada en el calor procedente del interior de la Tierra está todavía desarrollándose, pues como se puede ver en este análisis los costes asociados a su mantenimiento y operación están todavía muy por encima de otras tecnologías renovables como la eólica, solar e hidráulica.

5.10 Energía del mar

Los costes de operación y mantenimiento de esta tecnología, son, además de elevados comparados con el resto de tecnologías, imprecisos, pues los datos que conocemos no están del todo definidos por la falta de madurez que presenta este tipo de energía.

Estos costes, a lo largo de la vida útil de la instalación llegan a suponer entre el 17 y el 20% del total, lo que supone un porcentaje importante. El mantenimiento de cualquier equipo en alta mar es más complicado, pues hay que dar con materiales resistentes al continuo contacto con el agua, a lo que se suma que, en caso de revisión o avería enviar una persona o grupo de personas puede llegar a ser muy costoso. Es por eso que para este tipo de energía se está invirtiendo en desarrollo de equipos más robustos y fiables, que necesiten menos reparaciones a lo largo de su vida útil, e incluso hay proyectos que están llevando a cabo la posibilidad de crear mantenimiento por control remoto, para evitar los desplazamientos por el medio marino.

Las cifras estimadas para los costes de O&M de una planta mareomotriz se mueven en un intervalo que va desde los 40 a los 82 dólares por kW instalado aproximadamente, aunque se espera que para 2030, con todos los avances que pretenden implementarse para el desarrollo de esta tecnología, estos costes puedan disminuir hasta en un 50% su valor actual [49].

5.11 Comparativa

De forma puntual se han ido comparando en los diferentes puntos de este apartado algunas tecnologías, cuyos rangos de costes de operación y mantenimiento, tanto para los fijos como los variables, quedan representados en las figuras 23 y 24.

No todas las tecnologías analizadas consideran sus costes de operación y mantenimiento en bases tanto fijas como variables, y ese es el motivo por el cual en la figura 23 sólo algunas de ellas presentan un valor, que suele estar relacionado con energías no renovables. Por ello es difícil hacer una comparativa real sobre estos costes, aunque se pueden destacar los de las centrales convencionales de carbón como los más altos. El mínimo y el máximo representan el rango en el que se pueden mover estos costes dependiendo de factores como el tipo de planta, el tamaño de la misma o el lugar donde se localiza.

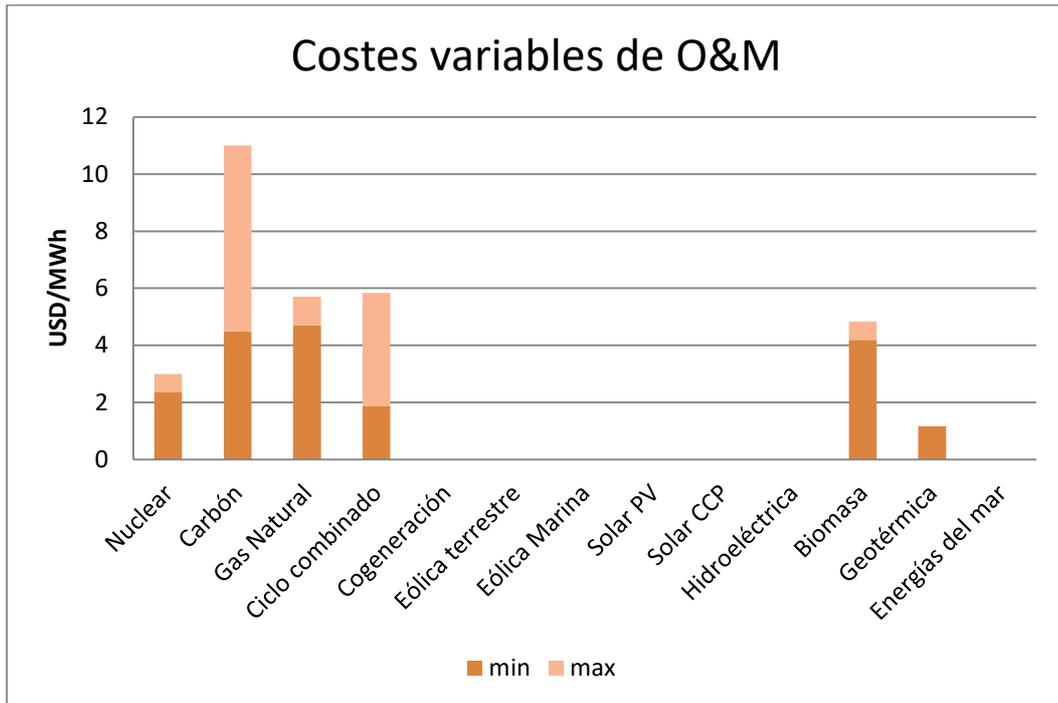


Figura 23. Costes variables de O&M de todas las tecnologías analizadas [38][55].

El análisis de la figura 24 es más interesante y veraz, pues todas las tecnologías utilizan una base de costes fijos cuya medida es el USD por kW instalado y por año. Dentro de las tecnologías no renovables, destaca por tener los costes de operación y mantenimiento más elevados la energía nuclear, pues además de utilizar equipos muy complejos, como son los reactores, el mantenimiento que se tiene que llevar a cabo en este tipo de centrales para garantizar la máxima seguridad es fundamental e imprescindible. Es por ello que se encuentra al nivel de las centrales de tecnologías renovables menos desarrolladas, como son la biomasa, geotermia y energías del mar, con la diferencia de que éstas últimas no producen residuos radiactivos altamente peligrosos, y, a excepción de la biomasa, no cuentan con el coste de combustible asociado. Aun así, las centrales nucleares cuentan con indudables ventajas, pues proporcionan una enorme cantidad de energía y de forma inmediata.

Con respecto a la energía solar, eólica e hidráulica, que son las tecnologías renovables más desarrolladas e implementadas en el mercado, sus costes de operación y mantenimiento llegan a ser incluso menos de la mitad que los de las energías menos desarrolladas, y por ello se encuentran entre otras cosas a la cabeza de las renovables. Haciendo una comparativa ceñida exclusivamente a estos costes, resultan similares a las centrales térmicas convencionales, con la diferencia de que éstas últimas emiten una gran cantidad de gases contaminantes.

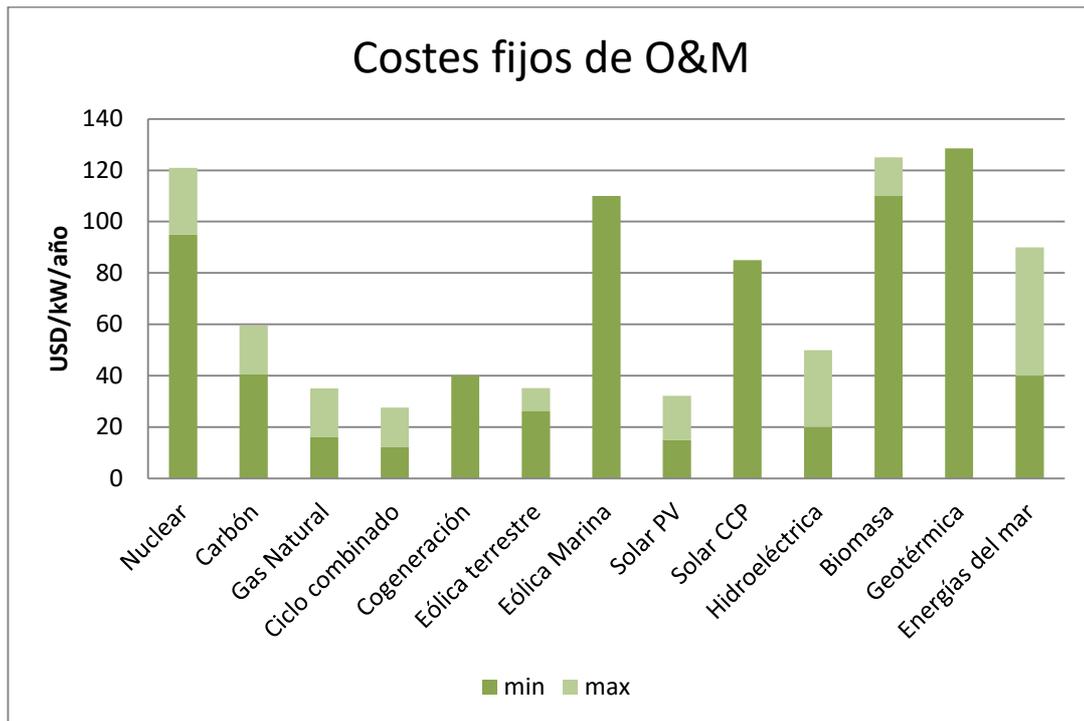


Figura 24. Costes fijos de O&M de todas las tecnologías analizadas [38] [55].

6. COSTES DE PRODUCCIÓN

Para poder realizar un análisis comparativo completo entre las diferentes tecnologías de producción eléctrica, podría decirse que el coste fundamental es el de producción o generación de esa energía eléctrica, pues engloba los costes de capital inicial, así como los costes de operación y mantenimiento, costes ya analizados en los apartados anteriores de este trabajo. El inconveniente de comparar los costes de generación entre una tecnología y otra es que éstas funcionan de múltiples maneras diferentes, lo que conlleva a la aparición de diferentes costes específicos asociados a cada una de ellas (coste de combustible, por ejemplo) y desemboca en la dificultad de hacer una comparación no sesgada. En este punto es donde aparece el coste nivelado de la energía o coste nivelado de la electricidad (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés).

El LCOE es una medida del coste promedio de generación de electricidad de una planta durante toda su vida útil, y aunque hay diferentes formas de calcularlo en función de los factores que se tengan en cuenta, de manera general es la ecuación I, una de las más comunes para su cálculo:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{I})$$

Donde:

I_t : costes de inversión inicial en el año t .

M_t : costes de operación y mantenimiento en el año t .

F_t : costes de combustibles en el año t .

E_t : generación eléctrica en el año t .

r : tasa de descuento.

n : vida útil de la planta.

Además de los costes de inversión inicial, de operación y mantenimiento y de combustible, otro de los parámetros fundamentales que hay que considerar cuando se habla del LCOE es el factor de capacidad, también conocido como factor de planta. Éste se calcula como el cociente entre la energía real generada por la planta durante un periodo de tiempo y la generada si la planta hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo, entendiendo así que los equipos deben detenerse en determinadas ocasiones por revisiones o averías. El factor de planta de una central nuclear puede estar en torno al 70-90%, mientras que el de una central eólica se puede reducir a un intervalo de entre el 20 y el 40%, lo que hace que la comparativa mediante el LCOE se

haya visto cuestionada. Aunque es un método que se ha utilizado durante años, y se sigue utilizando en la actualidad, el hecho de que energías no convencionales como la eólica y la solar, cada día más importantes a nivel mundial, generen electricidad de manera intermitente convergen en la necesidad de encontrar nuevas formas de comparar los diferentes tipos de tecnologías.

Aun así, sigue siendo un parámetro comparativo con una base consistente, por lo que en este apartado los resultados se van a presentar en una tabla resumen de todas las tecnologías. Se han utilizado las mismas fuentes de datos, o las que utilizan los mismos criterios, para que el estudio sea lo más riguroso posible, pues en diferentes organizaciones de la energía, aun utilizando la misma definición para el LCOE, lo calculan considerando distintos parámetros.

	Inversión inicial (USD/kW)	O&M fijos (USD/kW)	O&M variables (USD/MWh)	Combustible (USD/MMBtu)	LCOE (USD/MWh)
Central nuclear (90%)⁽¹⁾	9500	120.75	3.875	0.85	118 - 192
Central eléctrica convencional de carbón (74.5%)⁽¹⁾	4600	60.875	3.8	1.45	66 - 152
Central de ciclo combinado (62.5%)⁽¹⁾	1000	12	3.5	3.45	44 - 68
Central de cogeneración	1150	40	-	(*) ⁽²⁾	130 - 180
Parque solar fotovoltaico (27-34%)⁽¹⁾	1600	23.5	-	0	60 - 110
Parque eólico (45%)⁽¹⁾	1700	40	-	0	50 - 70
Central hidráulica (25-84%)⁽¹⁾	2500	30	-	0	40 - 90
Planta de biomasa (70%)⁽¹⁾	2300	110	4.2	(*) ⁽³⁾	50 - 90
Central de geotermia (85%)⁽¹⁾	3500	120	1.16	0	40 - 140

Energías del mar	4250	60	-	0	230 - 320
-------------------------	------	----	---	---	------------------

Tabla 11. Costes totales y LCOE de diferentes tecnologías de producción eléctrica [49] [59].

- (1) Factor de capacidad o de planta.
- (2) Es muy variable en función del combustible, que puede ser desde carbón hasta biomasa.
- (3) Es muy variable en función de la materia prima.

En la tabla 11, donde quedan recogidos los costes nivelados de la electricidad para las diferentes tecnologías de producción estudiadas, se pueden ver que todas presenta un amplio rango de valores, y esto es debido a factores como el mercado para el que se produce la electricidad, así como el tamaño de las centrales o plantas e incluso el combustible utilizado en caso de que sea necesario.

Otros factores también tendrían un efecto potencialmente significativo sobre los resultados aquí contenidos, pero no han sido examinados en el alcance de este análisis. Estos factores adicionales, entre otros, podrían incluir externalidades sociales y ambientales, como, por ejemplo, en el caso de tecnologías convencionales, la eliminación de los desechos nucleares o los gases de efecto invernadero. Estos factores son difíciles de medir cuando se habla de costes asociados a todos ellos, porque dependen de políticas que muchas veces están sujetas a la normativa de cada país.

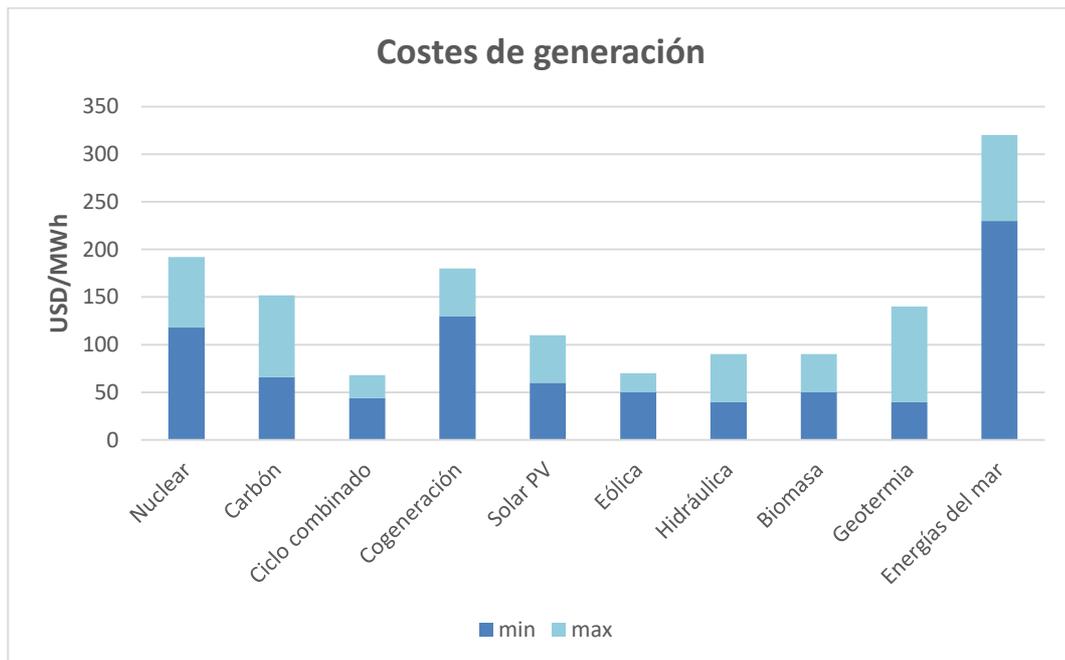


Figura 25. LCOE de las diferentes tecnologías de generación eléctrica [49][59].

La idea de realizar este análisis comparando el LCOE para varias tecnologías de generación de energía renovable y convencional tiene como fin comprender qué tecnologías de generación de energía renovable pueden ser competitivas, en lo que a costes se refiere, con las tecnologías de generación convencionales, ya sea ahora o en el futuro. Como se puede observar en la figura 25, ya son varias energías renovables las que igualan e incluso reducen el coste de las convencionales, que a día de hoy siguen siendo las que más contribuyen a la generación de electricidad a nivel mundial. Según datos del 2017 de la Agencia Internacional de Energía, con el 38.5% y el 23%, son el carbón y el gas natural respectivamente, las tecnologías que suponen una mayor producción y suministro, seguidas de la energía nuclear, suponiendo esto un todavía elevado porcentaje de las convencionales como fuentes primarias de electricidad.

Son la energía hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y a un nivel todavía inferior la biomasa, las tecnologías no convencionales que presentan una mayor competencia con respecto a las convencionales, siendo en la actualidad complementarias a estas, pero pudiendo sustituirlas en el futuro debido a la búsqueda de la mitigación de las consecuencias tanto medioambientales como sociales que éstas presentan, analizadas en el siguiente apartado de este estudio. Aunque en algunas de estas tecnologías convencionales el LCOE ha llegado a disminuir hasta en un 70% en la última década, debido a la disminución de los costes asociados, por ejemplo, a la inversión inicial, sigue siendo un factor que presenta elevadas diferencias en función del lugar donde se produzca la electricidad. Es en países menos desarrollados como Brasil, por ejemplo, donde el LCOE de la energía hidráulica es de 40 USD/MWh, elevándose en países de Europa hasta 110 USD/MWh.

Aun así, estas fluctuaciones también tienen lugar en las tecnologías convencionales como lo son las centrales que funcionan con combustibles fósiles, pues sus costes están altamente sujetos al precio del combustible en cuestión, cuyo valor varía de un mercado a otro e incluso cada día del año.

En definitiva, el LCOE es un parámetro que en la actualidad sigue siendo muy útil para entender económicamente cómo funcionan las tecnologías de generación eléctrica, así como para poder hacer un análisis sobre el futuro de las mismas. Pero otros factores de índole social y medioambiental han tomado indudable relevancia en los últimos años, profundizando en la búsqueda de nuevas tecnologías más sostenibles y tanto energética como económicamente rentables.

7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y EMISIONES ESPECÍFICAS

Los efectos ambientales, al menos durante su fase de funcionamiento, son de partida diferentes para las energías consideradas no renovables en relación a las renovables. Las no renovables suponen el uso de combustibles fósiles o nucleares. La quema de combustibles fósiles provoca en todos los casos la liberación a la atmósfera de gases de efecto invernadero, partículas y moléculas potencialmente tóxicas para la salud humana y la biodiversidad. La generación nuclear no libera ese tipo de gases, pero presenta un riesgo de liberación de radiación por accidente y genera residuos radioactivos que son altamente peligrosos durante miles de años.

Las tecnologías consideradas renovables no provocan liberación de gases, excepto en el caso de la biomasa, que libera CO₂ y otros gases de efecto invernadero en el proceso de combustión. Sin embargo, algunas renovables, como la eólica o la solar termoeléctrica, pueden provocar mortalidad significativa de aves y murciélagos.

A continuación, se exponen en detalle los riesgos sobre diferentes componentes ambientales de las distintas tecnologías, con un análisis final comparativo –sólo cualitativo- en la Tabla 13.

7.1 Centrales nucleares

Los riesgos medioambientales de la generación de energía eléctrica en centrales nucleares tienen que ver con el uso de elementos radioactivos. Se han producido accidentes desde la década de 1950 en centrales de diversos países del mundo que han provocado escapes de isótopos radioactivos o daños serios a los sistemas afectados (Tabla 12). Los accidentes más graves registrados hasta la fecha ocurrieron en Chernobyl, en Ucrania, en 1986, el peor de la historia en la era nuclear con pérdida de miles de vidas humanas por exposición a la radiación liberada, y en la central de Fukushima en Japón en 2011, que provocó la evacuación de decenas de miles de personas en poblaciones del entorno. Los accidentes nucleares han quebrado la confianza de la población en este sistema de generación y, además de sus consecuencias medioambientales han tenido importantes consecuencias políticas y económicas, particularmente en países nuclearizados. Tras el accidente de Fukushima, el índice Nikkei se desplomó un 14%, y la previsión del índice de crecimiento de Japón bajó del 1.7% al 0.8% anual (en 2011).

Incluso operando con normalidad, las centrales nucleares generan residuos radioactivos de larga vida media. Éstos han de transportarse fuera de las centrales para su almacenamiento en los llamados cementerios nucleares, cuyo establecimiento suele ser motivo de protestas ciudadanas por su potencial peligrosidad. Por lo que respecta al almacenaje de residuos radioactivos, En España sólo hay un cementerio nuclear, el de El Cabril, situado en la provincia de Córdoba. Allí se almacenan residuos de baja y media actividad en contenedores revestidos de hormigón que podrían resistir terremotos depositados en naves

construidas en superficie.

Lugar	Fecha	Tipo de accidente
Chalk River, Canadá	1952	Explosiones de hidrógenos dañan interior del reactor
Chalk River, Canadá	1958	Incendio de barra de combustible de uranio
Central Nuclear Enrico Fermi, Michigan, USA	1966	Fusión parcial del núcleo del reactor
Central Nuclear de Chapelcross, Escocia	1967	Fusión parcial del núcleo del reactor
Central Nuclear A1 de Jaslovske Bohunice, Checoslovaquia.	1977	Accidente durante la carga de combustible
Central Nuclear de Three Mile Island, Harrisburg, Pensilvania, USA	1979	Fusión parcial del núcleo del reactor
Central Nuclear de Tsurunga, Japón	1981	Escape radioactivo durante labores de reparación de la central
Central Nuclear de Rochester, USA	1982	Escape radioactivo a la atmósfera por rotura de tubería de vapor y derrame de refrigerante radioactivo
Central Nuclear de Chernobyl, Ucrania	1986	Explosión de reactor nuclear y escape masivo de radiación a la atmósfera.
Central Nuclear Haam-Uentrop, Alemania	1986	Escape de radiación
Central Nuclear Greiswald, Alemania	1989	Fusión parcial del núcleo del reactor
Central Nuclear de Vandellós, Tarragona, España	1989	Incendio en zona de turbinas

Central Nuclear de Indian Point	2000	Escape de vapor radioactivo
Central Nuclear de Onagawa, Japón	2002	Incendio en los cimientos del reactor
Central nuclear de Kashiwazaki-Kariwa, Japón	2007	Vertido de agua radioactiva al medio ambiente
Central Nuclear de Ascó, España	2007	Vertido de partículas radiactivas al exterior
Central Nuclear de Krsko, Eslovenia	2009	Fuga de refrigerante radioactivo
Central Nuclear de Fukushima, Japón	2011	Explosión de tres de los seis reactores del complejo. Fuga radioactiva al exterior.
Central Nuclear de Penly, Francia	2012	Incendio en el edificio del reactor

Tabla 12. Accidentes nucleares ocurridos por diferentes causas a lo largo de la historia [60].

7.2 Centrales eléctricas convencionales

El mayor problema medioambiental de este tipo de centrales es la liberación durante su fase de funcionamiento de gases de efecto invernadero, que contribuye al calentamiento global y al cambio climático. También puede adquirir importancia, dependiendo del contenido de azufre del combustible utilizado, la generación de lluvia ácida con efectos adversos notables en masas acuáticas continentales (ríos y lagos) y en bosques. Las principales emisiones de SO₂ se generan en procesos de obtención de energía que utilizan carbón, petróleo y otros combustibles fósiles. Estos combustibles contienen azufre que debido a la combustión se oxida a dióxido de azufre. Éste es el principal responsable de la lluvia ácida, ya que en la atmósfera se convierte en ácido sulfúrico.

Adicionalmente, hay otros efectos medioambientales negativos durante la fase de extracción de los combustibles fósiles o en su almacenamiento:

- **Carbón:** localmente puede provocar desertización, deforestación, erosión y pérdida de suelo fértil. También modificación del relieve, impacto visual y alteración de la dinámica de los procesos de ladera. Las operaciones de la minería pueden impactar igualmente de forma negativa en las masas de agua. La que se moviliza en el proceso de la extracción es muy ácida, con altas concentraciones de metales pesados como cobre, plomo o arsénico. Tras su extracción, el carbón se somete a un proceso de lavado con agua y químicos para eliminar impurezas. El lodo de carbón que se genera debe ser almacenado en balsas que a veces presentan filtraciones, o que se rompen y provocan derrames que pueden contaminar zonas extensas. Estas afecciones al medio natural son, en realidad, comunes a otros tipos de minería.

- **Petróleo:** la extracción de petróleo y su transporte ha sido responsable de grandes desastres medioambientales, antes de ser siquiera utilizado como fuente generadora de energía. Durante las recientes guerras del Golfo, y particularmente en la primera en 1991, cientos de pozos petrolíferos y otras instalaciones saboteados por el ejército iraquí o bombardeados por la coalición internacional liderada por Estados Unidos ardieron sin control durante meses. Se produjeron nubes negras espesas de ceniza desde el nivel del suelo hasta altas capas de la atmósfera. Algunos autores predijeron la posibilidad de que se creara una situación similar al “invierno nuclear” en el hemisferio norte, por bajada radical de las temperaturas en una atmósfera altamente oscurecida. No obstante, estas predicciones resultaron ser erróneas y finalmente los efectos climáticos tuvieron sólo alcance local en la región del golfo. Los efectos sobre las personas se evaluaron particularmente sobre militares estadounidenses desplegados sobre el terreno. Esos efectos, años después, han resultado ser poco significativos tanto en lo que se refiere a afecciones respiratorias como a tasas de cáncer.

La extracción de petróleo en fondos marinos ha provocado accidentes tan serios como el de la plataforma flotante Deep Horizon en el Golfo de Méjico en 2010. Esta plataforma explotó y liberó al mar 780,000 m³ de crudo a lo largo de varios meses, según el Gobierno Federal de Estados Unidos. Se considera el peor derrame de la industria petrolífera y una de las mayores catástrofes ambientales de la historia de EEUU. Grandes derrames se han producido también en accidentes de petroleros como el del Exxon Valdez, o el del buque Prestige, que se partió en dos frente a las costas gallegas y provocó una marea negra que afectó no solo a Galicia, sino a toda la franja cantábrica española e incluso a parte de la costa atlántica francesa.

Otro tipo de impacto ambiental de la extracción de petróleo se está produciendo en la provincia canadiense de Alberta: allí se hace minería a cielo abierto del petróleo contenido en arenas bituminosas. Se trata de la tercera reserva de petróleo más importante del mundo y, aunque produce un enorme beneficio a la economía canadiense, tiene más efectos ambientales que la extracción en pozos convencionales. Lleva aparejada la destrucción de enormes extensiones de bosques, la creación de inmensas balsas de residuos mineros, la contaminación del aire y la utilización de ingentes cantidades de agua (tres barriles de agua por cada barril extraído). La explotación de las arenas bituminosas compromete los objetivos de lucha contra el cambio climático del Gobierno Canadiense y, de hecho, ha enfrentado a la sociedad del país.

En lo que respecta al Gas Natural, se considera uno de los combustibles fósiles más seguros ambientalmente, ya que libera muchos menos gases tóxicos en su transporte en buques tanqueros o a través de gasoductos. El gas natural es fundamentalmente metano, uno de los gases con más efecto invernadero y, por tanto, con más acción potencial para conllevar calentamiento global. Es preocupante desde el punto de vista ambiental las pérdidas hacia la atmósfera durante el transporte y almacenamiento. También se quema en zonas de zonas de producción de petróleo con la consiguiente producción de CO₂ si la comercialización de la fracción de gas no es económicamente rentable [61].

En lo que se refiere a la extracción, se están utilizando técnicas de fracking con la inyección de líquidos a alta presión que pueden contaminar acuíferos e incluso producir microseísmos. En España, un almacén de gas proyectado frente a las costas de Levante, el Proyecto Castor, fue paralizado por producir seísmos y provocar alarma social en las provincias de Castellón y Tarragona. El almacén comenzó a almacenar gas bajo el mar en 2012 y fue finalmente paralizado en 2014. La factura para el erario público por indemnizaciones del fracasado almacén se ha estimado en más de 4.000 millones de euros. Otro almacén de gas proyectado bajo el Parque Nacional de Doñana se encuentra actualmente paralizado en parte por decisión de la Junta de Andalucía. La empresa promotora presentó 4 subproyectos de los cuales dos situados fuera del parque ya están autorizados. Los dos con afectación al parque se encuentran paralizados por no contar con las autorizaciones ambientales precisas.



Figura 26. Instalaciones para la extracción de gas natural en las inmediaciones del Parque Nacional de Doñana (término municipal de Almonte, Huelva).

7.3 Cogeneración

Los sistemas de intercambio de cogeneración son sistemas de producción en los que se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil partiendo de un único combustible, como ya se ha visto anteriormente en este trabajo. Al generar electricidad con un motor generador o una turbina, el aprovechamiento de la energía primaria del combustible es del 25% al 35%. El resto se pierde en forma de calor. Al cogenerar, se puede llegar a aprovechar del 70% al 85% de la energía que entrega el combustible.

Las plantas de cogeneración se suelen construir en el interior de instalaciones industriales preexistentes o en edificios singulares como hospitales o campus universitarios, por lo que los impactos de ocupación de terrenos y las afecciones paisajísticas sobre el entorno no se incrementan significativamente, al haberse modificado previamente las características naturales del emplazamiento. Por otra parte, la presencia de accesos previos evita los impactos negativos asociados a la construcción de nuevos viales.

Durante la fase de funcionamiento puede producirse una disminución de la calidad del aire en el entorno por la emisión de los gases de combustión. Se incrementa el consumo de agua y se generan aguas residuales, con los consiguientes vertidos del tratamiento de agua y escorrentías de la zona de almacenamiento de combustible líquido, purgas de calderas y torre de refrigeración, aguas sanitarias. La central de cogeneración lleva asociada la producción de residuos: aceites usados y lodos del tratamiento del fuelóleo. Puede producirse un aumento del nivel sonoro que, dependiendo de la distancia, podría impactar sobre poblaciones cercanas.

7.4 Centrales de ciclo combinado

En España se habían instalado hasta el año 2018 más de 30 centrales de ciclo combinado, la mayoría de las cuales utilizan gas natural como combustible primario (Martín-Gamboa et al. 2018). Una central de ciclo combinado es una central eléctrica en la que la energía térmica del combustible se transforma en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos: el correspondiente a una turbina de gas (habitualmente gas natural), mediante combustión, y el convencional de agua/turbina de vapor. Los impactos ambientales son los mismos, aunque generalmente a una escala menor por su mayor eficiencia, que los producidos en una planta térmica convencional: emisiones de gases a la atmósfera -bien tóxicos o de efecto invernadero-, vertido de agua térmica de refrigeración (al mar para plantas costeras o al dominio público hidráulico en centrales de interior), vertidos de aguas industriales, ruido, ocupación de terreno e impacto paisajístico.

7.5 Parques eólicos

La generación de energía en parques eólicos terrestres tiene dos efectos ambientales reconocidos: (a) la generación de pistas que conectan cada generador eólico del parque para su acceso por vehículos a motor y (b) la mortalidad de aves y murciélagos en las aspas en los periodos de funcionamiento. En cuanto a las pistas, aunque pueden facilitar el acceso de personas a zonas del terreno antes inaccesibles, se considera un efecto menor. La mortalidad de vertebrados alados es, sin embargo, el talón de Aquiles ambiental de este tipo de energía renovable considerada como limpia (no genera ningún tipo de residuo o contaminación, si exceptuamos la visual y sonora).

Los primeros parques eólicos experimentales a gran escala en el mundo se construyeron en California hace casi 40 años. El Altamont Pass Wind Resource Area (APWRA) se estableció en 1982 y contiene más de 5000 generadores eólicos. Desgraciadamente, los generadores de Altamont se instalaron en una zona montañosa en el pie de monte de la Sierra Nevada de California muy visitada por especies de aves rapaces con poblaciones vulnerables y muy susceptibles al choque en las palas de los aerogeneradores. Cada año se estima que mueren en accidentes entre 880 y 1300 aves de presa, incluyendo hasta 116 águilas reales y 300 busardos de cola roja [45]. Estas elevadas cifras de mortalidad, aunque no han detenido la explotación del proyecto eólico, han tenido una fuerte contestación social y han detenido o hecho más lento el desarrollo eólico en otros lugares de Estados Unidos. Aunque Altamont Pass tenía un desarrollo óptimo para el aprovechamiento eólico, ese mismo régimen de vientos atraía enormes poblaciones de aves veleras como las rapaces en época migratoria. Un mal planteamiento por desconocimiento o desprecio de las especies de aves que regularmente visitaban la zona, ha tenido un efecto muy dañino sobre la percepción de la energía eólica como energía verde y limpia [62] [63].

España es una potencia eólica mundial: Con 25.704 MW de potencia acumulada, la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica peninsular en España en 2019, lo que convierte a este país en un buen ejemplo se habla del impacto medioambiental de los parques eólicos. España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, con 1200 parques eólicos distribuidos por todo el territorio nacional incluidos los archipiélagos canarios y baleares. España es también el segundo país de la Unión Europea con mayor biodiversidad de aves, y el que tiene las mayores y más diversas poblaciones de aves rapaces y otras aves veleras, como las cigüeñas. El mayor punto migratorio de aves de Europa occidental se encuentra en el entorno del Estrecho de Gibraltar, que es ahora una importante zona de concentración de parques eólicos por su régimen de vientos. Esta situación ha propiciado que los parques eólicos gaditanos generen una importante mortalidad de aves y murciélagos, y particularmente de aves de presa amenazadas, como el Alimoche *Neophron percnopterus* [64].

Los parques eólicos marinos, de los cuales apenas hay aún representación en España aunque ya se diseñan varios proyectos en las aguas canarias [65], tienen impactos ambientales particulares. Si los parques terrestres afectan especialmente a las aves rapaces, los marinos afectan a aves marinas, entre ellas

varias especies de los amenazados procelariformes. Las principales preocupaciones ambientales relacionadas con los desarrollos eólicos marinos son el aumento de los niveles de ruido, el riesgo de colisiones, los cambios en los hábitats bentónicos y pelágicos, las alteraciones de las redes tróficas y la contaminación por el aumento del tráfico de buques, o la liberación de contaminantes de los sedimentos del fondo marino (Bailey et al. 2014). Estos mismos autores señalan que los parques eólicos marinos pueden tener también efectos ambientales beneficiosos, tales como que las fijaciones de las turbinas puedan funcionar como arrecifes artificiales, o el efecto refugio para determinadas especies de peces, porque los parques excluirán el tránsito de buques y también se limitará o prohibirá la pesca dentro del perímetro de los parques.



Figura 27. Parque eólico instalado junto a Zahara de los Atunes, provincia de Cádiz.

7.6 Energía solar

Cuando estudiamos el impacto medioambiental de los parques solares podemos dividir en tres los tipos de plantas generadoras de electricidad que aprovechan directamente la radiación solar, aunque para el análisis económico realizado en los apartados anteriores solo se han estudiado los parques de paneles fotovoltaicos y centrales termoeléctricas de cilindro parabólico (también funcionan con espejos) debido a la relativamente reciente aparición de los parques con torre central:

- Parques de paneles fotovoltaicos.
- Plantas termosolares con tecnología de torre central y parque de espejos
- Centrales solares termoeléctricas

Nuevamente, al igual que ocurre con los parques eólicos, es España, y concretamente la Comunidad Autónoma de Andalucía, un ejemplo clave del impacto que presentan este tipo de tecnologías, pues se han instalado los tres

tipos de planta. De hecho, una empresa andaluza, Abengoa, ha sido pionera mundial en el desarrollo de las plantas termosolares con torre central y ha exportado esta tecnología a otros países como Estados Unidos.

Los tres tipos de plantas tienen en común el asentarse sobre extensiones de terreno que pueden tener cierta entidad, de decenas a cientos de hectáreas, y que quedan altamente transformadas. La Plataforma Solar Extremadura, una de las mayores de Europa instalada en Logroñán (Cáceres) está formada por cuatro plantas cilindroparabólicas. Estas plantas ocupan un campo de solar de 440 hectáreas en total. Este enorme complejo de generación de energías renovables produce la energía suficiente para abastecer a más de 100.000 hogares y se estima que evita la emisión de 31400 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera [66]. El suelo, no obstante, se ocupa por estructuras industriales, bien seas placas fotovoltaicas o líneas de espejos y, además, suele hacerse tratamiento de la vegetación para evitar o limitar su crecimiento. Es común el tratamiento con herbicidas, como el glifosato (potencialmente cancerígeno), aunque también se han utilizado herbívoros domésticos como ovejas para pastar vegetación herbácea. El control de la vegetación conlleva una disminución drástica de la biodiversidad, al reducirse las poblaciones de invertebrados y por un efecto en cascada, las de vertebrados incluyendo aves y micromamíferos.

Los espejos que circundan las plantas termosolares con torre concentran haces de luz en la parte superior de la torre. La temperatura que alcanza esos haces luminosos es de cientos de grados y provoca la muerte de aves o las deja heridas por quemaduras.



Figura 28. Quemaduras en el plumaje de un cernícalo primilla (*Falco naumanni*) recuperado vivo pero incapaz de volar junto a las plantas de Abengoa Solar en Sanlúcar la Mayor.

Este tipo de accidente se ha observado en las plantas de Abengoa en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) y en la mayor planta instalada en el mundo, la de Ivanpah, junto a Las Vegas (desierto de Nevada, USA). En ésta última se ha estimado que murieron quemadas más de 3000 aves en el primer año de operación y más de 6000 en el segundo [67]. Los investigadores que han hecho el seguimiento de la mortalidad de aves en esa planta propusieron como hipótesis que la planta se comportaba como un atractor de aves e insectos consumidores primarios –los espejos podrían confundirse con un lago en medio del desierto-. Esos consumidores primarios atraerían a su vez a aves predatoras como el halcón peregrino, un cazador de aves que también se encuentra entre las víctimas de la central [69].

Otro autor sugiere que se ha sobreestimado la mortalidad de aves [68], aunque propone que se utilicen métodos

de alejamiento de las aves (señales visuales y sonoras) para reducir los accidentes por colisión y por quemaduras.



Figura 29. Estorninos (*Sturnus unicolor*) atravesando el flujo luminoso de la central termoeléctrica de torre instalada en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.



Figura 30. Vista parcial del parque de espejos de una de las plantas termoeléctricas Solucar, en la provincia de Sevilla.



Figura 31. Placas fotovoltaicas orientables para generación de electricidad instaladas en la Costa Vicentina, Portugal.

7.7 Energía hidráulica

Como España es un referente a nivel mundial en energía hidráulica, así como sucede con las energías eólica y solar, será interesante analizar el impacto medioambiental que presenta este tipo de tecnología poniendo como ejemplo nuestro país. En España existen dos tipos básicos de generación hidráulica: la asociada a grandes presas en ríos regulados y las minicentrales hidroeléctricas generalmente localizadas en zonas montañosas con arroyos caudalosos gran parte del año, y que suelen utilizar agua fluyente o en paso (sin presa asociada).

Los impactos ambientales negativos de las centrales hidroeléctricas son potencialmente mayores en el caso de las grandes presas, aunque éstas tienen usos múltiples que justifican su construcción en primer lugar, tales como la regulación de avenidas, el abastecimiento de agua potable a poblaciones, el riego agrícola y el ocio (pesca y puertos deportivos o playas fluviales).

Entre los impactos negativos se encuentran:

- Ocupación de terrenos agrícolas, urbanos o naturales por el vaso del embalse. En España hay alrededor de 1225 grandes presas, construidas en su mayoría en el siglo XX [70]. España es el país con más presas de la Unión Europea y el quinto del mundo en número de presas. Además de las grandes presas modernas, hay otras tan antiguas como las romanas de Proserpina y Cornalvo que abastecían de agua a Emerita Augusta (actual Mérida) y que, con modificaciones modernas, siguen prestando servicio en la actualidad.
- Alteración de los ecosistemas acuáticos y su biodiversidad, e impactos en las especies piscícolas.
- Cambios en el régimen del río y alteración de ciclos naturales de crecidas.
- Alteración del paisaje.
- Impactos socioeconómicos por desplazamiento de poblaciones humanas (inundación de núcleos urbanos y viviendas rurales, o pérdida de terrenos agrícolas que fuerzan el abandono de poblaciones no sumergidas, pero sí cercanas a los embalses). En España se han abandonado unos 500 pueblos por efecto de la construcción de embalses. Casos conocidos son Riaño o Granadilla [71].
- Impacto y potencial destrucción de yacimientos arqueológicos por inundación. La construcción de la presa de Alqueva, inaugurada en el año 2002 en el Guadiana fronterizo entre España y Portugal, ha supuesto la inundación de miles de grabados rupestres de época neolítica situadas en roquedos de las márgenes española y portuguesa del Guadiana [72].
- La rotura o el desbordamiento de presas provoca riadas de consecuencias catastróficas para las poblaciones situadas aguas abajo. La rotura de la presa de Vega de Tera provocó que la localidad de Ribadelago (Zamora) se inundara, provocando la muerte de 144 vecinos en 1959. La rotura de la presa de Tous (conocida como la pantanada de Tous) provocó 8 muertos y numerosos daños materiales en 1982.

Las masas de agua conseguidas de forma artificial tienen, no obstante, efectos ambientales positivos. En Andalucía, el 3,1% de su superficie (271,000 Ha) está cubierta por agua dulce y proporciona hábitat para numerosas especies de peces y aves ligadas a medios acuáticos. En Extremadura, una gran mayoría de los embalses construidos en la segunda mitad del siglo XX en las cuencas del Tajo y del Guadiana se han convertido en ZEPAS (Zonas de Especial Protección de Aves) y forman parte de la Red Natura 2000 (reservas naturales de la Unión Europea).



Figura 32. Presa de Alange (Badajoz). Inaugurada en 1995, es una de las últimas grandes presas construidas en la cuenca del Guadiana. Consta de una central hidroeléctrica que se utiliza cuando hay vaciado de agua para regadíos de las vegas bajas del Guadiana.



Figura 33. Vista de los terrenos inundados por el embalse de Alange. La construcción de esta infraestructura supuso la expropiación y posterior inundación de varios miles de hectáreas de vegetación mediterránea y cultivos de secano. A pesar de los impactos ambientales iniciales, actualmente es zona de liberación de linco ibérico criados en cautividad.

7.8 Centrales de biomasa

Las centrales de este tipo se consideran como productoras de energía de fuente renovable. Los problemas ambientales potenciales de la biomasa tienen que ver con la procedencia del combustible. El impacto es menor si se trata de desechos (restos de podas agrícolas, de jardinería o forestales), pero si se trata de plantaciones específicas para convertirse en biocombustible que crecen en terrenos con potencial agrario, se considera que hay competencia con la cadena alimentaria y distorsiones en el suministro de alimentos a humanos. El cultivo de biocombustible tiene los mismos problemas ambientales de cualquier otro cultivo: uso de biocidas, demanda de agua y pérdidas de biodiversidad asociadas al monocultivo y/o a la puesta en cultivo de zonas anteriormente cubiertas por vegetación natural.



Figura 34. Central de Biomasa instalada en las cercanías de Mérida, Extremadura.

7.9 Energía geotérmica

Actualmente, la energía geotérmica abastece las necesidades energéticas en más de 24 países y la mayoría de las necesidades energéticas en Islandia [73] [74]. Estados Unidos es el mayor productor mundial de energía geotérmica, con una capacidad actual de 3.093 megavatios (MW). El mayor desarrollo geotérmico del mundo se encuentra en los géiseres al norte de San Francisco, en California. El segundo mayor productor de energía geotérmica está en Filipinas y produce 1.904 megavatios por año. Indonesia produce 1.197 megavatios de energía [75]. La producción mundial total es de 10.715 MW en 24 países [76]. Por eso, aunque sea una tecnología poco madura comparada con otras como la hidráulica o eólica, la energía geotérmica se considera una alternativa energética rentable y sostenible. Debido a su dependencia de las áreas de transferencia de calor que son accesibles desde la superficie de la tierra, las plantas geotérmicas generalmente se ubican cerca de los límites de las placas tectónicas.

Los efectos medioambientales de la generación de energía geotérmica son menores que los de cualquier fuente no renovable basada en la quema de combustibles fósiles. Sin embargo, hay efectos sobre el medio ambiente y la salud de las personas que deben considerarse. Las plantas que aprovechan directamente el vapor del suelo pueden liberar dióxido de carbono, metano, amoníaco y sulfuro de hidrógeno (con olor a huevos podridos). Las plantas de última generación apenas producen emisiones. Son las llamadas plantas binarias en las cuales se transfiere energía calorífica del agua caliente del subsuelo a un fluido secundario de bajo punto de vapor que será el que mueva las turbinas de generación. Otros efectos indeseables tienen que ver con la exploración geológica y la construcción de la planta, polución visual y sonora y la subsidencia del terreno. Algunos de estos efectos se pueden mitigar con tecnologías ya existentes.



Figura 35. Central basada en energía geotérmica instalada en Islandia.

7.10 Energía del mar

Como ya se ha visto anteriormente en este trabajo, hay múltiples vías a partir de las cuales se puede obtener energía procedente del mar. Aunque sea una tecnología que todavía se encuentra en fase de desarrollo, por ser una de las económicamente menos rentables en la actualidad, son la energía mareomotriz (de las mareas) y la undimotriz (de las olas) las que se encuentran más consolidadas, y es por ello que a continuación se exponen los mayores impactos que éstas pueden causar al medioambiente.

i) Presas de marea (energía mareomotriz):

Se construye una gran presa a través de un estuario fluvial. Cuando la marea entra y sale, el agua fluye a través de los túneles de la presa. El flujo de la marea puede utilizarse para hacer girar una turbina, o para empujar el aire a través de una tubería que hace girar una turbina.

ii) Turbinas de mar (energía undimotriz):

Estos funcionan como un parque eólico, pero bajo el agua. Esto es mucho más barato de construir que una presa, y hay muchos sitios adecuados. Además de los rotores submarinos, se están experimentando hasta 8 modelos distintos de dispositivos que pueden capturar energía de las olas [77]. Todos estos modelos podrían tener un impacto local sobre el lecho marino y la fauna piscícola asociada.

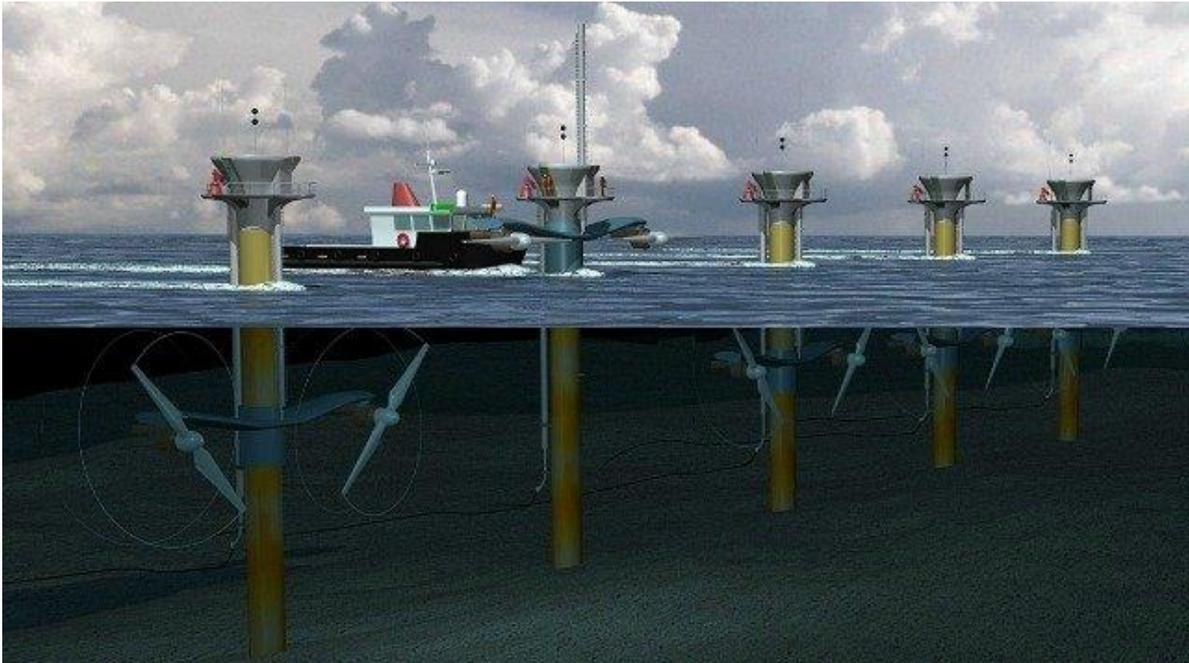


Figura 36. Recreación de un parque de turbinas submarinas para aprovechamiento de energía del mar.

Los impactos principales de las centrales marinas son los siguientes:

Las represas necesarias en el caso del aprovechamiento mareal generan un gran impacto paisajístico. Las centrales mareomotrices sólo proporcionan energía eléctrica durante unas 10 horas al día debido al ciclo de mareas, aunque son perfectamente predecibles. No hay muchos estuarios que se presten a la instalación de diques de marea, limitando la difusión y utilidad de este tipo de centrales. Las turbinas sumergidas pueden afectar en su emplazamiento a la fauna piscícola.

Tecnología	GEI	G	P	A	V	F	CA	RP	R	DP
No renovables										
Nuclear	-	+	+	-	+	-	-	++++	++++	-
Eléctrica Gas natural	++	+	+	-	+	-	+++	+	-	-
Eléctrica Carbón	++++	+	+	-	+	-	++++	+++	-	-
Eléctrica Petróleo	++++	+	+	-	+	-	++++	++	-	-
Ciclo Combinado	+	+	+	-	+	-	++	+	-	-
Cogeneración	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-
Renovables										
Hidroeléctrica (grandes presas)	-	+++	+++ (P)	++	++++	+++ (P)	-	-	-	+++
Eólica	-	+	++	-	+	+++	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	-	+	++	-	++	-	-	-	-	-
Solar termoeléctrica	-	+	++	-	++	+	-	-	-	-
Solar termoeléctrica de torre	-	+	+	-	++	+++	-	-	-	-
Biomasa	+	+	+	-	+	-	+	-	-	-
Geotermia	+	++	+	-	+	-	+	-	-	-
Energía marina	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 13. Comparación de los principales efectos ambientales potenciales de las distintas tecnologías de producción de electricidad en la fase de operación. (-) sin efecto significativo. (+) efecto reducido, (++) efecto medio, (++++) efecto alto, (++++) efecto muy elevado. (P) efecto positivo. GEI: Gases efecto invernadero, G: Geología, P: Paisaje, A: Arqueología, V: Vegetación, F: Fauna, CA: Contaminación atmosférica, RP: Residuos peligrosos, R: Radiación, DP: Desplazamiento población

La tabla 13 recoge de manera sintetizada lo comentado con anterioridad sobre cada una de las tecnologías de generación eléctrica, haciendo una comparativa entre ellas para ver en que ámbito social o ambiental afectan cada una, y en qué medida.

Son las centrales eléctricas convencionales las que presentan un mayor daño a la atmósfera por la emisión de gases de efecto invernadero, pero sin embargo su impacto en la fauna no tiene un efecto significativo. Por su parte, las centrales nucleares, otra de las fuentes no renovables más importantes a nivel mundial, casi no tienen efecto

sobre la vegetación, geología o fauna, pero el impacto más significativo lo encontramos en la formación de residuos peligrosos de larga duración, que en la actualidad sigue siendo el problema más importante a considerar cuando se construyen este tipo de centrales.

Con respecto a los sistemas de producción renovables, con ellos se ha conseguido eliminar casi por completo, exceptuando la generación con biomasa y geotermia, la contaminación atmosférica provocada por la emisión de CO₂, metano o cualquier otro gas de efecto invernadero. Sin embargo, no son tecnologías perfectas en lo que a impacto medioambiental se refiere, pues causan daños, aunque de otra índole. Como se ha visto en los párrafos anteriores y tal como refleja la tabla 13, el daño ocasionado a la fauna y vegetación de los lugares donde se instalan tecnologías como la solar o eólica sigue siendo su principal inconveniente.

8. CONCLUSIONES

Las principales ideas que se pueden deducir de este estudio en cuanto a las tecnologías de producción de energía eléctrica, teniendo en cuenta el alcance del mismo, se exponen a continuación siguiendo el orden que se ha llevado a cabo a lo largo del documento.

- **Inversión inicial de las tecnologías:**

- De acuerdo con el estudio realizado en el apartado 4 de este documento, se deduce que el coste de inversión inicial puede variar muy poco o en gran medida, en función de las tecnologías que se comparen. Dentro de los sistemas de producción no renovables, y por encima también de las energías renovables, son las centrales nucleares las que presentan un mayor coste de inversión inicial por kW instalado. Este hecho puede explicarse, en primer lugar, si analizamos los equipos que conforman este tipo de instalaciones, pues los reactores nucleares son altamente complejos, lo que hace que su coste sea muy elevado. Además, por diversos acontecimientos ocurridos en el pasado (accidentes nucleares), se invierten grandes cantidades de dinero en garantizar la seguridad de estas plantas, sumado a que sus largos periodos de construcción hacen que a la inversión inicial se le sumen mayores intereses. Dentro de este grupo de tecnologías no renovables, son las centrales térmicas convencionales de gas natural, cogeneración y ciclo combinado las que presentan unos costes de inversión inicial más bajos, debido a su menor complejidad y tiempo de construcción.

- Por otro lado, nos encontramos con los sistemas de producción renovables, donde destacan por su menor coste de capital la energía eólica, hidráulica y solar fotovoltaica. Esto podría deberse a que, al ser las tecnologías más afianzadas en el ámbito renovable, los precios de los materiales de construcción han descendido a lo largo de la última década y además se ha invertido en mejoras técnicas que disminuyen estos costes. Por su parte, la geotermia y las energías del mar sufren todavía su escasa madurez, lo que las convierte en las energías con un mayor coste de inversión, asociado también a la complejidad que presentan este tipo de instalaciones. Por último, no hay que olvidarse de la energía obtenida a partir de biomasa, que casi iguala los costes de la eólica, fotovoltaica o hidráulica, pues a pesar de que todavía esté un poco por encima se está abriendo camino para ponerse a la cabeza de los sistemas de producción renovables.

- Para finalizar, es importante entender que, cuando se analizan costes de inversión inicial, el mercado es un factor fundamental. Esto implica que tanto la mano de obra de la construcción o los materiales

necesarios presentan precios que pueden llegar a ser significativamente variables en función del lugar donde se lleve a cabo la compra y posterior construcción de la planta en cuestión.

- **Costes de operación y mantenimiento:**

- Dentro de los costes de operación y mantenimiento, éstos se pueden dividir en fijos y variables, en función de si dependen de la cantidad de electricidad producida (variables) o no (fijos). En el caso de las tecnologías de producción renovables, exceptuando la biomasa, al no tener costes de combustible asociados, en muchos estudios solo hay recogidos datos de costes fijos, razón por la que en este documento se ha procedido de la misma forma. Una vez aclarado, solo ciñéndonos a los costes variables de operación y mantenimiento, son las centrales térmicas convencionales las que presentan valores más altos. Esto se puede explicar en gran medida por el precio del combustible, que en el caso del petróleo o el gas natural presenta bastantes fluctuaciones a lo largo de los años y además siempre ha estado por encima del uranio, combustible utilizado en las centrales nucleares. El combustible de los sistemas renovables, exceptuando la biomasa, es de origen natural e ilimitado, por lo que su coste asociado es cero.

- Cuando se habla de costes de operación y mantenimiento fijos, sí es posible comparar todas las tecnologías, y es en este caso, como consecuencia de nuevo de la complejidad de sus instalaciones, donde destaca la energía nuclear por ser sus costes algo más elevados. Por su parte, y debido a la dificultad de trabajar en altamar, son las energías undomotriz, mareomotriz o eólica marina las que presentan el mayor coste entre las renovables junto a la geotermia.

- **Costes de producción**

- El LCOE es el parámetro que reúne los costes anteriormente analizados para dar lugar a los costes de generación de la energía. Este parámetro permite comparar de forma equitativa las diferentes tecnologías de producción, y al calcularse a partir de costes como los de inversión inicial o operación y mantenimiento no es sorprendente que sigan la línea de estos.

- **Impacto medioambiental**

- Tomando como base la tabla 13 del apartado 7 de este estudio, podemos concluir que son las energías no renovables convencionales, exceptuando la energía nuclear, las que hacen más daño a la atmósfera debido a la emisión de gases contaminantes, acelerando así el cambio climático. Por lo tanto, las consecuencias de estas emisiones desproporcionadas acaban afectando a la vida de cada uno de los individuos que habita nuestro planeta, razón por la que se sigue trabajando en su sustitución por energías menos contaminantes. Por su parte, la energía nuclear, aunque no emite este tipo de gases, produce residuos radiactivos peligrosos durante miles de años y con gran coste de almacenamiento. Del otro lado, las energías renovables emergen como no contaminantes, concepto que no debe confundirse con no dañinas para el medioambiente. Esto implica, que, aunque sea energías “limpias”, causan otro tipo de impacto, como dañar la fauna y flora autóctona del lugar donde se instalan, caso de las energías eólica o solar.

Con este análisis comparativo, tanto a nivel económico como medioambiental, la pregunta que podríamos hacernos es que, teniendo en cuenta lo dañinas o potencialmente peligrosas que son las energías no renovables, por qué se siguen utilizando. Pues bien, la respuesta, aunque algo compleja, podría tratar de resumirse en que también presentan ventajas con respecto a las renovables, siendo una de las más importantes la de que puede abastecer de manera sostenida la demanda de electricidad, mientras el combustible fósil o el uranio en caso de la nuclear no se acabe. Esto quiere decir que, por ejemplo, la energía eólica o solar dependen del viento y del sol, recursos que no se encuentran en todos los lugares del planeta ni todos los días del año, mientras que la

energía producida en una central nuclear no depende de factores externos y además es fácilmente almacenable. Esta es una de las razones por las que somos todavía dependientes de las energías no renovables convencionales, aunque todos los esfuerzos están puestos sobre la mejora de las ya implantadas tecnologías limpias como son la eólica, hidráulica o solar, así como en el desarrollo de las menos maduras como serían la geotermia o energías del mar. Los pronósticos para las próximas décadas son optimistas en la implantación de tecnologías que, siendo poco o nada contaminantes, y económicamente viables, sean capaces de abastecer la incesante demanda de energía eléctrica.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] www.laplace.us.es , Campo eléctrico y ley de Gauss, 2013.
- [2] Manish Ram, Michael Child, Arman Aghahosseini, Dimitri Bogdanovoc, *Comparing electricity production costs of renewable to fossil and nuclear power plants in G20 countries*, Greenpeace, 2017.
- [3] sites.google.com/site/centraleselectricasgarciaperez/, Centrales eléctricas.
- [4] Irene Juste, *Ventajas y desventajas de la energía nuclear*, EcologíaVerde, 2020.
- [5] www.energiaysociedad.es , Tecnologías y costes de la generación eléctrica.
- [6] International Energy Agency (iea), *Nuclear Power in a Clean Energy System*, 2019.
- [7] Generalitat de Catalunya, Institut Català d'Energia, *Las centrales térmicas convencionales*.
- [8] www.fundacionendesa.org , Central térmica convencional, 2020.
- [9] Santiago García Garrido, *Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado*, Ed. Díaz de Santos, 2011.
- [10] www.eve.eus , Agencia Energética del Gobierno Vasco, El ciclo combinado.
- [11] Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE), Cogeneración.
- [12] www.solarnews.es, Cogeneración: rutinas de mantenimiento.
- [13] Laura Jarauta, *Las energías renovables*, 1ª ed. Digital, Ed. UOC, 2014.
- [14] www.sites.google.com/site/tecnologi/energias-renovables, Centrales hidráulicas y térmicas.
- [15] José Francisco Sanz Osorio, *Energía hidroeléctrica*, 2ª ed, Ed. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.
- [16] Asociación Empresarial Eólica (AEE), La eólica y sus ventajas.
- [17] www.cec.eu , RES & RUE Dissemination, La energía eólica.
- [18] Javier María Méndez Muñiz, Rafael Cuervo García, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2ª ed, Ed. FC, 2011.
- [19] Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE), Energía solar.
- [20] www.coeser.com , Energía fotovoltaica.
- [21] www.bruschenko-t3.blogspot.com , Centrales solares.
- [22] Fernando Sebastián Nogués, Daniel García-Galindo, Adeline Rezeau, *Energía de la Biomasa (Volumen I)*, 1ª ed, Ed. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2010.
- [23] Emilio Cerdá, *Energía obtenida a partir de biomasa*, Universidad Complutense de Madrid, Junio 2012.
- [24] www.technology-alexa.blogspot.com/, Centrales térmicas de biomasa, 2006.
- [25] U.S. Energy Information Administration (EIA), Geothermal power plants, 2019.
- [26] www.lampadia.com, La energía geotérmica: un potencial para desarrollar, 2016.
- [27] Jose Luis Villate Martínez, *Las energías del mar*, Revista del Colegio Oficial de Físicos, p. 38-41.

- [28] www.eve.eus, Agencia Energética del Gobierno Vasco, La energía marina.
- [29] www.areatecnologia.com, Energía mareomotriz.
- [30] International Atomic Energy Agency (IAEA), *Competitiveness of Nuclear Energy: IAEA's Perspective and Study Results for Europe*, Vienna, 2008.
- [31] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>, Principales factores sobre la competitividad económica de una nueva central nuclear, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2005.
- [32] International Atomic Energy Agency (IAEA), *Métodos para calcular el costo de la energía nucleoelectrica*.
- [33] World Nuclear Association (WNA), *Economics of Nuclear Power*, Marzo 2020.
- [34] David Schlissel, Bruce Biewald, *Nuclear Power Plants Construction Costs*, Synapse, Julio 2008.
- [35] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>, Costos variables no combustibles de plantas termoeléctricas, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [36] Nuclear Energy Agency (NEA), International Energy Agency (IEA), *Projected costs of generating electricity*, 2005.
- [37] David Schlissel, Allison Smith, Rachel Wilson, *Coal-Fired Power Plants Construction Costs*, Synapse, Julio 2008.
- [38] U.S. Energy Information Administration (EIA), *Capital Cost Estimates for utility Scale Electricity Generating plants*, Noviembre 2016.
- [39] U.S. Energy Information Administration (EIA), *Construction costs for most power plant types have fallen in recent year*, Julio 2017.
- [40] www.proest.com, Power Plant Construction Costs.
- [41] Housley Carr, *Combined-cycle, gas-fired unit costs coming in below expectations: Duke, S&P Global Patts*, Agosto 2015.
- [42] Santiago García Garrido, *¿Cuanto cuesta una planta de cogeneración?*, Renovetec.
- [43] Paul Lako, *Combined Heat and Power*, Energy Technology Systems Analysis Programme, Mayo 2010.
- [44] The European Wind Energy Association (EWEA).
- [45] www.elplural.com, *¿Cuánto cuesta un aerogenerador?*, Junio 2016.
- [46] José Ángel Narbona Acevedo, *Mejoras de la implantación de instalaciones eólicas en tierra firme*, Junio 2014.
- [47] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>, *Pasado, presente y futuro en la inversión de tecnologías de generación eléctrica*, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [48] Santiago García Garrido, *¿Cuanto cuesta una central termosolar CCP?*, Renovetec.
- [49] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renweable Power Generation Costs in 2018*, Abu Dhabi, 2019.
- [50] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>, *Evolución de costos ERNC*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Junio 2012.
- [51] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, Junio 2012.
- [52] Santiago García Garrido, *Presupuesto de Construcción de una central de biomasa*, Renovetec, 2016.
- [53] Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schlömer, Christoph von Stechow, Patrick Matschoss, *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Ed. Cambridge University Press, 2012.
- [54]. Carlos Caballero Santos, *Estudio de plantas de producción de energías renovables con aprovechamiento de la energía del mar*, Junio 2011.
- [55] U.S. Energy Information Administration (EIA), *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates*

for Utility Scale Electric Power Generating Technologies, Febrero 2020.

- [56] National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [57] Consejería de Economía y Hacienda, *Guía de la Cogeneración*, Madrid 2010.
- [58] Asociación de empresas de mantenimiento de energías renovables (AEMER), *Eólica*, 2013.
- [59] Lazard, *Lazard's levelized cost of energy analysis – version 13.0*, Noviembre 2019.
- [60] <https://en.wikipedia.org/>, List of nuclear power accidents by country.
- [61] U.S. Energy Information Administration (EIA), *Natural gas and the environment*, Septiembre 2019.
- [62] Center for biological diversity, *Fact sheet on Altamont pass bird kills*.
- [63] Michael Shellenberger, *Why Wind Turbines Threaten Endangered Species With Extinction*, Forbes, Junio 2019.
- [64] www.lavanguardia.com, Muerte de cuatro alimoches alerta peligrosidad parques eólicos del Estrecho, Junio 2017.
- [65] www.energias-renovables.com, ¿Empieza a despertar España en materia de eólica marina?, Octubre 2019.
- [66] www.tecpa.es, La mayor planta termosolar de España, Noviembre 2018.
- [67] Phil Taylor, Sharp rise in estimated bird deaths at Calif. 'power tower', E&E News, Julio 2016.
- [68] Clifford K. Ho, *Review of Avian Mortality Studies at Concentrating Solar Power Plants*, United States, 2016.
- [69] Leroy J. Walston Jr, Katherin E. Rollins, Kirk E. LaGory, Karen P. Smith, Stephanie A. Meyers, *Avian mortality at Solar Energy Facilities in Southern California: a preliminary analysis*, National Fish and Wildlife Forensics Laboratory, 2014.
- [70] www.iagua.es, ¿Cuántas presas hay en España?
- [71] www.abc.es, Pueblos españoles que desaparecieron bajo el agua y ahora puedes conocer, Mayo 2019.
- [72] www.elpais.com, Arqueólogos de España y Portugal analizan el valor artístico del parque rupestre del Guadiana, Javier García, Mayo 2001.
- [73] Matek B. Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report. Geothermal Energy Association Reports, 2014.
- [74] Blodgett L., *Geothermal 101: Basics of Geothermal Energy*, Geothermal Energy Association Reports, 2014.
- [75] Matek B., *Geothermal Power: International Market Overview*, Geothermal Energy Association Reports, 2013.
- [76] www.greenbang.com, Which countries produce the most geothermal electricity?, 2012.
- [77] <http://www.emec.org.uk/>, Wave Devices.