



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

ICADE

CIHS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
I.C.A.I  
PROYECTOS FIN DE MÁSTER  
CURSO: 2020-2021

EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE MIXES  
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PAÍSES CON  
PLANES DE DESARROLLO DE ENERGÍA EÓLICA  
MARINA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE CICLO DE  
VIDA

Autor: Jorge Goas Martín

Directores: Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre

Madrid

Agosto de 2021



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE MIXES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PAÍSES CON PLANES DE DESARROLLO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2020-2021 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

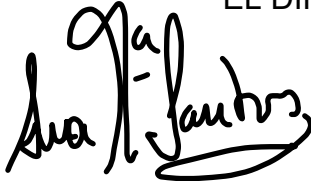


Fdo.: Jorge Goas Martín

Fecha: 18/08/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre Fecha: 20/08/2021





**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

ICADE

CIHS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
I.C.A.I  
PROYECTOS FIN DE MÁSTER  
CURSO: 2020-2021

EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE MIXES  
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PAÍSES CON  
PLANES DE DESARROLLO DE ENERGÍA EÓLICA  
MARINA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE CICLO DE  
VIDA

Autor: Jorge Goas Martín

Directores: Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre

Madrid

Agosto de 2021



# **EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE MIXES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PAÍSES CON PLANES DE DESARROLLO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA**

**AUTOR: Goas Martín, Jorge**

**DIRECTOR: Santos Montes, Ana María y Martín Sastre, Carlos**

**Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas**

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

### **Introducción**

La transición energética es uno de los retos más importantes al que se enfrenta la humanidad en las próximas décadas. Para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, es crucial que todos los países se comprometan estableciendo políticas adecuadas, en las que se fomente un despliegue masivo de renovables. Sin embargo, en la publicación de IRENA, Global Energy Transformation – Roadmap to 2050 [1], se firma que los objetivos de capacidad instalada de renovables establecidos en los planes actuales no son suficientes, y que se necesitaría sextuplicar esos niveles para mantener el incremento de temperatura por debajo de 2°C. Por tanto, es necesario realizar un esfuerzo adicional para proporcionar un marco de políticas y estrategias que animen a más agentes a participar en la descarbonización.

Este trabajo pretende estudiar en mayor profundidad los distintos tipos de impactos medioambientales, sociales y económicos de los sistemas energéticos de países con mixes de generación muy distintos mediante el análisis del ciclo de vida (ACV). El ACV es una técnica que permite evaluar los impactos ambientales asociados a un producto o servicio desde la cuna hasta la tumba, es decir, desde la adquisición de la materia prima hasta la gestión de los residuos una vez que el producto ya ha cumplido su función. Con este estudio se pretende contribuir a investigar la sostenibilidad de los sistemas energéticos de estos países y comparar los distintos escenarios de generación que podrían darse en el futuro.

Para realizar el análisis de ciclo de vida de los mixes de generación de los países seleccionados, se va a trabajar con el programa Simapro v9.1.0.11, que es el software más utilizado tanto en el mundo académico como el profesional para analizar los impactos mediambientales de distintos bienes, servicios o procesos a lo largo de su vida útil. Este software permite comparar y analizar productos complejos a partir de los materiales utilizados y de otros procesos más sencillos.

Simapro incorpora las bases de datos más importantes, que recogen infinidad de procesos de distintos ámbitos, siendo Ecoinvent la más utilizada. Este programa también permite utilizar varios métodos de evaluación de impacto como es el caso del CML-IA Baseline V3.02/EU25, que es el que se utilizará en este trabajo y que facilita la tarea de interpretar los resultados obtenidos caracterizando los diferentes impactos ambientales.

Los países que se van a analizar son: Alemania, Bélgica, Dinamarca, Estonia, Francia, Irlanda, Holanda, Polonia y Reino Unido. Se han seleccionado estos países debido a que

todos ellos planean aumentar en gran medida su capacidad instalada de energía eólica marina, de forma que sus mixes de generación en el futuro sufrirán una transformación muy importante. El objetivo es analizar el impacto de esos cambios en los mixes de generación. Como se puede observar, la mayoría de los países seleccionados son europeos. Esto se debe a que Europa es el mercado líder en energía eólica marina y donde más se está apostando por esta tecnología. Además, países como Reino Unido o Alemania son líderes mundiales en capacidad instalada de energía eólica marina. Se prevé que esta tecnología de generación juegue un papel transcendental a la hora de alcanzar el objetivo de no superar los 2°C de incremento en la temperatura global. IRENA [2] afirma que para que la transición energética sea efectiva, se ha de instalar en torno 1000 GW a nivel mundial de energía eólica marina para 2050. En la misma línea, la Unión Europea [3] ha propuesto una nueva estrategia para alcanzar la neutralidad climática en 2050, en la que propone instalar hasta 300 GW de energía eólica marina.

### **Análisis de Ciclo de Vida**

Los principales objetivos que se establecen para este ACV son los siguientes:

- Cuantificación de los impactos ambientales por kWh en baja tensión de cada tecnología de generación eléctrica y comparación de resultados.
- Cuantificación de los impactos ambientales por kWh en baja tensión de cada mix de generación eléctrica de los países en los distintos escenarios considerados y comparación de resultados.
- Cuantificación de los impactos por kWh de cada tecnología de generación en la sociedad en materia de empleo, opinión pública y ocupación de terrenos.
- Cuantificación de los impactos por kWh de cada mix de generación eléctrica de los países en los distintos escenarios en la sociedad en materia de empleo, opinión pública y ocupación de terrenos.
- Cálculo del coste nivelado de la electricidad para cada tecnología y comparación de resultados.
- Cálculo del coste nivelado promedio de la electricidad para cada mix de generación de los distintos escenarios y comparación de resultados.
- Realización de un análisis multicriterio de los distintos escenarios y selección del mix de generación óptimo.

En cuanto a los escenarios de los mixes de generación, se van a plantear tres escenarios para cada país. El primer escenario será el mix de generación del año 2019 en dicho país, siempre que los datos estén disponibles. En caso contrario, se usarán los datos publicados del año 2018. Para los escenarios futuros, se va a elaborar dos escenarios para el año 2030 de acuerdo con las propuestas de generación y capacidad instalada que incluyan los Planes Nacionales de Energía y Clima de cada país europeo. En caso de que algún país no realice dos posibles escenarios, se asumirá que el escenario único es la referencia y el que se va a implementar.

Las categorías de impacto en este ACV se han clasificado en tres grupos: impactos ambientales, impactos sociales e impacto económico.

Las categorías de impactos ambientales serán aquellas recogidas en el método de evaluación de impactos CML-IA baseline V3.02/EU25 e incluye hasta 11 impactos distintos: agotamiento abiótico, agotamiento abiótico de combustibles fósiles,



calentamiento global, destrucción de la capa de ozono, toxicidad humana, ecotoxicidad de agua dulce, ecotoxicidad de agua marina, ecotoxicidad terrestre, oxidación fotoquímica, acidificación y eutrofización. Las categorías de impacto sociales son la creación de empleos, la ocupación del terreno o huella terrestre y la aceptación social.

Por último, para calcular el impacto económico de las distintas tecnologías de generación, se va a utilizar el coste nivelado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés). Este concepto es muy usado en el sector eléctrico, y permite cuantificar el coste total actual de construir y operar una planta de generación eléctrica a lo largo de su vida útil.

La unidad funcional utilizada para cuantificar los impactos de los distintos procesos del sistema es el kWh.

### Interpretación de resultados y conclusiones

En primer lugar, con respecto a la cuantificación de los impactos ambientales para cada tecnología de generación eléctrica y comparación de resultados, se han extraído las siguientes conclusiones:

- La generación eléctrica con carbón es la que mayores emisiones de gases de efecto invernadero produce. Además, esta tecnología es la más dañina en la mayoría de las categorías de impacto. La combustión con antracita y lignito son más nocivas que la combustión con turba, siendo el lignito el combustible que genera mayores emisiones de gases de efecto invernadero.

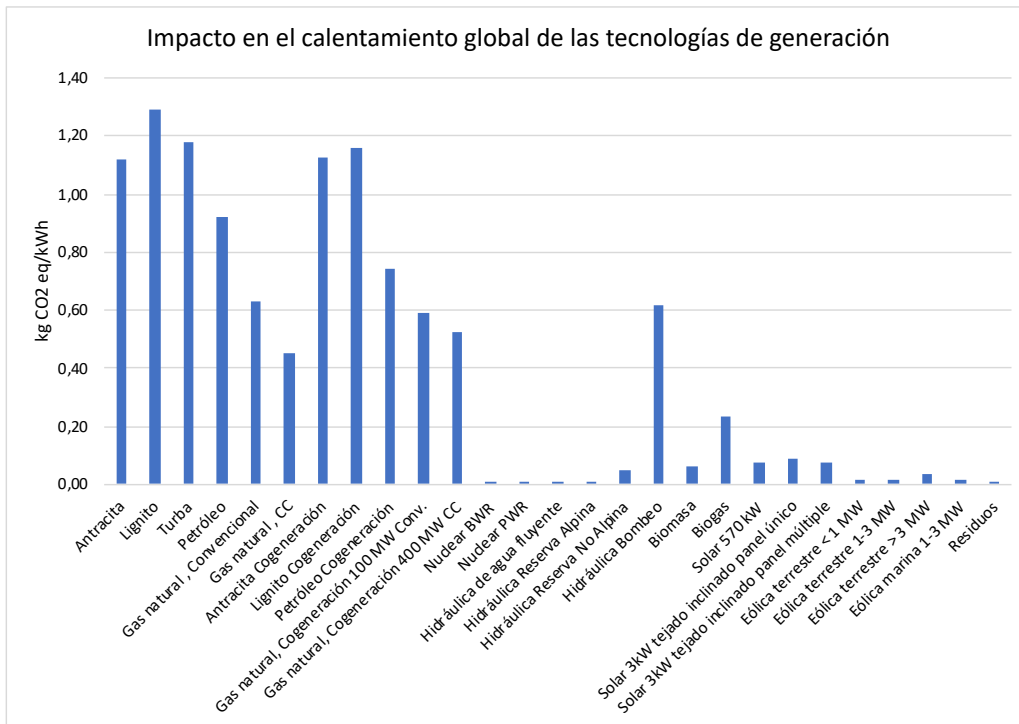


Figura 6: Impacto calentamiento global por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión

- Las centrales eléctricas con combustión de petróleo son las más dañinas para la capa de ozono, superando a las centrales nucleares en esta categoría de impacto.

- Los impactos de las centrales de gas natural son menores que los de las centrales de carbón y petróleo, y presenta buenos resultados a nivel de ecotoxicidad y toxicidad humana.
- Todas las centrales de cogeneración con combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) mejoran sus resultados ligeramente en la mayoría de las categorías de impacto, debido a la mejora en la eficiencia de los procesos.
- En la mayoría de las categorías de impacto, la energía nuclear se muestra como una fuente de generación sostenible. Sin embargo, presenta el déficit de ser una de las tecnologías más perjudiciales en el impacto de destrucción de la capa de ozono. Además, en este trabajo no se ha considerado la posibilidad de accidentes nucleares.
- La energía hidráulica obtiene los impactos más bajos en casi todas las categorías. Las centrales de bombeo tienen unos impactos superiores a las de embalse o de agua fluyente, debido al aporte de electricidad necesario proveniente de la red cuando funcionan en modo bombeo. De esta manera, para turbinar 1 kWh, se consume 1 kWh de la red, que está conformada por muchas tecnologías.
- En cuanto al resto de fuentes renovables, como era de esperar, presentan impactos muy bajos en la categoría de calentamiento global. La energía eólica, tanto terrestre como marina, es la que genera menos emisiones de este tipo. Además, esta tecnología también presenta los impactos más reducidos en oxidación fotoquímica, acidificación y eutrofización, siendo por tanto la fuente renovable más sostenible (junto con la hidráulica). Finalmente, la energía solar fotovoltaica presenta unos impactos severos en el agotamiento abiótico, al ser necesario la utilización de metales raros para la construcción de placas solares.
- Por último, la generación con residuos municipales también muestra unos buenos resultados, siendo el aspecto más crítico la ecotoxicidad del medio acuático.

En segundo lugar, en cuanto a la cuantificación de los impactos ambientales para cada mix de generación eléctrica de los países, se concluye lo siguiente:

- Polonia y Estonia son actualmente los mixes de generación con peores resultados en la mayoría de las categorías de impacto, incluyendo el calentamiento global, debido a su fuerte dependencia de combustibles fósiles.
- Estonia y Francia obtienen en 2019 los peores resultados en términos de destrucción de la capa de ozono, dada su gran generación con petróleo y nuclear respectivamente.
- Alemania y Dinamarca tienen un impacto elevado en el agotamiento abiótico, dado que son los países con mayor despliegue de energías renovables.
- Para el año 2030, los países mejoran los resultados de su mix actual en la mayoría de las categorías, a excepción del agotamiento abiótico, dado el aumento de cuota

de las renovables y la necesidad de materiales como el silicio para la fabricación de placas solares.

- Francia y Bélgica son los países que menos mejoran sus resultados en 2030, llegando en algunos casos a obtener impactos más dañinos. Esto se debe a la pérdida de peso de la energía nuclear en dichos mixes para los escenarios futuros.
- El escenario referencia de Dinamarca para 2030, que prevé el mayor porcentaje de generación de renovables de los escenarios estudiados, obtiene las reducciones más significativas en los impactos, aunque Francia sigue siendo el país con menores emisiones.

Siguiendo con la cuantificación de los impactos de cada tecnología de generación en la sociedad en materia de empleo, ocupación de terrenos y opinión pública, se deduce lo siguiente:

- El carbón es la fuente de generación fósil que más empleo genera, mientras que el gas natural tiene la demanda de mano de obra más baja por kWh de electricidad producido.
- En términos generales, las fuentes renovables generan más empleo que las tecnologías fósiles a excepción del carbón, siendo la hidráulica de agua fluyente y bombeo, la biomasa y la solar fotovoltaica de tejado inclinado las más intensivas en materia de empleo. La energía eólica es la que menos empleos genera por unidad de generación eléctrica entre las renovables.

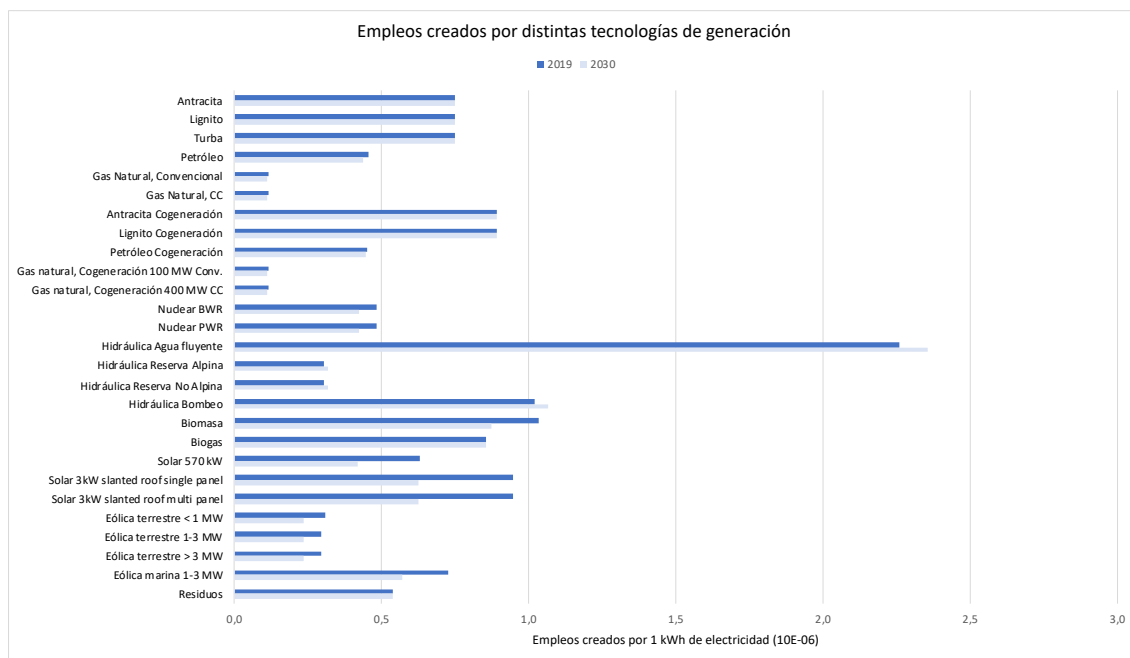


Figura 9: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019 y 2030

- La biomasa es el modo de generación que más espacio requiere para la generación de 1 kWh de electricidad, seguida de lejos por el biogás y la generación eólica terrestre.

- La energía solar de tejado inclinado y la energía eólica marina no tienen impacto en la ocupación de terrenos. Al margen de estas dos tecnologías, la generación nuclear es la más intensiva energéticamente.
- La generación eléctrica con carbón es la que suscita un mayor rechazo público, seguido de la energía nuclear.
- Las energías renovables tienen niveles de aceptación muy positivos, siendo la solar fotovoltaica la solución preferida de los ciudadanos europeos.

En cuarto lugar, con respecto a la cuantificación de los impactos de cada mix de generación eléctrica de los países en la sociedad en materia de empleo, ocupación de terrenos y opinión pública, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Actualmente, el país que genera más empleo por kWh producido es Polonia, con un mix basado en el carbón.
- Los países dependientes de la generación eléctrica con gas natural, tales como Irlanda u Holanda, obtienen la empleabilidad más baja por kWh de electricidad producida.
- En los distintos escenarios para 2030, esta situación se mantiene, siendo Polonia el país que más empleo genera por kWh de electricidad, e Irlanda el que menos.
- En la mayoría de los escenarios para 2030, los empleos generados por kWh producido son menores que en el caso base 2019. Además, en muchas ocasiones, de los dos escenarios que plantean los países para 2030, la generación de empleo es menor en los que se fomenta una mayor participación de las renovables. Por tanto, a excepción del gas natural, las etapas de extracción y procesado de combustible de las fuentes fósiles siguen aportando una gran cantidad de empleos, aunque estos tienden a estar más deslocalizados puesto que las etapas de combustible ocurren en territorios lejanos al lugar de producción.
- En cuanto a la ocupación de terrenos de los mixes de generación en 2019, Dinamarca es el país que requiere de mayor espacio por kWh de electricidad producido, debido al peso que tiene la biomasa en el mix. Francia, por el contrario, es el país que menos terrenos consume para la generación eléctrica con su mix basado en la generación nuclear.
- En el año 2030, los escenarios con mayor participación de renovables, como es el mix de referencia de Dinamarca o el escenario Climate Action Plan de Alemania, son los que más espacio necesitan por unidad de generación eléctrica. Francia sigue siendo el más intensivo energéticamente, aunque sus resultados empeoran respecto a su mix de 2019, debido a la pérdida de peso de la nuclear en el mix en favor de las renovables.
- En cuanto a la aceptación social, como es lógico, el peor resultado en 2019 lo tiene el mix de Polonia basado en el carbón, mientras que Dinamarca logra el mayor porcentaje de conformidad.

- En el año 2030, la aceptación social de todos los mixes mejora, puesto que en todos se va a dar un mayor peso a las energías renovables, a la vez que se elimina la generación con ciertas tecnologías fósiles como el carbón o el petróleo. Nuevamente en estos escenarios, Dinamarca clasifica como el mejor mix, y Polonia como el que mayor rechazo genera.

En el apartado de cálculo del coste nivelado de la electricidad para cada tecnología de generación y comparación de resultados, se concluye lo siguiente:

- La generación eléctrica con petróleo es el modo de producción más caro, debido al coste por tonelada de CO<sub>2</sub> y los bajos factores de capacidad con los que opera.
- La mayoría de las tecnologías, a excepción de la combustión con carbón de tipo antracita, el petróleo, la hidráulica de bombeo, la biomasa y el biogás, y la producción con residuos, se encuentran por debajo del umbral de 0,100 €/kWh.
- Las tecnologías de generación más competitivas en términos económicos hoy en día son la solar fotovoltaica de gran escala y la cogeneración con gas natural.

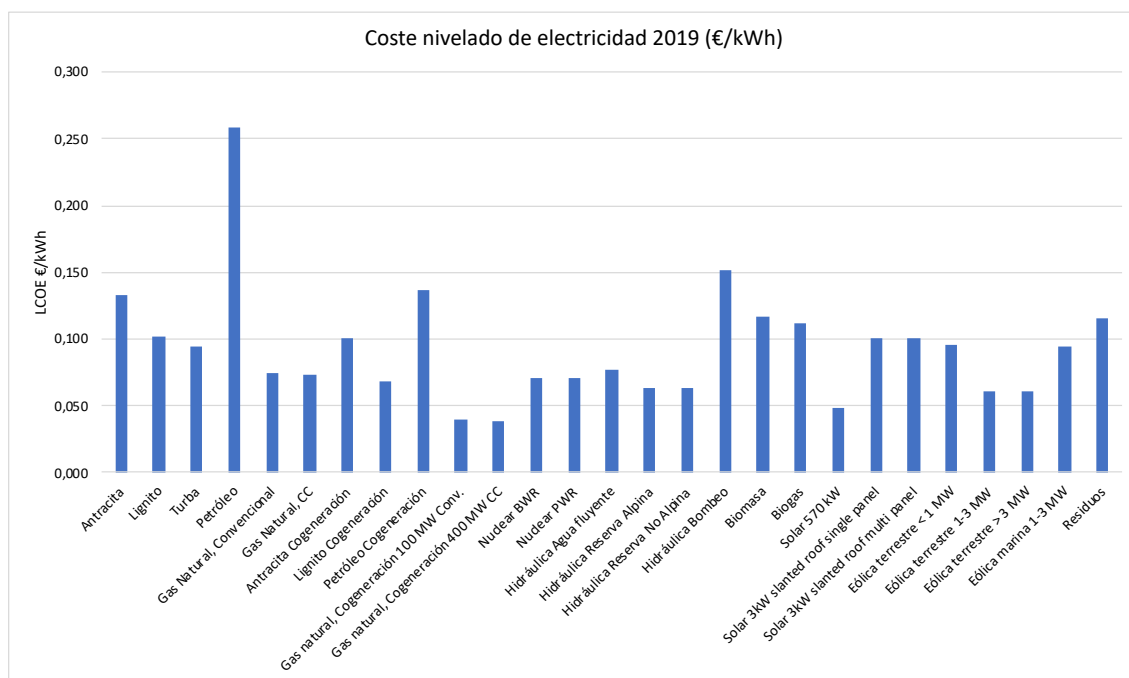


Figura 12: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019

- Para el año 2030, los costes de las tecnologías fósiles aumentarán, debido al aumento del coste de emisión del CO<sub>2</sub> y al nulo aprendizaje de la industria fósil. Esto hará que muchos proyectos de este tipo dejen de ser económicamente viables.
- Todas las fuentes renovables disminuirán sus costes de producción para 2030, siendo la energía solar fotovoltaica la que lo hará en mayor grado. Otra tecnología que reduce sus costes de forma considerable es la energía eólica marina.

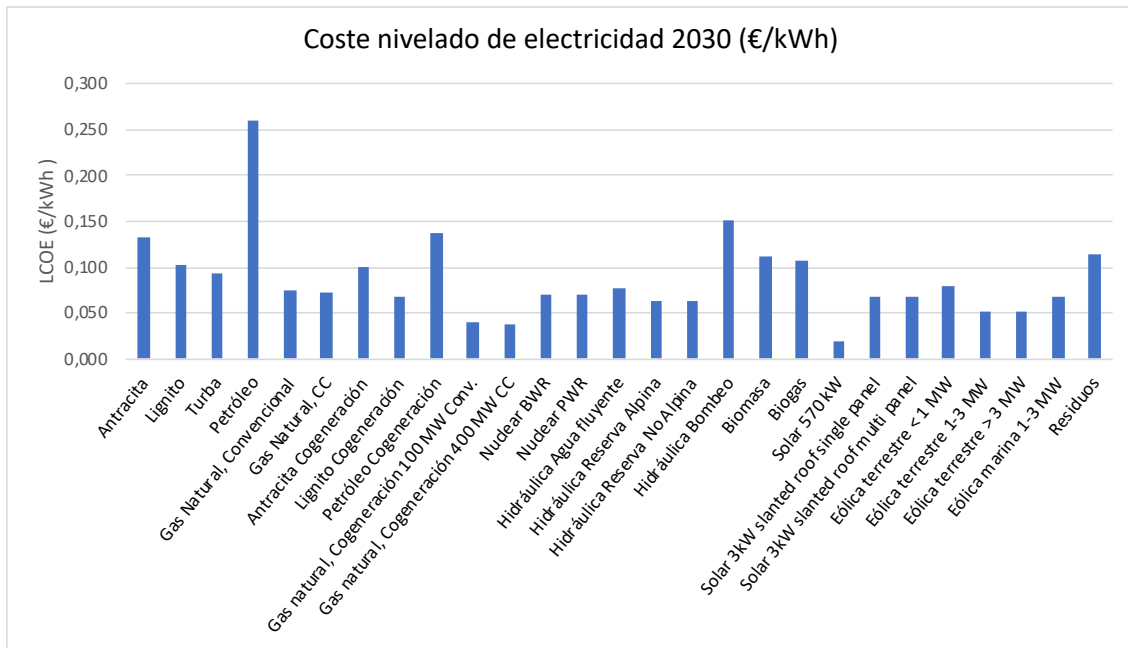


Figura 15: LCOE de las tecnologías de generación 2030

En cuanto al cálculo del coste nivelado promedio de la electricidad para cada mix de generación de los distintos escenarios y comparación de resultados, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El gran peso de la generación con petróleo en el mix de Estonia le hace tener el coste nivelado promedio más caro.
- Dinamarca presenta unos costes elevados, dado que la tecnología renovable aún está en proceso de reducir costes. Por el contrario, Francia presenta los costes más bajos.
- En 2030, los costes nivelados promedios decrecen en todos los países salvo en Polonia, cuya dependencia del carbón le expone a las fuertes subidas que se esperan en el precio del CO<sub>2</sub>. En otros escenarios más conservadores, como el Baseline de Alemania o el WEM de Irlanda también se aprecian ligeras subidas en los costes promedios.
- El escenario que más reduce sus costes es Estonia en su escenario de alto crecimiento, en el que reduce considerablemente el peso de las energías fósiles para apostar por la energía eólica marina.
- Francia, con un mix que combina las renovables con la energía nuclear, vuelve a obtener los costes más bajos en 2030, aunque otros países que apuestan por una mayor cuota de renovables obtienen resultados parecidos. Esto confirma que para 2030, las energías renovables ya se habrán consolidado como tecnologías completamente competitivas en términos económicos.

Por último, en lo relativo al análisis multicriterio realizado para la evaluación de la sostenibilidad de los distintos escenarios y la selección del mix de generación óptimo, se pueden extraer los siguientes puntos:

- Tanto en 2019 como en los dos escenarios de 2030, Francia obtiene la puntuación más alta como el país más sostenible, aunque para el año 2030 la brecha es casi nula con respecto a países con mucha capacidad instalada de renovable como Dinamarca.
- Los mixes de generación menos sostenibles son los de Polonia y Estonia en ese orden. Para el año 2030, Estonia conseguiría reducir los niveles de impacto para acercarse al del resto de países europeos. Sin embargo, las diferencias entre los impactos de los escenarios de Polonia y el resto de los países del estudio se hacen más grandes, demostrando que las medidas del gobierno polaco para descarbonizar su mix de generación son insuficientes.
- Después de los mixes que combinan la energía nuclear con la energía renovable, o aquellos que son casi exclusivamente renovables como Dinamarca, los mejores resultados los obtienen aquellos países que complementan la generación renovable con el gas natural.

# **SUSTAINABILITY ASSESSMENT OF ELECTRICITY GENERATION MIXES OF COUNTRIES WITH OFFSHORE WIND ENERGY DEVELOPMENT PLANS USIGN LIFE CYCLE ANALYSIS**

**AUTHOR: Goas Martín, Jorge**

**SUPERVISORS: Santos Montes, Ana María y Martín Sastre, Carlos**

**Collaborating entity: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas**

## **ABSTRACT**

### **Introduction**

The energy transition is one of the most important challenges facing humanity in the coming decades. To reduce greenhouse gas emissions, it is crucial that all countries commit to establishing appropriate policies that encourage a massive deployment of renewables. However, IRENA's publication, *Global Energy Transformation - Roadmap to 2050* [1], states that the installed capacity targets for renewables set out in current plans are not sufficient, and that a six-fold increase in these levels would be needed to keep the temperature increase below 2°C. Therefore, additional effort is needed to provide a policy and strategy framework that encourages more actors to participate in decarbonization.

This paper aims to further study the different types of environmental, social and economic impacts of the energy systems of countries with very different generation mixes using life cycle analysis (LCA). LCA is a technique for assessing the environmental impacts associated with a product or service from cradle to grave, i.e., from the acquisition of raw materials to the management of waste once the product has fulfilled its function. The aim of this study is to contribute to investigating the sustainability of the energy systems of these countries and to compare the different generation scenarios that could occur in the future.

To carry out the life cycle analysis of the generation mixes of the selected countries, we will work with the Simapro v9.1.0.11 program, which is the most widely used software in both the academic and professional world to analyze the environmental impacts of different goods, services or processes throughout their useful life. This software makes it possible to compare and analyze complex products based on the materials used and other simpler processes.

Simapro incorporates the most important databases, which include an infinite number of processes from different fields, Ecoinvent being the most widely used. This program also allows the use of various impact assessment methods such as CML-IA Baseline V3.02/EU25, which will be used in this work and facilitates the task of interpreting the results obtained by characterizing the different environmental impacts.

The countries to be analyzed are: Belgium, Denmark, Estonia, France, Germany, Ireland, the Netherlands, Poland and the United Kingdom. These countries have been selected because all of them are planning to increase their installed offshore wind power capacity to a large extent, so that their generation mixes in the future will undergo a very important transformation. The objective is to analyze the impact of these changes on the generation



mixes. As can be seen, most of the selected countries are European. This is because Europe is the leading market in offshore wind energy and where most is betting on this technology. In addition, countries such as the United Kingdom and Germany are world leaders in offshore wind power installed capacity. This generation technology is expected to play a transcendental role in achieving the goal of not exceeding a 2°C increase in global temperature. IRENA [2] states that for the energy transition to be effective, around 1000 GW of offshore wind energy must be installed worldwide by 2050. Along the same lines, the European Union [3] has proposed a new strategy to achieve climate neutrality by 2050, in which it proposes to install up to 300 GW of offshore wind energy.

## **Life Cycle Assessment**

The main objectives established for this LCA are the following:

- Quantification of the environmental impacts per kWh at low voltage of each electricity generation technology and comparison of results.
- Quantification of the environmental impacts per kWh at low voltage of each country's electricity generation mix in the different scenarios considered and comparison of results.
- Quantification of the impacts per kWh of each generation technology on society in terms of employment, public opinion and land occupation.
- Quantification of the impacts per kWh of each country's electricity generation mix in the different scenarios on society in terms of employment, public opinion and land occupation.
- Calculation of the levelized cost of electricity for each technology and comparison of results.
- Calculation of the average levelized cost of electricity for each generation mix of the different scenarios and comparison of results.
- Performing a multi-criteria analysis of the different scenarios and selecting the optimal generation mix.

As for the generation mix scenarios, three scenarios will be considered for each country. The first scenario will be the generation mix of 2019 in that country, provided that data are available. Otherwise, the published data for 2018 will be used. For future scenarios, two scenarios for the year 2030 will be elaborated according to the generation and installed capacity proposals included in the National Energy and Climate Plans of each European country. In the event that a country does not develop two possible scenarios, it will be assumed that the single scenario is the reference and the one that will be implemented.

The impact categories in this LCA have been classified into three groups: environmental impacts, social impacts and economic impacts.

The environmental impact categories will be those included in the CML-IA baseline V3.02/EU25 impact assessment method and include up to 11 different impacts: abiotic depletion, abiotic depletion of fossil fuels, global warming, ozone layer depletion, human toxicity, freshwater ecotoxicity, seawater ecotoxicity, terrestrial ecotoxicity, photochemical oxidation, acidification and eutrophication. The social impact categories are job creation, land occupation or land footprint and social acceptance.

Finally, to calculate the economic impact of the different generation technologies, the levelized cost of electricity (LCOE) will be used. This concept is widely used in the electricity sector and allows us to quantify the total current cost of building and operating an electricity generation plant over its lifetime.

The functional unit used to quantify the impacts of the different system processes is the kWh.

### Interpretation of results and conclusions

First, with respect to the quantification of the environmental impacts for each electricity generation technology and comparison of results, the following conclusions have been drawn:

- Coal-fired electricity generation is the one that produces the highest greenhouse gas emissions. In addition, this technology is the most harmful in most of the impact categories. Combustion with anthracite and lignite are more harmful than combustion with peat, with lignite being the fuel that generates the highest greenhouse gas emissions.

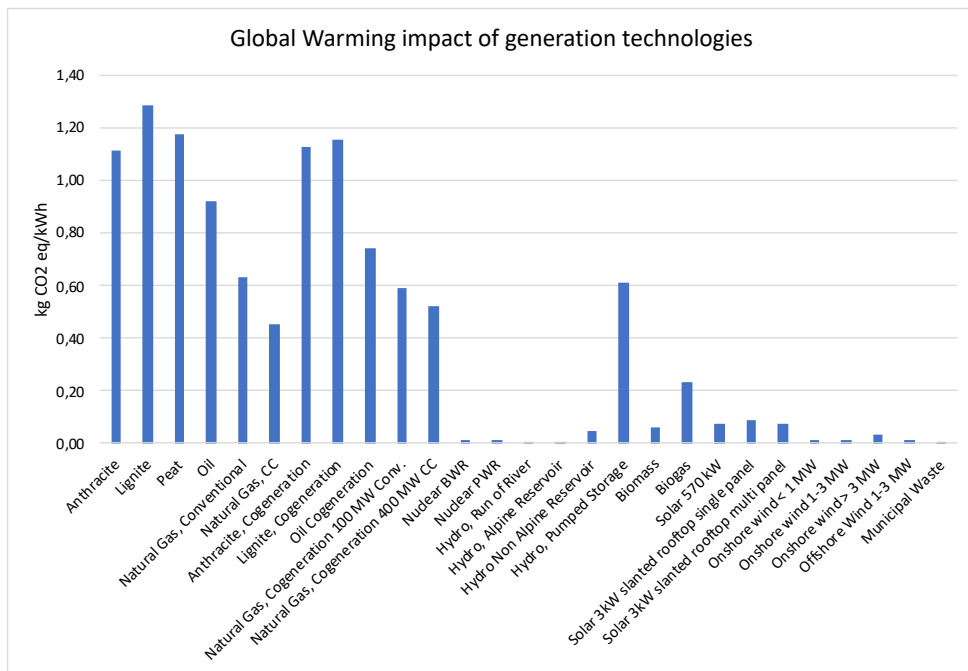


Figura 6: Impacto calentamiento global por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión

- Oil-fired power plants are the most damaging to the ozone layer, surpassing nuclear power plants in this impact category.
- The impacts of natural gas-fired power plants are less than those of coal and oil-fired power plants, and they perform well in terms of ecotoxicity and human toxicity.
- All fossil-fuel cogeneration plants (coal, oil and natural gas) improve their results slightly in most impact categories, due to improved process efficiency.
- In most impact categories, nuclear power is shown as a sustainable generation source. However, it has the shortcoming of being one of the most damaging technologies in terms of ozone depletion impact. In addition, the possibility of nuclear accidents has not been considered in this work.
- Hydropower shows the lowest impacts in almost all categories. Pumping plants have higher impacts than reservoir or run of river water plants, due to the electricity input required from the grid when operating in pumping mode. Thus, to turbine 1 kWh, 1 kWh is consumed from the grid, which is made up of many technologies.
- As for the other renewable sources, as expected, they have very low impacts in the global warming category. Wind energy, both onshore and offshore, generates the least emissions of this type. In addition, this technology also has the lowest impacts on photochemical oxidation, acidification and eutrophication, making it the most sustainable renewable source (along with hydropower). Finally, photovoltaic solar energy has severe impacts on abiotic depletion, as it requires the use of rare metals for the construction of solar panels.
- Finally, generation with municipal waste also shows good results, the most critical aspect being the ecotoxicity of the aquatic environment.

Second, regarding the quantification of environmental impacts for each country's electricity generation mix, the following is concluded:

- Poland and Estonia are currently the worst performing generation mixes in most impact categories, including global warming, due to their heavy reliance on fossil fuels.
- Estonia and France have the worst results in 2019 in terms of ozone layer destruction, given their large oil-fired and nuclear generation respectively.
- Germany and Denmark have a high impact on abiotic depletion, given that they are the countries with the highest deployment of renewable energy.
- By 2030, countries improve their current mix performance in most categories, with the exception of abiotic depletion, given the increased share of renewables and the need of materials such as silicon to manufacture solar panels.

- France and Belgium are the countries that improve their performance the least in 2030, in some cases achieving more damaging impacts. This is due to the loss of weight of nuclear power in these mixes for the future scenarios.
- Denmark's reference scenario for 2030, which foresees the highest percentage of renewable generation of the scenarios studied, obtains the most significant reductions in impacts, although France remains the country with the lowest emissions.

Continuing with the quantification of the impacts of each generation technology on society in terms of employment, land occupation and public opinion, the following can be deduced:

- Coal is the fossil generation source that generates the most employment, while natural gas has the lowest labor demand per kWh of electricity produced.
- Overall, renewable sources generate more employment than fossil technologies with the exception of coal, with run of river and pumped hydro, biomass and pitched roof solar PV being the most employment intensive. Wind power generates the fewest jobs per unit of electricity generation among renewables.

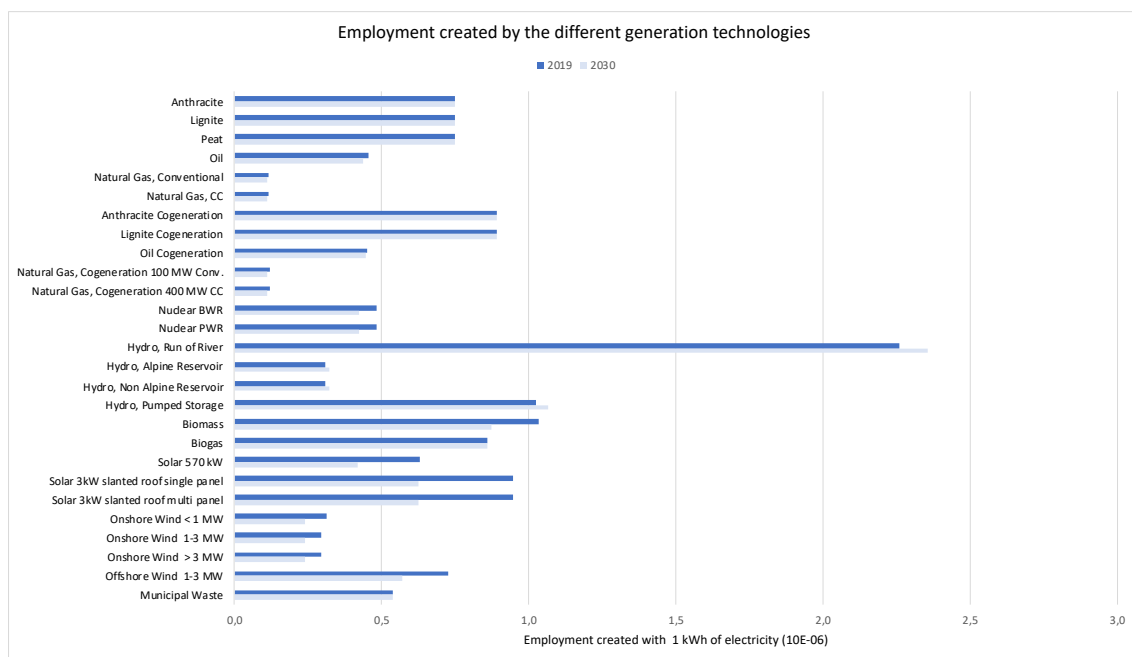


Figura 9: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019 y 2030

- Biomass is the most space-intensive mode of generation for the generation of 1 kWh of electricity, followed by biogas and onshore wind generation by far.
- Slanted-roof solar and offshore wind have no impact on land occupation. Apart from these two technologies, nuclear generation is the most energy intensive.
- Coal-fired power generation is the most publicly rejected, followed by nuclear power.

- Renewable energies have very positive levels of acceptance, with solar photovoltaic being the preferred solution for European citizens.

Fourth, with respect to the quantification of the impacts of each country's electricity generation mix on society in terms of employment, land occupation and public opinion, the following conclusions have been drawn:

- Currently, the country generating the most employment per kWh produced is Poland, with a mix based on coal.
- Countries dependent on natural gas-fired power generation, such as Ireland or the Netherlands, have the lowest employability per kWh of electricity produced.
- In the different scenarios for 2030, this situation is maintained, with Poland having the highest employment per kWh of electricity and Ireland the lowest.
- In most of the 2030 scenarios, the jobs generated per kWh produced are lower than in the 2019 base case. In addition, in many cases, of the two scenarios that the countries propose for 2030, employment generation is lower in those where a higher share of renewables is encouraged. Therefore, with the exception of natural gas, the fossil fuel extraction and processing stages continue to provide a large number of jobs, although these tend to be more delocalized since the fuel stages occur in territories far from the production site.
- In terms of land occupation of generation mixes in 2019, Denmark is the country that requires the most space per kWh of electricity produced, due to the weight of biomass in the mix. France, on the other hand, is the country that consumes the least land for electricity generation with its mix based on nuclear generation.
- In 2030, the scenarios with the highest share of renewables, such as Denmark's reference mix or Germany's Climate Action Plan scenario, require the most space per unit of electricity generation. France remains the most energy intensive, although its results worsen with respect to its 2019 mix, due to the loss of weight of nuclear in the mix in favor of renewables.
- In terms of social acceptance, as is logical, the worst result in 2019 is for Poland's coal-based mix, while Denmark achieves the highest percentage of conformity.
- In 2030, the social acceptance of all mixes improves, since all of them will give more weight to renewable energies, while eliminating generation with certain fossil technologies such as coal or oil. Again, in these scenarios, Denmark ranks as the best mix, and Poland as the one that generates the greatest rejection.

In the section on calculation of the levelized cost of electricity for each generation technology and comparison of results, the following is concluded:

- Oil-fired electricity generation is the most expensive mode of production, due to the cost per ton of CO<sub>2</sub> and the low-capacity factors with which it operates.

- Most technologies, with the exception of anthracite coal-fired, oil, pumped hydro, biomass and biogas, and waste generation, are below the €0.100/kWh threshold.
- The most economically competitive generation technologies today are large-scale solar PV and natural gas-fired cogeneration.

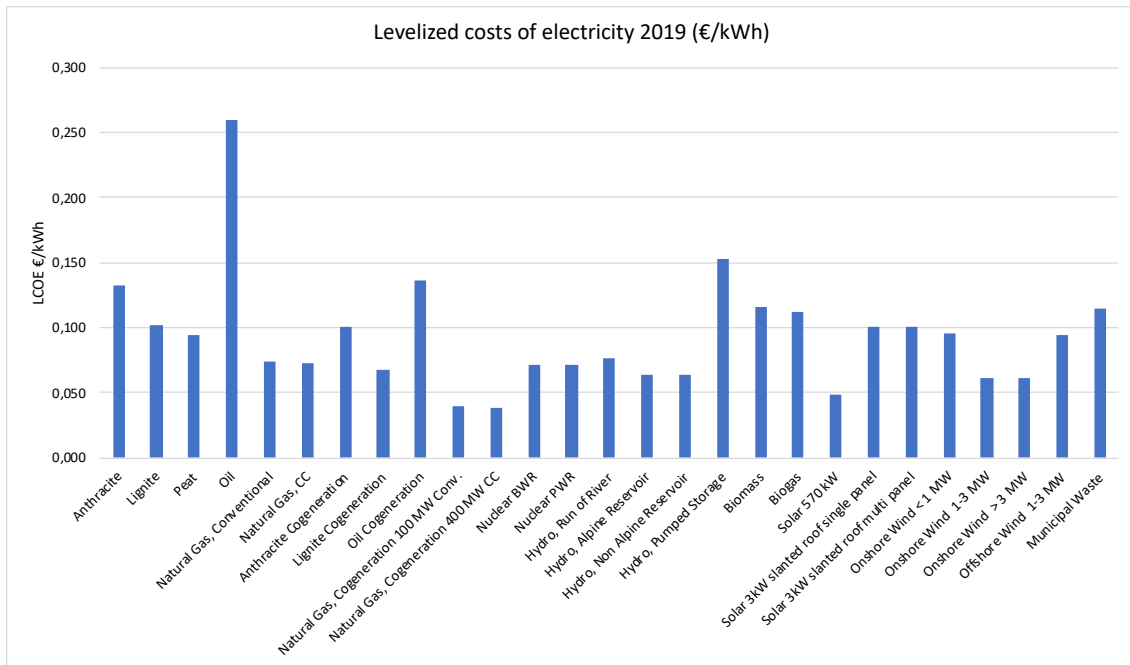


Figura 12: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019

- By 2030, the costs of fossil technologies will increase, due to the rising cost of CO2 emissions and no learning from the fossil industry. This will make many such projects no longer economically viable.
- All renewable sources will decrease their production costs by 2030, with solar photovoltaics decreasing the most. Another technology that will reduce its costs considerably is offshore wind energy.

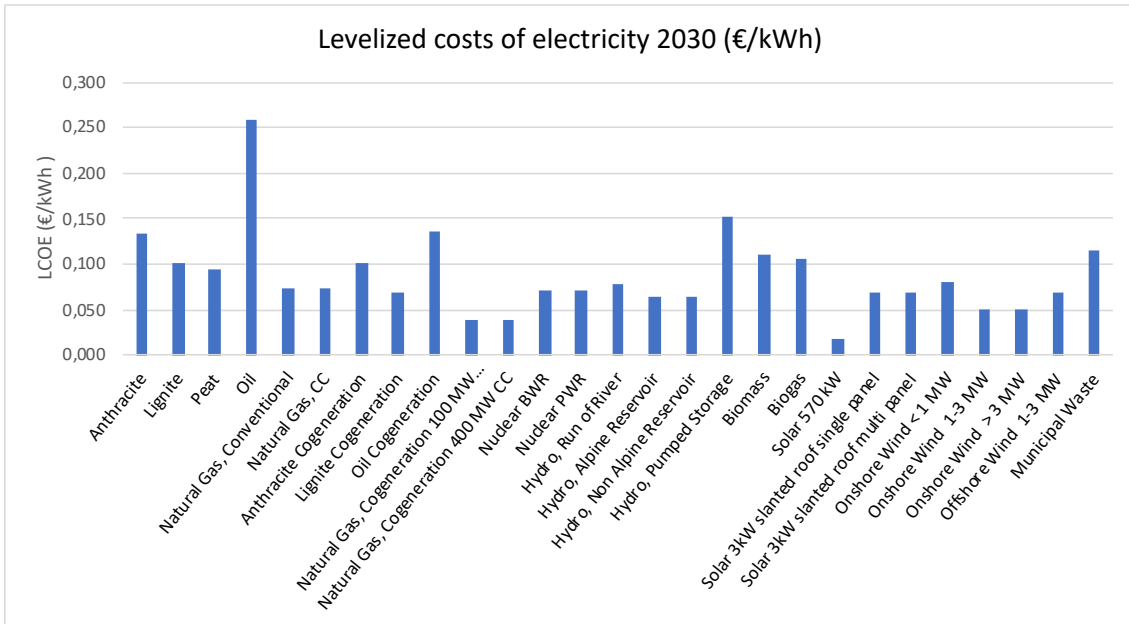


Figura 15: LCOE de las tecnologías de generación 2030

Finally, with regard to the multi-criteria analysis carried out to evaluate the sustainability of the different scenarios and the selection of the optimal generation mix, the following points can be extracted:

- In both 2019 and the two 2030 scenarios, France scores the highest as the most sustainable country, although by 2030 the gap is almost zero with respect to countries with a lot of installed renewable capacity such as Denmark.
- The least sustainable generation mixes are those of Poland and Estonia in that order. By 2030, Estonia would manage to reduce impact levels to approach those of the other European countries. However, the differences between the impacts of the scenarios for Poland and the rest of the countries in the study become larger, demonstrating that the Polish government's measures to decarbonize its generation mix are insufficient.
- After mixes that combine nuclear power with renewable energy, or those that are almost exclusively renewable like Denmark, the best results are obtained by those countries that supplement renewable generation with natural gas.

## Tabla de contenidos

<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>21</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>24</b>
<b>LISTA DE ECUACIONES .....</b>	<b>24</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>25</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>27</b>
<b>2. ESTADO DE LA CUESTIÓN .....</b>	<b>29</b>
<b>3. MOTIVACIÓN.....</b>	<b>31</b>
<b>4. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA .....</b>	<b>33</b>
<b>4.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA .....</b>	<b>33</b>
<b>4.2 OBJETIVO.....</b>	<b>34</b>
<b>4.3 ALCANCE.....</b>	<b>35</b>
<b>4.4 UNIDAD FUNCIONAL.....</b>	<b>36</b>
<b>4.5 HERRAMIENTA INFORMÁTICA UTILIZADA EN EL ACV .....</b>	<b>37</b>
<b>4.6 ÁMBITO GEOGRÁFICO DEL ESTUDIO .....</b>	<b>37</b>
<b>4.7 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN .....</b>	<b>38</b>
4.7.1 COMBUSTIBLES FÓSILES.....	38
4.7.2 ENERGÍAS RENOVABLES .....	40
4.7.3 ENERGÍA NUCLEAR .....	43
<b>4.8 CATEGORÍAS DE IMPACTO .....</b>	<b>44</b>
4.8.1 AGOTAMIENTO ABIÓTICO .....	44
4.8.3 CALENTAMIENTO GLOBAL.....	45
4.8.4 DESTRUCCIÓN DE LA CAPA DE OZONO .....	46
4.8.5 TOXICIDAD HUMANA .....	46
4.8.6 ECOTOXICIDAD DE AGUA DULCE.....	47
4.8.7 ECOTOXICIDAD DE AGUA MARINA.....	47
4.8.8 ECOTOXICIDAD DE TERRESTRE.....	47
4.8.9 OXIDACIÓN FOTOQUÍMICA.....	47
4.8.10 ACIDIFICACIÓN .....	47
4.8.11 EUTROFIZACIÓN .....	48
4.8.12 CREACIÓN DE EMPLEO .....	48
4.8.13 OCUPACIÓN DEL TERRENO.....	48
4.8.14 ACEPTACIÓN SOCIAL .....	48
4.8.15 LCOE .....	49
<b>5. INVENTARIO DEL ACV .....</b>	<b>51</b>
<b>5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....</b>	<b>51</b>
5.1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS DEL CICLO DE VIDA .....	51
5.1.2 DESCRIPCIÓN DE LA HOMOGENIZACIÓN DE LA GENERACIÓN A BAJA TENSIÓN .....	51
<b>5.2 HIPÓTESIS EN EL TRATAMIENTO DE DATOS.....</b>	<b>53</b>
<b>5.3 ALEMANIA .....</b>	<b>54</b>
<b>5.4 BÉLGICA.....</b>	<b>56</b>
<b>5.5 DINAMARCA.....</b>	<b>58</b>



5.6 ESTONIA .....	60
5.7 FRANCIA .....	62
5.8 HOLANDA .....	64
5.9 IRLANDA .....	66
5.10 POLONIA.....	68
5.11 REINO UNIDO.....	70
<b>6. EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.....</b>	<b>73</b>
6.1 IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN .....	73
6.2 CASO BASE 2019 .....	76
6.3 ALEMANIA ESCENARIOS 2030 .....	77
6.4 BÉLGICA ESCENARIOS 2030 .....	78
6.5 DINAMARCA ESCENARIO 2030 .....	79
6.6 ESTONIA ESCENARIOS 2030 .....	80
6.7 FRANCIA ESCENARIOS 2030 .....	81
6.8 HOLANDA ESCENARIO 2030 .....	82
6.9 IRLANDA ESCENARIOS 2030 .....	84
6.10 POLONIA ESCENARIOS 2030 .....	85
6.11 REINO UNIDO ESCENARIO 2030 .....	86
6.12 COMPARATIVA ESCENARIOS 2030 .....	87
<b>7. EVALUACIÓN DE IMPACTOS SOCIALES .....</b>	<b>89</b>
7.1 CREACIÓN DE EMPLEO .....	89
7.1.1 CREACIÓN DE EMPLEO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN .....	89
7.1.2 CREACIÓN DE EMPLEOS DE LOS PAÍSES EN EL CASO BASE 2019 .....	99
7.1.3 CREACIÓN DE EMPLEOS DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030 .....	102
7.2 OCUPACIÓN DE TERRENOS .....	103
7.2.1 HUELLA TERRESTRE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN .....	104
7.2.2 HUELLA TERRESTRE DE LOS PAÍSES EN EL CASO BASE 2019 .....	110
7.2.3 HUELLA TERRESTRE DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030 .....	111
7.3 ACEPTACIÓN SOCIAL.....	112
7.3.1 ACEPTACIÓN SOCIAL DE LOS PAÍSES EN EL CASO BASE 2019.....	113
7.3.2 ACEPTACIÓN SOCIAL DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030 .....	114
<b>8. EVALUACIÓN ECONÓMICA: LCOE .....</b>	<b>117</b>
8.1 LCOE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN CASO BASE 2019 .....	118
8.2 LCOE DE LOS PAÍSES EN EL CASO CASO BASE 2019 .....	123
8.3 LCOE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN 2030 .....	124
8.4 LCOE DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030 .....	130
<b>9. ANÁLISIS MULTICRITERIO E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>133</b>
9.1 CÁLCULO DE LOS PESOS DE CADA CATEGORÍA DE IMPACTO.....	133
9.2 PUNTUACIONES DE LOS MIXES DE GENERACIÓN EN EL CASO BASE 2019.....	137

9.3 PUNTUACIONES DE LOS MIXES DE GENERACIÓN ESCENARIOS 2030 .....	138
<b>10. CONCLUSIONES.....</b>	<b>141</b>
10.1 LIMITACIONES Y RECOMENDACIONES.....	147
<b>11. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>149</b>
<b>12. ANEXOS .....</b>	<b>157</b>
12.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE .....	157

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Generación eléctrica Alemania 2019. Fuente: Fraunhofer ISE.....	54
Tabla 2: Generación eléctrica Alemania 2030. Fuente: NECP Alemania. Elaboración propia.....	55
Tabla 3: Generación eléctrica Bélgica 2018. Fuente: IRENA.....	56
Tabla 4: Generación eléctrica Bélgica 2030. Fuente: Elia Group. Elaboración propia..	57
Tabla 5: Generación eléctrica Dinamarca 2019. Fuente: Energistyrelsen.....	58
Tabla 6: Generación eléctrica Dinamarca 2030. Fuente: NECP Dinamarca. Elaboración propia.....	59
Tabla 7: Generación eléctrica Estonia 2019. Fuente: Statistics Estonia.....	60
Tabla 8: Generación eléctrica Estonia 2030. Fuente: NECP Estonia. Elaboración propia.....	61
Tabla 9: Generación eléctrica Francia 2019. Fuente: RTE .....	62
Tabla 10: Generación eléctrica Francia 2030. Fuente: NECP Francia. Elaboración propia.....	63
Tabla 11: Generación eléctrica Holanda 2019. Fuente: CBS.....	64
Tabla 12: Generación eléctrica Holanda 2030. Fuente: NECP Holanda. Elaboración propia.....	65
Tabla 13: Generación eléctrica Irlanda 2019. Fuente: Sustainable Energy Authority of Ireland.....	66
Tabla 14: Generación eléctrica Irlanda 2030. Fuente: NECP Irlanda. Elaboración propia.....	67
Tabla 15: Generación eléctrica Polonia 2019. Fuente: Forum Energii .....	68
Tabla 16: Generación eléctrica Polonia 2030. Fuente: NECP Polonia. Elaboración propia.....	69
Tabla 17: Generación eléctrica Reino Unido 2019. Fuente: Department for Business, Energy & Industrial Strategy.....	70
Tabla 18: Generación eléctrica Reino Unido 2030. Fuente: Climate Change Committee. Elaboración propia.....	71
Tabla 19: Impactos ambientales por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión.....	73
Tabla 20: Impactos medioambientales de mixes de generación en 2019 para 1 kWh en baja tensión.....	76
Tabla 21: Impactos medioambientales escenarios de generación Alemania para 1 kWh en baja tensión.....	77
Tabla 22: Comparación de impactos ambientales escenarios Alemania respecto al caso base.....	77
Tabla 23: Impactos medioambientales escenarios de generación Bélgica para 1 kWh en baja tensión.....	78
Tabla 24: Comparación de impactos ambientales escenarios Bélgica respecto al caso base.....	78
Tabla 25: Impactos medioambientales escenario de generación Dinamarca para 1 kWh en baja tensión.....	79
Tabla 26: Comparación de impactos ambientales escenario Dinamarca respecto al caso base.....	80
Tabla 27: Impactos medioambientales escenarios de generación Estonia para 1 kWh en baja tensión.....	80
Tabla 28: Comparación de impactos ambientales escenarios Estonia respecto al caso base.....	81

Tabla 29: Impactos medioambientales escenarios de generación Francia para 1 kWh en baja tensión.....	81
Tabla 30: Comparación de impactos ambientales escenarios Francia respecto al caso base .....	82
Tabla 31: Impactos medioambientales escenario de generación Holanda para 1 kWh en baja tensión.....	83
Tabla 32: Comparación de impactos ambientales escenario Holanda respecto al caso base .....	83
Tabla 33: Impactos medioambientales escenarios de generación Irlanda para 1 kWh en baja tensión.....	84
Tabla 34: Comparación de impactos ambientales escenarios Irlanda respecto al caso base .....	84
Tabla 35: Impactos medioambientales escenarios de generación Polonia para 1 kWh en baja tensión.....	85
Tabla 36: Comparación de impactos ambientales escenarios Polonia respecto al caso base .....	85
Tabla 37: Impactos medioambientales escenario de generación Reino Unido para 1 kWh en baja tensión .....	86
Tabla 38: Comparación de impactos ambientales escenario Reino Unido respecto al caso base .....	86
Tabla 39: Impactos medioambientales escenarios de generación 2030 para 1 kWh en baja tensión.....	87
Tabla 40: Factores de empleo. Fuente: Institute for sustainable futures [86].....	90
Tabla 41: Decrecimiento en los factores de empleo entre 2015-2030 por tecnología y región [86] .....	91
Tabla 42: Decrecimiento en factores de empleo – Interpolación lineal anual.....	92
Tabla 43: Factores de capacidad de las tecnologías de generación.....	94
Tabla 44: Consumos específicos y rendimientos de combustibles.....	95
Tabla 45: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019 .....	97
Tabla 46: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2030 .....	98
Tabla 47: Empleos creados caso base 2019.....	100
Tabla 48: Porcentaje de empleos creados por tecnología de generación caso base 2019 .....	100
Tabla 49: Empleos creados escenarios 2030 .....	102
Tabla 50: Huella terrestre de la generación con carbón [95], [96] .....	104
Tabla 51: Huella terrestre de la generación con petróleo [97] .....	104
Tabla 52: Huella terrestre de la generación con gas natural [95], [96] .....	105
Tabla 53: Huella terrestre de la generación nuclear [95], [98], [99] .....	105
Tabla 54: Huella terrestre de la generación hidráulica. Fuente: Ecoinvent.....	105
Tabla 55: Huella terrestre de la generación con biomasa [100], [101], [102], [103] ..	106
Tabla 56: Huella terrestre de la generación con biogás [102], [104] .....	106
Tabla 57: Huella terrestre de la generación solar fotovoltaica [95], [100], [102] [109] .....	106
Tabla 58: Huella terrestre de la generación eólica [95], [102], [111] .....	107
Tabla 59: Huella terrestre de la generación con residuos [95], [97].....	107
Tabla 60: Huella terrestre de las tecnologías de generación para 1 kWh.....	108
Tabla 61: Huella terrestre caso base 2019 .....	110
Tabla 62: Huella terrestre escenarios 2030.....	111

Tabla 63: Aceptación social de las fuentes de generación eléctrica.....	113
Tabla 64: Aceptación social del mix energético caso base 2019 .....	114
Tabla 65: Aceptación social del mix energético escenarios 2030 .....	114
Tabla 66: parámetros inherentes a las plantas de generación [83], [84], [85], [116], [117], [118].....	119
Tabla 67: parámetros relativos a los combustibles y las emisiones de las plantas de generación [119], [120], [121], [122], [124], [125], [126], [127], [128], [129] .....	120
Tabla 68: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019.....	121
Tabla 69: LCOE promedio por país para el caso base 2019 .....	124
Tabla 70: Tasas de aprendizaje de las tecnologías de generación [131], [68], [133]...	126
Tabla 71: Estimación del LCOE 2030 de las tecnologías de generación.....	129
Tabla 72: LCOE promedio por escenario 2030.....	131
Tabla 73: Calificación de los niveles de importancia del análisis multicriterio.....	134
Tabla 74: Matriz de comparación de las categorías de impacto.....	135
Tabla 75: Matriz de comparación normalizada de las categorías de impacto .....	136
Tabla 76: Matriz de selección del mejor mix de generación en el caso base 2019 .....	137
Tabla 77: Matriz de selección del mejor mix de generación escenarios 2030 .....	139

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fases del análisis de ciclo de vida.....	33
Figura 2: Países considerados en el estudio. Fuente: Mapchart [28].....	37
Figura 3: Dióxido de carbono atmosférico (línea) y temperatura de la superficie de la tierra (barras) comparado con el promedio del siglo XX [35] .....	45
Figura 4: Procesos de destrucción de la capa de ozono y calentamiento global [38].....	46
Figura 5: Esquema de los procesos que incorpora el modelado de la generación eléctrica en baja tensión .....	52
Figura 6: Impacto calentamiento global por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión.....	74
Figura 7: Impacto calentamiento global de escenarios 2030 para 1 kWh en baja tensión .....	88
Figura 8: Etapas de la cadena de valor de las tecnologías de generación .....	90
Figura 9: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019 y 2030 .....	99
Figura 10: Distanciamiento óptimo entre aerogeneradores. Fuente: Energy Follower [110].....	107
Figura 11: Huella terrestre de las tecnologías de generación .....	109
Figura 12: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019 .....	123
Figura 13: Histórico de capacidad instalada de biogás y proyección a futuro .....	127
Figura 14: Adiciones de solar fotovoltaica por cada tipo de instalación [140] .....	128
Figura 15: LCOE de las tecnologías de generación 2030 .....	130

## LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1: Cálculo de los puestos de trabajo de las tecnologías de generación.....	93
Ecuación 2: Curva de aprendizaje de LCOE .....	125

## AGRADECIMIENTOS

Me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento a mis directores de proyecto, Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre y Yolanda González Arechavala por la gran oportunidad que me concedieron para llevar a cabo este trabajo, así como la orientación constante durante el desarrollo de este.

También me gustaría agradecer a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, por proporcionarme acceso al programa Simapro, herramienta sin la cual no hubiera sido posible realizar este trabajo.

Por último, dar las gracias a mis compañeros de universidad que han realizado estudios similares. Su experiencia personal ha sido de gran ayuda para superar las dificultades que aparecían durante el transcurso del trabajo.





# 1. INTRODUCCIÓN

La transición energética es uno de los retos más importantes al que se enfrenta la humanidad en las próximas décadas. Para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, es crucial que todos los países se comprometan estableciendo políticas adecuadas, en las que se fomente un despliegue masivo de renovables. Sin embargo, en la publicación de IRENA, *Global Energy Transformation – Roadmap to 2050* [1], se afirma que los objetivos de capacidad instalada de renovables establecidos en los planes actuales no son suficientes, y que se necesitaría sextuplicar esos niveles para mantener el incremento de temperatura por debajo de 2°C. Por tanto, es necesario realizar un esfuerzo adicional para proporcionar un marco de políticas y estrategias que animen a más agentes a participar en la descarbonización.

Este trabajo pretende estudiar en mayor profundidad los distintos tipos de impactos medioambientales de los sistemas energéticos de países con mixes de generación muy distintos mediante el análisis del ciclo de vida (ACV). El ACV es una técnica que permite evaluar los impactos ambientales asociados a un producto o servicio desde la cuna hasta la tumba, es decir, desde la adquisición de la materia prima hasta la gestión de los residuos una vez que el producto ya ha cumplido su función.

Los países que se van a analizar son: Alemania, Bélgica, Dinamarca, Estonia, Francia, Irlanda, Holanda, Polonia y Reino Unido. El motivo por el que se ha seleccionado estos países se debe a que todos ellos planean aumentar en gran medida su capacidad instalada de energía eólica marina, de forma que sus mixes de generación en el futuro sufrirán una transformación muy importante. El objetivo es analizar el impacto de esos cambios en los mixes de generación. Como se puede observar, la mayoría de los países seleccionados son europeos. Esto se debe a que Europa es el mercado líder en energía eólica marina y donde más se está apostando por esta tecnología. Además, países como Reino Unido o Alemania son líderes mundiales en capacidad instalada de energía eólica marina. Se prevé que esta tecnología de generación juegue un papel transcendental a la hora de alcanzar el objetivo de no superar los 2°C de incremento en la temperatura global. IRENA [2] afirma que para que la transición energética sea efectiva, se ha de instalar en torno 1000 GW a nivel mundial de energía eólica marina para 2050. En la misma línea, la Unión Europea [3] ha propuesto una nueva estrategia para alcanzar la neutralidad climática en 2050, en la que propone instalar hasta 300 GW de energía eólica marina. No sería de extrañar que, en los años venideros, más países incluyan la energía eólica marina en sus planes energéticos nacionales.

Con este estudio se pretende contribuir a investigar la sostenibilidad de los sistemas energéticos de estos países y los distintos escenarios de generación que podrían darse en el futuro. El desarrollo de mixes de generación eléctrica con mayor peso de las renovables podría traducirse también en precios de electricidad más bajos al reducir la dependencia energética o un aumento en la empleabilidad del sector. Estos aspectos se estudiarán también en este trabajo para obtener una evaluación más completa de los mixes de generación eléctrica óptimos.



## 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Existen numerosos estudios que utilizan la metodología de análisis de ciclo de vida en el sector eléctrico. Este trabajo se basa principalmente en dos tipos de estudios, aquellos que evalúan los impactos de las tecnologías de generación eléctrica y los estudios que realizan un análisis de ciclo de vida de los mixes energéticos. Por este motivo, aunque la literatura sobre el análisis de ciclo de vida en el sector eléctrico es extensa, se ha decidido poner el foco en estos dos temas mencionados.

Comenzando por los documentos más recientes sobre el estudio de las tecnologías de generación, se encuentra “*Life Cycle Performance of Various Energy Sources Used in the Czech Republic*” [4]. Este estudio se centra en las etapas de construcción, operación y desmantelamiento de las principales tecnologías de generación utilizadas en la República Checa. Los resultados demuestran que la generación con antracita y lignito son los mayores contribuidores en términos de impacto en el calentamiento global, el agotamiento de recursos y las categorías de impactos relacionadas con las enfermedades respiratorias. Por otra parte, el impacto en el agotamiento de recursos minerales, metales y agua estaban afectados de manera más significativa por el uso de la tecnología solar fotovoltaica.

En el estudio “*Analysis of various power generation technologies*” [5], se presta especial atención a la generación eléctrica con energía solar fotovoltaica y eólica. En este documento se identifican las etapas del proceso de manufactura para la solar fotovoltaica y la producción de acero para la eólica, como las más críticas a nivel de impactos y se proponen soluciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en ambos procesos. Un estudio muy similar es “*Assessing the lifecycle greenhouse gas emission from solar PV and wind energy: A critical meta-survey*” [6]. Las conclusiones a las que se llega en dicho documento son muy parecidas, proponiendo medidas para las etapas más críticas de la tecnología solar fotovoltaica y eólica, que resultan ser la extracción de materias primas, la fabricación y la construcción de las instalaciones.

Un estudio muy completo que compara todas las tecnologías de generación es “*Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations*” [7], donde se evalúan las emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases nocivos. Este documento analiza los impactos por tecnología para tres etapas del ciclo de vida: aprovisionamiento, operación de la planta y la infraestructura. La conclusión de este estudio demuestra que las emisiones directas de la operación en las plantas combustibles fósiles suponen la mayor parte de las emisiones en el ciclo de vida de estas. En las plantas nucleares y de biomasa, el pico de emisiones corresponde a la fase de aprovisionamiento, y finalmente, el mayor impacto de las renovables se produce en la construcción de la infraestructura.

En la vertiente de estudios que analizan los impactos de los mixes de generación eléctrica se encuentra “*A life cycle perspective on the benefits of renewable electricity generation*” [8], donde se calculan los impactos de los países miembros de la Unión Europea en seis categorías diferentes para cada año entre 2005 y 2018. Además, se ofrece una estimación de los impactos del ciclo de vida evitados comparando los valores históricos con un escenario contra factual en el que el nivel de producción de fuentes de energía renovable se congela al nivel de 2005. El resultado es una disminución de los impactos absolutos gracias al mayor uso de energía renovable, especialmente de energía solar fotovoltaica y

eólica terrestre. Sin embargo, se menciona que este aumento de utilización renovable tiene un coste en términos de impacto en la ecotoxicidad (relacionados con la energía solar fotovoltaica y los residuos renovables) e impactos en la ocupación de los terrenos (relacionado con la biomasa).

El documento “Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies” [9], presenta una evaluación global e integrada del ciclo de vida (ACV) de la implementación a largo plazo y a gran escala de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables y de la captura y almacenamiento de dióxido de carbono para la generación de energía fósil. En él, se comparan distintos impactos para cada región en los escenarios de mitigación del cambio climático (Mapa BLUE) y de mantenimiento de la situación actual (Línea de base) de la Agencia Internacional de la Energía hasta 2050. En el escenario de referencia, las emisiones de contaminantes atmosféricos y del agua se duplican, mientras que las tecnologías de baja emisión de carbono introducidas en el escenario del Mapa BLUE permiten duplicar el suministro de electricidad y estabilizar o incluso reducir la contaminación. Las necesidades de material por unidad de generación de las tecnologías renovables carbono pueden ser mayores que las de la generación fósil, utilizando entre 11 y 40 veces más cobre para los sistemas fotovoltaicos y entre 6 y 14 veces más hierro para las centrales eólicas. Sin embargo, se concluye que tan sólo dos años de la actual producción mundial de cobre y un año de hierro bastarían para construir un sistema energético renovable capaz de abastecer las necesidades mundiales de electricidad en 2050.

También existen numerosos estudios que evalúan los impactos de los mixes eléctricos de países concretos. De los países estudiados en este máster, se han realizado análisis de ciclo de vida para la mayoría de ellos. Algunos ejemplos son Polonia [10] [11], Bélgica [12] [13], Reino Unido [14] [15], Dinamarca [16] [17], Alemania [18], Irlanda [19], Estonia [20] y en territorios de ultramar de Francia [21]. Holanda es el único país para el que no se ha encontrado literatura sobre este tema.

Para finalizar, existen varios estudios en la materia realizados por estudiantes de la Universidad Pontificia Comillas, que servirán como referencia para desarrollar este trabajo. Los estudios mencionados, abarcan escenarios a futuro de mixes energéticos en España, de países europeos y de otros países destacables en otros continentes. Estos tres trabajos son:

- *“Análisis de ciclo de vida de posibles escenarios de mix de generación eléctrica en España en 2030”*, elaborado por Guillermo Quintero Bermejo [22].
- *“Comparativa de la sostenibilidad de los mixes energéticos de distintos países europeos bajo la perspectiva del análisis de ciclo de vida”*, de Diego Benito Adrados [23].
- *“Comparativa de la sostenibilidad de los mixes energéticos de distintos países bajo la perspectiva del análisis de ciclo de vida”*, cuyo autor es Antonio Andrés Rebollar Juárez [24].

### 3. MOTIVACIÓN

Con los efectos del cambio climático siendo cada vez más evidentes, la posibilidad de investigar distintas soluciones que contribuyan a mitigar la emisión de gases de efecto invernadero es la principal motivación a la hora de llevar a cabo este trabajo. En el histórico Acuerdo de París, 195 países acordaron mantener el incremento de la temperatura media del planeta por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales.

Para alcanzar este objetivo, es necesario realizar una profunda transformación de los sistemas energéticos, de forma que se reduzca la dependencia de los combustibles fósiles. Estos últimos, son los principales responsables de gran parte de la emisión de gases de efecto invernadero. Mantener el aumento de temperatura media por debajo de 2°C es un objetivo factible. Para ello, es fundamental dotar de mayor relevancia a las tecnologías renovables en los sistemas de generación, así como mejorar la eficiencia energética tanto en la generación como en el consumo.

El estudio de los impactos producidos por los escenarios de transición energética planteados por distintos países es otra motivación importante en este trabajo. Además, se analizarán otros escenarios posibles propuestos por los países o por distintos organismos internacionales. Con todo esto, se espera adquirir un mayor conocimiento de los diferentes impactos medioambientales que tiene cada mix y cada tecnología de generación. Aunque el objetivo más urgente es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, es interesante comprender todos los impactos derivados en los procesos de generación. Además, este estudio pretende no sólo investigar los impactos ambientales derivados de los mixes de generación eléctrica, sino también los impactos económicos y sociales.

Gracias a este análisis será posible determinar qué mixes de generación son más sostenibles actualmente y cuáles lo serán en el año 2030. De esta forma, se podrá valorar qué países llevarán a cabo una transición más completa hacia mixes de generación más limpios. Este estudio se ve enriquecido por la gran variedad de propuestas en los planes energéticos de cada país que proporciona diferentes visiones y soluciones para la descarbonización del sector eléctrico.

Un último aliciente en este estudio ha sido evaluar el papel de una tecnología renovable emergente, como es el caso de la energía eólica marina. A pesar de que la generación eléctrica con energía eólica marina no es algo reciente, esta tecnología está experimentando un gran impulso en los últimos años, con cada vez más países europeos que están entrando a escena. Este es el caso de los países del Mar Báltico o algunos como Grecia o España, que están mostrando un mayor interés conforme la tecnología flotante evoluciona. Entender el porqué de este repentino interés de los países por este modo de generación es un aspecto al que se prestará atención en este estudio.



## 4. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

### 4.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

EL análisis de ciclo de vida es una herramienta que permite evaluar los distintos impactos medioambientales, económicos y sociales producidos durante todas las etapas de la vida útil de un proceso: la extracción, la fabricación, el transporte y la vida útil hasta el desmantelamiento. La aplicación más común es la identificación de impactos medioambientales para la mejora en la eficiencia de procesos.

En este trabajo, se va a aplicar esta metodología para el estudio de las diferentes tecnologías de generación y posteriormente, de los mixes de generación de distintos países. Esto permitirá obtener un conocimiento más profundo de todos los impactos asociados a la generación eléctrica, más allá de la medición de emisiones durante la etapa de operación de las plantas eléctricas.

La International Organization for Standardization (ISO) establece unas normas para asegurar la calidad, seguridad y eficiencia de los análisis de ciclos de vida. En el caso de los ACV, estas normas son la ISO 14040:2006 y la ISO 14044:2006 [25], establecen las siguientes fases para los análisis de ciclo de vida:

- Definición del objetivo y el alcance
- Análisis de inventario
- Evaluación del impacto del ciclo de vida
- Interpretación de resultados

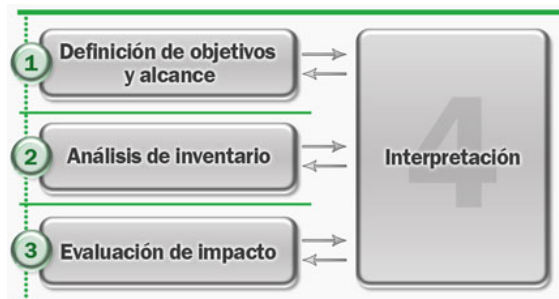


Figura 1: Fases del análisis de ciclo de vida

#### Definición de objetivo y alcance

Se debe definir el tema de estudio y el objetivo o la motivación con el que se realiza, así como el alcance o las limitaciones de este. Tal como se puede ver en la Figura 1, el análisis de ciclo de vida tiene un carácter iterativo, es decir, es posible redefinir objetivos y alcance si resulta necesario para el desarrollo del estudio.

Por otro lado, es necesario definir la unidad funcional con la que se va a trabajar. Esta unidad permite que todas las entradas y salidas de los procesos estén normalizados bajo la misma métrica. Así, será posible la comparación directa entre los distintos procesos.

Finalmente, se debe establecer las distintas categorías de impactos que se van a estudiar en el ACV.

### Análisis de inventario

En esta fase, se identifican los procesos involucrados y se agregan los datos requeridos. De esta forma, será posible cuantificar las entradas y salidas del sistema, que irán referidos a la unidad funcional definida con anterioridad. La elaboración de un diagrama de flujo detallado que incluya todos los procesos unitarios y las relaciones entre éstos puede ser de gran utilidad para evitar la repetición de procesos que vayan incluidos dentro de otros.

### Evaluación del impacto del ACV

En esta fase se hace una definición de las categorías de impacto que se van a evaluar y se selecciona un modelo de caracterización o cuantificación de impactos. Con esto es posible la medición de impactos que irán asociados a las categorías de impacto previamente definidas.

### Interpretación de resultados

Finalmente, se ha de realizar una interpretación y comprobación de los resultados de todas las fases anteriores, prestando especial atención a los impactos más significativos definidos en el objetivo y alcance del ACV.

Además, es necesario llevar a cabo una evaluación del estudio que considere su integridad, sensibilidad y coherencia con el objetivo y alcance del ACV.

Finalmente, se incluye una conclusión, que irá acompañada de limitaciones y recomendaciones para futuros estudios.

## 4.2 OBJETIVO

En este trabajo, el análisis de ciclo de vida se realiza con el objetivo de evaluar los impactos medioambientales de los mixes de generación actuales y los impactos de los posibles mixes de generación en el año 2030 para distintos países de la Unión Europea. Los países seleccionados para este estudio comparten una gran iniciativa en cuanto al desarrollo de la tecnología eólica marina, perteneciendo todos ellos a un reducido grupo de países que lo incluyen en sus planes nacionales.

Los principales objetivos que se establecen para este ACV son los siguientes:

- Cuantificación de los impactos ambientales por kWh en baja tensión de cada tecnología de generación eléctrica y comparación de resultados.
- Cuantificación de los impactos ambientales por kWh en baja tensión de cada mix de generación eléctrica de los países en los distintos escenarios considerados y comparación de resultados.
- Cuantificación de los impactos por kWh de cada tecnología de generación en la sociedad en materia de empleo, opinión pública y ocupación de terrenos.



- Cuantificación de los impactos por kWh de cada mix de generación eléctrica de los países en los distintos escenarios en la sociedad en materia de empleo, opinión pública y ocupación de terrenos.
- Cálculo del coste nivelado de la electricidad para cada tecnología y comparación de resultados.
- Cálculo del coste nivelado promedio de la electricidad para cada mix de generación de los distintos escenarios y comparación de resultados.
- Realización de un análisis multicriterio de los distintos escenarios y selección del mix de generación óptimo.

En cuanto a los escenarios de los mixes de generación, se van a plantear tres escenarios para cada país. El primer escenario será el mix de generación del año 2019 en dicho país, siempre que los datos estén disponibles. En caso contrario, se usarán los datos publicados del año 2018. Se opta por evitar el año atípico que supuso 2020, marcado por la pandemia de la Covid-19 y que implicó una reducción significativa en la demanda eléctrica. Para lograr los objetivos de energía y clima para 2030 marcados por la Unión Europea, los países de la EU deben establecer un plan nacional de energía y clima a 10 años, para el periodo 2021-2030 [26]. Por este motivo, por cada país estudiado, se va a elaborar dos escenarios para el año 2030 de acuerdo con las propuestas de generación y capacidad instalada que incluyan en éstos. En caso de que algún país no realice dos posibles escenarios, se asumirá que el escenario único es la referencia y el que se va a implementar.

El análisis de ciclo de vida llevado a cabo en este trabajo va dirigido a personas con formación técnica con interés por la sostenibilidad y las tecnologías renovables, y curiosidad en cuánto a las diferentes propuestas de los países para su transición energética. El objetivo final de este trabajo es desvelar en profundidad todas las implicaciones que tiene cada tecnología de generación para así poder determinar qué combinación de ellas resulta más adecuada.

### 4.3 ALCANCE

Los límites que se han establecido para este trabajo son los siguientes:

- **Límites geográficos.** El análisis de ciclo de vida se va a acotar en aquellos países de la Unión Europea que tienen en sus planes incorporar la energía eólica marina en sus mixes energéticos, de forma que ésta juegue un papel fundamental en la transición energética particular de cada uno de ellos. Los países que se van a estudiar son Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, Estonia, Irlanda, Holanda, Polonia y Reino Unido. Actualmente estos países tienen mixes de generación muy variados, lo que hace más provechoso el estudio. Como se pretende estudiar la producción eléctrica de cada país, es necesario dejar fuera del estudio las importaciones eléctricas recibidas de países colindantes.
- **Límites temporales.** El año referencia para el escenario actual de generación será el año 2019 (o el último año disponible) al considerar que este año es más representativo en cuanto a demanda y generación de electricidad que el año 2020, en el cual la pandemia mundial de la Covid-19 hizo caer la demanda de electricidad en la Unión Europea hasta un 4% por debajo de 2019, llegando a reducciones de hasta 21% en Italia o 19% en Francia en el mes de Abril [27]. Para

los escenarios futuros, se propone el año 2030 que coincide con el año final que marcan los planes nacionales de energía y clima de cada país miembro de la Unión Europea. Los escenarios planteados irán acordes a lo propuesto en dichos planes.

- **Límites en el desarrollo de las redes de transmisión.** Se considera que las pérdidas de transmisión se mantienen en la misma proporción durante el horizonte temporal que abarca el estudio. La necesaria expansión de las redes de transmisión y distribución, así como las interconexiones entre países en para lograr la integración de las renovables, y las posibles reducciones en las pérdidas en las líneas eléctricas es un tema que fuera del foco de este trabajo.
- **Límites en el estudio de las tecnologías de almacenamiento.** En muchos de los escenarios futuros planteados se alcanza una gran penetración de renovables, que previsiblemente irá de la mano del crecimiento de las tecnologías de almacenamiento. Algunas de estas tecnologías de almacenamiento que se prevé que experimenten una gran evolución en la próxima década son las baterías y el hidrógeno, que complementarían al almacenamiento con bombeo. Sin embargo, aunque en casi todos los planes nacionales se menciona y se da por hecho la importancia del papel que van a jugar estas tecnologías, se ofrecen datos poco concretos como para poder introducirlo en el modelo.
- **Límites en la exposición de los impactos.** El ACV es una herramienta que sirve para cuantificar los distintos impactos potenciales a lo largo de la vida útil de un producto o proceso. Sin embargo, el impacto real en el medioambiente dependerá de otras variables, como puede ser la localización, el momento temporal o la forma en la que se liberan las emisiones.
- **Límites en la duración y localización de los empleos relacionados con el sector eléctrico.** Uno de los apartados de este trabajo pone el foco en la empleabilidad relacionada con el sector eléctrico. El objetivo es cuantificar el número de empleos directos e indirectos necesarios durante el ciclo de vida de una planta de generación eléctrica, desde la obtención de los combustibles hasta la operación de la planta, incluyendo la construcción y el mantenimiento. Sin embargo, hay ciertos aspectos que resultan muy complejos de cuantificar. Uno de ellos es la duración de los contratos de empleo, que serán más estables en la etapa de operación y mantenimiento que en la etapa de construcción de la planta eléctrica. El segundo punto es la localización de dicho empleo, que tenderá a estar más deslocalizada en la fase de extracción de combustibles, y se concentrará más en la ubicación de la planta en la fase de construcción, operación y mantenimiento.

#### 4.4 UNIDAD FUNCIONAL

La unidad funcional es la unidad de referencia utilizada para cuantificar los impactos de los distintos procesos del sistema. Al normalizar las entradas y las salidas de los procesos para esta unidad, se puede realizar una comparación directa entre los diferentes sistemas. Como es habitual en los análisis de ciclo de vida de sistemas energéticos, se ha optado por el kWh como unidad funcional. En consecuencia, todos los impactos estarán ponderados para 1 kWh de producción eléctrica en baja tensión.

#### 4.5 HERRAMIENTA INFORMÁTICA UTILIZADA EN EL ACV

Para realizar el análisis de ciclo de vida de los mixes de generación de los países seleccionados, se va a trabajar con el programa Simapro v9.1.0.11 desarrollado por la empresa holandesa PréConsultants, que es el software más utilizado tanto en el mundo académico como el profesional para analizar los impactos mediambientales de distintos bienes, servicios o procesos a lo largo de su vida útil. Este software permite comparar y analizar productos complejos a partir de los materiales utilizados y de otros procesos más sencillos.

Simapro incorpora las bases de datos más importantes, que recogen infinidad de procesos de distintos ámbitos, siendo Ecoinvent la más utilizada. La versión utilizada en este trabajo es Ecoinvent 3 Además, tiene la ventaja de que permite al usuario crear bases de datos propias. En la fase de inventario del ACV, será necesario actualizar la base de datos que proporciona Ecoinvent, dado que los datos de algunos mixes de generación son de años anteriores. Este programa también permite utilizar varios métodos de evaluación de impacto como pueden ser CML-IA Baseline V3.02/EU25, que facilita la tarea de interpretar los resultados obtenidos.

#### 4.6 ÁMBITO GEOGRÁFICO DEL ESTUDIO

Como se ha comentado anteriormente, el denominador común a los países europeos que se van a analizar en este estudio es la intención manifiesta y recogida en los planes nacionales de energía y clima, de implementar parques eólicos marinos en la próxima década. Los países costeros que se van a estudiar son los siguientes: Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, Estonia, Holanda, Irlanda, Polonia y Reino Unido. Casi todos estos países se ubican en torno al Mar del Norte, a excepción de Irlanda y Estonia, este último situándose a orillas del Mar Báltico. Francia por su parte, planea construir parques tanto en el océano Atlántico como en el Mar del Norte y el Mar Mediterráneo, aprovechando sus extensas líneas de costa.

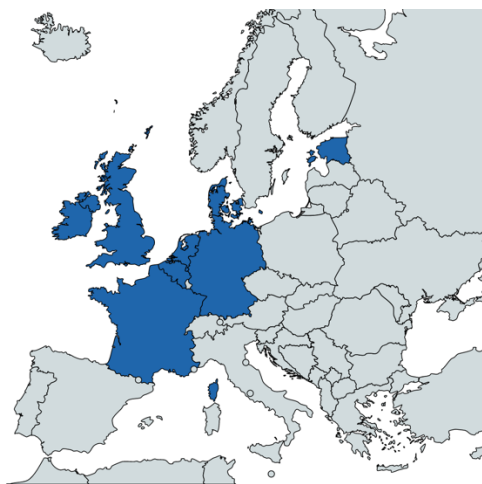


Figura 2: Países considerados en el estudio. Fuente: Mapchart [28]

Algunos países como Grecia o Italia están mostrando un interés creciente en el mercado de la energía eólica marina. Sin embargo, los movimientos hasta ahora han sido muy vagos y poco concretos, por lo que se ha decidido dejarlos fuera de este estudio.

## 4.7 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

En este apartado se van a describir de forma breve las principales tecnologías generación disponibles en los países que abarca este estudio. Algunas fuentes de generación consolidadas como la geotermia tienen un papel residual en estos países, por lo que no se ha considerado para el análisis comparativo. Otras tecnologías innovadoras como es el caso de la energía mareomotriz tampoco se han considerado, debido a que hasta la fecha tan sólo se han hecho prototipos y proyectos de prueba.

Este análisis de ciclo de vida incluye hasta 27 tipos de tecnologías de generación. Dependiendo del tipo de fuente de energía primaria que sea transformada en energía eléctrica en las plantas de generación, se puede clasificar en tres grupos: combustibles fósiles, energías renovables y energía nuclear.

### 4.7.1 COMBUSTIBLES FÓSILES

Los combustibles fósiles son aquellos que existen en una cantidad finita, y una vez utilizados no son reutilizables y además la naturaleza no es capaz de restituir las reservas al ritmo al que se produce. Los combustibles fósiles lo conforman el carbón y los hidrocarburos, es decir, el petróleo y el gas natural.

Dentro de las centrales térmicas que hacen uso de estos combustibles también se puede distinguir entre centrales térmicas convencionales y las no convencionales. Las centrales convencionales son aquellas que utilizan combustibles fósiles para producir electricidad a través de un ciclo termodinámico de agua-vapor mientras que las no convencionales, como las centrales térmicas de ciclo combinado, transforman la energía en electricidad mediante el trabajo simultáneo de una turbina de gas (ciclo de Brayton) y otra de vapor (ciclo de Rankine).

El uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica está bastante consolidado debido a que históricamente ha sido una tecnología barata y fiable, gracias a sus elevados factores de capacidad con los que opera. Sin embargo, la situación está cambiando, y las tecnologías renovables están siendo cada vez más competitivas. Un informe elaborado por Kaiserwetter revela que, en 2017, por primera vez en la historia el coste de producción con energía renovable fue más bajo que el de las tecnologías fósiles en los países del G20 [29]. Esto unido al hecho de que la producción eléctrica con estos combustibles tiene un impacto negativo bastante más significativo en el medioambiente, hace que las políticas energéticas vayan encaminadas a reducir el peso de las tecnologías fósiles en los mixes de generación.

La generación eléctrica con combustibles fósiles que se han considerado en este estudio son las siguientes:

#### Carbón

Uno de los usos más comunes del carbón históricamente ha sido la generación eléctrica en centrales termoeléctricas. Sin embargo, la quema del carbón es conocida por ser una de las más perjudiciales para el medioambiente, ya que produce dióxido de carbono, que

es una de las emisiones que más contribuyen al efecto invernadero, así como óxidos de azufre y nitrógeno que pueden llegar a provocar lluvias ácidas.

Dependiendo de la capacidad para producir combustión, existen cuatro tipos principales de carbón: antracita, lignito, turba y hulla. La principal diferencia radica en la escala de carbonificación, es decir, de la madurez orgánica del mismo y de la cantidad de carbono que poseen. Debido a que en los mixes estudiados tan sólo se usan los tres primeros para la producción eléctrica, la hulla no se incluye entre los procesos estudiados.

Siguiendo un orden de mayor a menor calidad se encuentra la antracita, con la mayor densidad de carbono (95%) [30]. La generación eléctrica con antracita se ha incluido por medio de dos procesos, “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, hard coal | Cut-off, U*” para las plantas convencionales y “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| heat and power co-generation, hard coal | Cut-off, U*” para las plantas de cogeneración con quema de carbón.

El lignito se encuentra por debajo de la hulla en la escala de carbonificación, con un contenido de carbono entre el 60% y el 75%. Nuevamente, se han considerado dos procesos para la producción eléctrica con lignito, “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, lignite | Cut-off, U*” y “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| heat and power co-generation, lignite | Cut-off, U*”. Es importante mencionar que se ha evitado simplificar los procesos de generación eléctrica de carbón en un solo proceso, ya que, en algunos países como Polonia, la producción eléctrica con procesos de cogeneración supone más del 95% de la generación con carbón.

Con el menor contenido de carbono se encuentra la turba (55%), que se utiliza en los mixes de generación eléctrica de Irlanda y Estonia. Para modelar esta tecnología se ha utilizado el siguiente proceso “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, peat | Cut-off, U*”.

### Gas natural

La generación eléctrica con gas natural se puede conseguir con plantas convencionales, plantas de cogeneración o mediante ciclos combinados, en los cuales se consigue una mejora de la eficiencia entre el 35% y el 50% mediante la adición de una caldera de recuperación y una turbina de vapor, aprovechando el calor residual del escape del ciclo de Brayton como calor de aporte al ciclo de Rankine. Una de las ventajas de las centrales de gas natural es la flexibilidad de operación, que posibilita su uso como potencia base o para atender puntas de demanda con una rápida puesta en servicio.

Además, el gas natural es el combustible fósil menos contaminante, y su poder calorífico permite alcanzar eficiencias mayores, requiriendo de menos cantidad de combustible para la generación eléctrica. Por este motivo, el gas natural se está posicionando como el mejor aliado de las energías renovables para garantizar una transición energética segura.

Se han considerado cuatro procesos de gas natural. Para las plantas convencionales se ha utilizado el proceso “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, natural gas, conventional power plant | Cut-off, U*”. Para las plantas de ciclo combinado el proceso utilizado es “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}|*

*electricity production, natural gas, combined cycle power plant | Cut-off, U*". Finalmente, los dos procesos con los que se modela la cogeneración son "*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100 MW electrical | Cut-off, U*" y "*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400 MW electrical | Cut-off, U*".

### Petróleo

En la mayoría de los países de este estudio, el uso del petróleo para la generación de electricidad tiene un peso residual dentro del mix, suponiendo en casi todos los países menos del 3% de la electricidad total. El único país que se sale de esta tendencia es Estonia, que tiene una alta dependencia de petróleo para la producción eléctrica.

Los dos procesos que se han utilizado que incluyen la quema de petróleo para la producción de electricidad son "*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, oil | Cut-off, U*" y "*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| heat and power co-generation, oil | Cut-off, U*".

### Residuos

Las plantas de residuos municipales hacen uso de la basura doméstica para generar electricidad, de la misma forma que otras centrales usan el carbón, petróleo o gas natural. Los residuos quemados calientan el agua y el vapor producido acciona una turbina para generar electricidad [31]. El proceso que se usa para estas plantas es "*Electricity, medium voltage electricity, from municipal waste incineration to generic market for | Cut-off, U*".

## 4.7.2 ENERGÍAS RENOVABLES

### Hidráulica

La obtención de energía a través del agua es una de las fuentes renovables más antiguas en la historia de la humanidad. Ese recorrido temporal tan largo ha hecho que sea una de las tecnologías más extendidas. Según un informe de 2019 de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), con una capacidad de casi 2.000 GW, la energía hidráulica representaba el 50% de la capacidad total renovable del mundo [32].

Como todas las tecnologías renovables, la producción eléctrica con energía hidráulica posee un impacto ambiental bajo. Además, la energía hidráulica es una de las tecnologías de generación eléctrica más eficientes, alcanzando unos valores en torno al 90%. Sin embargo, uno de los aspectos más negativos que conlleva la construcción de plantas hidráulicas es la modificación de paisajes y ecosistemas naturales, pudiendo ocasionar daños irreparables en la flora y la fauna tanto aguas arriba como aguas debajo de la central. En este estudio se han considerado todos los tipos de centrales hidráulicas: de agua fluyente, reservas alpinas y no alpinas y las centrales de bombeo.

Las centrales hidráulicas de agua fluyente aprovechan parte del caudal de un río, conduciéndolo a una turbina para producir electricidad y posteriormente, el caudal es devuelto al río. En estas centrales, la potencia de la planta está directamente relacionada con el caudal del río. Para este tipo de plantas se ha utilizado el proceso “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE} | electricity production, hydro, run-of-river | Cut-off, U*”.

En segundo lugar, están las centrales hidráulicas de reserva alpina y no alpina, dependiendo en la región de los Alpes o en otras zonas. En estas centrales es necesario la construcción de un embalse que consigue la acumulación de grandes volúmenes de agua, lo cual conlleva una inversión de capital más elevada. A diferencia de las centrales de agua fluyente, en la hidráulica de reserva la energía eléctrica se obtiene aprovechando la energía potencial del agua almacenada. Además, el embalse puede producir energía eléctrica todo el año, aunque el río lleve menos cantidad de agua. Los dos procesos utilizados son “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE} | electricity production, hydro, reservoir, alpine region | Cut-off, U*” y “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE} | electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region | Cut-off, U*”.

Las centrales hidráulicas de bombeo requieren de dos embalses ubicados a cotas de altura distintas. El funcionamiento es idéntico al de las centrales de reserva cuando la demanda eléctrica es alta, turbinando el agua que cae desde el embalse superior y almacenándola en el embalse inferior. Sin embargo, cuando la demanda es baja, estas centrales son capaces de bombear el agua al embalse superior, para volver a ser aprovechada en un nuevo ciclo. Actualmente, es la tecnología de almacenamiento a gran escala más utilizada, y a pesar de que las pérdidas son mayores que en las otras centrales hidráulicas, se compensa con los costes de generación entre las horas punta y valle. Estas centrales se han modelado utilizando el proceso “*Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE} | electricity production, hydro, pumped storage | Cut-off, U*”.

## Biomasa

Esta tecnología de generación eléctrica extrae la energía contenida en la materia orgánica mediante procesos similares a los utilizados para los combustibles fósiles. Existen tres métodos para aprovechar la energía interna de la biomasa: la combustión, la conversión a gas o combustible líquido, o la descomposición bacteriana o digestión anaeróbica, siendo esta última la que da lugar al biogás.

El método más utilizado para la generación con biomasa es la combustión directa, que genera un vapor a alta presión que hace girar la turbina. La biomasa abarca un amplio espectro de combustibles, tales como los residuos agrícolas, los desechos humanos o la madera, siendo esta última el combustible más común. El proceso que mejor encaja con la anterior descripción y que Ecoinvent usa como biomasa es “*Electricity, high voltage heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 | Cut-off, U*”.

La energía con biomasa se considera una fuente renovable porque la fuente origen se encuentra en el sol que aporta la energía a las plantas para crecer. Además, los árboles absorben CO<sub>2</sub> de la atmósfera y lo convierten en biomasa, para liberarlo cuando mueren, siendo el balance del ciclo de vida neutro. Sin embargo, existe cierto debate en torno a si la biomasa debería considerarse renovable, pues hay quienes consideran que en caso de

no replantarse la materia prima de la biomasa al mismo ritmo con el que se quema, la biomasa se convierte en una fuente de energía no renovable.

Por último, a diferencia de otras tecnologías renovables, la biomasa es controlable, es decir, se puede producir electricidad cuando se necesita, de forma similar a los combustibles fósiles, lo cual aporta flexibilidad al sistema eléctrico.

### Biogás

El biogás es un término genérico que hace referencia a los gases derivados de la descomposición de la materia orgánica, como el estiércol de los animales o las aguas residuales. El material es descompuesto por bacterias anaeróbicas que producen metano y otros subproductos que forman el biogás. El proceso que se va a utilizar es “*Electricity, high voltage heat and power co-generation, biogas, gas engine | Cut-off, U*”.

A parte de ser una fuente renovable, la generación eléctrica con biogás tiene otras ventajas añadidas. El uso del biogás puede reducir las emisiones de metano liberadas a la atmósfera. Además, la instalación de plantas de biogás puede suponer un ahorro de costes de tratamiento y gestión de residuos, evitando malos olores y reduciendo el riesgo de contaminación de las aguas.

### Solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, por el cual un material es capaz de absorber fotones y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas, las que están conectadas a la red y aquellas que no lo están, normalmente destinadas al autoconsumo [33].

Las instalaciones solares fotovoltaicas están formadas por tres elementos básicos: las placas solares, que capturan la radiación solar, los inversores que convierten la corriente directa en alterna y los transformadores. En el caso de aquellas instalaciones que funcionan en sistemas aislados, puede ser necesario la instalación de baterías.

En este trabajo se han incluido tres procesos para la energía solar fotovoltaica dependiendo del tipo de instalación: “*Electricity, low voltage electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si | Cut-off, U*”, “*Electricity, low voltage electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted | Cut-off, U*” y “*Electricity, low voltage electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted | Cut-off, U*”.

### Eólica

La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento para la generación de electricidad por medio de aerogeneradores, que son las máquinas capaces de producir energía eléctrica al hacer girar sus palas. Existen multitud de diseños, pero lo más generalizado son los aerogeneradores de tres palas por su mayor eficiencia.



Los parques eólicos se ubican en zonas con excelentes condiciones de vientos. Para ello, se hacen estudios de las velocidades medias anuales en las zonas de explotación. En los parques eólicos terrestres, muchas veces se opta por situar los aerogeneradores en cimas de colinas y montañas, ya que el viento se acelera en esos puntos.

Dependiendo del medio en el que se sitúan los parques eólicos, se puede diferenciar entre energía eólica terrestre y energía eólica marina. Así, se han definido cuatro procesos en total dependiendo del medio y de la capacidad de los aerogeneradores:

- *“Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, wind, < 1MW turbine, onshore | Cut-off, U”.*
- *“Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore | Cut-off, U”.*
- *“Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, wind, > 3MW turbine, onshore | Cut-off, U”.*
- *“Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore | Cut-off, U”.*

#### 4.7.3 ENERGÍA NUCLEAR

Las centrales nucleares son aquellas que transforman la energía interna de los átomos de uranio en energía eléctrica por medio de reacciones de fisión en las que se libera una gran cantidad calor. Los dos tipos de reactores más empleados en todo el mundo y que se consideran en este trabajo son los reactores de agua ligera, es decir, los reactores de agua presurizada (PWR, por sus siglas en inglés) y los reactores de agua en ebullición (BWR, por sus siglas en inglés).

En los reactores PWR, el agua refrigerante en estado líquido, a una temperatura y presión muy elevada se dirige a un intercambiador de calor que produce vapor en un circuito secundario. Por el contrario, en los reactores BWR, el agua refrigerante alcanza condiciones de ebullición al pasar por el núcleo, y ese calor puede ser extraído mediante un ciclo de Rankine. Los dos procesos que se han utilizado para la producción con estos dos tipos de reactores son *“Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, nuclear, pressure water reactor | Cut-off, U”* y *“Electricity, High Voltage {COUNTRY CODE}| electricity production, nuclear, boiling water reactor | Cut-off, U”.*

La energía nuclear es capaz de producir grandes cantidades de energía eléctrica, debido a que la energía por unidad de masa a partir de uranio es muy superior a la de los combustibles fósiles. Esto, unido a que los costes principales son fijos y los costes de parada son elevados, convierten a la energía nuclear en una tecnología base en la generación eléctrica, alcanzando factores de capacidad de entorno al 90%.

A pesar de la estabilidad energética que aporta la energía nuclear y la nula emisión de gases de efecto invernadero, los accidentes nucleares que se han sucedido a lo largo de la historia han generado preocupación entre la sociedad por la seguridad de la energía nuclear y es una fuente que genera una gran controversia. En muchos países se está empezando a contemplar el cierre de las plantas nucleares en sus planes energéticos.

## 4.8 CATEGORÍAS DE IMPACTO

En esta sección se va a hacer una breve introducción de las categorías de impacto que se van a estudiar en este análisis de ciclo de vida. Además, resulta necesario indicar la unidad con la que se va a cuantificar cada tipo de impacto, que deberá ir siempre normalizado en base a la unidad funcional. Las categorías de impacto se van a clasificar en tres grupos dependiendo del capítulo de este trabajo al que pertenezcan: impactos ambientales, impactos sociales e impacto económico.

Las categorías de impactos ambientales serán aquellas recogidas en el método de evaluación de impactos CML-IA baseline V3.02/EU25 e incluye hasta 11 impactos distintos:

- Agotamiento abiótico
- Agotamiento abiótico de combustibles fósiles
- Calentamiento global
- Destrucción de la capa de ozono
- Toxicidad humana
- Ecotoxicidad de agua dulce
- Ecotoxicidad de agua marina
- Ecotoxicidad terrestre
- Oxidación fotoquímica
- Acidificación
- Eutrofización

En segundo lugar, las categorías de impacto sociales son aquellas que afectan a los individuos en lo cotidiano, como puede ser la oferta de empleo que surja del sector eléctrico, el espacio que ocupan las centrales de generación que pueden ser de interés para los sujetos o la percepción de éstos acerca de las distintas fuentes de generación eléctrica. Los tres impactos que mejor reflejan estos tres aspectos son:

- Creación de empleos
- Ocupación del terreno o huella terrestre
- Aceptación social

Por último, para calcular el impacto económico de las distintas tecnologías de generación, se va a utilizar el coste nivelado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés). Este concepto es muy usado en el sector eléctrico, y permite cuantificar el coste total actual de construir y operar una planta de generación eléctrica a lo largo de su vida útil.

### 4.8.1 AGOTAMIENTO ABIÓTICO

Este impacto mide el agotamiento de los componentes no vivos del medio ambiente que interactúan con los organismos presentes en los ecosistemas. De esta forma, se mide la escasez de recursos como el agua, el oxígeno, los minerales o la materia inorgánica. Esta categoría de impacto se calcula multiplicando las extracciones de elementos y combustibles fósiles en kg, por los factores de caracterización en kg de antimonio equivalentes (Sb). El antimonio es el indicador elegido como referencia al ser el primer elemento del alfabeto para el cual los datos de extracción y reserva final están disponibles [34].

#### 4.8.2 AGOTAMIENTO ABIÓTICO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

De una manera similar al anterior, este impacto cuantifica el agotamiento de los combustibles fósiles no renovables. Para este impacto, la unidad con la que se cuantifica es el MJ.

#### 4.8.3 CALENTAMIENTO GLOBAL

El indicador de impacto de calentamiento global es al que más atención se le va a prestar en este trabajo. Este impacto mide el aumento de la temperatura global debido a la emisión de gases de efecto invernadero tales como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ) y otros gases fluorados y sintéticos. Los gases de efecto invernadero se acumulan en la atmósfera terrestre y tienen la capacidad de absorber la radiación infrarroja, reteniendo el calor en la atmósfera. Hoy en día, existe un consenso mayoritario de que el calentamiento global es una amenaza real a la que los gobiernos deben hacer frente, tomando medidas que permitan avanzar hacia un horizonte libre de emisiones de efecto invernadero y así cumplir el objetivo de limitar el calentamiento global a  $2^\circ\text{C}$  por encima de los niveles preindustriales.

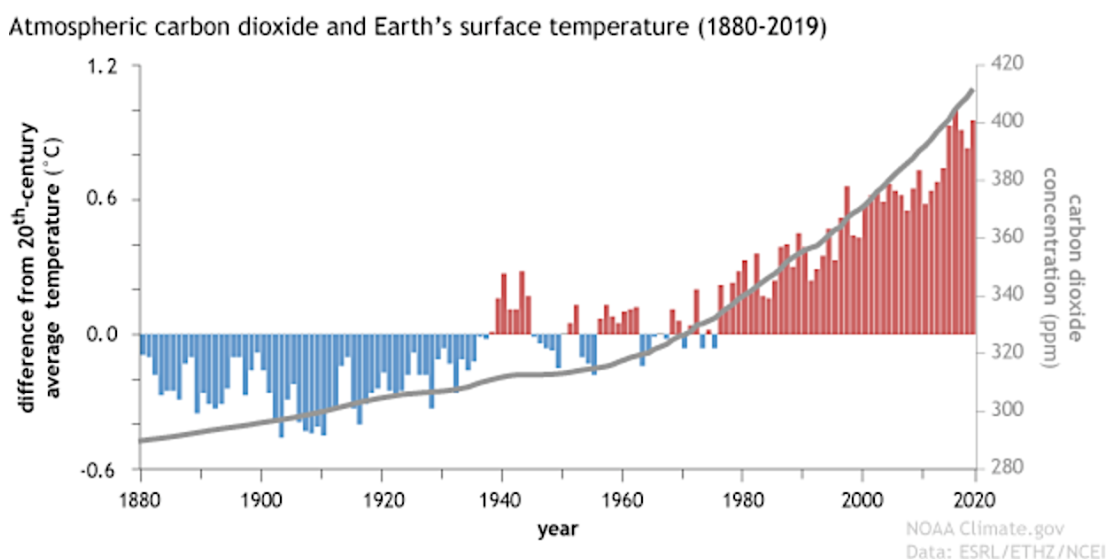


Figura 3: Dióxido de carbono atmosférico (línea) y temperatura de la superficie de la tierra (barras) comparado con el promedio del siglo XX [35]

La unidad con la que se cuantifica este impacto son los kg de  $\text{CO}_2$  equivalentes, que es una métrica que permite comparar el índice GWP100 (“Global Warming Potential for a time horizon of 100 years”) de distintos gases. El GWP100 se define como la cantidad de calor absorbida por cualquier gas de efecto invernadero como un múltiplo del calor que sería absorbido por la misma cantidad de masa de dióxido de carbono en un período de 100 años [36].

#### 4.8.4 DESTRUCCIÓN DE LA CAPA DE OZONO

La capa de ozono actúa de capa protectora frente a la radiación solar y la luz ultravioleta, protegiendo a los seres vivos de enfermedades tales como el cáncer de piel, la afección al sistema inmunológico, la alteración de la visión o problemas respiratorios [37]. Algunas sustancias, tales como los gases CFCs, los halógenos o los HCFCs, se descomponen por la acción de la luz ultravioleta, dando lugar a átomos de cloro y bromo que reaccionan con el oxígeno de ozono ( $O_3$ ), destruyendo así la capa de ozono de la estratosfera. Los gases CFCs contribuyen significativamente al calentamiento global, por lo que es importante evitar su emisión.

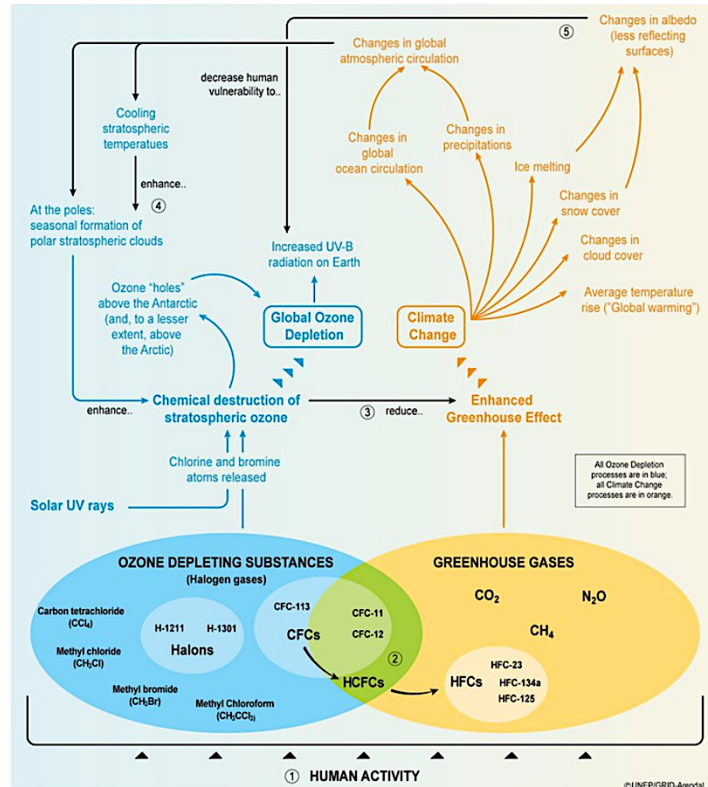


Figura 4: Procesos de destrucción de la capa de ozono y calentamiento global [38]

La unidad con la que se cuantifica el impacto de destrucción de la capa de ozono está referenciada al gas más dañino, midiéndose en kg de CFC-11 equivalentes.

#### 4.8.5 TOXICIDAD HUMANA

El potencial de toxicidad humana refleja la capacidad de una unidad de producto químico liberado al medioambiente de ser perjudicial para el ser humano. Entre algunos de los compuestos que pueden resultar tóxicos se encuentran el arsénico, el dicromato de sodio o fluoruro de hidrógeno, que se originan fundamentalmente en el proceso de producción eléctrica con combustibles fósiles. Estos productos pueden resultar muy peligrosos para los humanos si se llegan a inhalar, ingerir o si existe contacto físico. Esta categoría de impacto se mide en kg de 1,4 dicloro benceno equivalentes [39].

#### 4.8.6 ECOTOXICIDAD DE AGUA DULCE

La emisión de sustancias tales como los metales pesados pueden tener un impacto negativo en los ecosistemas, provocando la pérdida de biodiversidad o incluso la extinción de especies. La ecotoxicidad de agua dulce pone el foco en el impacto en los ecosistemas de agua dulce, cuantificándose nuevamente en kg de 1,4 dicloro benzeno equivalentes [39].

#### 4.8.7 ECOTOXICIDAD DE AGUA MARINA

En esta categoría de impacto, se medirá el daño potencial que provoca la emisión de sustancias tóxicas a los ecosistemas marinos, siendo la unidad de medida el kg de 1,4 dicloro benzeno equivalente.

#### 4.8.8 ECOTOXICIDAD DE TERRESTRE

En esta tercera categoría de impacto de ecotoxicidad, se centra en la sostenibilidad de los ecosistemas terrestres, utilizando la unidad de medida estándar de ecotoxicidad, el kg de 1,4 dicloro benzeno equivalente.

#### 4.8.9 OXIDACIÓN FOTOQUÍMICA

La oxidación fotoquímica, también conocida como *smogfotoquímico*, es un fenómeno contaminante que conduce a la formación de ozono y otros contaminantes secundarios a partir de la reacción de óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles con la luz solar [40]. Algunos de los gases que impactan en gran medida en esta categoría son las emisiones de monóxido de carbono (CO), el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), el monóxido de nitrógeno (NO) o el amonio [39]. La unidad de medida con la que se cuantifica este impacto es el kg de etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) equivalente.

#### 4.8.10 ACIDIFICACIÓN

Las emisiones de gases como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y amoníaco (NH<sub>3</sub>) a la atmósfera regresan a la superficie y caen directamente sobre la vegetación u otros componentes, en forma de depósito seco o de depósito húmedo si viene arrastrado por lluvias, nieve, granizo, niebla o rocío, pudiendo llegar a causar grandes daños en las aguas dulces, los bosques y los suelos. Los efectos se manifiestan de diversas formas, pudiendo provocar la deforestación de los árboles, reducir la población de animales de ecosistemas acuáticos o alterar la química del suelo. La mayor parte de las emisiones de SO<sub>2</sub> y de NO<sub>x</sub> proceden de la quema del carbón y combustibles fósiles, y siendo una de las fuentes principales las centrales eléctricas [41]. La unidad utilizada para este indicador es el kg de SO<sub>2</sub> equivalente.

#### 4.8.11 EUTROFIZACIÓN

La eutrofización es un proceso de contaminación de las aguas en lagos, ríos y embalses provocado por el exceso de nutrientes en el agua, principalmente nitrógeno y fósforo. Este exceso de nutrientes hace que las plantas, algas y otros organismos crezcan en abundancia. Las consecuencias directas son el consumo de gran cantidad de oxígeno disuelto en el agua necesario para la biodiversidad de los ecosistemas, el aporte de materia orgánica (fango) en abundancia y olores nauseabundos, que pueden provocar pérdidas económicas (turismo, áreas de valor), problemas respiratorios o problemas sanitarios derivados de la ingesta de estas aguas [42]. El amoníaco, nitratos, óxidos de nitrógeno o el fósforo son algunos de los gases que favorecen la creación de este fenómeno [39]. El indicador para esta categoría de impacto es los kg de PO<sub>4</sub><sup>-</sup> equivalentes.

#### 4.8.12 CREACIÓN DE EMPLEO

Esta categoría cuantifica el número de empleos directos e indirectos creados para la producción de 1 kWh de distintos tipos de tecnologías de generación. La política energética europea establece como objetivo prioritario la expansión de las energías renovables, indicando que ésta debe ir acompañada de la creación de oportunidades de empleo. El sector eléctrico puede ser un motor importante para las economías de los países, por lo tanto, es necesario cuantificar como varían las oportunidades de empleo dependiendo de las distintas fuentes de energía. Por tanto, este impacto se va a medir como el número de empleos generados en la producción eléctrica.

#### 4.8.13 OCUPACIÓN DEL TERRENO

La ocupación de terrenos para la construcción de plantas eléctricas se va a cuantificar utilizando la unidad de superficie m<sup>2</sup> por unidad de generación eléctrica. De esta forma se podrá determinar que tecnologías de generación son más intensivas energéticamente, aprovechando de una forma más eficiente el área ocupada.

#### 4.8.14 ACEPTACIÓN SOCIAL

La opinión de la ciudadanía acerca de las distintas fuentes de generación eléctrica es otra variable que se va a estudiar en este trabajo. Las plantas de producción eléctrica tienen como fin cubrir las necesidades de los ciudadanos, por tanto, es necesario contar con el apoyo social. Además, en muchas ocasiones estas instalaciones se financian con fondos públicos o utilizan terrenos públicos. Aunque es cierto que la opinión pública puede no estar respaldada por argumentos técnicos, resulta necesario buscar un punto en común donde todas las partes queden satisfechas. La aceptación social se va a medir como el porcentaje de población que no está expresamente en contra de una forma de generación eléctrica.

#### 4.8.15 LCOE

El coste nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) es un indicador que calcula los costes incurridos durante la vida útil de una planta eléctrica, incluyendo la construcción, operación, mantenimiento, combustible y otros costes y los divide entre la producción total esperada durante ese período. Gracias a este indicador se puede hacer una comparación directa entre distintas tecnologías de generación, siendo un elemento importante a la hora de analizar la competitividad en precios de cada tecnología.

La ecuación simplificada del LCOE sería la siguiente:

$$LCOE = \frac{\text{Costes totales vida útil}}{\text{Generación total energía durante vida útil}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

- n: Vida útil de la planta eléctrica (años)
- t: Año
- $I_t$ : Coste de inversión anualizado en el año t (€)
- $O\&M_t$ : Coste de operación y mantenimiento en el año t (€)
- $F_t$ : Coste del combustible año t (€)
- $E_t$ : Energía producida en el año t (kWh)
- r: Tasa de descuento

Esta fórmula será modificada en el capítulo 8 de forma que incorpore otros parámetros añadidos, además de la tasa de proyección del coste variable.





## 5. INVENTARIO DEL ACV

En este capítulo se hace una recopilación de los valores de producción anual de cada país, así como los planes de generación futura para poder introducirlos en el modelo. Las fuentes que proporcionan la información relevante de cada mix energético son diversas e incluyen institutos de investigación, agencias energéticas o gubernamentales, centros de estadística o gestores de la red de transporte. Para el planteamiento de los escenarios a fecha de 2030, las fuentes principales que se ha utilizado son los Planes Nacionales de Energía y Clima que recogen las principales políticas, medidas y objetivos de los países miembros de la Unión Europea en materia energética.

### 5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Antes de comenzar con la recopilación de datos de entrada al modelo, se va a hacer una descripción de los procesos que se van a implementar en la fase de inventario. Por una parte, se debe explicar las etapas que conlleva el estudio de ciclo de vida de cada tecnología, de manera genérica y por otra, la homogenización de estos procesos al mismo nivel de tensión.

#### 5.1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS DEL CICLO DE VIDA

En el análisis de ciclo de vida de las plantas de generación eléctrica, el proceso comienza con la etapa de extracción de combustibles que van a ser utilizados en las centrales térmicas, nucleares y las plantas de generación con biomasa. En concreto, los combustibles que se extraen en esta etapa es el carbón, el petróleo, el gas natural, el uranio y los recursos de biomasa como puede ser la madera. En el caso del resto de fuentes renovables, la etapa de extracción se corresponde con la obtención de los materiales necesarios para la fabricación de componentes, como puede ser el silicio u otros metales necesarios para las plantas solares y eólicas.

Posteriormente, y únicamente en el caso de las plantas térmicas convencionales, vendría la etapa de procesamiento de combustible, donde se realizan los tratamientos adecuados para que dicho combustible pueda ser utilizado para la generación en la planta. Este combustible también debe ser transportado a los puntos de producción, por medio del transporte marítimo, aéreo o terrestre.

Las dos últimas etapas son comunes para todas las centrales, y se corresponden con la construcción y operación de las centrales eléctricas.

#### 5.1.2 DESCRIPCIÓN DE LA HOMOGENIZACIÓN DE LA GENERACIÓN A BAJA TENSIÓN

Dado que las tecnologías de generación que componen el mix de cada país se encuentran en distintos niveles de tensión, es necesario homogeneizarlas al mismo nivel de tensión, de manera que los impactos sean comparables.

Las únicas tecnologías que no producen en alta tensión son la solar fotovoltaica y la generación con residuos municipales. En el caso de la energía solar fotovoltaica de gran escala y de tejado, la operación se realiza a baja tensión, mientras que los residuos producen en media tensión.

En este trabajo, se ha decidido comparar el impacto de 1 kWh en baja tensión. Para ello, es necesario crear 3 procesos para cada nivel de tensión, y 2 procesos adicionales para transformar la electricidad de alta a media tensión y de media a baja tensión.

En el proceso de alta tensión se incluyen los procesos de generación con cada tecnología, con sus respectivas cuotas de generación en porcentaje. Además, se mantiene el porcentaje correspondiente a las pérdidas en las redes de transmisión. La base de datos Ecoinvent incluye estas pérdidas en el proceso de generación, en vez de incluirlas en el proceso de transformación. Se ha decidido mantener esa filosofía en este trabajo. Por otro lado, como se mencionó en el capítulo 4.3 Alcance del ACV, no se incluyen las importaciones de otros países, ya que lo que se pretende es estudiar el impacto de la generación en cada país.

A continuación, se crea un proceso para transformar la electricidad de alta a media tensión, que únicamente incluye el proceso de generación en alta tensión.

Posteriormente, se crea un proceso de media tensión, que al igual que antes, mantiene el porcentaje de pérdidas en las redes y la cuota de generación de cada tecnología en media tensión. La particularidad es que en este nivel de tensión se añade el proceso de transformación de alta a media tensión, de forma que el porcentaje de generación del resto de tecnologías aguas arriba queda representado.

Este mismo procedimiento se repite para baja tensión, creando primero un proceso de transformación de media a baja tensión. La representación esquemática simplificada se puede ver a continuación:

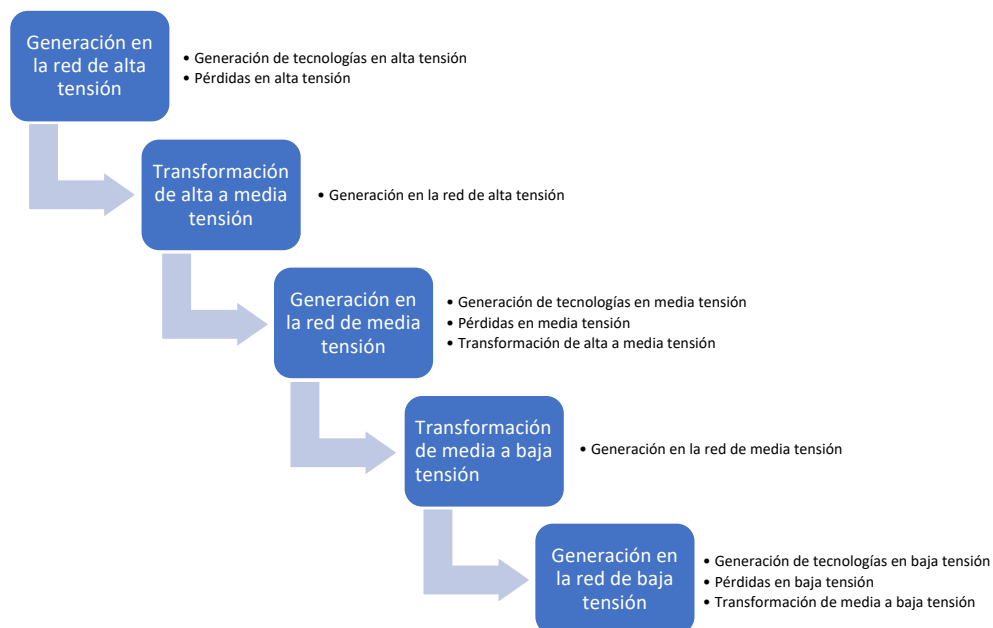


Figura 5: Esquema de los procesos que incorpora el modelado de la generación eléctrica en baja tensión

## 5.2 HIPÓTESIS EN EL TRATAMIENTO DE DATOS

Debido a que en ocasiones los datos de producción eléctrica actuales o los planes energéticos a futuro no desglosan con detalle todas las características de las tecnologías de generación, es necesario realizar ciertas suposiciones en algunos escenarios:

- Se va a suponer que la proporción de cada tecnología de generación para una misma fuente de energía se mantiene constante y en la misma proporción que la que proporciona la base de datos “*Ecoinvent allocation, cut-off by classification unit*” en el caso base y los escenarios futuros para cada país.
- En cuanto a las pérdidas en las líneas de transmisión, se va a suponer que se mantiene el mismo porcentaje de pérdidas tanto en 2019 como en 2030, tal como se explicó en el apartado 4.2.

### 5.3 ALEMANIA

Alemania, con 83,16 millones de habitantes, cuenta con la mayor población de la Unión Europea. Además, se trata de la mayor economía de Europa y la cuarta a nivel mundial [43]. El gobierno alemán está tomando medidas activas para hacer frente a la emergencia climática, como demuestra con su ley nacional del clima aprobada en 2019, donde se comprometen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55% con respecto a los niveles de 1990 [44]. El objetivo final es ser emisor neto cero para 2050.

El mix de generación de Alemania en 2019 según el instituto de investigación Fraunhofer ISE [45] es el siguiente:

<b>Mix energético Alemania 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>514,25</b>
Antracita	9,63%
Lignito	19,82%
Petróleo	0,15%
Gas natural	10,29%
Nuclear	13,80%
Biomasa	8,53%
Hidráulica	4,01%
Bombeo	1,32%
Solar	9,24%
Eólica marina	4,74%
Eólica terrestre	19,29%
Residuos	0,51%

Tabla 1: Generación eléctrica Alemania 2019. Fuente: Fraunhofer ISE

Como se puede observar, la generación eléctrica en Alemania está bastante diversificada entre distintas tecnologías, y ninguna supera el 20% de la generación eléctrica total. Aún así, destacan dos fuentes de generación, el lignito y la energía eólica terrestre.

El National Energy Climate Plan (NECP) de Alemania [46] fue publicado el 11 de junio de 2020 en la Comisión Europea. En este documento se describen las principales medidas y políticas para el periodo 2021-2030 y la contribución del país a los objetivos de la Unión Europea. En estos planes se especifica que la generación de electricidad con carbón será reducida progresivamente hasta clausurar las 84 plantas existentes [47] en el año 2038. Así, se espera que la capacidad de generación de las plantas de lignito y antracita en 2020 sea de 15 GW para el lignito y la antracita. Para el 2030, esta capacidad se verá reducida a 9 GW para el lignito y 8 GW para la antracita. En el año 2038, la capacidad de generación del carbón en Alemania deberá ser nula.

De manera semejante, Alemania ha decidido cerrar todas las plantas nucleares para el año 2022. Al poner una fecha límite a la generación nuclear, se limitará el riesgo de liberar sustancias radiactivas al medioambiente debido a accidentes.

Por otro lado, el 1 de enero de 2021 se hizo efectiva la nueva Ley de Energía Renovable de Alemania (EEG) [48]. Esta nueva ley aumenta el objetivo de capacidad instalada en 2030 de las distintas tecnologías renovables. Así, las plantas de solares fotovoltaicas

aumentarían hasta llegar a 100 GW, la eólica terrestre a 71 GW, la eólica marina hasta 20 GW y la biomasa a 8,4 GW.

En el NECP de Alemania se proponen dos escenarios de generación y capacidad instalada en los que se considera los desmantelamientos y las nuevas inversiones. El primer escenario llamado “Baseline” es un escenario bastante conservador teniendo en cuenta lo fijado en la nueva Ley de Energía Renovable y el calendario de desmantelamiento paulatino de las plantas de carbón en 2038.

El otro escenario que se propone se llama “Climate Action Plan” cuyas medidas están enfocadas a reducir estas emisiones del país de forma más efectiva. Este escenario es muy parecido a lo que se fija en la nueva Ley de Energía Renovable y cumple con el calendario de desmantelamiento de las plantas de carbón explicado con anterioridad. Por esto, se propone ajustar los objetivos de capacidad instalada de las renovables de acuerdo con los cambios introducidos en esta última ley.

Para calcular la generación eléctrica en el año 2030 en estos dos escenarios, se aplicarán los factores de capacidad actuales a la nueva capacidad instalada. Sin embargo, las plantas de carbón y de energía nuclear tienen altos factores de capacidad, que deberán ser compensados por la energía eólica. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), es una organización intergubernamental que apoya a los gobiernos en la adopción de soluciones sostenibles y el uso de renovables. IRENA estima que los factores de capacidad eólica terrestre y marina aumentarán hasta los 30-55% y 36-58% en 2030 respectivamente. Actualmente los factores de capacidad de la eólica terrestre y marina en Alemania son 21,5% y 42%. Por tanto, para el año 2030 se estima un valor medio con respecto a los cálculos de IRENA de 42,5 y 47% en el escenario “Baseline” y de 35% y 42% en el escenario “CAP” (Climate Action Plan), de tal forma que ambos escenarios se aproximen a los 580 TWh que predice el NECP para 2030. Con esto, salen los dos siguientes escenarios:

	Escenario Baseline	Escenario CAP
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>576,38</b>	<b>582,60</b>
Antracita	6,78%	2,99%
Lignito	12,73%	7,54%
Petróleo	0,03%	0,03%
Gas natural	8,80%	11,03%
Nuclear	0,00%	0,00%
Biomasa	5,73%	7,64%
Hidráulica	2,27%	2,25%
Bombeo	1,18%	1,16%
Solar	12,52%	17,23%
Eólica marina	10,72%	12,33%
Eólica terrestre	38,81%	37,36%
Residuos	0,45%	0,45%

Tabla 2: Generación eléctrica Alemania 2030. Fuente: NECP Alemania. Elaboración propia

## 5.4 BÉLGICA

Bélgica es un país relativamente pequeño, al tener tan sólo 30.350 km<sup>2</sup> de superficie. A pesar de esto, reúne a 11,52 millones de habitantes, debido a la alta densidad de población de 377 habitantes por km<sup>2</sup>. A nivel económico, Bélgica se sitúa en el puesto 25 mundial en cuanto al producto interior bruto nominal [49]. En cuanto al esfuerzo en la mitigación de emisiones, las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (CPDN) presentadas en 2015, establecieron un objetivo de reducción de emisiones de 37% respecto a los niveles de 1990 [50].

Los datos de generación eléctrica en Bélgica durante el año 2019 no se han hecho públicos, así que se estudiará la generación eléctrica en el año 2018, asumiendo que no habrá diferencias significativas. La generación se distribuyó de la siguiente forma:

Mix energético Bélgica 2018	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>74,04</b>
Carbón	0,00%
Nuclear	38,62%
Petróleo	2,49%
Gas Natural	34,44%
Biogás	1,28%
Biomasa	4,71%
Bombeo	1,37%
Hidráulica	0,42%
Solar	5,27%
Eólica marina	4,47%
Eólica terrestre	5,61%
Residuos	1,31%

Tabla 3: Generación eléctrica Bélgica 2018. Fuente: IRENA

El mix energético de Bélgica se caracteriza por una fuerte presencia de nuclear y gas natural, que cubren casi tres cuartas partes de la generación eléctrica del país.

Por otro lado, Bélgica ha ido sustituyendo las plantas de carbón por plantas de gas natural. La última planta de carbón fue cerrada en 2016 [51], cumpliendo así con el objetivo de acabar con la producción de esta tecnología antes de 2020 que se había fijado el gobierno belga y convirtiéndose en uno de los primeros países europeos en conseguirlo.

En cuanto a los planes futuros, debido a la falta de objetivos específicos por tecnologías en el NECP de Bélgica, se ha consultado los escenarios elaborados por Elia Group en su estudio “*Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030*” [52]. Los dos escenarios que se proponen en este estudio son los siguientes:

- **Escenario Central:** basado en el escenario “*With Additional Measures*” (WAM) del NECP de Bélgica y que considera numerosas fuentes tales como el Energy Pact o los planes europeos.
- **Escenario High RES:** refleja una mayor penetración de eólica terrestre y solar fotovoltaica que el escenario Central, y un desarrollo acelerado de los planes de eólica marina.

De acuerdo con los planes vigentes, un pilar del mix de generación actual como es la energía nuclear, se terminará a partir de 2025. Esto sucederá en dos etapas, la primera con el cierre de 2 GW en 2023, seguido de otros 4 GW en 2025. En ambos escenarios, el gas natural adquiere una mayor relevancia, aumentando hasta los 40 TWh de producción eléctrica en 2030.

En cuanto a las renovables, ambos escenarios prevén 4 GW de energía eólica marina en 2030, aunque en el escenario High RES esta cifra se alcanza antes. Donde si que se observan diferencias en 2030 es en la energía eólica terrestre y la solar. El escenario Central otorga 4,5 y 11 GW respectivamente, mientras que el escenario de alta renovable (High RES) proyecta hasta 5,3 GW para la eólica terrestre y 14 GW para la solar fotovoltaica. Otras renovables como la biomasa experimentarán un ligero decrecimiento en la capacidad instalada.

De esta forma, la distribución de la generación para los dos escenarios mencionados sería la siguiente:

	<b>Escenario Central</b>	<b>Escenario H.RES</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>109,13</b>	<b>120,89</b>
Carbón	0,00%	0,00%
Nuclear	0,00%	0,00%
Petróleo	0,23%	0,00%
Gas Natural	36,65%	33,09%
Biogás	0,87%	0,78%
Biomasa	3,20%	2,89%
Bombeo	0,93%	0,84%
Hidráulica	0,29%	0,26%
Solar	4,33%	4,61%
Eólica marina	15,09%	13,62%
Eólica terrestre	37,53%	43,11%
Residuos	0,89%	0,80%

*Tabla 4: Generación eléctrica Bélgica 2030. Fuente: Elia Group. Elaboración propia*

## 5.5 DINAMARCA

Dinamarca, con una superficie de 42.920 km<sup>2</sup>, es un país de tamaño medio, aunque tiene una población de tan sólo 5,82 millones de habitantes. Sin embargo, es un país muy rico, ocupando la posición 38 del ranking mundial en producto interior bruto [53]. Las CDPN de Dinamarca ponen el foco en reducir en 70% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 respecto a los niveles de 1990 [54].

La generación eléctrica en el país escandinavo durante el año 2019 se distribuyó de la siguiente manera:

<b>Mix energético Dinamarca 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>29,27</b>
Antracita	11,09%
Petróleo	0,81%
Gas natural	6,33%
Nuclear	0,00%
Biomasa	17,77%
Biogás	2,80%
Hidráulica	0,05%
Bombeo	0,00%
Solar	3,29%
Eólica marina	21,49%
Eólica terrestre	33,73%
Residuos	2,64%

Tabla 5: Generación eléctrica Dinamarca 2019. Fuente: Energistyrelsen

Atendiendo a la Tabla 5, se puede ver rápidamente el gran peso que tiene la generación con energía renovable, suponiendo casi el 80% de la generación total.

En los planes nacionales de energía y clima de Dinamarca [55], se espera que la producción eléctrica aumente considerablemente hasta alcanzar entre 50 y 55 TWh en 2030, por lo que será necesario cubrir esa demanda adicional con un mayor despliegue de renovables. En las simulaciones realizadas en el documento, se atribuye un crecimiento de la producción con biogás del 38% entre 2017 y 2030. Las tecnologías que más crecen en estas simulaciones son la energía solar, con más de 6 TWh en 2030, y la energía eólica marina, que alcanzaría los 22 TWh en 2030.

Las energías fósiles irán desapareciendo del mix de Dinamarca. El objetivo principal es la eliminación de la generación con carbón para 2030. Por otra parte, se espera una reducción del petróleo y del gas natural del 5% y 40% entre 2017 y 2030 respectivamente.

De esta forma, un posible escenario para el año 2030 sería el siguiente:



	<b>Escenario Referencia</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>52,99</b>
Petróleo	0,42%
Gas natural	2,10%
Nuclear	0,00%
Biomasa	9,62%
Biogás	2,14%
Hidráulica	0,03%
Bombeo	0,00%
Solar	11,81%
Eólica marina	43,14%
Eólica terrestre	29,34%
Residuos	1,41%

*Tabla 6: Generación eléctrica Dinamarca 2030. Fuente: NECP Dinamarca. Elaboración propia*

En caso de cumplirse este escenario base, Dinamarca superaría con creces el objetivo fijado por la Unión Europea de 32% de renovables en el consumo energético, superando incluso la barrera del 100%.

## 5.6 ESTONIA

Estonia se sitúa en el norte de Europa, en frente del mar Báltico. En él viven 1,32 millones de personas, lo que le convierte en uno de los países menos poblados de Europa [56]. Sus objetivos de reducción de emisiones en comparación con el resto de los países de este estudio son muy altos, proponiéndose reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a un 70% de los niveles de 1990 [57].

El mix de generación eléctrica de Estonia se ha obtenido de la base de datos Statistics Estonia [58] y se ha recopilado en la Tabla 7:

<b>Mix energético Estonia 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>7,55</b>
Petróleo	57,19%
Turba	0,32%
Biomasa	16,50%
Petróleo co-generación	13,80%
Gas natural	0,50%
Residuos	1,69%
Biogás	0,52%
Hidráulica	0,25%
Solar	0,13%
Eólica terrestre	9,09%
Eólica marina	0,00%

Tabla 7: Generación eléctrica Estonia 2019. Fuente: Statistics Estonia

El principal combustible utilizado para la producción de electricidad es el petróleo, que produce más del 70% del mix total. De las energías renovables, destaca la generación con biomasa y la eólica terrestre.

Hasta el año 2018, Estonia clasificaba como el segundo país más emisor de CO<sub>2</sub> per cápita de la Unión Europea, y como la economía más intensiva en carbono de los países de la OECD [59]. La razón de esto es la gran dependencia que tiene el país del petróleo de esquisto para la generación de electricidad. El petróleo de esquisto se produce a partir de la pizarra bituminosa, que es una roca sedimentaria minada en Estonia desde los años 50 y que contiene querógeno [60], un precursor del petróleo.

En los planes nacionales para 2030 publicados en el año 2017, el gobierno de Estonia se comprometía a reducir el número de muertes causadas por la contaminación hasta un 50%. Una de las líneas estratégicas del Plan Nacional de Desarrollo para el uso de petróleo de esquisto 2016-2040, es el aumento de la eficiencia de uso y la reducción de los impactos medioambientales negativos. El poco interés mostrado para reducir el uso del petróleo de esquisto para la generación de electricidad, aunque se aumente la eficiencia de su uso, pone en duda que se alcance el objetivo de reducción de muertes.

Así, se espera suplir la reducción en la producción con petróleo de esquisto debido al cierre de plantas antiguas por medio nuevas instalaciones y de interconexiones con países vecinos, que garantizarían la seguridad del suministro.

En el nuevo plan nacional de energía y clima, se prevé un aumento en la producción eléctrica de 5 TWh para 2030, y se establece un objetivo de al menos 40% de renovables en la generación eléctrica, que se conseguirá principalmente por medio de energía eólica. Así, en 2030 la generación con energía eólica terrestre será casi 4 veces la actual. En cuanto a la energía eólica marina, Estonia y Letonia han firmado un memorándum de acuerdo para la puesta en marcha de 1 GW en 2030 [61], que será capaz de producir 3,5 TWh, lo que corresponde a casi el 50% de la generación actual en Estonia. Además, en 2019 Estonia ha recibido hasta 2,5 GW de aplicaciones de energía eólica marina, y según la planificación del espacio marítimo, se prevé una capacidad total adicional de 5GW. De esta forma, se han elaborado dos escenarios posibles, uno base y otro de gran crecimiento, con objetivos más altos de generación eléctrica y de energía eólica marina.

	<b>Escenario Base</b>	<b>Escenario Alto Crecimiento</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>12,48</b>	<b>16,80</b>
Petróleo	30,43%	17,85%
Turba	0,19%	0,14%
Biomasa	9,61%	7,14%
Petróleo co-generación	8,35%	6,21%
Gas natural	0,30%	0,23%
Residuos	1,02%	0,76%
Biogás	0,32%	0,24%
Hidráulica	0,24%	0,18%
Solar	0,33%	0,24%
Eólica terrestre	21,14%	14,88%
Eólica marina	28,06%	52,13%

*Tabla 8: Generación eléctrica Estonia 2030. Fuente: NECP Estonia. Elaboración propia*

## 5.7 FRANCIA

Situada en Europa Occidental, Francia cuenta con 549.087 km<sup>2</sup> donde habitan 67,32 millones de personas. Es la séptima potencia económica mundial en términos de producto interior bruto [62]. En el Acuerdo de París, Francia se comprometió a reducir sus emisiones un 35% respecto a los niveles existentes en 2019 [63].

En el Report 2019 del Gestor de la Red de Transporte (RTE) [64], se recopilan las estadísticas de generación eléctrica en Francia. El resumen de este mix de generación se puede observar en la Tabla 9.

<b>Mix energético Francia 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>537,60</b>
Antracita	0,30%
Petróleo	0,43%
Gas natural	7,18%
Nuclear	70,59%
Biomasa	0,50%
Biogás	0,48%
Residuos	0,86%
Hidráulica	10,32%
Bombeo	0,84%
Solar	2,16%
Eólica marina	0,00%
Eólica terrestre	6,34%

Tabla 9: Generación eléctrica Francia 2019. Fuente: RTE

Francia tiene un mix de generación muy particular en el cual la generación de electricidad a partir de la tecnología nuclear juega un papel primordial. Muy lejos, le siguen la energía hidráulica y el gas natural.

El Multiannual Energy Plan (MEP) [65] establecen las principales medidas y prioridades en el ámbito energético del gobierno francés para los próximos 10 años. Algunos de los objetivos más destacados de este plan son la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 42% para 2030 y el incremento del consumo de energía renovable hasta un 33%, ligeramente superior al objetivo de la UE de 32%. El objetivo es que las energías renovables cubran el 40% de la producción eléctrica en 2030.

Este plan está dividido en dos periodos de 5 años, alcanzando el primer hito en 2023 y el segundo en 2028. El MEP establece dos escenarios distintos de despliegue de renovables, el escenario A y el escenario B, siendo el segundo el más optimista de los dos. Para 2028, el MEP espera entre 210 y 227 TWh de generación eléctrica de fuentes renovables, alrededor de 32 TWh de fuentes térmicas y entre 371 y 382 TWh de energía nuclear. En ambos escenarios destaca el gran incremento que van a experimentar la energía eólica, tanto terrestre como marina, y la energía solar fotovoltaica. La generación eléctrica a partir del carbón desaparece del mix, ya que el proceso anunciado de cierre de plantas de generación de carbón que empezó en 2020 tiene como fecha final el año 2022.

Dado que los escenarios planteados llegan hasta el año 2028, se ha prolongado hasta el año 2030 aplicando la tasa de crecimiento anual a cada tecnología. Con estos datos, es posible elaborar dos escenarios a futuros que quedarían de la siguiente forma:

	<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>659,44</b>	<b>671,16</b>
Antracita	0,00%	0,00%
Petróleo	0,26%	0,25%
Gas natural	4,34%	4,26%
Nuclear	58,01%	55,00%
Biomasa	0,43%	0,53%
Biogás	0,75%	0,84%
Residuos	0,35%	0,34%
Hidráulica	8,76%	8,61%
Bombeo	0,71%	0,70%
Solar	8,72%	11,07%
Eólica marina	3,67%	3,77%
Eólica terrestre	13,99%	14,63%

*Tabla 10: Generación eléctrica Francia 2030. Fuente: NECP Francia. Elaboración propia*

## 5.8 HOLANDA

Este país se encuentra entre Bélgica y Alemania, a orillas del mar del Norte. A pesar de tener una superficie ligeramente más pequeña que Dinamarca, tiene el triple de población que el país escandinavo. Esto se explica por la alta densidad de población de Holanda, que tiene 419 personas por km<sup>2</sup> [66]. Esta alta densidad, unido a la falta de recurso hidráulico, pueden suponer un obstáculo para el crecimiento de las tecnologías renovables en el país, de lo cual se beneficiaría la energía eólica marina. El objetivo de reducción de emisiones fijado en el Acuerdo de París tomaba como referencia una reducción de las emisiones del 49% en comparación con los niveles de 1990 [54].

La producción de electricidad en Holanda según Statistics Netherlands, también conocido como en dicho país como Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) [67], se desglosa de la siguiente manera:

<b>Mix energético Holanda 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>121,08</b>
Antracita	16,52%
Petróleo	1,24%
Gas natural	58,17%
Nuclear	3,23%
Biomasa	4,80%
Hidráulica	0,06%
Solar	4,41%
Eólica marina	3,24%
Eólica terrestre	6,27%
Residuos	2,06%

Tabla 11: Generación eléctrica Holanda 2019. Fuente: CBS

Como se puede ver, el gas natural lleva el peso de la generación eléctrica en el país. Las tecnologías renovables aún no han despegado como en otros países del norte de Europa. En 2019, la generación de electricidad con tecnologías libres de carbono ocupa menos de un 20% de la producción total.

En el NECP de Holanda se evidencia una gran preocupación ante la escasez de recursos renovables en el país. Por este motivo, se está poniendo la mira en la energía eólica marina para explotar al máximo los fuertes vientos costeros. De esta manera, se marca un objetivo de generar al menos 49 TWh mediante energía eólica marina para 2030. Una muestra del potencial de la energía eólica marina en el país es que Holanda se ha marcado el objetivo de generar en torno 320 TWh en 2050 solo con esta tecnología, lo cual supone más del doble de la producción total actual.

Por otro lado, para 2030 también se espera producir 35 TWh con energía eólica terrestre y solar de gran escala, y otros 10 TWh con solar de pequeña escala y autoconsumo solar con paneles privados. Para ello, será necesario instalar 6,1 GW y 27 GW de plantas eólicas terrestres y plantas solares. También hay muchas esperanzas puestas en la generación de biomasa, que se espera que crezca a partir de 2030. Con estos objetivos de

renovables, se espera alcanzar un 70% de generación eléctrica por medio de fuentes renovables para esta fecha.

En cuanto a las tecnologías fósiles, la producción con carbón se prohibirá por ley en 2030, cuando se cerrarán las tres últimas plantas de carbón de las cinco actuales. El petróleo se mantendrá en los niveles actuales, mientras que se prevé que la producción eléctrica con gas natural disminuya. Por último, Holanda cuenta con una planta nuclear que produce alrededor del 3% [68] de la generación total. El cierre de la planta nuclear en Borssele en 2033 pondrá fin a la generación nuclear en el mix de generación eléctrica en Holanda. No se espera inversiones adicionales en centrales nucleares a partir de esa fecha.

	<b>Escenario Referencia</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>133,08</b>
Antracita	0,00%
Petróleo	1,13%
Gas natural	19,00%
Nuclear	2,94%
Biomasa	4,37%
Hidráulica	0,06%
Solar	16,75%
Eólica marina	36,82%
Eólica terrestre	17,07%
Residuos	1,88%

*Tabla 12: Generación eléctrica Holanda 2030. Fuente: NECP Holanda. Elaboración propia*

## 5.9 IRLANDA

Irlanda es el país más rico de los estudiados a nivel de producto interior bruto per cápita, superando a Dinamarca (84.324\$ vs 60.642\$ en 2020). El país vecino de Reino Unido cuenta con una población de 4,96 millones de habitantes y en los últimos cinco años ha estado siempre entre los tres primeros países en el Índice de Desarrollo Humano [69]. El objetivo para 2030 es reducir las emisiones en un 12% respecto a los niveles de 1990, y a largo plazo acelerar este proceso hasta alcanzar un 80% en 2050 [70].

Como se puede ver en la Tabla 13, el mix de generación de Irlanda se caracteriza por tener una gran generación con gas natural. Del mismo modo, destaca el avanzado despliegue de energía eólica terrestre, ocupando ya un peso considerable dentro del mix de generación eléctrica.

<b>Mix energético Irlanda 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>30,69</b>
Antracita	1,66%
Turba	6,28%
Petróleo	0,91%
Gas natural	51,83%
Biomasa	0,85%
Biogás	1,92%
Hidráulica	2,02%
Bombeo	0,85%
Solar	0,07%
Eólica marina	0,36%
Eólica terrestre	32,29%
Residuos	0,96%

Tabla 13: Generación eléctrica Irlanda 2019. Fuente: Sustainable Energy Authority of Ireland

Irlanda es otro de los países que muestran un fuerte compromiso en la descarbonización del sector. En su NECP, Irlanda se propone eliminar la generación eléctrica con antracita y turba para 2025 y 2028 respectivamente [71]. La generación con turba, que actualmente representa el 80% de la generación de carbón, se verá drásticamente disminuida desde el final del 2020, donde expirarán las licencias de dos de las tres plantas actuales.

En su plan nacional, Irlanda plantea las posibles trayectorias de las energías renovables bajo dos escenarios distintos:

- **Escenario base o WEM** (“*With Existing Measures*”) que incluye un precio de petróleo bajo e impuesto fijo sobre el carbón.
- **Escenario de políticas de avance o WAM** (“*With Additional Measures*”) que considera un precio de petróleo bajo e impuesto variable sobre el carbón.

En el escenario WAM se alcanzaría una presencia de renovables en la generación de electricidad del 70%, mientras que en el escenario WEM, ésta sería de en torno al 55%. Este aumento desde el nivel actual de casi 40%, se conseguiría principalmente con una capacidad instalada mayor de energía eólica terrestre y marina. En cuanto al gas natural,



el nivel actual es el más alto jamás registrado en el país. Sin embargo, se espera que la producción del yacimiento de Corrib cese en 2030 y el nivel de producción actual disminuya considerablemente en los próximos años.

Los niveles de demanda de los dos escenarios son muy similares, siendo la demanda del escenario WEM ligeramente superior. Los impuestos más altos sobre el carbón en el escenario WAM hacen descender la demanda de electricidad, pero este efecto se verá compensado por la demanda adicional de los vehículos eléctricos y las bombas de calor.

Con todo esto, los dos escenarios para 2030 serían los siguientes:

	<b>Escenario WEM</b>	<b>Escenario WAM</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>41,70</b>	<b>41,52</b>
Antracita	0,00%	0,00%
Turba	0,00%	0,00%
Petróleo	1,2%	0,12%
Gas natural	43,15%	28,90%
Biomasa	3,15%	0,92%
Biogás	0,11%	1,15%
Hidráulica	1,20%	1,57%
Bombeo	0,62%	0,63%
Solar	2,73%	0,87%
Eólica marina	12,36%	24,90%
Eólica terrestre	34,34%	40,95%
Residuos	0,64%	0,00%

*Tabla 14: Generación eléctrica Irlanda 2030. Fuente: NECP Irlanda. Elaboración propia*

## 5.10 POLONIA

Polonia es un país de Europa del Este que cuenta con una población de 37,95 millones de habitantes. Entre los países analizados en este estudio, es el que cuenta con el PIB per cápita más bajo [72]. Las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional de Polonia sitúan el nivel de emisiones de 2030 en un 30% del nivel del año 1990 [73].

El mix de generación de Polonia [74] en el año 2019 es el que se puede ver en la Tabla 15:

<b>Mix energético Polonia 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>164,80</b>
Antracita	47,88%
Lignito	25,30%
Gas natural	8,80%
Petróleo	1,82%
Biomasa	3,82%
Biogás	0,73%
Hidráulica	1,64%
Bombeo	0,42%
Solar	0,42%
Eólica marina	0,00%
Eólica terrestre	9,16%

Tabla 15: Generación eléctrica Polonia 2019. Fuente: Forum Energii

En este mix de generación tiene un papel destacado la generación con antracita, que, junto con el lignito, cubren casi tres cuartas partes de la generación eléctrica del país.

A diferencia de otros países, en el Plan Nacional de Energía y Clima de Polonia no se plantea eliminar la producción de electricidad con carbón. Las previsiones para 2030 es que el rol principal del carbón se va a mantener. Sin embargo, con el aumento de la demanda de energía y la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, el peso en el mix de generación se irá reduciendo gradualmente hasta llegar al 50-60% en 2030.

En el Plan Nacional de Energía y Clima se establecen dos escenarios, uno de referencia y otro llamado Energy and Climate Policy (ECP) siendo este último el que presenta una mayor penetración de renovables. A la hora de formular este último escenario, se ha tenido en cuenta el segundo pilar expuesto en el Energy Policy of Poland 2040 [75] hecho público por el Ministry of Climate and Environment el 8 de septiembre de 2020. En este, se establece uno de los seis objetivos específicos de esta ley, que es la instalación de 5,9 GW de energía eólica marina para 2030. Además, otro objetivo específico en este segundo pilar es la implementación de la energía nuclear. En 2033 entrará en operación la primera planta nuclear con una capacidad de entre 1 y 1,6 GW. Posteriormente, otras 5 unidades más irán entrando en operación cada dos o tres años, hasta alcanzar una capacidad de generación entre 6 GW y 9 GW en 2043.

De esta manera, se puede elaborar los dos escenarios mencionados, que quedarían de la siguiente manera:

	<b>Escenario Referencia</b>	<b>Escenario ECP</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>218,54</b>	<b>209,12</b>
Antracita	41,00%	30,17%
Lignito	22,51%	23,86%
Gas natural	8,60%	9,90%
Petróleo	0,78%	0,91%
Nuclear	0,00%	0,00%
Biomasa	4,80%	5,55%
Biogás	1,56%	1,86%
Hidráulica	1,42%	1,43%
Bombeo	0,27%	0,43%
Solar	1,05%	3,25%
Eólica marina	6,61%	10,72%
Eólica terrestre	10,66%	11,38%
Residuos	0,73%	0,53%

*Tabla 16: Generación eléctrica Polonia 2030. Fuente: NECP Polonia. Elaboración propia*

## 5.11 REINO UNIDO

El país británico, recientemente salido de la Unión Europea, es la quinta economía mundial. Formada por cuatro naciones constituyentes – Escocia, Inglaterra, Irlanda del Norte y Gales – tiene una superficie de 243.610 km<sup>2</sup> y una población de 67,02 millones de habitantes [76]. Reino Unido se convirtió en junio de 2019 en la primera gran economía del mundo en aprobar leyes para acabar con todas las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050 [77]. El anterior objetivo establecía una reducción mínima del 80% respecto a los niveles de 1990.

El mix de generación de Reino Unido se puede encontrar en la página web del gobierno, en la sección “Digest of UK Statistics (DUKES 2020)”, y es el que se muestra en la Tabla 17:

<b>Mix energético Reino Unido 2019</b>	
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>318,38</b>
Antracita	2,16%
Petróleo	0,35%
Gas natural	41,44%
Nuclear	17,65%
Biomasa	10,52%
Hidráulica	1,87%
Bombeo	0,55%
Solar	4,06%
Eólica marina	10,10%
Eólica terrestre	10,11%
Residuos	1,20%

Tabla 17: Generación eléctrica Reino Unido 2019. Fuente: Department for Business, Energy & Industrial Strategy

En Reino Unido, el gas natural es la principal fuente de generación eléctrica, con más de un 40% de la generación total del país. La energía nuclear tiene un peso considerable, con una cuota del 17%. Además, la energía de biomasa y la energía eólica terrestre y marina constituyen el 30% del mix de generación, correspondiendo un 10% a cada una de ellas.

Debido a la salida de Reino Unido de la Unión Europea el 1 de febrero de 2020, no se ha presentado un NECP para el período 2021-2030. La mayoría de los escenarios elaborados ponen la mira en el año 2050, como es el caso del “*Modelling 2050: Electricity System Analysis*”, elaborado por el Departamento de negocios, energía y estrategia Industrial de Reino Unido o el “*Future Energy Scenarios for the next 30 years*”, de National Grid. Por tanto, para la elaboración de un escenario futuro se ha utilizado como referencia el documento “*The Sixth Carbon Budget – Electricity Generation*” del *Climate Change Committee* [78], que establece objetivos a medio y largo plazo en el escenario de emisiones cero para 2050 (Balanced Net Zero Pathway) de acuerdo a los planes del gobierno.

En este documento se menciona que el gobierno planea poner punto final a la generación de carbón a partir del año 2024. Esto, unido a la reducción gradual del petróleo, supondrá que, en el año 2030, el gas natural sea la única fuente de generación eléctrica del país que emite gases de efecto invernadero. La energía nuclear se verá reducida en torno al 2-3%

para el año 2030 en comparación con el nivel actual. La energía solar crecerá hasta producir 60 TWh en 2035. Por último, la energía eólica también crecerá a un ritmo vertiginoso, siendo la energía eólica marina la más destacada en este apartado, la cual se espera que produzca 265 TWh en 2035 y 430 TWh en 2050. Para conseguir este objetivo, sería necesario un instalar 3 GW al año.

De esta forma, el escenario Balanced Net Zero Pathway (BNZP) en 2030 sería algo parecido a lo siguiente:

	<b>Escenario BNZP</b>
<b>Generación eléctrica total, por tec. (TWh)</b>	<b>415,97</b>
Antracita	0,00%
Petróleo	0,00%
Gas natural	12,02%
Nuclear	13,17%
Biomasa	8,05%
Hidráulica	1,43%
Bombeo	0,42%
Solar	8,93%
Eólica marina	32,95%
Eólica terrestre	22,11%
Residuos	0,92%

Tabla 18: Generación eléctrica Reino Unido 2030. Fuente: Climate Change Committee. Elaboración propia



## 6. EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

### 6.1 IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

En primer lugar, antes de examinar los resultados del ACV de los países, se ha de estudiar los impactos producidos por cada tipo de tecnología de generación. De esta manera, resultará más sencillo explicar las causas y el papel que juegan estas fuentes de generación en dichos impactos. El análisis de ciclo de vida para la generación de 1 kWh de las 27 tecnologías distintas recogidas en este trabajo arrojan los siguientes resultados.

Unidad	Agotamiento abiótico kg Sb eq/kWh	Agotamiento abiótico (combustibles fósiles) MJ/kWh	Calentamiento global kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	Destrucción de la capa de ozono kg CFC-11 eq/kWh	Toxicidad humana kg 1,4-DB eq/kWh	Ecotoxicidad			Oxidación fotoquímica kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	Acidificación kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	Eutrofización kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh
						Agua dulce kg 1,4-DB eq/kWh	Agua marina kg 1,4-DB eq/kWh	Terrestre kg 1,4-DB eq/kWh			
Antracita	6,85E-07	1,20E+01	1,12E+00	1,14E-08	6,95E-01	5,99E-01	2,91E+03	1,16E-03	3,43E-04	9,91E-03	2,55E-03
Lignito	2,79E-07	1,13E+01	1,29E+00	4,54E-09	1,17E+00	1,80E+00	4,89E+03	2,52E-03	3,05E-04	8,47E-03	9,83E-03
Turba	2,11E-07	4,30E-01	1,18E+00	3,42E-09	4,47E-01	4,30E-01	1,89E+03	1,76E-03	1,20E-04	3,37E-03	6,76E-04
Petróleo	5,33E-07	1,15E+01	9,21E-01	1,48E-07	2,02E-01	4,28E-02	1,35E+02	6,75E-04	2,71E-04	7,74E-03	5,18E-04
Gas Natural, Convencional	3,25E-07	1,08E+01	6,32E-01	8,41E-08	4,48E-02	2,73E-02	3,97E+01	1,08E-04	4,79E-05	5,42E-04	1,07E-04
Gas Natural, CC	1,33E-07	7,66E+00	4,54E-01	5,96E-08	1,61E-02	8,97E-03	1,56E+01	6,99E-05	3,00E-05	3,30E-04	5,96E-05
Antracita Cogeneración	6,78E-07	1,19E+01	1,13E+00	1,02E-08	2,76E-01	3,39E-01	1,42E+03	1,51E-03	9,53E-05	2,51E-03	2,03E-03
Lignito Cogeneración	4,27E-06	1,06E+01	1,16E+00	2,38E-09	7,65E-01	1,36E+00	3,21E+03	1,33E-03	5,55E-05	1,51E-03	8,75E-03
Petróleo Cogeneración	4,36E-07	9,45E+00	7,43E-01	1,22E-07	1,79E-01	3,19E-02	9,43E+01	5,99E-04	2,47E-04	7,43E-03	5,41E-04
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	2,87E-07	8,32E+00	5,92E-01	6,47E-08	4,09E-02	2,50E-02	3,53E+01	9,07E-05	4,12E-05	4,61E-04	9,49E-05
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	1,16E-07	6,64E+00	5,22E-01	5,17E-08	1,44E-02	7,92E-03	1,37E+01	6,58E-05	2,98E-05	3,19E-04	6,03E-05
Nuclear BWR	2,78E-07	1,32E-01	1,24E-02	1,10E-07	6,80E-02	2,31E-02	4,56E+01	1,03E-04	2,98E-06	6,22E-05	5,22E-05
Nuclear PWR	2,58E-07	1,21E-01	1,12E-02	1,04E-07	6,36E-02	2,15E-02	4,17E+01	9,51E-05	2,74E-06	5,71E-05	4,78E-05
Hidráulica agua fluyente	3,49E-08	3,42E-02	3,94E-03	3,00E-10	7,88E-03	3,40E-03	4,74E+00	2,38E-05	9,78E-07	1,53E-05	6,15E-06
Hidráulica Reserva Alpina	4,96E-08	4,21E-02	6,08E-03	3,81E-10	1,08E-02	4,13E-03	5,81E+00	2,64E-05	1,09E-06	1,91E-05	7,55E-06
Hidráulica Reserva No Alpina	4,96E-08	4,21E-02	5,04E-02	3,81E-10	1,08E-02	4,13E-03	5,81E+00	2,64E-05	2,23E-06	1,91E-05	7,53E-06
Hidráulica Bombeo	1,38E-06	6,65E+00	6,15E-01	6,70E-08	2,91E-01	3,52E-01	1,04E+03	8,02E-04	1,10E-04	2,77E-03	2,01E-03
Biomasa	9,49E-07	7,55E-01	6,35E-02	1,86E-08	7,95E-02	2,27E-02	3,51E+01	7,43E-04	9,05E-05	1,34E-03	4,61E-04
Biogás	3,87E-07	5,18E-01	2,32E-01	6,42E-09	4,00E-02	2,37E-02	3,47E+01	1,34E-04	5,79E-05	3,10E-03	6,97E-04
Solar 570 kW	1,29E-05	8,58E-01	7,64E-02	7,94E-09	1,87E-01	1,80E-01	2,58E+02	2,57E-04	2,33E-05	4,36E-04	1,85E-04
Solar 3kW tejado inclinado panel único	1,01E-05	9,77E-01	8,69E-02	8,11E-09	3,56E-01	3,68E-01	4,07E+02	3,21E-04	2,92E-05	5,79E-04	2,57E-04
Solar 3kW tejado inclinado panel múltiple	1,05E-05	8,46E-01	7,46E-02	7,95E-09	3,55E-01	3,66E-01	3,93E+02	2,99E-04	2,75E-05	5,31E-04	2,35E-04
Eólica terrestre < 1 MW	4,53E-07	1,70E-01	1,51E-02	8,20E-10	1,09E-01	8,78E-02	6,55E+01	1,95E-04	6,65E-06	8,91E-05	4,09E-05
Eólica terrestre 1-3 MW	1,60E-06	1,62E-01	1,32E-02	1,02E-09	6,93E-02	6,49E-02	5,18E+01	1,49E-04	5,54E-06	7,49E-05	3,63E-05
Eólica terrestre > 3 MW	3,52E-06	3,55E-01	3,31E-02	2,26E-09	4,20E-01	6,40E-01	3,83E+02	3,96E-04	2,04E-05	3,71E-04	1,69E-04
Eólica marina 1-3 MW	2,97E-06	1,61E-01	1,49E-02	8,19E-10	9,79E-02	5,37E-02	5,38E+01	1,64E-04	5,88E-06	8,80E-05	3,69E-05
Residuos	9,56E-08	4,11E-02	5,06E-03	4,65E-10	3,39E-02	2,17E-02	5,06E+01	2,98E-05	9,59E-07	3,13E-05	5,29E-05

Tabla 19: Impactos ambientales por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión

Empezando por el mismo orden de la Tabla 19 encontramos el indicador de agotamiento abiótico. En esta categoría el mayor impacto corresponde a las instalaciones fotovoltaicas, que requieren de varios tipos de minerales en su construcción tales como el silicio, que es el material base, el fósforo o el boro [79]. A la solar fotovoltaica le sigue la energía eólica, que, al igual que ocurre con la fotovoltaica, presentan un impacto mayor cuanto mayor es la capacidad de generación de la instalación. La generación de electricidad por medio de centrales hidráulicas obtiene los valores más reducidos en esta categoría de impacto.

Como era de esperar, el mayor impacto en el agotamiento abiótico de combustibles fósiles lo reúnen las centrales térmicas. Las centrales hidráulicas de bombeo también tienen un impacto significativo, debido a su operación en modo bombeo.

Atendiendo al indicador más relevante de este estudio, el calentamiento global, la comparativa del impacto de las distintas tecnologías es la siguiente:

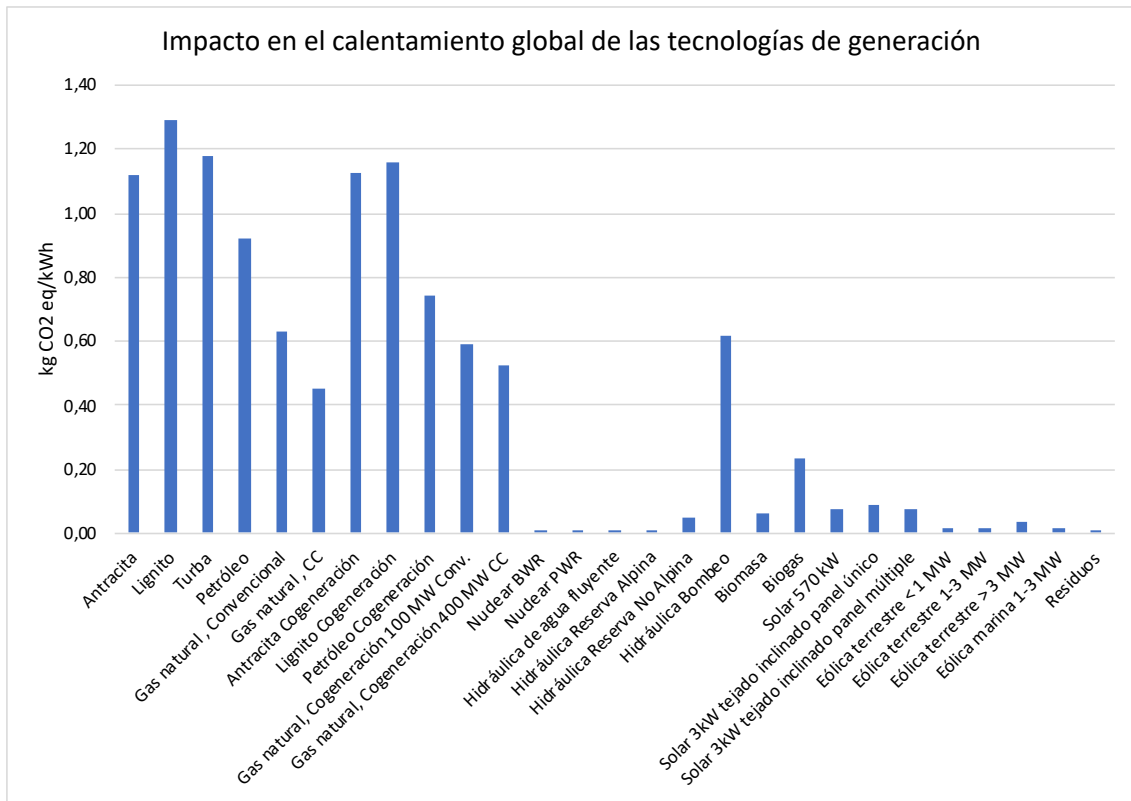


Figura 6: Impacto calentamiento global por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión

Se puede observar como las centrales de generación que usan combustibles fósiles son las que tienen un mayor impacto en esta categoría. Destacan las centrales de carbón y aquellas de cogeneración que usan carbón como combustible. Entre los distintos tipos de carbón, el que más contribuye a aumentar la temperatura global es el lignito. Es significativo el impacto de las centrales de bombeo en esta categoría. El motivo de este valor tan elevado en comparación a las otras centrales hidráulicas se debe a que estas plantas necesitan de energía cuando funcionan en modo bombeo, y esta energía proviene del mix de generación del país correspondiente. Las tecnologías de generación renovables, junto con la nuclear presentan menores emisiones de gases de efecto invernadero. La energía de biomasa, en ocasiones puesta en cuestión sobre si realmente



es una energía renovable, demuestra con estos resultados que es tan sostenible como la energía solar en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero.

El impacto de la destrucción de la capa de ozono lo lidera la generación térmica con combustión de petróleo, seguido muy de cerca por las centrales nucleares, tanto las PWR como las BWR. Las centrales de gas también tienen un impacto notable. Nuevamente, la tecnología hidráulica de bombeo tiene un impacto importante por lo explicado anteriormente. Por otro lado, las fuentes de generación renovables e incluso las térmicas de carbón, presentan un menor impacto en la capa de ozono.

Los impactos en la toxicidad humana, y la ecotoxicidad en agua dulce, en agua marina y terrestre presentan un orden de impactos para las distintas tecnologías muy semejante, siendo las centrales de carbón y de cogeneración con carbón como combustible las que generan un impacto más negativo. En el extremo opuesto, destacan las centrales hidráulicas, a excepción de la de bombeo, como la tecnología menos perjudicial en este indicador, seguido de las plantas de gas natural.

En cuanto a la oxidación fotoquímica y la acidificación, las tecnologías que más afectan a este medidor son las centrales de carbón y de petróleo. Nuevamente, las tecnologías renovables como la hidráulica, y la eólica se desmarcan como las más favorables, junto con los dos tipos de tecnología nuclear.

El indicador más elevado de eutrofización se observa para la generación con lignito, seguido de la antracita. Como en la anterior categoría de impacto, la hidráulica, la eólica y la nuclear tienen un impacto mucho menor en comparación con el resto. La generación con gas natural también presenta unos buenos resultados en esta categoría.

Por último, cabe destacar que la tecnología hidráulica - excluyendo la de bombeo - y la tecnología de generación eólica presentan un impacto menor que el resto de las tecnologías renovables en prácticamente todos los indicadores. Entre las tecnologías renovables, la biomasa y el biogás presentan unos buenos resultados con un impacto menor en las categorías de toxicidad humana y ecotoxicidad de agua dulce, marina y terrestre. La energía eólica terrestre y marina de la misma capacidad revelan unos impactos casi idénticos en todas las categorías.

## 6.2 CASO BASE 2019

En primer lugar, se analizarán los resultados de los impactos de los diferentes mixes de generación eléctrica en el caso base, es decir, en función de las estadísticas de producción eléctrica del año 2019. En la Tabla 20 se puede ver el desglose de las diferentes categorías de impacto por países:

Unidad	Agotamiento abiótico kg Sb eq/kWh	Agotamiento abiótico (combustibles fósiles) MJ/kWh	Calentamiento global kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	Destrucción de la capa de ozono kg CFC-11 eq/kWh	Toxicidad humana kg 1,4-DB eq/kWh	Ecotoxicidad			Oxidación fotoquímica kg C2H4 eq/kWh	Acidificación kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	Eutrofización kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh
						Agua dulce kg 1,4-DB eq/kWh	Agua marina kg 1,4-DB eq/kWh	Terrestre kg 1,4-DB eq/kWh			
Alemania	4.63E-06	4.80E+00	4.59E-01	2.81E-08	4.36E-01	6.57E-01	1.08E+03	3.53E-03	4.52E-05	9.85E-04	2.34E-03
Bélgica	2.87E-06	2.69E+00	2.43E-01	7.46E-08	2.39E-01	3.11E-01	2.72E+02	3.10E-03	2.59E-05	4.85E-04	2.61E-04
Dinamarca	4.17E-06	2.37E+00	2.05E-01	9.38E-09	3.74E-01	5.02E-01	4.92E+02	3.39E-03	5.49E-05	1.08E-03	4.54E-04
Estonia	2.46E-06	1.15E+01	9.12E-01	1.46E-07	4.36E-01	3.34E-01	3.71E+02	3.75E-03	2.86E-04	7.26E-03	7.57E-04
Francia	2.27E-06	1.03E+00	7.55E-02	9.23E-08	2.24E-01	2.80E-01	1.94E+02	3.12E-03	1.50E-05	3.04E-04	1.20E-04
Holanda	2.62E-06	7.23E+00	4.94E-01	3.89E-08	2.38E-01	3.33E-01	3.83E+02	3.18E-03	4.38E-05	8.42E-04	4.62E-04
Irlanda	2.28E-06	5.32E+00	3.81E-01	2.18E-08	2.08E-01	2.94E-01	2.47E+02	3.19E-03	4.06E-05	8.67E-04	1.86E-04
Polonia	3.02E-06	1.13E+01	1.02E+00	2.09E-08	6.83E-01	9.41E-01	2.52E+03	5.15E-03	2.50E-04	6.65E-03	4.01E-03
Reino Unido	3.39E-06	6.20E+00	4.02E-01	5.83E-08	2.48E-01	3.11E-01	2.72E+02	3.27E-03	5.26E-05	9.37E-04	2.96E-04

Tabla 20: Impactos medioambientales de mixes de generación en 2019 para 1 kWh en baja tensión

Los impactos mostrados en la tabla pueden ser explicados por el papel que juegan las tecnologías de generación en cada mix. Así, en la categoría de impacto abiótico, destacan Alemania y Dinamarca con un impacto más elevado, mientras que Francia e Irlanda obtienen los mejores resultados. Los dos primeros países tienen una alta generación con eólica terrestre y marina, representando aproximadamente el 25% para Alemania, y casi el 55% para Dinamarca. Francia e Irlanda, tienen una generación basada en la nuclear e hidráulica en el caso de la primera, y el gas natural en el caso de la segunda.

En el apartado de calentamiento global, los peores resultados los presentan Polonia y Estonia, dos países que tienen una fuerte dependencia de las tecnologías de generación fósiles en la producción eléctrica. Francia, como mayor representante de la energía nuclear, es el país más sostenible en este apartado.

Sin embargo, en la categoría de impacto de destrucción de la capa de ozono, Francia presenta uno de los peores resultados en comparación con el resto de los países. Este parece ser el mayor hándicap de la energía nuclear, ya que es la única categoría en la que Francia no ocupa los mejores puestos en sostenibilidad. El mayor impacto negativo se atribuye a Estonia, mientras que Dinamarca nuevamente destaca como uno de los países más sostenibles.

Finalmente, Polonia encabeza el resto de los impactos como el país con el mix de generación más dañino, acompañado por Estonia en las categorías de impacto de oxidación fotoquímica y acidificación.

A continuación, se analizará la comparativa entre el estado actual y los escenarios futuros propuestos por los países.

### 6.3 ALEMANIA ESCENARIOS 2030

Alemania es uno de los pocos países europeos analizados que no lograrían la eliminación del carbón de su mix de generación eléctrica. A pesar de esto, existe una apuesta firme por las renovables, que representarían al menos el 70% de la producción eléctrica en el escenario más conservador. Los resultados para los distintos escenarios se muestran en las siguientes tablas.

Categoría de impacto	Unidad	2019	Baseline	CAP
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	4,63E-06	5,25E-06	5,40E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	4,80E+00	3,52E+00	2,70E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	4,59E-01	3,30E-01	2,36E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	2,81E-08	1,24E-08	1,45E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	4,36E-01	3,98E-01	3,53E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	6,57E-01	5,77E-01	4,97E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	1,08E+03	8,14E+02	5,90E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,53E-03	3,39E-03	3,24E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	4,52E-05	3,73E-05	3,42E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	9,85E-04	7,84E-04	6,62E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	2,34E-03	1,58E-03	1,02E-03

Tabla 21: Impactos medioambientales escenarios de generación Alemania para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	Baseline	CAP
Agotamiento abiótico	-	13,2%	16,6%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-26,7%	-43,8%
Calentamiento global	-	-28,2%	-48,6%
Destrucción capa de ozono	-	-56,0%	-48,4%
Toxicidad humana	-	-8,7%	-18,9%
Ecotoxicidad agua dulce	-	-12,2%	-24,4%
Ecotoxicidad agua marina	-	-24,8%	-45,5%
Ecotoxicidad terrestre	-	-4,0%	-8,2%
Oxidación fotoquímica	-	-17,4%	-24,2%
Acidificación	-	-20,4%	-32,8%
Eutrofización	-	-32,4%	-56,5%

Tabla 22: Comparación de impactos ambientales escenarios Alemania respecto al caso base

Como se puede observar, se consiguen mejoras sustanciales en todas las categorías de impacto, excepto en agotamiento abiótico, que se explica por el aumento en la capacidad instalada de renovables. En cuanto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se consigue reducir un 28,2% para el escenario base y hasta 48,6% el escenario Climate Action Plan.

Finalmente, la categoría que obtiene las mejoras más significativas es la destrucción de la capa de ozono, que consigue reducciones de más del 50%. Esto se debe en gran parte a la eliminación de la energía nuclear del mix de Alemania para 2030.

#### 6.4 BÉLGICA ESCENARIOS 2030

La eliminación de la energía nuclear del mix belga para 2030, y la sustitución por otras tecnologías con grandes factores de carga como son la energía eólica terrestre y marina, arroja unos resultados muy interesantes.

Categoría de impacto	Unidad	2018	Central	H.RES
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	2,85E-06	3,52E-06	3,61E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	4,02E+00	3,96E+00	3,58E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	2,73E-01	2,63E-01	2,38E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	8,25E-08	3,82E-08	3,44E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	2,25E-01	2,35E-01	2,39E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	2,91E-01	3,20E-01	3,26E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	2,01E+02	2,08E+02	2,12E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,09E-03	3,11E-03	3,11E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	3,85E-05	3,21E-05	2,97E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	7,03E-04	5,09E-04	4,68E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	1,73E-04	1,51E-04	1,47E-04

Tabla 23: Impactos medioambientales escenarios de generación Bélgica para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2018	Central	H.RES
Agotamiento abiótico	-	23,6%	26,5%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-1,5%	-11,0%
Calentamiento global	-	-3,6%	-12,6%
Destrucción capa de ozono	-	-53,7%	-58,3%
Toxicidad humana	-	4,7%	6,4%
Ecotoxicidad agua dulce	-	10,1%	12,2%
Ecotoxicidad agua marina	-	3,6%	5,3%
Ecotoxicidad terrestre	-	0,7%	0,7%
Oxidación fotoquímica	-	-16,6%	-22,8%
Acidificación	-	-27,5%	-33,4%
Eutrofización	-	-12,8%	-15,2%

Tabla 24: Comparación de impactos ambientales escenarios Bélgica respecto al caso base

A pesar del gran esfuerzo en inversión renovable, se ve que la mejora en el indicador de impacto de calentamiento global es muy pequeña en comparación con los otros países, ya que la energía nuclear es incluso más sostenible que la energía eólica en este apartado si

se analiza el ciclo de vida completo. Como se puede ver, muchas categorías tampoco mejorarían con respecto a la situación actual, lo que demuestra nuevamente el gran valor de la energía nuclear.

Donde sí se aprecian reducciones muy importantes es en el impacto de destrucción de capa de ozono, que es una característica propia de la generación nuclear. En comparación con los otros países analizados, los escenarios futuros de Bélgica no mejorarían sustancialmente el panorama actual.

## 6.5 DINAMARCA ESCENARIO 2030

Dinamarca es el país de este estudio que más fuertemente está apostando por las renovables. Así lo demuestra que en su escenario de referencia para 2030, al menos el 95% del mix de generación estará cubierto por energías limpias. Los resultados del análisis de ciclo de vida son los siguientes.

Categoría de impacto	Unidad	2019	Referencia
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	4,17E-06	4,77E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	2,37E+00	6,23E-01
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	2,05E-01	5,67E-02
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	9,38E-09	5,23E-09
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	3,74E-01	2,81E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	5,02E-01	3,50E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	4,92E+02	2,42E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,39E-03	3,15E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	5,49E-05	2,91E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	1,08E-03	5,36E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	4,54E-04	1,80E-04

Tabla 25: Impactos medioambientales escenario de generación Dinamarca para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	Referencia
Agotamiento abiótico	-	14,6%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-73,7%
Calentamiento global	-	-72,4%
Destrucción capa de ozono	-	-44,2%
Toxicidad humana	-	-24,7%
Ecotoxicidad agua dulce	-	-30,3%
Ecotoxicidad agua marina	-	-50,9%
Ecotoxicidad terrestre	-	-7,1%
Oxidación fotoquímica	-	-47,0%
Acidificación	-	-50,5%
Eutrofización	-	-60,4%

Tabla 26: Comparación de impactos ambientales escenario Dinamarca respecto al caso base

A pesar de ser uno de los países más sostenibles actualmente, las políticas activas en la lucha contra el cambio climático de Dinamarca se traducen en uno de los mixes menos dañinos en cuestión de calentamiento global junto con Francia, y el mejor resultado global en la conservación de la capa de ozono. Además, Dinamarca obtiene las reducciones más significativas en la mayoría de las categorías de impacto, destacando la disminución de 72,4% en la categoría de calentamiento global.

## 6.6 ESTONIA ESCENARIOS 2030

A pesar de que hoy en día Estonia es uno de los países con peores resultados junto con Polonia, el país báltico está realizando esfuerzos por intentar descarbonizar su mix de generación eléctrica. Los resultados de los distintos escenarios elaborados se pueden ver a continuación.

Categoría de impacto	Unidad	2019	Base	Alto Crec.
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	2,46E-06	3,53E-06	4,04E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	1,15E+01	6,16E+00	3,87E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	9,12E-01	5,02E-01	3,19E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	1,46E-07	7,91E-08	4,92E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	4,36E-01	3,24E-01	3,01E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	3,34E-01	3,16E-01	3,14E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	3,71E+02	2,43E+02	2,27E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,75E-03	3,56E-03	3,44E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	2,86E-04	1,65E-04	1,08E-04
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	7,26E-03	4,36E-03	2,78E-03
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	7,57E-04	3,98E-04	2,87E-04

Tabla 27: Impactos medioambientales escenarios de generación Estonia para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	Base	Alto Crec.
Agotamiento abiótico	-	43,3%	64,2%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-46,5%	-66,4%
Calentamiento global	-	-44,9%	-65,0%
Destrucción capa de ozono	-	-46,0%	-66,4%
Toxicidad humana	-	-25,7%	-31,1%
Ecotoxicidad agua dulce	-	-5,3%	-5,9%
Ecotoxicidad agua marina	-	-34,4%	-38,9%
Ecotoxicidad terrestre	-	-5,0%	-8,4%
Oxidación fotoquímica	-	-42,4%	-62,4%
Acidificación	-	-40,0%	-61,7%
Eutrofización	-	-47,4%	-62,1%

Tabla 28: Comparación de impactos ambientales escenarios Estonia respecto al caso base

Las reducciones en la mayoría de las categorías de impacto son notables, siendo uno de los países que más mejoran. Sin embargo, esto parece no ser suficiente, ya que sigue siendo uno de los países más dañinos en cuanto al cambio climático y a la destrucción de la capa de ozono. También presenta malos resultados en las categorías de oxidación fotoquímica y acidificación, en comparación con el resto de los países.

## 6.7 FRANCIA ESCENARIOS 2030

En Francia, la energía nuclear va a seguir jugando un papel principal en la generación eléctrica. Sin embargo, el aumento esperado en la demanda y la generación que se dejará de producir con carbón será cubierto a base de energías renovables. Los impactos de los distintos escenarios se pueden ver en las siguientes tablas.

Categoría de impacto	Unidad	2019	Escenario A	Escenario B
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	2,27E-06	3,22E-06	3,49E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	1,03E+00	7,34E-01	7,43E-01
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	7,55E-02	5,77E-02	5,88E-02
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	9,23E-08	7,49E-08	7,14E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	2,24E-01	2,42E-01	2,47E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	2,80E-01	3,03E-01	3,10E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	1,94E+02	2,11E+02	2,19E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,12E-03	3,09E-03	3,08E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	1,50E-05	1,51E-05	1,56E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	3,04E-04	2,98E-04	3,08E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	1,20E-04	1,26E-04	1,29E-04

Tabla 29: Impactos medioambientales escenarios de generación Francia para 1 kWh en baja tensión

<b>Categoría de impacto</b>	<b>2019</b>	<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>
Agotamiento abiótico	-	41,9%	53,7%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-28,5%	-27,6%
Calentamiento global	-	-23,6%	-22,1%
Destrucción capa de ozono	-	-18,8%	-22,6%
Toxicidad humana	-	8,3%	10,6%
Ecotoxicidad agua dulce	-	8,2%	10,6%
Ecotoxicidad agua marina	-	9,0%	12,7%
Ecotoxicidad terrestre	-	-0,9%	-1,4%
Oxidación fotoquímica	-	1,0%	4,0%
Acidificación	-	-1,8%	1,4%
Eutrofización	-	4,9%	7,8%

*Tabla 30: Comparación de impactos ambientales escenarios Francia respecto al caso base*

El mix francés futuro, que combina generación nuclear con renovables, presenta los mejores resultados en casi todas las categorías de impacto, exceptuando la destrucción de la capa de ozono. El hecho de que Francia ya sea uno de los países más sostenibles en la actualidad, explica la baja reducción en los impactos en comparación con los demás países estudiados.

## 6.8 HOLANDA ESCENARIO 2030

Holanda es otro de los países que muestran unas políticas más activas para descarbonizar su producción eléctrica, eliminando por completo la generación con carbón para 2030, y reduciendo significativamente el uso del gas natural. Además, en sus objetivos para 2030 es uno de los países que más importancia le van a dar a la energía eólica marina, que cubrirá casi un 37% de la producción eléctrica. Tan sólo Dinamarca con un 43% o el escenario de alto crecimiento de Estonia con un 52% superan este registro. Los resultados de los impactos para ambos escenarios son los que se observan a continuación.



Categoría de impacto	Unidad	2019	Referencia
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	2,62E-06	5,51E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	7,23E+00	2,15E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	4,94E-01	1,42E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	3,89E-08	1,84E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	2,38E-01	2,69E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	3,33E-01	3,42E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	3,83E+02	2,44E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,18E-03	3,05E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	4,38E-05	2,42E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	8,42E-04	4,25E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	4,62E-04	1,57E-04

Tabla 31: Impactos medioambientales escenario de generación Holanda para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	Referencia
Agotamiento abiótico	-	110,4%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-70,2%
Calentamiento global	-	-71,3%
Destrucción capa de ozono	-	-52,8%
Toxicidad humana	-	13,3%
Ecotoxicidad agua dulce	-	2,5%
Ecotoxicidad agua marina	-	-36,4%
Ecotoxicidad terrestre	-	-3,9%
Oxidación fotoquímica	-	-44,7%
Acidificación	-	-49,5%
Eutrofización	-	-65,9%

Tabla 32: Comparación de impactos ambientales escenario Holanda respecto al caso base

En comparación con el resto de los países, la producción de 1 kWh de electricidad en Holanda presenta unos impactos bajos, destacando positivamente en el apartado de ecotoxicidad terrestre. Sin embargo, junto con Alemania, es uno de los países más dañinos en cuanto al agotamiento abiótico, categoría que empeora significativamente debido a la alta utilización de la solar fotovoltaica en la producción eléctrica. A pesar de esto, en el escenario 2030 consiguen una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 71,3%.

## 6.9 IRLANDA ESCENARIOS 2030

Los dos escenarios planteados para 2030, consiguen suplir el aumento de la demanda y la eliminación del carbón por medio de implantación de fuentes renovables, destacando la energía eólica. Los resultados del ACV de Irlanda se muestran en las tablas siguientes.

Categoría de impacto	Unidad	2019	WAM	WEM
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	2,28E-06	3,22E-06	2,97E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	5,32E+00	2,91E+00	4,36E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	3,81E-01	1,73E-01	2,52E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	2,18E-08	1,20E-08	1,93E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	2,08E-01	2,22E-01	2,14E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	2,94E-01	3,01E-01	2,95E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	2,47E+02	1,89E+02	1,87E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,19E-03	3,15E-03	3,14E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	4,06E-05	1,96E-05	3,04E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	8,67E-04	3,47E-04	5,83E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	1,86E-04	1,21E-04	1,36E-04

Tabla 33: Impactos medioambientales escenarios de generación Irlanda para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	WAM	WEM
Agotamiento abiótico	-	41,0%	30,1%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-45,3%	-28,1%
Calentamiento global	-	-54,6%	-33,9%
Destrucción capa de ozono	-	-45,0%	-11,4%
Toxicidad humana	-	7,0%	3,0%
Ecotoxicidad agua dulce	-	2,3%	0,3%
Ecotoxicidad agua marina	-	-23,2%	-24,1%
Ecotoxicidad terrestre	-	-1,3%	-1,7%
Oxidación fotoquímica	-	-51,7%	-25,1%
Acidificación	-	-60,0%	-32,7%
Eutrofización	-	-35,2%	-26,8%

Tabla 34: Comparación de impactos ambientales escenarios Irlanda respecto al caso base

Los impactos para los escenarios de 2030 sitúan a Irlanda como uno de los países más sostenibles, especialmente el escenario WAM. Destaca positivamente con respecto al resto de los países en las categorías de ecotoxicidad, acidificación, oxidación fotoquímica y eutrofización. Sin embargo, no es de los países que más mejoran sus resultados en comparación con el mix de generación de 2019.

## 6.10 POLONIA ESCENARIOS 2030

Polonia es de los pocos países de la Unión Europea que no ha presentado planes para acabar con la producción eléctrica con carbón. Los resultados del análisis de ciclo de vida se pueden ver a continuación.

Categoría de impacto	Unidad	2019	Escenario Ref	Escenario ECP
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	3,02E-06	3,42E-06	3,57E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	1,13E+01	9,73E+00	8,60E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	1,02E+00	8,81E-01	7,84E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	2,09E-08	1,93E-08	1,94E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	6,83E-01	6,30E-01	6,05E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	9,41E-01	8,66E-01	8,43E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	2,52E+03	2,20E+03	2,02E+03
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	5,15E-03	4,87E-03	4,80E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	2,50E-04	2,18E-04	1,94E-04
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	6,65E-03	5,73E-03	5,06E-03
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	4,01E-03	3,51E-03	3,42E-03

Tabla 35: Impactos medioambientales escenarios de generación Polonia para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	Escenario Ref	Escenario ECP
Agotamiento abiótico	-	13,2%	18,1%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-13,6%	-23,6%
Calentamiento global	-	-13,5%	-23,1%
Destrucción capa de ozono	-	-7,4%	-7,2%
Toxicidad humana	-	-7,7%	-11,5%
Ecotoxicidad agua dulce	-	-8,1%	-10,5%
Ecotoxicidad agua marina	-	-12,6%	-19,7%
Ecotoxicidad terrestre	-	-5,3%	-6,7%
Oxidación fotoquímica	-	-12,8%	-22,2%
Acidificación	-	-13,8%	-23,9%
Eutrofización	-	-12,5%	-14,7%

Tabla 36: Comparación de impactos ambientales escenarios Polonia respecto al caso base

A pesar de la introducción de tecnologías renovables en 2030, las políticas se muestran insuficientes, al cosechar los peores resultados en comparación con los demás países en la mayoría de los impactos. Incluso el escenario más optimista, sigue teniendo una producción eléctrica más dañina que el resto en todas las categorías de impacto salvo en el agotamiento abiótico y la destrucción de la capa de ozono.

Muy revelador es el hecho de que presenta las menores reducciones en la mayoría de las categorías de impacto, a pesar de ser unos de los mixes menos sostenibles actualmente. Esto muestra una clara falta de ambición en cuanto a la política de descarbonización del sector eléctrico en Polonia.

## 6.11 REINO UNIDO ESCENARIO 2030

En sus planes para 2030, Reino Unido también pretende acabar con la producción eléctrica con carbón, así como reducir la producción con gas natural, que actualmente es un pilar importante de su mix. Los resultados de los dos escenarios de Reino Unido se recopilan en las tablas siguientes.

Categoría de impacto	Unidad	2019	BNZP
Agotamiento abiótico	kg Sb eq/kWh	3,39E-06	4,36E-06
Agotamiento abiótico (fósiles)	MJ/kWh	6,20E+00	1,46E+00
Calentamiento global	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	4,02E-01	1,00E-01
Destrucción capa de ozono	kg CFC-11 eq/kWh	5,83E-08	2,39E-08
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq/kWh	2,48E-01	2,48E-01
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1,4-DB eq/kWh	3,11E-01	3,14E-01
Ecotoxicidad agua marina	kg 1,4-DB eq/kWh	2,72E+02	2,13E+02
Ecotoxicidad terrestre	kg 1,4-DB eq/kWh	3,27E-03	3,16E-03
Oxidación fotoquímica	kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq/kWh	5,26E-05	2,28E-05
Acidificación	kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	9,37E-04	3,83E-04
Eutrofización	kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh	2,96E-04	1,53E-04

Tabla 37: Impactos medioambientales escenario de generación Reino Unido para 1 kWh en baja tensión

Categoría de impacto	2019	BNZP
Agotamiento abiótico	-	28,7%
Agotamiento abiótico (fósiles)	-	-76,5%
Calentamiento global	-	-75,1%
Destrucción capa de ozono	-	-59,1%
Toxicidad humana	-	0,1%
Ecotoxicidad agua dulce	-	0,9%
Ecotoxicidad agua marina	-	-21,9%
Ecotoxicidad terrestre	-	-3,3%
Oxidación fotoquímica	-	-56,6%
Acidificación	-	-59,1%
Eutrofización	-	-48,1%

Tabla 38: Comparación de impactos ambientales escenario Reino Unido respecto al caso base

El mix de generación de 2030 se sitúa entre los más sostenibles de los países analizados, destacando positivamente en la categoría de calentamiento global. En dicha categoría, Reino Unido sería capaz de reducir hasta un 75,1% las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo por tanto el país con las medidas más efectivas y que consigue un cambio más radical para descarbonizar el sector.

## 6.12 COMPARATIVA ESCENARIOS 2030

En la Tabla 39 se puede observar el impacto de producir 1 kWh de electricidad en los distintos escenarios futuros de los países analizados en 2030.

	Escenario	Agotamiento abiótico kg Sb eq/kWh	Agotamiento abiótico (combustibles fósiles) MJ/kWh	Calentamiento global kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	Destrucción de la capa de ozono kg CFC-11 eq/kWh	Toxicidad humana kg 1,4-DB eq/kWh	Ecotoxicidad			Oxidación fotoquímica kg C2H4 eq/kWh	Acidificación kg SO <sub>2</sub> eq/kWh	Eutrofización kg PO <sub>4</sub> --- eq/kWh
							Agua dulce kg 1,4-DB eq/kWh	Agua marina kg 1,4-DB eq/kWh	Terrestre kg 1,4-DB eq/kWh			
Alemania	Baseline	5,25E-06	3,52E+00	3,30E-01	1,24E-08	3,98E-01	5,77E-01	8,14E+02	3,39E-03	3,73E-05	7,84E-04	1,58E-03
	CAP	5,40E-06	2,70E+00	2,36E-01	1,45E-08	3,53E-01	4,97E-01	5,90E+02	3,24E-03	3,42E-05	6,62E-04	1,02E-03
Bélgica	Central	3,52E-06	3,96E+00	2,63E-01	3,82E-08	2,35E-01	3,20E-01	2,08E+02	3,11E-03	3,21E-05	5,09E-04	1,51E-04
	H.RES	3,61E-06	3,58E+00	2,38E-01	3,44E-08	2,39E-01	3,26E-01	2,12E+02	3,11E-03	2,97E-05	4,68E-04	1,47E-04
Dinamarca	Ref.	4,77E-06	6,23E-01	5,67E-02	5,23E-09	2,81E-01	3,50E-01	2,42E+02	3,15E-03	2,91E-05	5,36E-04	1,80E-04
Estonia	Base	3,53E-06	6,16E+00	5,02E-01	7,91E-08	3,24E-01	3,16E-01	2,43E+02	3,56E-03	1,65E-04	4,36E-03	3,98E-04
	Alto Crec.	4,04E-06	3,87E+00	3,19E-01	4,92E-08	3,01E-01	3,14E-01	2,27E+02	3,44E-03	1,08E-04	2,78E-03	2,87E-04
Francia	Esc. A	3,22E-06	7,34E-01	5,77E-02	7,49E-08	2,42E-01	3,03E-01	2,11E+02	3,09E-03	1,51E-05	2,98E-04	1,26E-04
	Esc. B	3,49E-06	7,43E-01	5,88E-02	7,14E-08	2,47E-01	3,10E-01	2,19E+02	3,08E-03	1,56E-05	3,08E-04	1,29E-04
Holanda	Ref.	5,51E-06	2,15E+00	1,42E-01	1,84E-08	2,69E-01	3,42E-01	2,44E+02	3,05E-03	2,42E-05	4,25E-04	1,57E-04
Irlanda	WAM	3,22E-06	2,91E+00	1,73E-01	1,20E-08	2,22E-01	3,01E-01	1,89E+02	3,15E-03	1,96E-05	3,47E-04	1,21E-04
	WEM	2,97E-06	4,36E+00	2,52E-01	1,93E-08	2,14E-01	2,95E-01	1,87E+02	3,14E-03	3,04E-05	5,83E-04	1,36E-04
Polonia	Ref.	3,42E-06	9,73E+00	8,81E-01	1,93E-08	6,30E-01	8,66E-01	2,20E+03	4,87E-03	2,18E-04	5,73E-03	3,51E-03
	ECP	3,57E-06	8,60E+00	7,84E-01	1,94E-08	6,05E-01	8,43E-01	2,02E+03	4,80E-03	1,94E-04	5,06E-03	3,42E-03
Reino Unido	BNZP	4,36E-06	1,46E+00	1,00E-01	2,39E-08	2,48E-01	3,14E-01	2,13E+02	3,16E-03	2,28E-05	3,83E-04	1,53E-04

Tabla 39: Impactos medioambientales escenarios de generación 2030 para 1 kWh en baja tensión

A la luz de los resultados, el mix energético de Francia, tanto en el escenario A como en el escenario B, parece ser el más sostenible y equilibrado, ya que la producción de electricidad resulta en los menores impactos ambientales en casi todas las categorías. Los escenarios de Irlanda, marcados por una gran generación de energía eólica, también se sitúan entre los que generan menos emisiones, por delante de otros países que proyectan un mayor peso de energía solar fotovoltaica en sus mixes, como Alemania, Holanda o Reino Unido. El mix de producción eléctrica de Dinamarca destaca positivamente en las categorías de impacto de calentamiento global y destrucción de la capa de ozono.

En la siguiente gráfica se puede observar el impacto de los distintos escenarios en el indicador de calentamiento global.

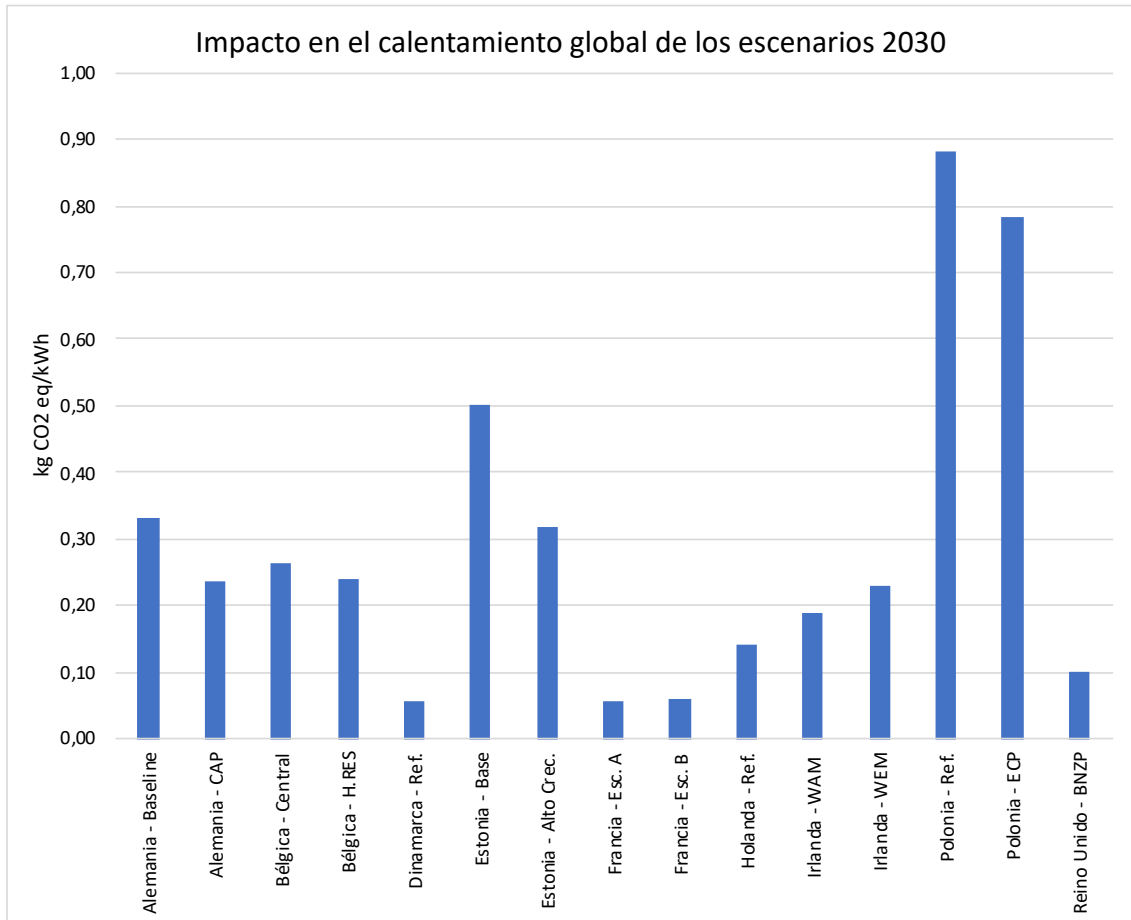


Figura 7: Impacto calentamiento global de escenarios 2030 para 1 kWh en baja tensión

A nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, los escenarios más favorables son Francia y Dinamarca, seguido de Reino Unido. En el extremo opuesto se encuentra Polonia, muy por encima de todos los demás países. El escenario conservador de Estonia, que sigue dependiendo de las energías fósiles para la producción de electricidad, es poco sostenible en este indicador de impacto. Sin embargo, el escenario de alto crecimiento contempla fuertes inversiones extranjeras en energía eólica marina en el país, lo que provocaría una gran mejora en la sostenibilidad de su producción eléctrica.

## 7. EVALUACIÓN DE IMPACTOS SOCIALES

En este capítulo se va a considerar el balance entre beneficios y costes de los diferentes mixes de generación en la sociedad. Aunque los impactos sociales pueden ser innumerables, en este trabajo se van a estudiar los más significativos, que son la creación o destrucción de empleo, la ocupación de terrenos útiles y la actitud de la ciudadanía en cuanto a las tecnologías de generación en su entorno.

### 7.1 CREACIÓN DE EMPLEO

En paralelo con la reducción de los gases de efecto invernadero, uno de los pilares del Pacto Verde Europeo anunciado en diciembre de 2019 es la creación de empleo. De esta forma, el objetivo es lograr que la transición energética vaya acompañada de un desarrollo económico. Sin embargo, hasta la fecha se han llevado a cabo pocos estudios que hayan realizado una valoración del impacto de la transición en los empleos. De los Planes Nacionales de Energía y Clima de los países mencionados, en tan sólo unos pocos se ofrecen datos de la empleabilidad en el sector, pero estos se limitan a los empleos directos. Otros estudios arrojan resultados positivos estimando que al menos 18 millones de empleos se podrían crear en todo el mundo para 2030 si se siguen políticas encaminadas a limitar el aumento de la temperatura global a 2°C [80].

En el año 2017, el sector energético alcanzó los casi 58 millones de personas empleadas en todo el mundo [81], de las cuales aproximadamente la mitad trabajaban en la industria de combustibles fósiles. El crecimiento de la energía renovable ha provocado un gran aumento en la empleabilidad, con alrededor de 11 millones de personas trabajando en el sector de las energías libres de carbón en 2018 en todo el mundo y 1,5 millones en Europa [81]. La energía de biomasa y la energía eólica son las que más emplean en la Unión Europea.

En cuanto a los países, casi un quinto de los empleos en energías renovables de Europa se ubican en Alemania [81]. Por otra parte, países menos poblados como Estonia y Dinamarca se encuentran entre los que tienen más empleabilidad de renovables per cápita.

#### 7.1.1 CREACIÓN DE EMPLEO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

En este estudio se va a hacer una comparativa entre los empleos directos e indirectos en los distintos países en el caso base y la creación o destrucción de empleo de los distintos escenarios para 2030. De esta manera se pretende determinar qué mixes energéticos contribuyen en mayor medida al desarrollo económico y social. Para ello, se va a hacer uso de factores de empleo, que se define como el número de puestos de trabajos generados por unidad de capacidad de producción eléctrica. Las etapas de la cadena de valor de las distintas tecnologías de generación eléctrica para los que se estudia los factores de empleo son las siguientes:

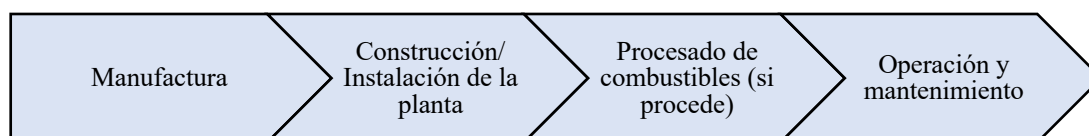


Figura 8: Etapas de la cadena de valor de las tecnologías de generación

En la tabla siguiente se muestra los factores de empleo para cada una de estas etapas. Para la generación con carbón, el petróleo, el gas natural y la energía eólica marina se han utilizado los valores de los países europeos pertenecientes a la OECD, mientras que, para el resto, a falta de información más específica, se han utilizado los promedios globales. Los valores de vida útil se han obtenido de los siguientes documentos: “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0” [82], “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” [83] y “Renewable Generation Power Costs in 2019” [84]

Tecnología	Vida útil (años)	Manufactura (Empleos·año/MW)	Construcción (Empleos·año/MW)	Operación y mantenimiento (Empleos/MW)	Combustible (Empleos/PJ)
Carbón	40	5,4	11,2	0,14	40,1
Petróleo	40	0,93	1,3	0,14	8,6
Gas natural	25	0,93	1,3	0,14	8,6
Nuclear	40	1,3	11,8	0,6	0,001
Hidráulica gran escala	80	3,5	7,4	0,2	-
Hidráulica pequeña escala	40	10,9	15,8	4,9	-
Biomasa	20	2,9	14	1,5	29,9
Solar fotovoltaica	25	6,7	13	0,7	-
Eólica terrestre	25	4,7	3,2	0,3	-
Eólica marina	25	10,7	7,1	0,2	-

Tabla 40: Factores de empleo. Fuente: Institute for sustainable futures [85]

Como se puede ver, las energías renovables tienen mayor intensidad laboral en la mayoría de las etapas de la cadena de valor, al estar menos afectadas por la automatización que las fuentes de generación convencionales. Se espera que esto se mantenga, ya que el sector renovable va a estar menos afectado por las soluciones automatizadas, especialmente en las etapas de construcción y operación y mantenimiento, en las cuales las plantas de generación renovables tienden a ubicarse en zonas de acceso complicado. Algunos ejemplos son el mantenimiento de turbinas eólicas en terrenos no uniformes o en sitios remotos, o la instalación de paneles solares en tejados. Además, las energías renovables, a excepción de la biomasa, no generan empleo en la extracción y procesado de combustible.

Por otro lado, en la tabla se aprecia que la industria del petróleo y el gas natural ha alcanzado grandes niveles de automatización a lo largo de los años, lo que ha reducido considerablemente la empleabilidad. En las tecnologías de generación convencional, la mayor fuerza laboral se concentra en la extracción de combustible o las minas en el caso del carbón.

Dado que el documento “Calculating global energy sector jobs” [85] que proporciona los factores de empleo es de 2015, resulta necesario tener en cuenta la reducción en la



empleabilidad por unidad de capacidad de generación debido al aprendizaje que proporciona la experiencia y el avance de las tecnologías. Para ello se va a hacer uso de la siguiente tabla que ha sido extraída de dicho documento donde se muestran las reducciones en la empleabilidad de cada tecnología de generación para 2030. Así, se puede ver como la energía solar fotovoltaica va a reducir su empleabilidad en un 41% en 2030 para los países europeos de la OECD. Los valores negativos indican que va a existir un crecimiento en la empleabilidad.

**Table 9 Employment factor decline from 2015 – 2030 by technology**

	OECD North America	OECD Europe	OECD Pacific	Latin America	China	India	Africa	Middle East	Eastern Europe/Eurasia	Developing Asia
Coal	-	-	-	-	-65%	-25%	-	-	-	-25%
Lignite	-	-	-	-	-65%	-25%	-	-	-	-25%
Gas	6%	6%	7%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	5%
Oil	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	5%	16%	-13%	-	-35%	-27%	-	-	-	-27%
Biomass	4%	5%	4%	3%	3%	3%	5%	3%	3%	3%
Hydro-large	0%	-6%	0%	-7%	-3%	-6%	-1%	-7%	-3%	-6%
Hydro-small	0%	-6%	0%	-7%	-3%	-6%	-1%	-7%	-3%	-6%
Wind onshore	6%	5%	7%	5%	3%	3%	6%	5%	5%	3%
Wind offshore	25%	23%	24%	23%	23%	23%	22%	23%	23%	23%
PV	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
Geothermal power	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%
Solar thermal power	9%	17%	9%	12%	10%	10%	14%	12%	9%	10%
Ocean	33%	32%	32%	31%	31%	31%	31%	31%	32%	31%
Coal CHP	4%	5%	4%	4%	2%	4%	5%	4%	3%	4%
Lignite CHP	-	-	-	-	-65%	-25%	-	-	-	-25%
Gas CHP	-	-	35%	36%	-	-	36%	36%	-	-
Oil CHP	33%	33%	27%	29%	33%	33%	29%	29%	33%	33%
Biomass CHP	-	-	29%	30%	-65%	-25%	30%	30%	-	-25%
Geothermal CHP	6%	6%	1%	2%	6%	6%	2%	2%	6%	6%
Hydrogen CHP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geothermal - heat	8%	8%	8%	5%	5%	5%	5%	6%	8%	5%
Solar - heat	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

*Tabla 41: Decrecimiento en los factores de empleo entre 2015-2030 por tecnología y región [85]*

Para calcular el porcentaje que se ha reducido en el año 2019, se va a hacer una interpolación lineal entre 2015 y 2030, de modo que se pueda calcular para cada tecnología la reducción en empleabilidad. De esta manera, se observa como para el año 2019, la reducción en empleabilidad de la energía solar fotovoltaica sería del 10,9% respecto al año 2015.

Tecnología	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Antracita	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Lignito	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Turba	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Petróleo	-	0,3%	0,7%	1,0%	1,3%	1,7%	2,0%	2,3%	2,7%	3,0%	3,3%	3,7%	4,0%	4,3%	4,7%	5,0%
Gas Natural, Convencional	-	0,5%	0,9%	1,4%	1,9%	2,3%	2,8%	3,3%	3,7%	4,2%	4,7%	5,1%	5,6%	6,1%	6,5%	7,0%
Gas Natural, CC	-	0,5%	0,9%	1,4%	1,9%	2,3%	2,8%	3,3%	3,7%	4,2%	4,7%	5,1%	5,6%	6,1%	6,5%	7,0%
Antracita Cogeneración	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Lignito Cogeneración	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Petróleo Cogeneración	-	0,4%	0,8%	1,2%	1,6%	2,0%	2,4%	2,8%	3,2%	3,6%	4,0%	4,4%	4,8%	5,2%	5,6%	6,0%
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	-	0,5%	0,9%	1,4%	1,9%	2,3%	2,8%	3,3%	3,7%	4,2%	4,7%	5,1%	5,6%	6,1%	6,5%	7,0%
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	-	0,5%	0,9%	1,4%	1,9%	2,3%	2,8%	3,3%	3,7%	4,2%	4,7%	5,1%	5,6%	6,1%	6,5%	7,0%
Nuclear BWR	-	1,1%	2,1%	3,2%	4,3%	5,3%	6,4%	7,5%	8,5%	9,6%	10,7%	11,7%	12,8%	13,9%	14,9%	16,0%
Nuclear PWR	-	1,1%	2,1%	3,2%	4,3%	5,3%	6,4%	7,5%	8,5%	9,6%	10,7%	11,7%	12,8%	13,9%	14,9%	16,0%
Hidráulica Agua fluyente	-	-0,4%	-0,8%	-1,2%	-1,6%	-2,0%	-2,4%	-2,8%	-3,2%	-3,6%	-4,0%	-4,4%	-4,8%	-5,2%	-5,6%	-6,0%
Hidráulica Reserva Alpina	-	-0,4%	-0,8%	-1,2%	-1,6%	-2,0%	-2,4%	-2,8%	-3,2%	-3,6%	-4,0%	-4,4%	-4,8%	-5,2%	-5,6%	-6,0%
Hidráulica Reserva No Alpina	-	-0,4%	-0,8%	-1,2%	-1,6%	-2,0%	-2,4%	-2,8%	-3,2%	-3,6%	-4,0%	-4,4%	-4,8%	-5,2%	-5,6%	-6,0%
Hidráulica Bombeo	-	-0,4%	-0,8%	-1,2%	-1,6%	-2,0%	-2,4%	-2,8%	-3,2%	-3,6%	-4,0%	-4,4%	-4,8%	-5,2%	-5,6%	-6,0%
Biomasa	-	0,3%	0,7%	1,0%	1,3%	1,7%	2,0%	2,3%	2,7%	3,0%	3,3%	3,7%	4,0%	4,3%	4,7%	5,0%
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar 570 kW	-	2,7%	5,5%	8,2%	10,9%	13,7%	16,4%	19,1%	21,9%	24,6%	27,3%	30,1%	32,8%	35,5%	38,3%	41,0%
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	-	2,7%	5,5%	8,2%	10,9%	13,7%	16,4%	19,1%	21,9%	24,6%	27,3%	30,1%	32,8%	35,5%	38,3%	41,0%
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	-	2,7%	5,5%	8,2%	10,9%	13,7%	16,4%	19,1%	21,9%	24,6%	27,3%	30,1%	32,8%	35,5%	38,3%	41,0%
Eólica terrestre < 1 MW	-	0,3%	0,7%	1,0%	1,3%	1,7%	2,0%	2,3%	2,7%	3,0%	3,3%	3,7%	4,0%	4,3%	4,7%	5,0%
Eólica terrestre 1-3 MW	-	0,3%	0,7%	1,0%	1,3%	1,7%	2,0%	2,3%	2,7%	3,0%	3,3%	3,7%	4,0%	4,3%	4,7%	5,0%
Eólica terrestre > 3 MW	-	0,3%	0,7%	1,0%	1,3%	1,7%	2,0%	2,3%	2,7%	3,0%	3,3%	3,7%	4,0%	4,3%	4,7%	5,0%
Eólica marina 1-3 MW	-	1,5%	3,1%	4,6%	6,1%	7,7%	9,2%	10,7%	12,3%	13,8%	15,3%	16,9%	18,4%	19,9%	21,5%	23,0%
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 42: Decrecimiento en factores de empleo – Interpolación lineal anual

Para poder comparar la creación de empleo de cada tecnología, es necesario antes obtener los puestos de trabajo respecto a la unidad funcional kWh. Los puestos de trabajo para cada tecnología se calcularán como la suma de los puestos de trabajo que genera la planta de generación eléctrica, que agrupa las etapas de construcción de la planta, la manufactura

y operación y mantenimiento; y los puestos de trabajo derivados de la extracción y procesado de combustibles.

Los puestos de trabajo de la planta se van a calcular sumando los factores de empleo de la planta y dividiendo dichos factores por la energía generada, aplicando los factores de capacidad actuales de cada tecnología y los estimados para el año 2030. En cuanto a los combustibles, la creación de puestos de trabajos se calculará en base a la cantidad de combustible necesario para producir 1 kWh de electricidad. Para cada tecnología se va a aplicar el mismo decrecimiento de los factores de empleo tanto para los empleos relacionados con la planta como aquellos relacionado con la etapa de combustible. La fórmula quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & \text{Puestos de trabajo} \left( \frac{\text{Empleos}}{\text{kWh}} \right) \\
 &= \frac{\sum \text{Factores de empleo planta}^1 \left( \frac{\text{Empleos}}{\text{MW}} \right) \cdot (1 - \text{Decrecimiento factores empleo})}{8760(h) \cdot \text{Factor de Capacidad} \cdot \frac{1000 \text{ kW}}{1 \text{ MW}}} \\
 &+ \text{Empleos por combustible} \left( \frac{\text{Empleos}}{\text{PJ}} \right) \cdot \text{Consumo específico combustible} \left( \frac{\text{PJ}}{\text{kWh}} \right) (1 \\
 &- \text{Decrecimiento factores empleo})
 \end{aligned}$$

*Ecuación 1: Cálculo de los puestos de trabajo de las tecnologías de generación*

Para el biogás y los residuos, al no disponer de factores de empleo, se van a estimar a partir de otras fuentes. Según el informe “*Gas for climate – A path to 2050*”, la generación de 350 TWh con biogás para 2050 supondría entre 100.000 y 125.000 puestos de trabajos directos y entre 150.000 y 200.000 puestos indirectos. En cuanto a los residuos, en 2019 en Estados Unidos la generación de 13 TWh de electricidad [86] con residuos estuvo apoyada por 7.000 puestos de trabajo [87]. Finalmente, se va a estimar que los factores de empleo no varían dentro de los bloques de tecnologías de generación de la Tabla 40.

El factor de capacidad se define como el cociente entre la energía real generada durante un período, normalmente de un año, y la energía máxima que se podría generar trabajando a potencia nominal durante dicho período. Los factores de capacidad se han estimado a partir de los siguientes documentos: “*Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – versión 14.0*” [82], “*Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*” [88] y “*Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition*” [83]. En este último documento, se ha estimado a partir de las medias de los países europeos. Para el petróleo, el biogás y la generación con residuos, se ha estimado a partir de la media de los factores de capacidad conocidos de Alemania y Francia. De esta forma, la tabla con los factores de capacidad queda de la siguiente manera:

<sup>1</sup> En las etapas de manufactura y construcción de la planta es necesario dividir entre el período de vida útil en años

<b>Tecnología</b>	<b>Factor de capacidad (%)</b>
Antracita	84,0%
Lignito	84,0%
Turba	84,0%
Petróleo	8,0%
Gas Natural, Convencional	74,0%
Gas Natural, CC	74,0%
Antracita Cogeneración	57,0%
Lignito Cogeneración	57,0%
Petróleo Cogeneración	72,0%
Gas natural, Convencional 100 MW Cogeneración	72,0%
Gas natural, CC 400 MW Cogeneración	72,0%
Nuclear BWR	88,0%
Nuclear PWR	88,0%
Hidráulica Agua fluyente	32,0%
Hidráulica Reserva Alpina	50,0%
Hidráulica Reserva No Alpina	50,0%
Hidráulica Bombeo	15,0%
Biomasa	64,0% (actual) – 83% (2030)
Biogás	59,0%
Solar 570 kW	24,0%
Solar 3kW tejado inclinado panel único	16,0%
Solar 3kW tejado inclinado panel múltiple	16,0%
Eólica terrestre < 1 MW	33,5% (actual) – 42,5% (2030)
Eólica terrestre 1-3 MW	35,5% – 42,5% (2030)
Eólica terrestre > 3 MW	35,5% – 42,5% (2030)
Eólica marina 1-3 MW	45,0% – 47,0% (2030)
Residuos	62,5%

*Tabla 43: Factores de capacidad de las tecnologías de generación*

Para calcular el combustible necesario para la generación de 1 kWh de electricidad, es necesario conocer el consumo específico de cada combustible. El consumo específico es una medida de la eficiencia con la cual las plantas de generación eléctrica convierten el input de combustible en electricidad. Así, el consumo específico se podría definir como la cantidad de energía usada por un generador o planta de generación para la producción de 1 kWh de electricidad. El contenido energético de 1 kWh de electricidad equivale a 3412 Btus. En caso de que la eficiencia no sea del 100%, será necesario más unidades de Btus para producir electricidad. En la tabla siguiente se muestran los consumos específicos del carbón, el gas natural, el combustible nuclear y la biomasa. El consumo específico de la biomasa ha sido determinado utilizando un valor medio entre el 15-30% de eficiencia de las plantas de generación de madera [89].

	Consumo específico (Btu/kWh)	Consumo específico (PJ/kWh)	Rendimiento (%)
Carbón	10551	1,11E-08	32,3%
Petróleo	11135	1,17E-08	30,6%
Gas natural	7732	8,16E-09	44,1%
Nuclear	10442	1,10E-08	32,7%
Biomasa	15164	1,60E-08	22,5%

Tabla 44: Consumos específicos y rendimientos de combustibles

Una vez calculados los factores de capacidad y los consumos específicos, es posible determinar la creación de puestos de trabajo para cada tecnología de acuerdo con la unidad funcional para los años 2019 y 2030. Las columnas denominadas “Planta” de la Tabla 45 y de la

Tecnología	Planta 2030 (# empleos/kWh)	Combustible 2030 (# empleos/kWh)	Total empleos 2030 (# empleos/kWh)
Antracita	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Lignito	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Turba	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Petróleo	3,41E-07	9,60E-08	4,37E-07
Gas Natural, Convencional	4,55E-08	6,52E-08	1,11E-07
Gas Natural, CC	4,55E-08	6,52E-08	1,11E-07
Antracita Cogeneración	4,44E-07	4,46E-07	8,90E-07
Lignito Cogeneración	4,44E-07	4,46E-07	8,90E-07
Petróleo Cogeneración	3,50E-07	9,60E-08	4,46E-07
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	4,68E-08	6,52E-08	1,12E-07
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	4,68E-08	6,52E-08	1,12E-07
Nuclear BWR	4,22E-07	9,25E-12	4,22E-07
Nuclear PWR	4,22E-07	9,25E-12	4,22E-07
Hidráulica Agua fluyente	2,36E-06	-	2,36E-06
Hidráulica Reserva Alpina	3,20E-07	-	3,20E-07
Hidráulica Reserva No Alpina	3,20E-07	-	3,20E-07
Hidráulica Bombeo	1,07E-06	-	1,07E-06
Biomasa	4,17E-07	4,54E-07	8,71E-07
Biogás	8,57E-07	-	8,57E-07
Solar 570 kW	4,18E-07	-	4,18E-07
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	6,26E-07	-	6,26E-07
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	6,26E-07	-	6,26E-07
Eólica terrestre < 1 MW	2,38E-07	-	2,38E-07
Eólica terrestre 1-3 MW	2,38E-07	-	2,38E-07
Eólica terrestre > 3 MW	2,38E-07	-	2,38E-07
Eólica marina 1-3 MW	5,70E-07	-	5,70E-07
Residuos	5,38E-07	-	5,38E-07

Tabla 46 , incluye las etapas de construcción, manufactura y operación y mantenimiento de la planta de generación eléctrica, mientras que las columnas “*Combustible*” incluye la etapa de extracción y procesado de los combustibles.

Los empleos creados por cada tecnología de generación por unidad de generación eléctrica, con las reducciones en los factores de empleo ajustados al año 2019 y 2030 son los siguientes:

<b>Tecnología</b>	<b>Planta 2019 (# empleos/kWh)</b>	<b>Combustible 2019 (# empleos/kWh)</b>	<b>Total empleos 2019 (# empleos /kWh)</b>
Antracita	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Lignito	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Turba	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Petróleo	3,54E-07	9,97E-08	4,54E-07
Gas Natural, Convencional	4,80E-08	6,88E-08	1,17E-07
Gas Natural, CC	4,80E-08	6,88E-08	1,17E-07
Antracita Cogeneración	4,44E-07	4,46E-07	8,90E-07
Lignito Cogeneración	4,44E-07	4,46E-07	8,90E-07
Petróleo Cogeneración	3,50E-07	9,97E-08	4,50E-07
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	4,94E-08	6,88E-08	1,18E-07
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	4,94E-08	6,88E-08	1,18E-07
Nuclear BWR	4,81E-07	1,05E-11	4,81E-07
Nuclear PWR	4,81E-07	1,05E-11	4,81E-07
Hidráulica Agua fluyente	2,26E-06	-	2,26E-06
Hidráulica Reserva Alpina	3,07E-07	-	3,07E-07
Hidráulica Reserva No Alpina	3,07E-07	-	3,07E-07
Hidráulica Bombeo	1,02E-06	-	1,02E-06
Biomasa	5,61E-07	4,72E-07	1,03E-06
Biogás	8,57E-07	-	8,57E-07
Solar 570 kW	6,30E-07	-	6,30E-07
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	9,46E-07	-	9,46E-07
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	9,46E-07	-	9,46E-07
Eólica terrestre < 1 MW	3,10E-07	-	3,10E-07
Eólica terrestre 1-3 MW	2,94E-07	-	2,94E-07
Eólica terrestre > 3 MW	2,94E-07	-	2,94E-07
Eólica marina 1-3 MW	7,26E-07	-	7,26E-07
Residuos	5,38E-07	-	5,38E-07

Tabla 45: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019

<b>Tecnología</b>	<b>Planta 2030 (# empleos/kWh)</b>	<b>Combustible 2030 (# empleos/kWh)</b>	<b>Total empleos 2030 (# empleos /kWh)</b>
Antracita	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Lignito	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Turba	3,01E-07	4,46E-07	7,47E-07
Petróleo	3,41E-07	9,60E-08	4,37E-07
Gas Natural, Convencional	4,55E-08	6,52E-08	1,11E-07
Gas Natural, CC	4,55E-08	6,52E-08	1,11E-07
Antracita Cogeneración	4,44E-07	4,46E-07	8,90E-07
Lignito Cogeneración	4,44E-07	4,46E-07	8,90E-07
Petróleo Cogeneración	3,50E-07	9,60E-08	4,46E-07
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	4,68E-08	6,52E-08	1,12E-07
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	4,68E-08	6,52E-08	1,12E-07
Nuclear BWR	4,22E-07	9,25E-12	4,22E-07
Nuclear PWR	4,22E-07	9,25E-12	4,22E-07
Hidráulica Agua fluyente	2,36E-06	-	2,36E-06
Hidráulica Reserva Alpina	3,20E-07	-	3,20E-07
Hidráulica Reserva No Alpina	3,20E-07	-	3,20E-07
Hidráulica Bombeo	1,07E-06	-	1,07E-06
Biomasa	4,17E-07	4,54E-07	8,71E-07
Biogás	8,57E-07	-	8,57E-07
Solar 570 kW	4,18E-07	-	4,18E-07
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	6,26E-07	-	6,26E-07
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	6,26E-07	-	6,26E-07
Eólica terrestre < 1 MW	2,38E-07	-	2,38E-07
Eólica terrestre 1-3 MW	2,38E-07	-	2,38E-07
Eólica terrestre > 3 MW	2,38E-07	-	2,38E-07
Eólica marina 1-3 MW	5,70E-07	-	5,70E-07
Residuos	5,38E-07	-	5,38E-07

Tabla 46: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2030



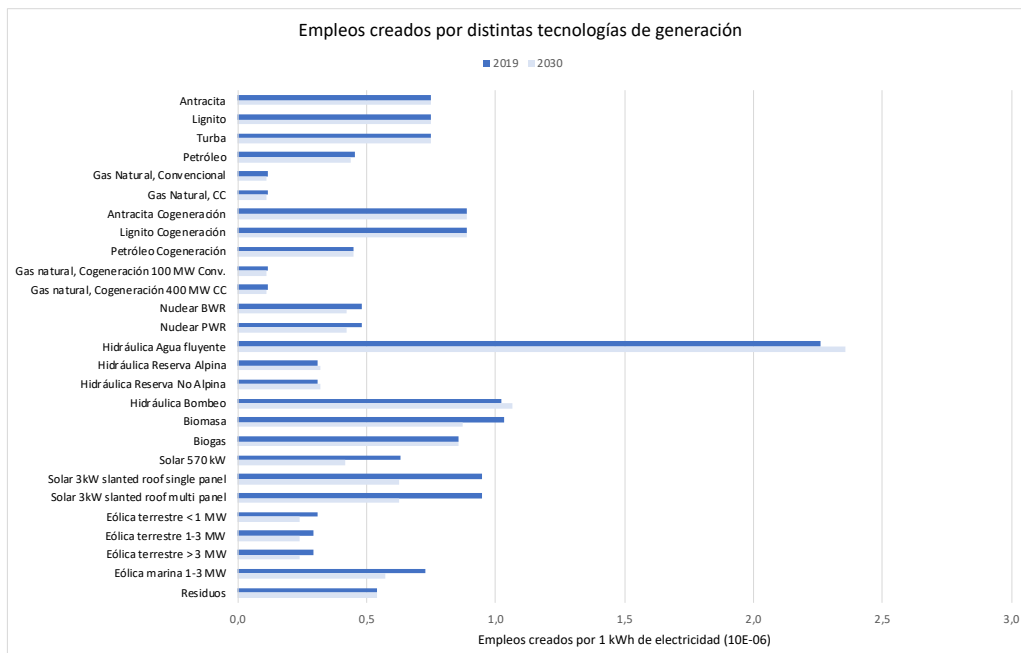


Figura 9: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019 y 2030

La hidráulica de agua fluvente y bombeo, la biomasa y biogás y la energía solar fotovoltaica se posicionan como líderes en la creación de empleo en el sector renovable. Estos resultados los consiguen aún sin la aportación de empleos de las etapas de extracción y procesado de combustible, a excepción de la biomasa. La energía eólica marina presenta una empleabilidad superior a la energía eólica terrestre, ya que las actividades en el medio acuático requieren de una logística más compleja para efectuar las operaciones correspondientes.

La producción eléctrica con carbón es la que más empleo genera de las fuentes fósiles. En cambio, la generación eléctrica con energía nuclear y gas natural generan poca cantidad de empleos por unidad de generación eléctrica.

La mayoría de las tecnologías, salvo la tecnología hidráulica, crearán menos empleos por unidad de producción eléctrica en el año 2030. Esto se debe fundamentalmente a las previsible mejoras en la automatización de procesos, lo que provocará una disminución en la mano de obra en las distintas etapas de la cadena de valor.

### 7.1.2 CREACIÓN DE EMPLEOS DE LOS PAÍSES EN EL CASO BASE 2019

Aplicando los factores de empleo por tecnología vistos para el año 2019 a la generación eléctrica de los distintos mixes de cada país, es posible determinar qué países generan más empleo en el sector eléctrico, y qué políticas energéticas van encaminadas a generar una mayor cantidad de empleos.

Los empleos totales para un país se calculan multiplicando los factores de empleo de cada tecnología por la generación eléctrica producida por dicha tecnología. Para poder hacer comparativas entre países con distintos niveles de generación y demanda, se normalizan los empleos totales entre la producción eléctrica total en kWh. Los resultados obtenidos para el caso base de cada país son los siguientes:

País	Empleos 2019 (# empleos/kWh)	Total empleos 2019 (miles empleos)
Alemania	0,63E-06	323,68
Bélgica	0,42E-06	31,30
Dinamarca	0,62E-06	18,21
Estonia	0,54E-06	4,05
Francia	0,61E-06	329,65
Holanda	0,36E-06	43,73
Irlanda	0,31E-06	9,46
Polonia	0,79E-06	129,67
Reino Unido	0,45E-06	142,39

Tabla 47: Empleos creados caso base 2019

Tecnología	Alemania	Bélgica	Dinamarca	Estonia	Francia	Holanda	Irlanda	Polonia	Reino Unido
Antracita	10,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	30,0%	4,0%	0,0%	3,6%
Lignito	22,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%
Turba	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	15,2%	0,0%	0,0%
Petróleo	0,1%	2,7%	0,0%	48,4%	0,2%	0,0%	1,3%	0,0%	0,4%
Gas Natural, Convencional	0,1%	4,7%	0,0%	0,0%	0,1%	7,2%	6,3%	0,0%	10,8%
Gas Natural, CC	1,1%	1,1%	0,0%	0,0%	0,8%	11,7%	13,3%	0,0%	0,0%
Antracita Cogeneración	1,4%	0,0%	15,9%	0,0%	0,0%	5,0%	0,0%	54,2%	0,0%
Lignito Cogeneración	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	27,4%	0,0%
Petróleo Cogeneración	0,0%	0,0%	0,5%	11,6%	0,1%	1,5%	0,0%	1,0%	0,0%
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	0,7%	2,6%	1,1%	0,1%	0,4%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	0,0%	1,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%
Nuclear BWR	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	10,9%
Nuclear PWR	8,3%	44,0%	0,0%	0,0%	55,4%	4,3%	0,0%	0,0%	8,1%
Hidráulica Agua fluyente	8,1%	2,3%	0,2%	1,1%	32,0%	0,4%	14,8%	4,7%	9,4%
Hidráulica Reserva Alpina	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hidráulica Reserva No Alpina	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hidráulica Bombeo	2,1%	3,3%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	2,9%	0,6%	1,3%
Biomasa	14,0%	11,5%	29,5%	30,6%	0,8%	13,7%	2,8%	5,0%	24,3%
Biogás	0,0%	2,6%	3,9%	0,8%	0,7%	0,0%	5,3%	0,8%	0,0%
Solar 570 kW	2,4%	2,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,1%	0,0%	0,0%	3,8%
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	4,6%	3,0%	2,2%	0,1%	1,1%	5,1%	0,1%	0,2%	1,6%
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	5,7%	5,9%	2,8%	0,1%	1,4%	6,3%	0,1%	0,3%	1,3%
Eólica terrestre < 1 MW	1,3%	0,1%	8,7%	0,1%	0,2%	1,5%	6,1%	0,9%	0,7%
Eólica terrestre 1-3 MW	7,0%	3,4%	5,7%	4,7%	2,8%	2,7%	24,1%	2,2%	5,6%
Eólica terrestre > 3 MW	0,8%	0,4%	2,0%	0,2%	0,0%	0,9%	1,0%	0,3%	0,4%
Eólica marina 1-3 MW	5,4%	7,7%	25,1%	0,0%	0,0%	6,5%	0,8%	0,0%	16,4%
Residuos	0,4%	1,7%	2,3%	1,7%	0,8%	3,1%	1,7%	0,0%	1,4%

Tabla 48: Porcentaje de empleos creados por tecnología de generación caso base 2019

En la Tabla 47 se observa que, en términos absolutos, los países que más puestos de trabajo relacionados con la producción de energía eléctrica son Francia y Alemania. Estos resultados son lógicos, teniendo en cuenta que son los países que más electricidad demandan. Estonia e Irlanda, por el contrario, tienen una demanda eléctrica bastante menor, lo que repercute en la cantidad de empleos generados.

Atendiendo a los empleos promedios generados por unidad de energía producida, se observa que el país que tiene una empleabilidad más alta en el sector eléctrico es Polonia. La producción con carbón es uno de los principales motores de la economía polaca y produce más de tres cuartas partes de los empleos en el sector eléctrico, tal como se puede ver en la

Tecnología	Alemania	Bélgica	Dinamarca	Estonia	Francia	Holanda	Irlanda	Polonia	Reino Unido
Antracita	10,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	30,0%	4,0%	0,0%	3,6%
Lignito	22,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%
Turba	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	15,2%	0,0%	0,0%
Petróleo	0,1%	2,7%	0,0%	48,4%	0,2%	0,0%	1,3%	0,0%	0,4%
Gas Natural, Convencional	0,1%	4,7%	0,0%	0,0%	0,1%	7,2%	6,3%	0,0%	10,8%
Gas Natural, CC	1,1%	1,1%	0,0%	0,0%	0,8%	11,7%	13,3%	0,0%	0,0%
Antracita Cogeneración	1,4%	0,0%	15,9%	0,0%	0,0%	5,0%	0,0%	54,2%	0,0%
Lignito Cogeneración	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	27,4%	0,0%
Petróleo Cogeneración	0,0%	0,0%	0,5%	11,6%	0,1%	1,5%	0,0%	1,0%	0,0%
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	0,7%	2,6%	1,1%	0,1%	0,4%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	0,0%	1,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%
Nuclear BWR	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	10,9%
Nuclear PWR	8,3%	44,0%	0,0%	0,0%	55,4%	4,3%	0,0%	0,0%	8,1%
Hidráulica Agua fluyente	8,1%	2,3%	0,2%	1,1%	32,0%	0,4%	14,8%	4,7%	9,4%
Hidráulica Reserva Alpina	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hidráulica Reserva No Alpina	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hidráulica Bombeo	2,1%	3,3%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	2,9%	0,6%	1,3%
Biomasa	14,0%	11,5%	29,5%	30,6%	0,8%	13,7%	2,8%	5,0%	24,3%
Biogás	0,0%	2,6%	3,9%	0,8%	0,7%	0,0%	5,3%	0,8%	0,0%
Solar 570 kW	2,4%	2,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,1%	0,0%	0,0%	3,8%
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	4,6%	3,0%	2,2%	0,1%	1,1%	5,1%	0,1%	0,2%	1,6%
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	5,7%	5,9%	2,8%	0,1%	1,4%	6,3%	0,1%	0,3%	1,3%
Eólica terrestre < 1 MW	1,3%	0,1%	8,7%	0,1%	0,2%	1,5%	6,1%	0,9%	0,7%
Eólica terrestre 1-3 MW	7,0%	3,4%	5,7%	4,7%	2,8%	2,7%	24,1%	2,2%	5,6%
Eólica terrestre > 3 MW	0,8%	0,4%	2,0%	0,2%	0,0%	0,9%	1,0%	0,3%	0,4%
Eólica marina 1-3 MW	5,4%	7,7%	25,1%	0,0%	0,0%	6,5%	0,8%	0,0%	16,4%
Residuos	0,4%	1,7%	2,3%	1,7%	0,8%	3,1%	1,7%	0,0%	1,4%

Tabla 48. Alemania es el país que más empleo genera en sector renovable, seguido de Francia y Reino Unido.

Los países que menos empleo generan por unidad de electricidad producida son Irlanda y Holanda, que tienen un mix de generación muy dependiente del gas natural.

### 7.1.3 CREACIÓN DE EMPLEOS DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030

Repitiendo el mismo procedimiento es posible determinar la creación de empleo para cada escenario en 2030. Los resultados se pueden ver a continuación:

País	Escenario	Empleos 2030 (# empleos/kWh)	Total empleos 2030 (miles empleos)	Creación de empleos vs 2019 (%)
Alemania	Baseline	0,49E-06	284,33	-21,66%
	CAP	0,48E-06	277,69	-24,30%
Bélgica	Central	0,30E-06	32,60	-29,32%
	H.RES	0,29E-06	35,63	-30,26%
Dinamarca	Ref	0,50E-06	26,73	-18,96%
Estonia	Base	0,48E-06	6,02	-10,64%
	Alto Crec.	0,51E-06	8,63	-4,76%
Francia	Escenario A	0,55E-06	365,20	-9,67%
	Escenario B	0,55E-06	372,36	-9,51%
Holanda	Referencia	0,42E-06	56,42	17,38%
Irlanda	WAM	0,34E-06	14,00	9,88%
	WEM	0,30E-06	12,40	-3,14%
Polonia	Escenario Ref	0,74E-06	16,22	-5,68%
	Escenario ECP	0,71E-06	14,82	-9,93%
Reino Unido	BNZP	0,47E-06	193,95	4,25%

Tabla 49: Empleos creados escenarios 2030

En la Tabla 49 se observa que Francia se convertirá en el país destacado que más empleo directo e indirecto generan en el sector eléctrico en 2030. Atendiendo a los empleos creados por kWh de producción eléctrica, Polonia seguiría ocupando el primer lugar, gracias a su abundante generación con carbón, que genera mucho empleo en la etapa de extracción de combustible. Sin embargo, los puestos de trabajo relacionados con la industria de combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo y el gas natural tienden a estar más deslocalizados en la etapa de extracción del combustible, lo que puede hacer que el valor aportado a la economía nacional no sea tan grande.

Francia también genera un elevado nivel de empleo por unidad de generación eléctrica en sus dos escenarios. Los países que menos empleo promedio generan son Bélgica e Irlanda, ambos con una fuerte dependencia de la generación con gas natural en sus mixes de generación en 2030.

Por otro lado, resulta llamativo que de los escenarios de cada país que prevén una mayor cuota de generación renovable, tan sólo el escenario de alto crecimiento de Estonia, el escenario WAM de Irlanda y el escenario B de Francia generan más empleo que los escenarios referencia para 2030. El resto de los escenarios recogen un decrecimiento en

el empleo absoluto del sector eléctrico a pesar de que la demanda aumentará. Sin embargo, aunque el número total de empleos decrezca, el número de empleos relacionado con las energías renovables aumenta en gran medida para todos los escenarios. En las energías limpias, a excepción de la biomasa, no existe necesidad de extracción de combustible, lo que genera un empleo de mayor calidad y en el que es necesario una mayor formación técnica.

Finalmente, los países que más empleo crean con respecto al caso base de 2019 son Holanda (17,38%), Irlanda en su escenario WAM (9,88%) y Reino Unido (4,25%) y siendo el elemento común a ambos países la pérdida de peso del gas natural en favor de la energía verde.

Con este análisis se constata como la demanda de mano de obra va a disminuir en los sectores orientados a las energías fósiles y aumentará en los sectores orientados a la sostenibilidad. Tanto los empleados como las empresas tendrán que adaptarse a los cambios en el mercado laboral. Una parte de la mano de obra tendrá que reciclarse o actualizar sus conocimientos y habilidades. Es necesario una planificación y colaboración entre organismos involucrados para aumentar el número de empleados cualificados y que, de esa manera, la transición energética sea más inclusiva y se pueda absorber los riesgos sociales relacionados con la pérdida de puestos de trabajo en la industria de combustibles fósiles.

## 7.2 OCUPACIÓN DE TERRENOS

El uso de terrenos edificables para la construcción de plantas de generación eléctrica es un factor que pocas veces se tiene en cuenta a la hora de trazar los planes estratégicos para descarbonizar un país. Sin embargo, el valor de los terrenos en algunos países es muy elevado debido a la escasez de espacio o la alta densidad de población.

Un ejemplo de ello lo podemos encontrar en un país del sudeste asiático, Singapur. Este pequeño país, tiene un área de tan sólo 719 km<sup>2</sup> en los que acoge a una población de 5,70 millones de habitantes [90]. Esto le convierte en uno de los países con mayor densidad de población del mundo. Por este motivo, Singapur está teniendo muchas dificultades para hacer despegar las tecnologías renovables en la región, y sigue dependiendo fuertemente de las importaciones. En la búsqueda de soluciones a este problema, Singapur ha construido una planta de paneles solares flotantes, que será capaz de proveer de electricidad a 1,400 casas con sus 5 MW de potencia [91].

De los países cubiertos en este estudio, en algunos se podrían dar condiciones que dificulten el desarrollo de las energías renovables. Es el caso de Bélgica y Holanda, que se sitúan como los dos países más densamente poblados de este estudio. Además, reúnen unas condiciones geográficas parecidas, entre las que destaca la escasez de terrenos accidentados, y que, por tanto, limita considerablemente la producción hidráulica.

Por otro lado, en países como Holanda puede existir un conflicto de intereses entre la ocupación de terrenos de la actividad agrícola y la necesidad de energía renovable. Históricamente, en Holanda se ha desarrollado parques eólicos sin el consentimiento de la ciudadanía, lo que ha creado conflictos locales y resistencia a estos proyectos. A pesar del apoyo mayoritario que tiene la energía renovable en el país, no todo el mundo está

dispuesto a tener una planta de generación renovable junto a su patio trasero [92] [93]. Este fenómeno es conocido como NIMBY (“Not in my backyard”) y puede impactar negativamente en el desarrollo de un proyecto, pudiendo encarecer el coste total de estos.

### 7.2.1 HUELLA TERRESTRE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Para determinar si es factible la implementación de la capacidad instalada de renovable propuesta en los planes nacionales, se va a comparar el espacio que ocupa la generación de 1 kWh de electricidad de cada tecnología, consultando con distintas fuentes y obteniendo los valores medios de todas ellas. En algunos casos, las estimaciones de los terrenos ocupados para cada tecnología varían considerablemente en función de la fuente consultada, lo cual indica la enorme complejidad de calcular estos parámetros.

La generación con carbón tiene un nivel de densidad energética elevado, lo que significa que es capaz de producir mucha energía con poco espacio. Sin embargo, el terreno necesario es más elevado al considerar las explotaciones mineras para la obtención del combustible. La huella directa e indirecta en el terreno ocasionada por la generación de 1 kWh de electricidad con carbón se muestra en la siguiente tabla. Para adaptar la segunda fuente a la unidad funcional ha sido necesario dividir entre la energía producida aplicando los factores de capacidad del carbón.

Tecnología	Fuente 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Fuente 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Antracita	1,00E-02	6,72E-03	8,36E-03
Lignito	1,00E-02	6,72E-03	8,36E-03
Turba	1,00E-02	6,72E-03	8,36E-03
Antracita Cogeneración	1,00E-02	9,90E-03	6,80E-03
Lignito Cogeneración	1,00E-02	9,90E-03	6,80E-03

Tabla 50: Huella terrestre de la generación con carbón [94], [95]

Las centrales de generación eléctrica con petróleo tienen un menor impacto directo en los terrenos por unidad de electricidad que las centrales de carbón. Los impactos en los terrenos debido a filtraciones de reservas de petróleo u oleoductos pueden ser severos y contaminar masas de agua, convirtiendo aguas subterráneas en inutilizables. La intensidad en el uso del terreno en Europa, asumiendo que el impacto es el mismo en las centrales convencionales que en las centrales de cogeneración, es la siguiente.

Tecnología	Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Petróleo	1,00E-04
Petróleo, Cogeneración	1,00E-04

Tabla 51: Huella terrestre de la generación con petróleo [96]

La ocupación de terrenos de las plantas de gas natural se va a suponer que es igual para las de tipo convencional y las de ciclo combinado. La pequeña diferencia de espacio requerido entre estas dos plantas y las de cogeneración se debe a que el factor de capacidad de esta última es ligeramente inferior. De esta manera, se obtienen la siguiente ocupación por kWh de electricidad.

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Natural Gas, Convencional y CC	7,55E-03	1,90E-02	1,34E-02
Gas natural, Cogeneración	7,55E-03	1,90E-02	1,35E-02

Tabla 52: Huella terrestre de la generación con gas natural [95], [96]

La energía nuclear es una de las tecnologías más intensivas energéticamente, lo que le permite generar grandes cantidades de electricidad para un terreno de instalación relativamente pequeño. A pesar de esto, a esta tecnología de generación hay que añadir el área de minado del combustible nuclear y otra dedicada al almacenamiento de residuos nucleares. El área de exclusión que rodea a una central nuclear en caso de accidente nuclear no ha sido considerada. Por último, se ha supuesto que las diferencias de generación eléctrica y de espacio requerido entre los reactores PWR y BWR son insignificantes. Así, los resultados de ocupación de terrenos son los siguientes:

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 3 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Nuclear BWR	1,18E-04	7,10E-05	3,83E-06	6,43E-05
Nuclear PWR	1,18E-04	7,10E-05	3,83E-06	6,43E-05

Tabla 53: Huella terrestre de la generación nuclear [94], [97], [98]

Para la energía hidráulica, la base de datos de Ecoinvent recopila la ocupación de los terrenos para las tres tecnologías conocidas: la hidráulica de bombeo, la hidráulica de agua fluvente y las reservas (alpinas y no alpinas). El terreno requerido para la hidráulica varía considerablemente en función de las distintas tecnologías. Como resulta lógico, las centrales de agua fluvente ocupan bastante menos espacio que las que necesitan de un embalse para la producción eléctrica. En la tabla siguiente se puede ver el terreno abarcado para cada tipo:

Tecnología	Ocupación (m <sup>2</sup> /kWh)
Hidráulica de bombeo	3,45E-02
Hidráulica de agua fluvente	4,96E-03
Reservas alpinas y no alpinas	3,45E-02

Tabla 54: Huella terrestre de la generación hidráulica. Fuente: Ecoinvent

En cuanto a la biomasa, es necesario diferenciar dos situaciones dependiendo de si se utilizan residuos agrícolas o forestales, o si se utilizan cultivos energéticos. En este trabajo se van a considerar los terrenos dedicados específicamente a la materia prima de biomasa para la producción eléctrica, que es la que se utiliza usualmente para este tipo de estudios. La necesidad de plantar grandes extensiones de cultivos para la producción de 1kWh de electricidad convierte a la biomasa en la tecnología de generación menos intensiva. En Reino Unido, una hectárea de superficie dedicado a la generación con plantas de quemado de madera, producen una media de 11,61 MWh al año [99]. De manera similar, el estudio “Land-use intensity of electricity production and tomorrow’s energy landscape” estima una ocupación de la biomasa en Turquía de 58.000 hectáreas/TWh [100]. En Austria, el espacio requerido para la producción de 1 kWh de electricidad con biomasa varía entre 0,3 y 0,375 m<sup>2</sup> [101]. Finalmente, el artículo “Land use and electricity generation: A life-cycle analysis” proporciona la transformación del terreno de la biomasa con quema de álamo y sauce y con la utilización de distintas técnicas de quemado y gasificación, siendo la ocupación media de todas ellas de 0,48 m<sup>2</sup>/kWh [102]

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 3 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 4 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Biomasa	8,61E-01	5,80E-01	3,38E-01	4,88E-01	5,67E-01

Tabla 55: Huella terrestre de la generación con biomasa [99], [100], [101], [102]

La generación con biogás es también poco intensiva energéticamente, aunque menos que la biomasa. De esta forma, la ocupación de terrenos para la producción de biogás es del orden de 0,0125 m<sup>2</sup>/kWh en Austria [101] y de entre 4,8 y 5,6 hectáreas/TJ (0,172 y 0,201 m<sup>2</sup>/kWh) en Italia [103].

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Biogás	1,25E-02 [101]	1,87E-01 [103]	9,98E-02

Tabla 56: Huella terrestre de la generación con biogás [101], [103]

La energía solar fotovoltaica es una de las más usadas para el autoconsumo. La facilidad de instalación en las fachadas y tejados de edificios e instalaciones, la convierten en una opción muy atractiva. Los paneles solares de tejado no precisan de mano de obra especializada, sino que basta con empresas instaladoras convencionales. Debido a la capacidad de estos paneles de adaptarse a las superficies ya edificadas, se va a suponer que no ocupan un espacio adicional para la generación eléctrica. De esta forma, la única producción solar que ocupa terrenos útiles serían las granjas solares de paneles de 570 kW. Se ha recopilado el uso del suelo de la solar fotovoltaica de gran escala de distintas fuentes, de tal forma que se pueda hacer una media ponderada. La producción de 1kWh de energía solar fotovoltaica requiere del siguiente espacio:

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 3 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 4 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Solar 570 kW	2,08E-02 [104]	1,63E-02 [105]	2,00E-02 [106]	2,26E-02 [107]	1,99E-02
Solar 3 kW tejado inclinado	-	-	-	-	0

Tabla 57: Huella terrestre de la generación solar fotovoltaica [94], [99], [101] [108]

Para la energía eólica se va a adoptar un criterio similar, y se va a considerar que las turbinas eólicas marinas no ocupan terrenos que podrían ser aprovechados para otras actividades. Por tanto, tan sólo las turbinas eólicas terrestres requerirían de terrenos para la instalación de parques. Es importante un correcto diseño de los parques eólicos para evitar que los aerogeneradores que se encuentran a barlovento creen turbulencias o estelas a otro grupo de aerogeneradores situados a sotavento. Un criterio generalizado suele ser distanciar las turbinas de 3 a 5 veces el diámetro del rotor para las turbinas que están dispuesta en fila perpendicular a la dirección del viento, y de 6 a 10 veces el diámetro del rotor si están en columnas paralelas a la dirección del viento.





Figura 10: Distanciamiento óptimo entre aerogeneradores. Fuente: Energy Follower [109]

Cuanto más grandes son los aerogeneradores, más espacio necesitan, y, por lo tanto, más terreno se requiere para el parque eólico. Sin embargo, si se pondera el espacio requerido por la energía producida en vez de la capacidad instalada, las diferencias son pequeñas. Esto se puede ver en la siguiente tabla.

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 3 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Eólica terrestre < 1 MW	3,95E-02	6,10E-02	1,20E-01	7,350E-02
Eólica terrestre 1-3 MW	3,95E-02	5,79E-02	1,20E-01	7,250E-02
Eólica terrestre > 3 MW	3,95E-02	5,79E-02	1,20E-01	7,250E-02
Eólica marina 1-3 MW	-	-	-	0

Tabla 58: Huella terrestre de la generación eólica [94], [101], [110]

Finalmente, la generación eléctrica con residuos tiene un impacto bajo en el terreno debido a que el combustible viene de subproductos industriales o de bosques, siendo la ocupación de terrenos indirecta mínima. Los resultados para la producción con residuos se pueden ver en la siguiente tabla.

Tecnología	Ocupación 1 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación 2 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación Media (m <sup>2</sup> /kWh)
Residuos	1,30E-03	1,00E-04	7,00E-04

Tabla 59: Huella terrestre de la generación con residuos [94], [96]

Agrupando todas las tecnologías, se puede determinar cuáles tienen un menor impacto en la huella terrestre para la generación de 1 kWh de electricidad.

Tecnología	Ocupación terreno (m <sup>2</sup> /kWh)
Antracita	8,36E-03
Lignito	8,36E-03
Turba	8,36E-03
Petróleo	1,00E-04
Natural Gas, Convencional	1,34E-02

Natural Gas, CC	1,34E-02
Antracita Cogeneración	9,95E-03
Lignito Cogeneración	9,95E-03
Petróleo Cogeneración	1,00E-04
Gas natural, Convencional 100 MW Cogeneración	1,35E-02
Gas natural, CC 400 MW Cogeneración	1,35E-02
Nuclear BWR	6,43E-05
Nuclear PWR	6,43E-05
Hidráulica Agua fluyente	5,53E-03
Hidráulica Reserva Alpina	2,03E-02
Hidráulica Reserva No Alpina	2,03E-02
Hidráulica Bombeo	2,03E-02
Biomasa	5,67E-01
Biogas	9,98E-02
Solar 570 kW	1,99E-02
Solar 3kW slanted roof single panel	0,00E+00
Solar 3kW slanted roof multi panel	0,00E+00
Eólica terrestre < 1 MW	7,35E-02
Eólica terrestre 1-3 MW	7,25E-02
Eólica terrestre > 3 MW	7,25E-02
Eólica marina 1-3 MW	0,00E+00
Residuos	7,00E-04

*Tabla 60: Huella terrestre de las tecnologías de generación para 1 kWh*

Para la representación gráfica se ha utilizado una unidad distinta a la unidad funcional y la escala logarítmica, de forma que se observe con mayor claridad la diferencia entre las distintas tecnologías de generación.

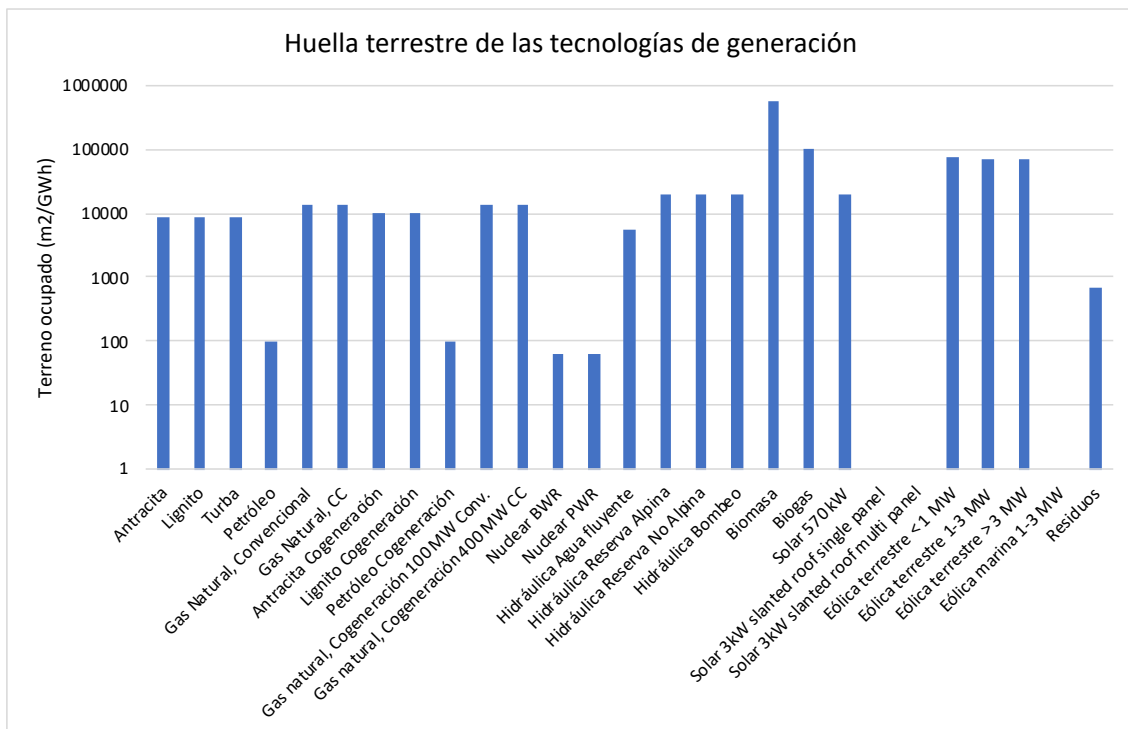


Figura 11: Huella terrestre de las tecnologías de generación

De la anterior gráfica se aprecia que las tecnologías que utilizan combustibles fósiles y la energía nuclear tienen a ser más intensivas en la generación de electricidad que las energías renovables. La energía nuclear destaca por su capacidad de generar mucha energía en un espacio reducido, incluso a pesar de necesitar de depósitos de residuos nucleares. El petróleo aparece como la segunda tecnología más intensiva, por encima del carbón. A pesar de que el carbón también es bastante intensivo energéticamente, las explotaciones mineras tienen un impacto significativo en la huella terrestre, mientras que muchas de las reservas de petróleo se encuentran en alta mar. Los residuos también requieren de poco terreno para la generación eléctrica, ya que a pesar de que la energía generada no es muy elevada, los impactos indirectos son despreciables.

La evaluación de los impactos en el terreno demuestra que las energías renovables no son del todo eficientes en el uso del terreno, y se necesitan grandes superficies para la generación eléctrica. Se podría pensar que la energía hidráulica de embalse sería la renovable que más superficie transforma. Sin embargo, esta tecnología tiene un impacto menor en comparación con otras renovables, y sólo la tecnología solar fotovoltaica tiene un nivel de ocupación similar. La generación con biomasa es la que requiere de más superficie terrestre, muy por encima del resto. A pesar de que el terreno utilizado por los cultivos de biomasa es alto, el impacto a largo plazo es mucho menor que el de las energías fósiles, que repercuten en los terrenos hasta cientos de años después del cierre de las plantas. La energía eólica también requiere de grandes superficies para la disposición de los parques eólicos debido al distanciamiento necesario para producir la máxima cantidad de energía, pero nuevamente, los daños ocasionados al terreno son pequeños, y los aerogeneradores tan sólo ocupan pequeñas porciones de terreno. Además, en muchas ocasiones la energía eólica convive con la actividad agrícola y ganadera, lo cual permite un uso más eficiente del espacio. Finalmente, las tecnologías que menos afectan a la ocupación de terrenos públicos son la tecnología solar fotovoltaica de tejado inclinado y la energía eólica marina. La primera es una tecnología idónea para solucionar el problema de espacio en ciudades, donde es complicado explotar recursos naturales a

gran escala. La tecnología eólica marina por otra parte, permite explotar áreas que hasta hace unos años resultaban inaccesibles.

## 7.2.2 HUELLA TERRESTRE DE LOS PAÍSES EN EL CASO BASE 2019

Para determinar qué mix de generación tiene la mayor ocupación total de terreno por kWh de producción eléctrica, se multiplican los factores de utilización del terreno de la Tabla 60 por la generación eléctrica de cada tecnología. Para poder calcular la ocupación promedio por unidad de energía generada, bastará con dividir la ocupación total por la energía total generada en dicho año. Los resultados son los siguientes:

País	Ocupación promedio terreno 2019 (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación total terreno 2019 (km <sup>2</sup> )
Alemania	6,64E-02	34153,74
Bélgica	3,73E-02	2760,42
Dinamarca	1,30E-01	3799,32
Estonia	9,79E-02	735,48
Francia	1,00E-02	5396,99
Holanda	4,05E-02	4909,68
Irlanda	3,79E-02	1161,76
Polonia	3,54E-02	5833,63
Reino Unido	7,34E-02	23375,95

Tabla 61: Huella terrestre caso base 2019

Dinamarca, el país con más producción de renovables es también el que más terrenos consume por kWh de producción eléctrica, seguido de Estonia, Reino Unido y Alemania. Estos cuatro países cuentan con una importante generación con biomasa y energía eólica terrestre, lo que explica estos resultados. En el extremo opuesto se encuentra Francia, cuyo mix de generación están sustentado por una tecnología de generación muy intensivas como es la energía nuclear. Holanda e Irlanda presentan valores intermedios, debido a que generan una gran parte de su electricidad con gas natural.

Antes de analizar los valores absolutos obtenidos para la generación eléctrica total de cada país, es necesario recordar que se está considerando tanto la ocupación directa de las plantas de generación, como la ocupación indirecta, que incluye etapas como la extracción de combustible o el almacenamiento nuclear, y que no necesariamente se localiza en el mismo país.

En términos de ocupación terrestre, Alemania se destaca del resto de países debido a la combinación de su gran generación eléctrica unido a su gran ocupación media por unidad de electricidad producida. Eso hace que requiera de una extensión equivalente a la de un país relativamente pequeño como Bélgica para satisfacer la demanda eléctrica. El segundo país con una mayor huella terrestre en valores absolutos es Reino Unido, que necesita de una superficie equivalente a Eslovenia. En un segundo escalón, muy distanciados de los anteriores encontramos a Polonia, Francia, Holanda, Dinamarca y Bélgica, que se encuentran en un rango entre 2760 km<sup>2</sup> y 5833 km<sup>2</sup>. Francia destaca muy positivamente, ya que, a pesar de estar en unos niveles cercanos a Alemania en generación eléctrica, tiene un impacto absoluto en la huella terrestre similar al de países con mucha

menos producción. Estonia, que es el país más pequeño, requiere de una superficie de 735 km<sup>2</sup>.

### 7.2.3 HUELLA TERRESTRE DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030

En esta sección se va a calcular las superficies que serían necesarias para los distintos escenarios de generación eléctrica en 2030, valorando la variación en la ocupación del terreno respecto al caso base. Se va a estimar que los factores de ocupación de los terrenos para cada tecnología no varían. En algunas tecnologías como la energía eólica, la tendencia es que las superficies ocupadas tenderán a aumentar conforme los aerogeneradores vayan aumentando de tamaño. Sin embargo, ese aumento gradual se vería compensado por mayores factores de capacidad y, por tanto, una mayor generación eléctrica, con lo cual se compensaría ese efecto. Además, es en la energía eólica marina donde se proyecta un mayor crecimiento de la potencia de los aerogeneradores debido al menor impacto visual. Dado que la energía eólica marina tiene un impacto nulo en la ocupación de superficie terrestre, se ignora esta variable.

Para calcular la ocupación promedio y la ocupación total se repiten los mismos pasos explicados anteriormente. De esta forma, los resultados para los distintos escenarios de generación en 2030 se pueden ver en la Tabla 62.

País	Escenario	Ocupación promedio terreno (m <sup>2</sup> /kWh)	Ocupación total terreno (km <sup>2</sup> )	Variación ocupación terreno vs 2019 (%)
Alemania	Baseline	6,40E-02	36897,37	-3,65%
	CAP	7,38E-02	43022,44	11,14%
Bélgica	Central	5,15E-02	5624,63	38,26%
	H.RES	5,33E-02	6438,44	42,87%
Dinamarca	Ref	7,84E-02	4153,29	-39,63%
Estonia	Base	7,02E-02	877,172	-28,28%
	Alto Crec.	5,16E-02	866,94	-47,32%
Francia	Escenario A	1,72E-02	11357,41	71,59%
	Escenario B	1,84E-02	12340,01	83,18%
Holanda	Referencia	4,16E-02	5531,92	2,51%
Irlanda	WAM	4,01E-02	1658,51	6,01%
	WEM	4,90E-02	2036,04	29,51%
Polonia	Escenario Ref	4,22E-02	9213,71	19,10%
	Escenario ECP	4,68E-02	9778,95	32,10%
UK	BNZP	6,47E-02	26899,28	-11,93%

Tabla 62: Huella terrestre escenarios 2030

Los dos países que más mejoran sus resultados en comparación con el escenario base son Dinamarca y Estonia. El factor común en ambos países es que la tecnología solar fotovoltaica de tejado y la energía eólica marina adquieren más peso en el mix de generación propuesto en 2030. Reino Unido también obtiene un impacto positivo, aunque no decrece tanto como los anteriores países debido a que la biomasa sigue teniendo un rol relevante en el mix. Los países que aumentan el uso del terreno coinciden con aquellos

que van a reducir el peso de la energía nuclear en su producción eléctrica. En el caso de Bélgica, el aumento se debe al cierre de las centrales nucleares a partir de 2025 y a la fuerte apuesta del gobierno por la energía eólica terrestre. A pesar de que la ocupación por unidad de electricidad producida decrece en varios países, los resultados absolutos muestran que se va a requerir de más terreno debido al aumento de la demanda que se proyecta para 2030.

### 7.3 ACEPTACIÓN SOCIAL

Un factor que se debería considerar a la hora de elaborar un plan energético es la opinión pública acerca de las distintas tecnologías de generación. Consultar a los ciudadanos acerca de las posibles líneas de actuación en materia energética puede ser muy enriquecedor para todas las partes implicadas. Por un lado, los ciudadanos son los primeros afectados por las políticas energéticas, ya que pueden repercutir de manera indirecta en su economía o alterar su entorno. Además, involucrar a la población puede ser algo beneficioso para los gobiernos, ya que se transmite una imagen de transparencia que siempre es bienvenida. También es importante despertar el interés de la ciudadanía por el sector energético, que sigue siendo desconocido para muchos.

Por este motivo, en esta sección se va a valorar la opinión de la ciudadanía acerca de las distintas fuentes de energía. No se va a realizar distinciones entre los distintos tipos de tecnología existentes para una misma fuente de energía, debido a que no se han llevado a cabo encuestas tan específicas.

La iniciativa científica “*The European Social Survey*” proporciona resultados de diversas encuestas acerca de las actitudes de la ciudadanía en 30 países de Europa. En 2016 se llevó a cabo la primera encuesta en relación con el cambio climático y las preferencias energéticas, en el estudio denominado “*Public attitudes to climate change*” [111]. Los resultados específicos para cada país no han sido divulgados, así que se va a utilizar los valores promedios de los países europeos.

En la sección del estudio que analizaba las preferencias energéticas, se preguntaba a los encuestados sobre la cantidad de electricidad que se debería producir con cada tecnología. Las fuentes de energía incluidas en las preguntas eran el carbón, el gas natural, la hidráulica, la biomasa, la solar fotovoltaica y la eólica. Las posibles respuestas sobre la cantidad de generación idónea para cada una eran: una cantidad muy alta, una cantidad alta, una cantidad media, una cantidad pequeña, nada en absoluto o no sabe/no contesta. Se considera que tan sólo las dos últimas opciones son opiniones desfavorables, y que el resto son positivas. Los resultados obtenidos para la media de la ciudadanía europea fueron los siguientes:

Preguntas	Cantidad muy alta	Cantidad alta	Cantidad media	Cantidad pequeña	No sabe/no contesta	Actitud favorable (%)
¿Cuánta electricidad se debería generar con carbón?	2,24%	6,50%	17,20%	33,62%	32,10%	25,94%
¿Cuánta electricidad se debería generar con gas natural?	5,79%	20,76%	35,52%	27,53%	9,22%	67,07%
¿Cuánta electricidad se debería generar con nuclear?	5,37%	15,04%	20,85%	40,87%	1,08%	41,26%
¿Cuánta electricidad se debería generar con hidráulica?	27,56%	37,10%	19,58%	7,53%	2,51%	84,24%
¿Cuánta electricidad se debería generar con biomasa?	16,80%	26,31%	24,27%	15,91%	6,13%	67,38%
¿Cuánta electricidad se debería generar con solar?	40,42%	33,83%	13,98%	6,56%	1,16%	88,23%
¿Cuánta electricidad se debería generar con eólica?	35,61%	33,42%	16,07%	7,71%	2,32%	85,10%

Tabla 63: Aceptación social de las fuentes de generación eléctrica

A partir de los resultados se observa que las tecnologías que más consenso generan entre los ciudadanos europeos son la energía solar, la eólica y la hidráulica, que son los grandes embajadores de las energías limpias. Por otro lado, se observa que la energía nuclear genera inseguridad entre la población. Por último, la generación con carbón parece que cuenta con poco apoyo entre la ciudadanía.

Algunas fuentes de energía no aparecen en esta encuesta, como es el caso de la generación con petróleo, el biogás o los residuos. Para la primera se ha decidido hacer una estimación de un 30% de actitud favorable, de modo que se sitúe en una escala cercana al carbón.

Para las otras dos fuentes de energía se ha acudido a otras encuestas realizadas. En el documento *“Biogas production and society: Evidence from Germany”* [112], se realiza una encuesta online en tres ciudades alemanas para reflejar la percepción general de la gente acerca de la producción con biogás. Una de las mayores preocupaciones entre los encuestados es acerca de la competencia por la tierra entre las plantas de producción eléctricas y la tierra dedicada para los alimentos. En Alemania, el biogás experimentó un gran crecimiento debido a las ayudas económicas por parte del gobierno, lo cual lo convirtió en una tecnología muy competitiva. Sin embargo, esto supuso un incremento en el precio de los terrenos que ha afectado a los beneficios del sector agrícola. Esto, unido a los impactos en el paisaje y los posibles malos olores y ruidos hicieron que en 2015 hasta un 29% de los ciudadanos alemanes estuvieran en contra de esta fuente de energía. Se va a tomar este valor como representativo para el resto de la ciudadanía europea.

En el segundo estudio llamado *“Attitudes toward waste to energy facilities and impacts on diversion in Ontario, Canada”* [113], se analiza la opinión de ciudadanos de Toronto acerca de la producción de energía con residuos, resultando tener una aceptación del 66% entre los encuestados.

### 7.3.1 ACEPTACIÓN SOCIAL DE LOS PAÍSES EN EL CASO BASE 2019

A partir de estas encuestas es posible determinar si la percepción de la ciudadanía acerca de un mix de generación es positiva o negativa. Para ello, se multiplica el porcentaje de aceptación de cada fuente de energía por el peso de la producción de energía en el mix. Los resultados obtenidos para el caso base son los siguientes:

Países	Aceptación social del mix energético en 2019 (%)
Alemania	57,82%
Bélgica	57,75%
Dinamarca	72,70%
Estonia	42,20%
Francia	51,74%
Holanda	58,73%
Irlanda	67,33%
Polonia	37,99%
Reino Unido	64,36%

Tabla 64: Aceptación social del mix energético caso base 2019

A partir de los resultados obtenidos se infiere que la población de Dinamarca es la que estaría más satisfecha con su mix de generación energética. Esto se debe a que Dinamarca está siendo el país líder en la transición energética hacia las tecnologías libres de carbón. Los países que van más retrasados en este proceso, como Polonia y Estonia, y que siguen dependiendo considerablemente de las energías fósiles obtienen peores resultados.

### 7.3.2 ACEPTACIÓN SOCIAL DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030

Aplicando el mismo proceso de antes, se calcula el nivel de aceptación social de los ciudadanos europeos para los escenarios energéticos propuestos en 2030, obteniendo los siguientes resultados:

Países	Escenarios	Aceptación social del mix energético 2030 (%)
Alemania	<b>Baseline</b>	70,78%
	<b>CAP</b>	75,39%
Bélgica	<b>Central</b>	75,80%
	<b>H.RES</b>	76,84%
Dinamarca	<b>Ref</b>	82,48%
Estonia	<b>Base</b>	61,61%
	<b>Alto Crec.</b>	70,27%
Francia	<b>Escenario A</b>	58,48%
	<b>Escenario B</b>	59,87%
Holanda	<b>Referencia</b>	78,21%
Irlanda	<b>WAM</b>	78,03%
	<b>WEM</b>	73,82%
Polonia	<b>Escenario Ref</b>	43,92%
	<b>Escenario ECP</b>	49,09%
UK	<b>BNZP</b>	75,22%

Tabla 65: Aceptación social del mix energético escenarios 2030

Como es lógico, a la población europea le resulta más atractivo el escenario energético futuro en comparación con el actual, pues todos los países van a aumentar su cuota de renovables en sus mixes de generación eléctrica. Casi todos los países superan el 60% de



aceptación social. Entre los países que no sobrepasan este umbral se encuentran Polonia y Francia. El primero de ellos demuestra un evidente retraso en sus políticas verdes que los encuestados castigan con una valoración negativa. En el caso de Francia, a pesar de las múltiples ventajas que ofrece la tecnología nuclear, es una fuente de generación que siempre está sometida a debate y que genera inseguridad entre ciertos sectores de la población ante el temor de accidentes nucleares.



## 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA: LCOE

En este capítulo se va a calcular el coste nivelado de electricidad (LCOE, “*Levelised Cost of Electricity*”) para cada tecnología y el LCOE promedio para cada escenario.

El coste nivelado de electricidad es un indicador que mide los costes de construir y operar una instalación de generación de energía a lo largo de su vida útil dividido por la producción de energía en ese período. La ecuación de forma simplificada sería la siguiente:

$$LCOE = \frac{\text{Costes totales vida útil}}{\text{Generación total energía durante vida útil}}$$

Debido a que el LCOE permite calcular los costes en base a la unidad funcional de 1 kWh, es posible comparar qué tecnologías de generación son capaces de generar electricidad a un precio más competitivo.

En este trabajo se va a calcular el LCOE para el año 2019, y posteriormente se va a realizar una estimación de las reducciones de los costes en el futuro. Para calcular el LCOE se ha elaborado una fórmula más completa a partir de dos fuentes principales: “Análisis de viabilidad económica de proyectos” [114] y el documento “Análisis de ciclo de vida de posibles escenarios de mix de generación eléctrica en España en 2030” [22].

$$LCOE \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = f_a \cdot \frac{IC}{8760 \cdot CF} + \left( O\&M + FC \cdot HR + \frac{CO_2C}{EF} - HC \right) \cdot f_a \cdot f_{(\Sigma v)}$$

Los términos de la ecuación se describen a continuación:

- IC: Coste de inversión no anualizado (€/kW)
- O&M: Costes de operación y mantenimiento anualizados (€/kW·año)
- CF: Factor de capacidad (%)
- FC: Coste de combustible (€/mmBTU)
- HR: Consumo calorífico (BTU/kWh)
- CO<sub>2</sub>C: Coste por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida (€/tCO<sub>2</sub>)
- EF: Factor de equivalencia (MWh/tCO<sub>2</sub>)
- HC: Crédito por la producción de calor (€/MWh)
- f<sub>a</sub>: Factor de conversión a valor anualizado con respecto al valor actual a una tasa de descuento

$$f_a = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

- f<sub>(Σv)</sub>: Factor que incluye la proyección de costes futuros a una tasa de proyección y la acumulación de coste al tiempo presente a una tasa de descuento

$$f_{(\Sigma v)} = \frac{k \cdot (1 - k^n)}{1 - k}$$

Siendo:

$$k = \frac{1 + r}{1 + i}$$

- i: Tasa de descuento
- r: Tasa de proyección del coste variable

Los valores típicos de tasas de descuento utilizadas en proyectos energéticos son 3%, 7% y 10%. En este trabajo se va a optar un valor intermedio de 7%, mientras que para la tasa de proyección de costes variable se utilizará un 2%.

## 8.1 LCOE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN CASO BASE 2019

Los datos que se van a introducir en el modelo para calcular los costes nivelados de cada tecnología se han recopilado principalmente de las siguientes fuentes: “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0” [82], “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” [83] y “Renewable Generation Power Costs in 2019” [84]. En algunos casos ha sido necesario consultar fuentes adicionales para tecnologías de generación concretas.

Debido a la complejidad para encontrar datos de entrada para cada tecnología específica, se va a realizar una serie de suposiciones e hipótesis que facilitarán el cálculo del LCOE:

- Aunque los costes de las distintas tecnologías varían dependiendo del país estudiado, debido a la dificultad para encontrar un desglose de los costes individuales para cada tecnología y país, se va a suponer unos costes promedios para los países de la Unión Europea, o unos costes promedios globales en caso de no existir información suficiente.
- Se asume que el coste de inversión, los costes de operación y mantenimiento y el consumo específico de las plantas de carbón no varía entre los distintos tipos de carbón: antracita, lignito y turba. Sin embargo, los costes de combustible sí varían, así como los factores de emisión de CO<sub>2</sub>.
- Para los costes de inversión y operación y mantenimiento de las plantas de combustión de petróleo se ha asumido un coste intermedio entre las plantas de gas natural convencionales y las de ciclo combinado, y para las plantas de cogeneración con petróleo se ha hecho el coste promedio entre las plantas de cogeneración convencionales y de ciclo combinado de gas natural. Los costes de inversión para ambas tecnologías son muy similares y en la mayoría de los documentos muestran un valor conjunto para gas y petróleo.
- No se hará distinciones entre los costes de las dos tecnologías de energía nuclear.

Los distintos inputs utilizados para cada tecnología se muestran en las siguientes tablas:

Tecnología	Vida útil (años)	Factor de capacidad (%)	Coste de inversión (€/kW)	Coste de operación y mantenimiento (€/MWh)
Antracita	40	84,0%	2985,92	12,78
Lignito	40	84,0%	2985,92	12,78
Turba	40	84,0%	2985,92	12,78
Petróleo	40	8,0%	757,08	7,59
Gas Natural, Convencional	25	74,3%	598,33	7,59
Gas Natural, CC	25	74,3%	915,83	7,59
Antracita Cogeneración	25	57,0%	2976,67	8,94
Lignito Cogeneración	25	57,0%	2976,67	8,94
Petróleo Cogeneración	25	72,2%	1030,00	9,88
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	25	72,2%	988,33	9,79
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	25	72,2%	1071,67	9,97
Nuclear BWR	40	88,0%	5825,83	9,99
Nuclear PWR	40	88,0%	5825,83	9,99
Hidráulica Agua fluyente	40	32,0%	2436,08	8,85
Hidráulica Reserva Alpina	80	50,0%	2965,56	11,15
Hidráulica Reserva No Alpina	80	50,0%	2965,56	11,15
Hidráulica Bombeo	80	15,0%	2666,67	6,73
Biomasa	20	64,0%	5334,58	22,41
Biogás	25	59,0%	3083,33	12,61
Solar 570 kW	25	24,0%	763,17	14,29
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	25	16,0%	1238,21	20,06
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	25	16,0%	1238,21	20,06
Eólica terrestre < 1 MW	25	33,8%	2549,05	17,76
Eólica terrestre 1-3 MW	25	35,7%	1526,83	15,05
Eólica terrestre > 3 MW	25	35,7%	1526,83	15,05
Eólica marina 1-3 MW	25	45,0%	2682,5	29,51
Residuos	20	62,5%	3750,00	8,51

Tabla 66: parámetros inherentes a las plantas de generación [82], [83], [84], [115], [116], [117]

Los costes de los combustibles y el CO<sub>2</sub> se han obtenido de los siguientes documentos: “World Bank Commodities Price Data” [118], “ESA average uranium prices” [119], “Coal prices and outlook” [120] y “Sustainable supply potential and costs” [121]. Los factores de equivalencia se han estimado a partir de las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada tecnología en el impacto de calentamiento global. El coste por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida en 2019 proviene de la fuente SENDECO (Sistema Europeo de Negociación de CO<sub>2</sub>) [122]. Finalmente, el crédito por la producción de calor se ha obtenido a partir del documento “EG2220 Power Generation, Environment and Markets Compendium for future system design” [123].

Tecnología	Coste de combustible (€/mmBTU)	Consumo específico (BTU/kWh)	Factor de equivalencia (MWh/tCO <sub>2</sub> )	Coste CO <sub>2</sub> (€/tCO <sub>2</sub> )	Crédito por la producción de calor (€/MWh)
Antracita	3,58	10551	0,90	24,85	-
Lignito	0,96	10551	0,78	24,85	-
Turba	0,68	10551	0,85	24,85	-
Petróleo	9,52	11135	1,09	24,85	-
Gas Natural, Convencional	4,00	7732	1,58	24,85	-
Gas Natural, CC	4,00	7732	2,20	24,85	-
Antracita Cogeneración	3,58	10551	0,89	24,85	34,1
Lignito Cogeneración	0,96	10551	0,86	24,85	34,1
Petróleo Cogeneración	9,52	11135	1,35	24,85	34,1
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	4,00	7732	1,69	24,85	34,1
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	4,00	7732	1,91	24,85	34,1
Nuclear BWR	0,13	10442	-	-	-
Nuclear PWR	0,13	10442	-	-	-
Hidráulica Agua fluyente	-	-	-	-	-
Hidráulica Reserva Alpina	-	-	-	-	-
Hidráulica Reserva No Alpina	-	-	-	-	-
Hidráulica Bombeo	-	-	-	-	-
Biomasa	-	15164	-	-	-
Biogas	1,67	22080	-	-	-
Solar 570 kW	-	-	-	-	-
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	-	-	-	-	-
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	-	-	-	-	-
Eólica terrestre < 1 MW	-	-	-	-	-
Eólica terrestre 1-3 MW	-	-	-	-	-
Eólica terrestre > 3 MW	-	-	-	-	-
Eólica marina 1-3 MW	-	-	-	-	-
Residuos	1,83	18554	3,03	-	-

Tabla 67: parámetros relativos a los combustibles y las emisiones de las plantas de generación [119], [120], [121], [122], [124], [125], [126], [127], [128], [129]

Tecnología	LCOE 2019 (€/kWh)
Antracita	0,133
Lignito	0,102
Turba	0,095
Petróleo	0,259
Gas Natural, Convencional	0,074
Gas Natural, CC	0,073
Antracita Cogeneración	0,101
Lignito Cogeneración	0,068
Petróleo Cogeneración	0,136
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	0,039
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	0,039
Nuclear BWR	0,071
Nuclear PWR	0,071
Hidráulica Agua fluyente	0,077
Hidráulica Reserva Alpina	0,063
Hidráulica Reserva No Alpina	0,063
Hidráulica Bombeo	0,152
Biomasa	0,116
Biogás	0,112
Solar 570 kW	0,049
Solar 3 kW tejado inclinado panel único	0,100
Solar 3 kW tejado inclinado panel múltiple	0,100
Eólica terrestre < 1 MW	0,095
Eólica terrestre 1-3 MW	0,061
Eólica terrestre > 3 MW	0,061
Eólica marina 1-3 MW	0,094
Residuos	0,115

Tabla 68: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019

Los resultados del cálculo del coste nivelado de electricidad para el año 2019 se muestran en la Tabla 68. Las centrales de generación con petróleo son las que tienen un coste más elevado, que se debe en gran parte a los bajos factores de capacidad con los que operan a nivel europeo y un precio de combustible muy elevado, que es más del doble que el precio del gas natural. Por este motivo, los sistemas insulares que normalmente requieren del uso de petróleo para la generación eléctrica tienen costes más elevados. La energía hidráulica de bombeo también muestra un coste nivelado de electricidad alto, debido a su bajo factor de capacidad.

Como se puede observar, la generación con carbón tiene un coste nivelado entre 0,095-0,133 €/kWh, superior al de la mayoría de las tecnologías. Esto confirma que actualmente construir una nueva planta de carbón para reemplazar a una que está llegando al final de su vida útil no tiene sentido desde el punto de vista económico. Casi todas las tecnologías renovables, que se posicionan como alternativas a las plantas obsoletas de carbón, presentan unos costes nivelados de electricidad menores. Tan sólo la biomasa y el biogás

siguen siendo más caras y necesitan seguir reduciendo sus costes para ser económicamente viables sin necesidad del apoyo de mecanismos de subsidio.

Los costes nivelados de electricidad del gas natural se encuentran en el rango 0,073-0,074 €/kWh. En las centrales de cogeneración se aprecia una reducción del coste muy significativa motivada fundamentalmente por una mejora en la eficiencia que permite obtener ingresos adicionales a partir de los créditos por la producción de calor. La energía nuclear también se muestra como una tecnología muy rentable, con un LCOE de 0,071 €/kWh. Sin embargo, la generación con residuos tiene un coste aún mayor que la generación con carbón.

En cuanto a las tecnologías renovables, la energía solar fotovoltaica de gran escala presenta los costes más bajos, de tan sólo 0,049 €/kWh. La diferencia es notable si se compara con la energía solar de tejado inclinado, que tiene un LCOE de 0,100 €/kWh. La principal ventaja de la energía solar a gran escala es el mayor aprovechamiento de la radiación solar, lo que le permite alcanzar factores de capacidad más elevados. Además, la instalación resulta más sencilla y permite economías de escala, por lo que los costes de instalación se reducen.

El coste nivelado de la generación hidráulica de agua fluyente es 0,077 €/kWh, superior al de las centrales de embalse de 0,063€/kWh. Nuevamente, esta diferencia en costes está motivada fundamentalmente por una mayor operatividad de las centrales de embalse, que trabajan más tiempo a potencia nominal.

Finalmente, en cuanto a la energía eólica, las turbinas terrestres de menos de 1 MW de potencia tienen un LCOE más elevado que las turbinas de mayor tamaño, de 0,095 €/kWh, debido a la necesidad de instalar un mayor número de turbinas y que acaba repercutiendo en costes de instalación, operación y mantenimiento más elevados. Además, las turbinas de mayor tamaño operan con factores de capacidad más elevados, lo que reduce en mayor medida los costes. La generación eólica terrestre con turbinas de más de 1 MW de potencia tiene unos costes de tan sólo 0,061 €/kWh, lo cual demuestra que es una tecnología madura y competitiva. Finalmente, la energía eólica marina, aún en una etapa más temprana de desarrollo, tiene un coste de 0,094 €/kWh, muy similar en costes a la energía eólica terrestre de turbinas de pequeño tamaño. La energía eólica marina permite instalar turbinas de un tamaño superior a las turbinas eólicas terrestres por diversas razones. En primer lugar, las velocidades del viento en el mar son superiores y existen menos obstáculos que puedan interrumpir el paso de las corrientes de aire. Además, el impacto visual a varios kilómetros de la costa es mucho menor, por lo tanto, la instalación de turbinas de hasta 8MW y casi 200 metros de altura pasa a ser una solución viable. Estas grandes turbinas permiten alcanzar factores de capacidad más elevados. Sin embargo, los costes de instalación incrementan notablemente debido a la necesidad del uso de transporte marítimo y la interconexión submarina con tierra. Además, las operaciones de mantenimiento son más frecuentes en un entorno más hostil y presenta mayores complicaciones que en el medio terrestre.



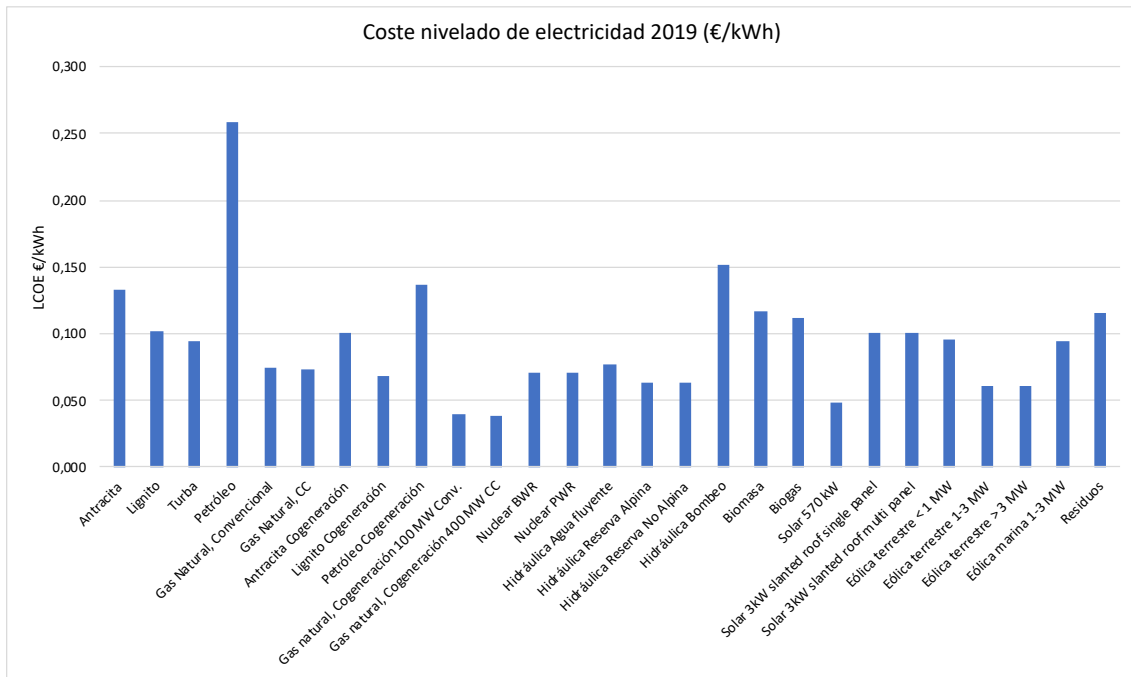


Figura 12: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019

Los costes nivelados de electricidad coinciden en gran medida con los estimados por documentos como “*Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition*” [83] o “*Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies*” [129]. En ambos informes se establecen rangos de LCOE para cada tecnología que encaja en gran medida con los resultados obtenidos en este estudio. Además, se confirman algunos puntos relevantes que se enumeran a continuación:

- La energía solar fotovoltaica de gran escala tiene unos costes nivelados significativamente menores que las instalaciones con placas comerciales.
- La energía eólica terrestre es actualmente más barata que la tecnología eólica marina.
- La generación con gas natural puede alcanzar costes muy competitivos, siendo el coste nivelado de las plantas de ciclo combinado inferior a las convencionales.
- La energía de biomasa es la tecnología renovable más cara.

## 8.2 LCOE DE LOS PAÍSES EN EL CASO CASO BASE 2019

Aplicando estos costes a los mixes de generación de cada país en el caso base, y dividiendo entre la electricidad total generada, es posible calcular el coste promedio de electricidad en cada país. Los resultados se muestran a continuación.

Países	LCOE promedio 2019 (€/kWh)
Alemania	0,089
Bélgica	0,078
Dinamarca	0,092
Estonia	0,196
Francia	0,073
Holanda	0,088
Irlanda	0,078
Polonia	0,086
Reino Unido	0,082

Tabla 69: LCOE promedio por país para el caso base 2019

A raíz de los resultados, Estonia es el país en el que sale más caro producir electricidad. Este resultado podría ser menor, dado que este país tiene grandes reservas de petróleo de esquisto que le permiten no depender de importaciones. El siguiente país con un coste de generación de electricidad más alto es Dinamarca, en el que tecnologías aún en proceso de reducción de costes como la biomasa o la energía eólica marina ya tienen un peso considerable en el mix. Además, la mayor parte de la eólica terrestre está compuesta por turbinas antiguas de pequeño tamaño, que resultan más caras. Por último, aunque Alemania es el país que tiene un mayor peso de energía solar de los estudiados, la mayor parte de esta generación se consigue mediante la solar fotovoltaica de tejado inclinado, que no resulta tan competitiva como la solar de gran escala.

En el extremo contrario, Francia, Bélgica e Irlanda son los tres países con un LCOE promedio más bajo. Los bajos costes en Francia están motivados por el gran papel que juega la tecnología nuclear en la generación eléctrica. En Bélgica, este peso se reparte entre la tecnología nuclear y el gas natural, incluyendo hasta un 13% de electricidad mediante procesos de cogeneración, que son los más baratos. Irlanda logra un coste de generación bajo otorgando un gran peso en su mix a la generación con dos tecnologías, el gas natural y energía eólica terrestre con grandes turbinas. Por tanto, se puede determinar que la combinación de la energía nuclear, el gas natural o la eólica con turbinas de un tamaño superior a 1 MW consigue costes de generación competitivos.

### 8.3 LCOE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN 2030

En esta segunda parte se va a estimar el LCOE para el año 2030 utilizando las curvas de aprendizaje en costes de cada tecnología de generación y aplicándolas a los costes nivelados de electricidad vistos anteriormente.

Las curvas de aprendizaje permiten explicar cómo se reducen los costes de producción de un producto o servicio conforme una operación se repite en el tiempo. En el sector energético, las curvas de aprendizaje se suelen utilizar para estimar el coste futuro de una tecnología de generación. Existen diversos factores que pueden provocar una disminución en los costes en el tiempo de las tecnologías de generación, siendo los más comunes la innovación tecnológica y mejora en los diseños, las economías de escala, el mayor dimensionamiento de las plantas de generación o componentes, y la experiencia de los trabajadores. Para las curvas de aprendizaje de los costes de cada tecnología se va a utilizar la siguiente función:

$$LCOE_{2030} = LCOE_{2019} \cdot \left( \frac{\text{Capacidad instalada}_{2030}}{\text{Capacidad instalada}_{2019}} \right)^\varepsilon$$

Ecuación 2: Curva de aprendizaje de LCOE

Para poder calcular los costes futuros, es necesario conocer el ritmo o la tasa de aprendizaje (TA) de cada tecnología en los últimos años. La tasa de aprendizaje indica en qué porcentaje se reducen los costes cada vez que la capacidad instalada acumulada se duplica. La tasa de aprendizaje se describe mediante la siguiente función:

$$TA = 1 - 2^\varepsilon$$

Siendo:

- $\varepsilon$ : Parámetro de experiencia

Las tasas de aprendizaje históricas de cada tecnología de generación se han obtenido de los siguientes documentos: “*Cost development of low carbon energy technologies*” [130], “*Renewable Power Generation Costs in 2019*” [131] y “*Technological Learning in Energy Modelling: Experience Curves*” [132]. Estas tasas pueden mostrar una variación sustancial entre las distintas fuentes, fruto del uso de diferentes conjuntos de datos. Por ello, se realizará un promedio de las distintas estimaciones.

En la Tabla 70 se muestran las tasas de aprendizaje recopiladas de las distintas tecnologías de generación. Se va a suponer que las tecnologías convencionales ya consolidadas no tienen una mayor reducción de costes, siendo el aprendizaje nulo. Esto aplica a las centrales de carbón, las centrales de petróleo, las plantas nucleares y la generación con gas natural. Para estas centrales, el único factor que se va a ver modificado es el coste del CO<sub>2</sub>. La compañía de análisis de mercado ICIS espera que el precio del CO<sub>2</sub> aumente hasta los 56 € por tonelada métrica en 2030 [133]. Otras empresas como Energy Aspects, Bloomber NEF y Refinitiv esperan un incremento mayor, entre los 65 y 89 € por tonelada métrica [133]. Por último, S&P Global Platts Analytics estima un precio de 48 € por tonelada métrica en 2030 [133]. Para este trabajo se va a estimar un coste del CO<sub>2</sub> de 73,3 € por tonelada.

Debido a la incertidumbre asociada en el cálculo de las tasas de aprendizaje para los distintos tipos de tecnología en una misma fuente de generación (p.ej., solar 570 kW y la solar 3 KW de tejado inclinado), se considera que la tasa de aprendizaje es la misma para todas ellas. Por otra parte, ante la falta de datos históricos de la tasa de aprendizaje del biogás, se va a suponer que es la misma que la tasa de aprendizaje de la biomasa.

Tecnología	LR Promedio
Antracita	-
Lignito	-
Turba	-
Petróleo	-
Gas Natural, Convencional	-
Gas Natural, CC	-
Antracita Cogeneración	-
Lignito Cogeneración	-
Petróleo Cogeneración	-
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	-
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	-
Nuclear BWR	-
Nuclear PWR	-
Hidráulica Agua fluyente	1,00%
Hidráulica Reserva Alpina	1,00%
Hidráulica Reserva No Alpina	1,00%
Hidráulica Bombeo	1,00%
Biomasa	5,00%
Biogás	5,00%
Solar 570 kW	30,67%
Solar 3kW slanted roof single panel	30,67%
Solar 3kW slanted roof multi panel	30,67%
Eólica terrestre < 1 MW	14,23%
Eólica terrestre 1-3 MW	14,23%
Eólica terrestre > 3 MW	14,23%
Eólica marina 1-3 MW	10,10%
Residuos	-

Tabla 70: Tasas de aprendizaje de las tecnologías de generación [131], [68], [133]

Una vez se dispone de las tasas de aprendizaje, es posible calcular el parámetro de experiencia que se va a aplicar en la Ecuación 2 de la siguiente forma:

$$\varepsilon = \frac{\log(1 - TA)}{\log(2)}$$

Por último, es necesario conocer para cada tecnología de generación a la que se va a aplicar las curvas de aprendizaje, la capacidad instalada en el año 2019 y en el año 2030.

Comenzando por la energía hidráulica, la capacidad instalada mundial en el año 2019 es de 1189 GW tanto de embalses como de agua fluyente y 121 GW de hidráulica de bombeo, aumentando hasta llegar a unos 1356 GW y 200 GW respectivamente en el año 2030 [134]. Ante la falta de información, se considera que la hidráulica de embalse y la de agua fluyente aumentarán en la misma proporción.

Ante la falta de estimaciones futuras de la capacidad instalada de biogás, se va a hacer una proyección en base al desarrollo histórico de esta tecnología. El biogás ha tenido una tasa de crecimiento anual compuesta en el período 2010-2018 de 8,38%, alcanzando una capacidad instalada de 17,7 GW al final de dicho período [135]. Asumiendo que ese crecimiento se mantiene en los años siguientes, la capacidad instalada en el año 2019 y 2030 sería de 19,2 GW y 46,5 GW respectivamente.

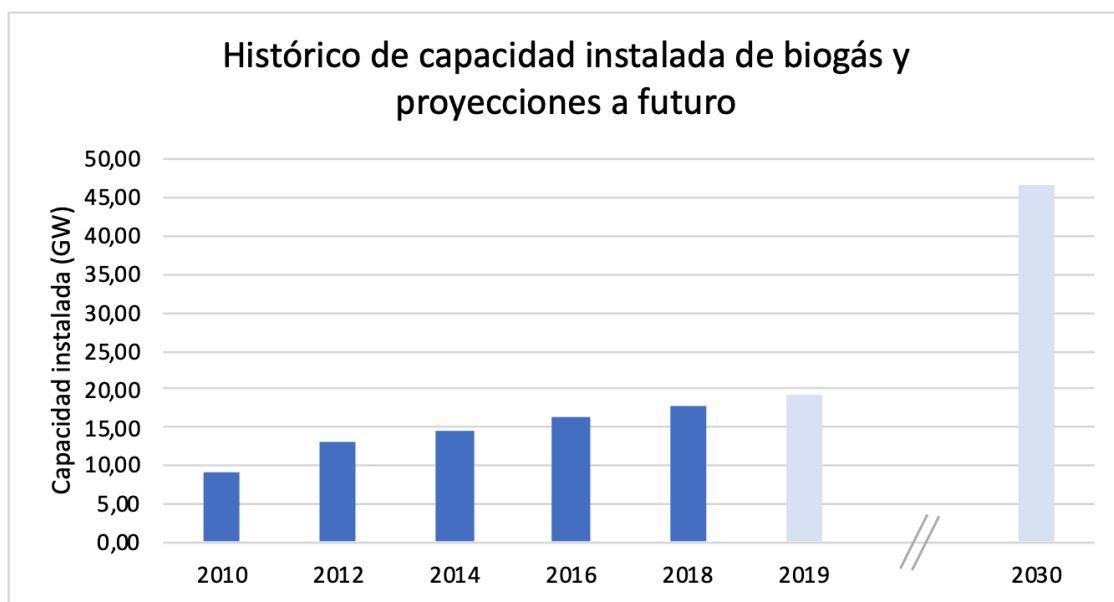


Figura 13: Histórico de capacidad instalada de biogás y proyección a futuro

En cuanto a la biomasa, la capacidad instalada en el año 2019 estaba en torno a los 121,3 GW [136]. Las proyecciones consultadas en los documentos “*Cost development of low carbon energy technologies*” [130] y “*REmap 2030 – A renewable Energy Roadmap*” [137] estiman una capacidad instalada en el año 2030 en el rango entre 226 GW y 408 GW. Para el cálculo del LCOE, se va a suponer una capacidad instalada de 250 GW en 2030.

La energía solar fotovoltaica experimentará un crecimiento notable desde los 582 GW en 2019, hasta los 2037 GW en 2030 [134]. De la capacidad instalada en 2019, más de 220 GW se corresponden a solar de gran escala [138]. A partir de las tendencias en las adiciones netas de capacidad solar entre 2013-2022, se va a suponer que el 60% de la capacidad acumulada en la próxima década será de energía solar de gran escala, y el 40% restante se asignará a la tecnología solar de tejado inclinado [139].

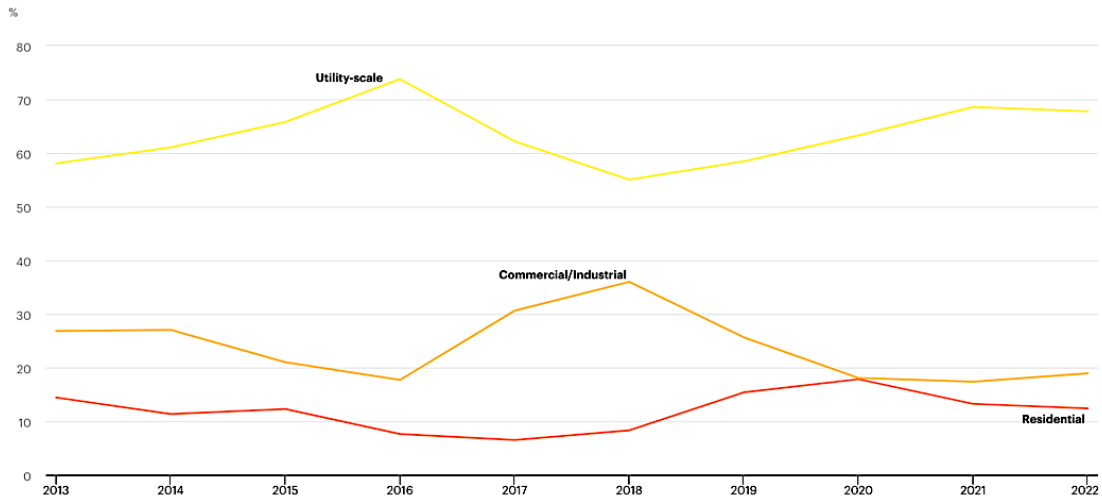


Figura 14: Adiciones de solar fotovoltaica por cada tipo de instalación [140]

Por último, la energía eólica también sufrirá un aumento considerable, aunque algo menor que la energía solar. Así, la energía eólica terrestre aumentará de 624 GW a 1455 GW en 2030 [134]. Un caso llamativo es el de la energía eólica marina, que multiplicará su capacidad instalada en 8 veces, pasando de 29,1 GW en 2019 a 234 GW en 2030 en todo el mundo [140].

Una vez se dispone de las tasas de aprendizaje y la capacidad instalada en el caso base y en el año 2030 para cada tecnología, es posible estimar los costes nivelados futuros aplicando la Ecuación 2. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Tasa de aprendizaje	Parámetro de experiencia ( $\varepsilon$ )	Nº de incrementos de capacidad	LCOE 2019 (€/kWh)	LCOE 2030 (€/kWh)
Antracita	-	-	-	0,133	0,205
Lignito	-	-	-	0,102	0,185
Turba	-	-	-	0,095	0,171
Petróleo	-	-	-	0,259	0,319
Gas Natural, Convencional	-	-	-	0,074	0,112
Gas Natural, CC	2,20%	-0,03	-	0,073	0,100
Antracita Cogeneración	3,60%	-0,05	-	0,101	0,169
Lignito Cogeneración	3,60%	-0,05	-	0,068	0,138
Petróleo Cogeneración			-	0,136	0,181
Gas natural, Cogeneración 100 MW Conv.	2,20%	-0,03	-	0,039	0,075
Gas natural, Cogeneración 400 MW CC	2,20%	-0,03	-	0,039	0,070
Nuclear BWR	-	-	-	0,071	0,071
Nuclear PWR	-	-	-	0,071	0,071
Hidráulica Agua fluyente	1,00%	-0,01	1,14	0,077	0,077
Hidráulica Reserva Alpina	1,00%	-0,01	1,14	0,063	0,063
Hidráulica Reserva No Alpina	1,00%	-0,01	1,14	0,063	0,063
Hidráulica Bombeo	1,00%	-0,01	1,65	0,152	0,151
Biomasa	5,00%	-0,07	2,06	0,116	0,110
Biogás	5,00%	-0,07	1,90	0,112	0,106
Solar 570 kW	30,67%	-0,53	4,80	0,049	0,018
Solar 3kW slanted roof single panel	30,67%	-0,53	2,65	0,100	0,068
Solar 3kW slanted roof multi panel	30,67%	-0,53	2,65	0,100	0,068
Eólica terrestre < 1 MW	14,23%	-0,22	2,33	0,095	0,079
Eólica terrestre 1-3 MW	14,23%	-0,22	2,33	0,061	0,051
Eólica terrestre > 3 MW	14,23%	-0,22	2,33	0,061	0,051
Eólica marina 1-3 MW	10,10%	-0,15	8,04	0,094	0,069
Residuos	-	-	-	0,115	0,115

Tabla 71: Estimación del LCOE 2030 de las tecnologías de generación

A partir de los resultados, se observa que las energías renovables consiguen bajar sus costes a un gran ritmo, consolidándose como tecnologías más competitivas que las convencionales.

La energía solar de gran escala sería la tecnología de generación más económica en el año 2030. El ritmo con el que la energía solar consigue reducir los costes, unidos al gran despliegue que va a experimentar en la próxima década, permitirían reducir los costes nivelados de electricidad hasta 0,018 €/kWh.

La energía eólica terrestre de gran escala también conseguiría reducir los costes significativamente, dejando atrás a otras renovables como la solar de tejado inclinado o la hidráulica, que apenas ha experimentado variación debido a la gran consolidación que

tiene. Por último, la energía eólica marina consigue reducir sus costes en un 27,4%, lo que le permite generar electricidad a un coste de 0,069 €/kWh.

En el caso de las tecnologías fósiles, el gran aumento que se espera en los costes del CO<sub>2</sub> en la próxima década hace que muchas de estas tecnologías dejen de ser competitivas frente a las renovables. Tan sólo el gas natural se encontrará en unos rangos de precios que le permitan coexistir con las tecnologías limpias. Es por esto por lo que muchos países pretenden recurrir al gas natural como tecnología de base en el futuro.

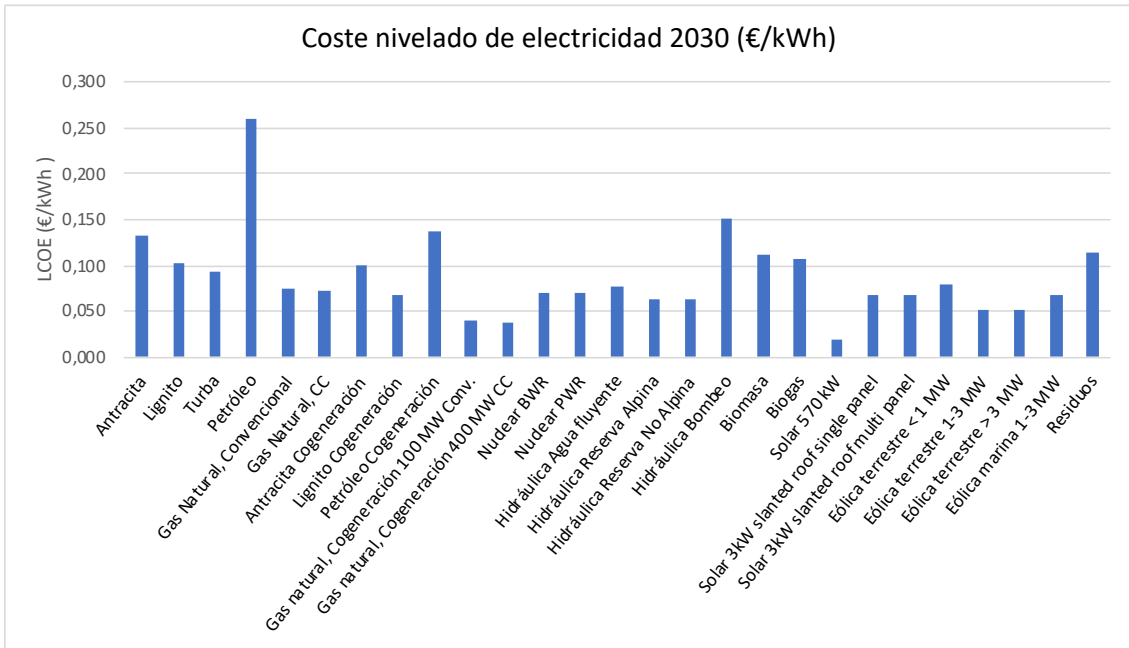


Figura 15: LCOE de las tecnologías de generación 2030

#### 8.4 LCOE DE LOS PAÍSES ESCENARIOS 2030

Repetiendo el mismo procedimiento que en la sección 8.1, es posible calcular los costes nivelados promedios para cada país en el año 2030. Los resultados se muestran en la Tabla 72:



Países	Escenario	LCOE promedio 2030 (€/kWh)	Variación LCOE vs 2019 (%)
Alemania	Baseline	0,090	1,76%
	CAP	0,080	-9,92%
Bélgica	Central	0,075	-4,17%
	H.RES	0,072	-7,79%
Dinamarca	Ref	0,073	-20,86%
Estonia	Base	0,155	-20,62%
	Alto Crec.	0,121	-38,03%
Francia	Escenario A	0,070	-4,90%
	Escenario B	0,069	-5,72%
Holanda	Referencia	0,073	-17,13%
Irlanda	WAM	0,075	-3,23%
	WEM	0,084	8,35%
Polonia	Escenario Ref	0,129	50,47%
	Escenario ECP	0,119	39,35%
UK	BNZP	0,072	-11,85%

Tabla 72: LCOE promedio por escenario 2030

Estonia seguiría siendo el país con el LCOE más caro, debido las medidas proteccionistas del país en favor del petróleo. El LCOE de Estonia estaría en torno a 0,121 – 0,155 €/kWh, a pesar de ser el país que más mejora sus resultados con respecto al caso base. Un caso parecido se observa en Polonia, país que tiene uno de los objetivos renovables menos ambiciosos a largo plazo y cuya fuente principal de generación eléctrica seguiría siendo el carbón. Las abundantes reservas locales de carbón, unido a su bajo coste histórico han hecho de esta fuente un pilar de la economía polaca. Sin embargo, la continua reducción en los costes de las tecnologías renovables hace que los sistemas basados en las tecnologías fósiles queden obsoletos. Así, Polonia es el único país en el que el coste promedio aumenta en ambos escenarios respecto al punto de partida de 2019 y registra el segundo peor resultado absoluto, situándose en el rango entre 0,119 – 0,129 €/kWh en sus escenarios.

En Alemania, donde el carbón seguiría formando parte del mix eléctrico en 2030, el precio oscila entre 0,080 – 0,090 €/kWh, siendo uno de los países con los costes más altos a pesar de la gran apuesta que hacen por las renovables. Irlanda se encuentra en un escalón de costes ligeramente inferior a Alemania, ya que complementa las renovables con una gran producción con gas natural en su mix. Otros países con gran proyección de renovables, y dos de los que tienen una mayor cuota de generación con energía eólica marina en 2030, como son Dinamarca y Holanda, que presentan un coste de 0,073 €/kWh y unas reducciones similares respecto a los costes del año 2019. En el rango entre 0,070 – 0,075 €/kWh también se encuentra el escenario BNZP de Reino Unido, los dos escenarios de Bélgica y el escenario A de Francia. El escenario B de Francia, que prevé una mayor implantación de renovables, pero manteniendo una gran proporción de generación nuclear, resulta ser el escenario más barato de los países analizados en cuanto a generación eléctrica.



## 9. ANÁLISIS MULTICRITERIO E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se va a realizar un análisis multicriterio de los distintos mixes de generación, tanto actuales como futuros, considerando todos los impactos vistos en este trabajo. De esta forma será posible determinar qué escenarios son más completos a la hora de afrontar los retos de sostenibilidad, la reducción de costes y la integración en la sociedad.

Para el análisis multicriterio se ha optado por la metodología del Proceso de Análisis Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés), que se utiliza para establecer prioridades y facilitar la toma de decisiones en base a múltiples criterios cuantitativos y cualitativos [141]. Esta metodología tiene un carácter subjetivo, pues es necesario establecer un orden de preferencias o unos niveles de importancia entre los distintos criterios.

### 9.1 CÁLCULO DE LOS PESOS DE CADA CATEGORÍA DE IMPACTO

El primer paso para realizar el análisis multicriterio AHP es definir unos niveles de importancia para cada criterio, o en este caso, categoría de impacto. Estos niveles de importancia van a servir para ponderar el peso que tiene cada impacto en la selección del mejor escenario. El orden de prioridades que se ha establecido en este análisis es el siguiente:

- Nivel 1: calentamiento global.
- Nivel 2: LCOE.
- Nivel 3: destrucción de la capa de ozono, acidificación, toxicidad humana, agotamiento abiótico (mineral y combustible fósil), ecotoxicidad (agua dulce, agua marina, terrestre), oxidación fotoquímica y eutrofización.
- Nivel 4: creación de empleo y huella terrestre.
- Nivel 5: aceptación social.

Se ha elegido el impacto de calentamiento global como la variable más crítica de este estudio, y, por tanto, la más prioritaria. Esto va en línea con el objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de temperatura a 2°C, que pasa por utilizar tecnologías libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

En segundo lugar, se ha optado por situar el coste nivelado de las tecnologías de generación. El objetivo de reducción de costes en la generación eléctrica es otro de los objetivos prioritarios, pues éstos tienen un impacto directo en la tarifa del consumidor final.

En tercer lugar, se ha posicionado al resto de categorías de impactos ambientales, ya que como indica el nombre de este trabajo, el objetivo es realizar un análisis de la sostenibilidad de los mixes de generación, y, por tanto, es necesario que estos indicadores tengan una representación considerable en el análisis.

Finalmente, se ha decidido que los impactos sociales debían ocupar las últimas posiciones en este ranking de prioridades. La creación de empleo es un parámetro muy relevante y que es necesario considerar a la hora de trazar una hoja de ruta energética, pero para ello,

antes se debe haber dado una solución a los impactos anteriormente mencionados. Por otro lado, el impacto en la huella terrestre y la aceptación social también deben ser atendidos para evitar el riesgo al rechazo social ante las instalaciones de este tipo en el entorno inmediato de la ciudadanía. Sin embargo, a pesar de que es importante escuchar la opinión de la gente, esto no debería ser el eje en torno al cual se establecen los objetivos de los planes energéticos.

Una vez se ha establecido un orden de importancia, es necesario establecer una matriz de comparación de criterios. Esta es una matriz cuadrada con tantas filas y columnas como indicadores de impactos (15x15). En esta matriz se hace la comparación directa entre todas las categorías de impacto. Para cuantificar cada comparación se ha realizado la siguiente escala de preferencias.

<b>Niveles de importancia de las categorías de impacto</b>	<b>Calificación numérica</b>
Mismo nivel	1
Un nivel por debajo	2
Dos niveles por debajo	3
Tres niveles por debajo	4
Cuatro niveles por debajo	5

*Tabla 73: Calificación de los niveles de importancia del análisis multicriterio*

De la anterior tabla se concluye que cada categoría de impacto será igual de importante que aquellas que se encuentren en el mismo nivel, dos veces más importante que aquellas que se sitúen en un nivel inferior y así hasta completar los 5 niveles de importancia. La matriz resultante será una matriz identidad, ya que la diagonal principal compara el mismo tipo impacto, siendo la calificación numérica de 1 para todos ellos. La matriz se leerá entrando por las filas y comparándolo con el impacto indicado en las columnas. Eso hace que los términos por encima de la diagonal principal sean los inversos simétricos de los términos que están por debajo de la diagonal.

La tabla siguiente muestra los resultados de la comparación de las categorías de impacto.

	AA	AACF	CG	DCO	TH	EAD	EAM	ET	OF	A	E	CE	OT	AS	LCOE
AA	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
AACF	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
CG	3	3	1	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5	2
DCO	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
TH	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
EAD	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
EAM	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
ET	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
OF	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
A	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
E	1	1	0,33	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	0,5
CE	0,5	0,5	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	2	0,33
OT	0,5	0,5	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	2	0,33
AS	0,33	0,33	0,2	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,5	0,5	1	0,25
LCOE	2	2	0,5	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4	1

Tabla 74: Matriz de comparación de las categorías de impacto

Las siglas de la tabla anterior hacen referencia a los siguientes impactos:

- AA: Agotamiento abiótico
- AACF: Agotamiento abiótico de combustibles fósiles
- CG: Calentamiento global
- DCO: Destrucción de la capa de ozono
- TH: Toxicidad humana
- EAD: Ecotoxicidad de agua dulce
- EAM: Ecotoxicidad de agua marina
- ET: Ecotoxicidad terrestre
- OF: Oxidación fotoquímica
- A: Acidificación
- E: Eutrofización
- CE: Creación de empleo
- OT: Ocupación de terreno
- AS: Aceptación social
- LCOE: Coste nivelado de la electricidad

A continuación, se muestra la matriz de comparación normalizada por columnas, siendo el peso resultante de cada impacto el promedio de los elementos de por fila.

	AA	AACF	CG	DCO	TH	EAD	EAM	ET	OF	A	E	CE	OT	AS	LCOE	Peso
AA	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
AACF	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
CG	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,14	0,14	0,11	0,22	0,18
DCO	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
TH	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
EAD	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
EAM	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
ET	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
OF	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
A	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
E	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
CE	0,03	0,03	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05	0,04	0,03
OT	0,03	0,03	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05	0,04	0,03
AS	0,02	0,02	0,04	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02
LCOE	0,12	0,12	0,09	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,1	0,1	0,09	0,11	0,11

Tabla 75: Matriz de comparación normalizada de las categorías de impacto

Para el cálculo del mejor mix de generación se va a aplicar la función objetivo que se implementa en el análisis multicriterio llevado a cabo en el documento llamado “*Análisis de ciclo de vida de posibles escenarios de mix de generación eléctrica en España en 2030*” [22]. En dicho trabajo se multiplican los resultados relativos de cada impacto en comparación con los otros mixes de generación y se ponderan aplicando los pesos calculados anteriormente. Así, habrá que utilizar la siguiente ecuación para cada mix de generación:

$$Puntuación\ del\ mix\ (\%) = \sum_{n=1}^n P_{eso_n} \cdot Impacto\ normalizado_n$$

Siendo:

- n: Número de categorías de impacto (15)

El impacto normalizado se calcula como la diferencia entre cada mix de generación con respecto al mix de generación con peor resultado para cada categoría de impacto. El peor resultado se puntúa con un 0%, y a partir de ahí, el resto de los escenarios se puntúan en función de la distancia porcentual con respecto a el peor escenario. Por tanto, en aquellos casos donde la variación entre los impactos sea alta, la influencia en la puntuación total del mix será mayor, mientras que en los casos en los que la variación sea pequeña, esta influencia disminuirá. La ecuación con la cual se calcula el impacto normalizado de cada categoría de impacto es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Impacto normalizado (\%)} \\ &= 100 \\ &\cdot \left( 1 - \frac{\text{Impacto del mix de generación}_n}{\text{Impacto del mix de generación con peor resultado}_n} \right) \end{aligned}$$

Sin embargo, existen dos impactos donde el peor resultado no es aquel que obtiene el valor más alto. Este es el caso de los impactos de creación de empleo y aceptación social, donde los valores más altos son un indicativo de un mejor desempeño en dicho impacto. Para estas dos categorías de impacto, la fórmula anterior se modifica ligeramente, de modo que no haya impactos que reciban una ponderación mayor que los otros. Por ejemplo, si un indicador de creación de empleo es cuatro veces el valor del indicador con peor resultado, el impacto normalizado será del 75%, en vez del 400%. La ecuación para estas dos categorías de impactos quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Impacto normalizado (\%)} \\ &= 100 \\ &\cdot \left( 1 - \frac{1}{\frac{\text{Impacto del mix de generación}_n}{\text{Impacto del mix de generación con peor resultado}_n}} \right) \end{aligned}$$

## 9.2 PUNTUACIONES DE LOS MIXES DE GENERACIÓN EN EL CASO BASE 2019

En la tabla siguiente se muestran las puntuaciones para cada categoría de impacto y la puntuación total de cada mix de generación.

	Alemania	Bélgica	Dinamarca	Estonia	Francia	Holanda	Irlanda	Polonia	Reino Unido
AA	0,00%	38,47%	10,09%	46,82%	50,98%	43,45%	50,70%	34,72%	26,90%
AACF	58,29%	65,10%	79,43%	0,00%	91,08%	37,20%	53,75%	2,17%	46,09%
CG	54,92%	73,22%	79,85%	10,46%	92,59%	51,50%	62,57%	0,00%	60,52%
DCO	80,84%	43,66%	93,59%	0,00%	36,98%	73,41%	85,14%	85,75%	60,20%
TH	36,22%	67,11%	45,28%	36,11%	67,27%	65,20%	69,60%	0,00%	63,74%
EAD	30,18%	69,12%	46,66%	64,57%	70,27%	64,60%	68,72%	0,00%	66,91%
EAM	56,98%	92,01%	80,46%	85,26%	92,30%	84,78%	90,20%	0,00%	89,18%
ET	31,40%	40,04%	34,17%	27,12%	39,41%	38,23%	38,01%	0,00%	36,44%
OF	84,21%	86,54%	80,81%	0,00%	94,76%	84,68%	85,79%	12,62%	81,62%
A	86,43%	90,32%	85,08%	0,00%	95,81%	88,40%	88,05%	8,42%	87,08%
E	41,61%	95,68%	88,66%	81,10%	97,01%	88,48%	95,36%	0,00%	92,62%
CE	51,05%	27,06%	50,47%	42,85%	49,74%	14,66%	0,00%	60,83%	31,08%
OT	48,35%	71,35%	0,00%	24,75%	92,27%	68,50%	70,76%	71,04%	43,54%
AS	34,29%	34,22%	47,74%	9,98%	26,56%	35,31%	43,57%	0,00%	40,97%
LCOE	54,62%	60,15%	53,00%	0,00%	62,59%	55,12%	60,23%	56,21%	58,23%
<b>Total</b>	<b>51,41%</b>	<b>66,52%</b>	<b>62,83%</b>	<b>25,50%</b>	<b>74,46%</b>	<b>60,44%</b>	<b>66,26%</b>	<b>19,79%</b>	<b>61,11%</b>

Tabla 76: Matriz de selección del mejor mix de generación en el caso base 2019

En base a los valores de la tabla, es evidente que Francia obtiene el mejor resultado global con un 74,46%. Los buenos resultados cosechados por Francia demuestran la gran polivalencia de la energía nuclear para la generación eléctrica, puesto que es capaz de producir grandes volúmenes de energía que sirven de potencia base para el sistema de manera limpia y sostenible. Así, se comprueba que Francia se encuentra entre los países más sostenibles en casi todas las categorías de impacto, siendo los factores más críticos de su modelo de generación la aceptación social y la destrucción de la capa de ozono.

En segundo lugar, se encuentra Bélgica, con unos resultados muy similares a Irlanda (66,52% vs 66,26%). Ambos países cubren una parte importante de su demanda eléctrica con gas natural, aunque el primero lo complementa con generación nuclear, y el segundo con energía eólica. Las fortalezas y debilidades de Bélgica en las distintas categorías de impacto son parecidas a las de Francia, aunque la influencia que tiene la generación con gas natural se nota en la categoría de creación de empleo, donde esta es una de las tecnologías con peores resultados. Irlanda, con una mayor cuota de generación con gas natural, obtiene el peor resultado global en la categoría de creación de empleo.

Dinamarca, con una puntuación de 62,83%, ocupa el cuarto lugar del ranking de mejor mix de generación en el caso base. El país danés cuenta con el mayor porcentaje de generación renovable de los países estudiados, lo que le permite conseguir el segundo mejor resultado en la categoría de calentamiento global, tan sólo detrás de Francia, y el mejor resultado absoluto de destrucción de la capa de ozono. Sin embargo, el gran peso que tiene la generación con biomasa y energía eólica terrestre y marina le posicionan entre los peores países en términos de huella terrestre e impacto en el agotamiento abiótico.

Los peores resultados con bastante diferencia con el resto, los obtienen Polonia (19,42%) y Estonia (25,68%). Ambos países tienen mixes de generación muy dependientes de combustibles fósiles muy contaminantes, lo que explica los malos resultados en la mayoría de las categorías de impacto. La categoría más favorable para Polonia es la destrucción de la capa de ozono, donde la producción con carbón no resulta tan dañina. Pese a eso, Polonia es el país con las mayores emisiones de gases de efecto invernadero, siendo además el país que peor puntúa en 7 de las 15 categorías de impacto.

### 9.3 PUNTUACIONES DE LOS MIXES DE GENERACIÓN ESCENARIOS 2030

A continuación, se muestran los resultados del análisis multicriterio para los escenarios de generación en 2030.



	Alemania		Bélgica		Dinamarca	Estonia		Francia		Holanda	Irlanda		Polonia		UK
	Baseline	CAP	Central	H.RES	Ref.	Base	Alto Crec.	Esc. A	Esc. B	Ref.	WAM	WEM	Ref.	ECP	BNZP
AA	4,81%	2,02%	36,08%	34,56%	13,42%	35,93%	26,61%	41,52%	36,69%	0,00%	38,79%	42,98%	37,86%	35,20%	20,92%
AACF	63,84%	72,27%	59,34%	63,26%	93,60%	36,74%	60,24%	92,46%	92,36%	77,86%	67,73%	59,27%	0,00%	11,61%	85,04%
CG	62,55%	73,21%	70,15%	72,95%	93,56%	43,00%	63,77%	93,46%	93,33%	83,88%	78,44%	74,11%	0,00%	11,06%	88,62%
DCO	84,38%	81,68%	51,68%	56,51%	93,38%	0,00%	37,77%	5,26%	9,64%	76,77%	83,96%	79,60%	75,56%	75,50%	69,82%
TH	36,88%	43,93%	62,67%	62,06%	55,34%	48,53%	52,30%	61,58%	60,76%	57,28%	64,16%	65,55%	0,00%	4,03%	60,65%
EAD	33,34%	42,58%	63,00%	62,31%	59,54%	63,52%	63,74%	65,00%	64,23%	60,53%	65,24%	65,40%	0,00%	2,61%	63,68%
EAM	62,97%	73,16%	90,53%	90,37%	89,02%	88,93%	89,68%	90,40%	90,06%	88,93%	90,94%	91,31%	0,00%	8,12%	90,32%
ET	30,46%	33,49%	36,24%	36,24%	35,43%	26,86%	29,46%	36,58%	36,86%	37,29%	35,27%	35,94%	0,00%	1,38%	35,10%
OF	82,88%	84,29%	85,27%	86,36%	86,65%	24,35%	50,59%	93,05%	92,84%	88,87%	90,43%	90,79%	0,00%	10,80%	89,52%
A	86,33%	88,45%	91,11%	91,83%	90,65%	23,98%	51,48%	94,80%	94,63%	92,58%	93,37%	93,96%	0,00%	11,77%	93,31%
E	54,85%	70,96%	95,69%	95,81%	94,87%	88,65%	91,82%	96,41%	96,31%	95,51%	96,29%	96,54%	0,00%	2,48%	95,62%
CE	40,26%	38,17%	1,34%	0,00%	41,56%	38,85%	42,63%	46,80%	46,89%	30,49%	12,98%	1,29%	60,29%	58,42%	36,79%
OT	17,65%	5,41%	34,23%	32,04%	0,00%	10,36%	34,16%	78,00%	76,52%	46,95%	48,80%	37,45%	43,66%	38,17%	17,48%
AS	37,94%	41,73%	42,05%	42,84%	46,74%	28,71%	37,49%	24,89%	26,63%	43,83%	43,71%	40,50%	0,00%	10,53%	41,61%
LCOE	41,83%	48,51%	51,89%	53,71%	53,15%	0,00%	21,93%	55,18%	55,57%	53,15%	51,53%	45,72%	17,00%	23,13%	53,62%
<b>Total</b>	<b>52,12%</b>	<b>57,59%</b>	<b>62,08%</b>	<b>63,16%</b>	<b>69,13%</b>	<b>36,99%</b>	<b>51,48%</b>	<b>69,50%</b>	<b>69,34%</b>	<b>66,32%</b>	<b>67,80%</b>	<b>65,23%</b>	<b>12,48%</b>	<b>18,21%</b>	<b>68,15%</b>

Tabla 77: Matriz de selección del mejor mix de generación escenarios 2030

Nuevamente, Francia obtiene los mejores resultados para sus dos escenarios de generación en 2030. Este análisis multicriterio respalda la propuesta de Francia que, a diferencia de muchos de sus países vecinos, ha apostado por mantener una importante cuota de generación con energía nuclear. Los resultados del análisis demuestran que a pesar de que la energía nuclear genera mucha controversia, es una tecnología de generación que debe ser considerada. Es necesario puntualizar que, aunque parezca que la puntuación de Francia ha descendido con respecto al año 2019 (69,34-69,50% vs 74,46% en 2019), el análisis multicriterio solo hace una comparación en términos relativos, y si los escenarios de los otros países mejoran, las diferencias disminuyen.

En segundo lugar, y con una puntuación final muy similar a Francia se encuentra Dinamarca (69,13%). La determinación de Dinamarca por descarbonizar su mix le lleva a ser el país con una mayor cuota de renovables en su mix y el país con una menor emisión de gases de efecto invernadero. La diferencia más destacable con respecto a Francia es que la generación eléctrica en Dinamarca resulta mucho menos dañina para la capa de ozono. Sin embargo, la ocupación de terrenos sigue siendo un problema para Dinamarca, que se consolida como el peor país en esta categoría de impacto.

Reino Unido escala hasta la tercera posición (68,15%), gracias a la sustitución de generación de gas natural y nuclear por energía eólica terrestre y marina y un mayor peso de energía solar fotovoltaica en el mix. Sin embargo, al igual que ocurría en Dinamarca, la ocupación terrestre para la generación eléctrica tiene un impacto considerable en comparación con el resto de los países europeos, puesto que cubren una parte importante de la demanda eléctrica con biomasa.

Holanda e Irlanda obtienen unos resultados similares. El escenario referencia de Holanda (66,32%) tiene una puntuación entre el escenario WAM (67,80%) y el escenario WEM

(65,23%) de Irlanda. Ambos países plantean unas estrategias de transición energéticas parecidas, apostando por la energía eólica en combinación con el gas natural. La diferencia más significativa entre ambos es que Holanda otorga un peso mayor a la energía eólica marina y a la energía solar, lo cual le permite obtener mejores resultados en materia de empleo.

Bélgica empeora su posición relativa la puntuación total en comparación con el resto de los países del estudio (62,08-63,16%). Esto se debe a la eliminación de la generación nuclear de su mix y el aumento de la generación con gas natural. A pesar de que el gas natural puede ser una tecnología útil para apoyar la generación con renovables, la sustitución de una tecnología limpia como es la generación nuclear por el gas natural le hace empeorar sus resultados.

A continuación, se encuentra Alemania, que sorprendentemente, obtiene unos resultados alejados de las mejores puntuaciones. Existen numerosas razones que explican estos resultados. Por un lado, Alemania se ha comprometido a cerrar todas las plantas nucleares, poniendo fin así la generación con una tecnología que demuestra ser muy sostenible a raíz de los análisis. Además, a pesar de que el objetivo es la eliminación del carbón de su mix, esto no lo consigue hasta el año 2038, por lo tanto, en el año 2030 seguirá produciendo electricidad a partir del carbón. Además, Alemania apuesta por la energía solar fotovoltaica, la energía eólica terrestre y la biomasa, lo que le hace obtener uno de los peores resultados en ocupación de terreno y agotamiento abiótico.

Estonia consigue reducir la brecha con respecto a sus vecinos europeos mejorando sus resultados a 36,99% en su escenario de referencia y 51,48% en el escenario de alto crecimiento. La fuerte dependencia hacia el petróleo que seguirá teniendo en 2030 le hace obtener malos resultados en las categorías de destrucción de la capa de ozono y LCOE.

Finalmente, Polonia obtiene unos resultados relativos peores que en 2019 (12,48-18,21% vs 19,79% en 2019). Los resultados de este análisis ponen en evidencia la poca ambición de la estrategia de Polonia para descarbonizar su mix de generación.

## 10. CONCLUSIONES

En este último apartado se presentan las principales conclusiones y aspectos más destacables del análisis de ciclo de vida llevado a cabo en este Trabajo de Fin de Máster. La estructura que se va a seguir va a ser la misma que la de los objetivos y los temas vistos a lo largo de este trabajo.

En primer lugar, con respecto a la cuantificación de los impactos ambientales para cada tecnología de generación eléctrica y comparación de resultados, se han extraído las siguientes conclusiones:

- La generación eléctrica con carbón es la que mayores emisiones de gases de efecto invernadero produce. Además, esta tecnología es la más dañina en la mayoría de las categorías de impacto, a excepción del agotamiento abiótico y la destrucción de la capa de ozono. La combustión con antracita y lignito son más nocivas que la combustión con turba, siendo el lignito el combustible que genera mayores emisiones de gases de efecto invernadero.

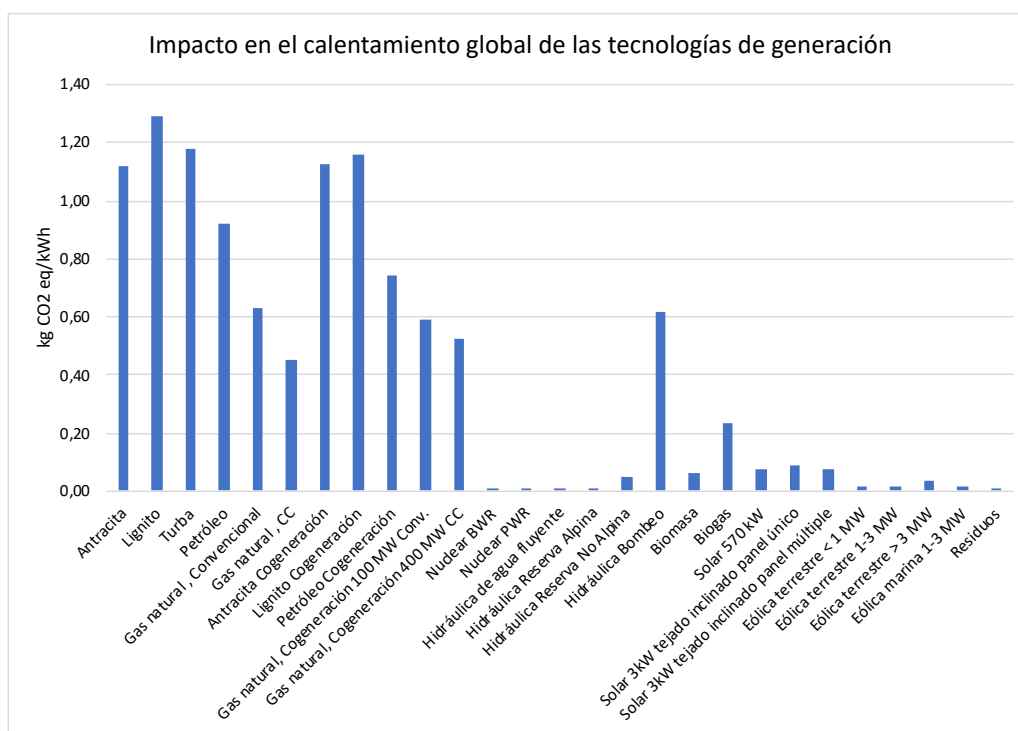


Figura 6: Impacto calentamiento global por tecnología de generación para 1 kWh en baja tensión

- El petróleo presenta impactos severos en el agotamiento abiótico de combustibles fósiles, el calentamiento global, la oxidación fotoquímica y la acidificación. Además, las centrales de petróleo son las más dañinas para la capa de ozono, superando a las centrales nucleares en esta categoría de impacto.
- Las centrales de gas natural también tienen un impacto notorio, aunque estos impactos son menores que los de las centrales de carbón y petróleo. A diferencia de estas dos últimas, la generación con gas natural presenta buenos resultados a nivel de ecotoxicidad y toxicidad humana.

- Todas las centrales de cogeneración con combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) mejoran sus resultados ligeramente en la mayoría de las categorías de impacto, debido a la mejora en la eficiencia de los procesos.
- La generación nuclear muestra resultados especialmente buenos en las categorías de agotamiento abiótico de combustibles fósiles, calentamiento global, oxidación fotoquímica y acidificación. En la mayoría de las categorías, la energía nuclear se muestra como una fuente de generación sostenible. Sin embargo, presenta el déficit de ser una de las tecnologías más perjudiciales en el impacto de destrucción de la capa de ozono. Además, en este trabajo no se ha considerado el riesgo de accidentes nucleares.
- La energía hidráulica es la energía más respetuosa con el medioambiente, obteniendo los impactos más bajos en casi todas las categorías. Los resultados son muy similares tanto para las centrales de embalse como las de agua fluyente. Las centrales de bombeo tienen unos impactos superiores a estas dos últimas, puesto el aporte de electricidad que necesitan para bombear agua al embalse superior proviene del mix de generación, que está conformado por muchas tecnologías.
- En cuanto al resto de fuentes renovables, como era de esperar, presentan impactos muy bajos en la categoría de calentamiento global. La energía eólica, tanto terrestre como marina, es la que genera menos emisiones de este tipo. Además, esta tecnología también presenta los impactos más reducidos en oxidación fotoquímica, acidificación y eutrofización, siendo por tanto la fuente renovable más sostenible (junto con la hidráulica). Finalmente, la energía solar fotovoltaica presenta unos impactos severos en el agotamiento abiótico, al ser necesario la utilización de metales raros para la construcción de placas solares.
- Por último, la generación con residuos municipales también muestra unos buenos resultados, siendo el aspecto más crítico la ecotoxicidad del medio acuático.

En segundo lugar, en cuanto a la cuantificación de los impactos ambientales para cada mix de generación eléctrica de los países, se concluye lo siguiente:

- Polonia y Estonia son actualmente los mixes de generación con peores resultados en la mayoría de las categorías de impacto, incluyendo el calentamiento global, debido a su fuerte dependencia de combustibles fósiles.
- Estonia y Francia obtienen en 2019 los peores resultados en términos de destrucción de la capa de ozono, dada su gran generación con petróleo y nuclear respectivamente.
- Alemania y Dinamarca tienen un impacto elevado en el agotamiento abiótico, dado que son los países con mayor despliegue de energías renovables.
- Para el año 2030, los países mejoran los resultados de su mix actual en la mayoría de las categorías, a excepción del agotamiento abiótico, dado el aumento de cuota de las renovables.

- Francia y Bélgica son los países que menos mejoran sus resultados en 2030, llegando en algunos casos a obtener impactos más dañinos. Esto se debe a la pérdida de peso de la energía nuclear en dichos mixes para los escenarios futuros.
- El escenario referencia de Dinamarca para 2030, que prevé el mayor porcentaje de generación de renovables de los escenarios estudiados, obtiene las reducciones más significativas en los impactos, aunque Francia sigue siendo el país más sostenible.

Siguiendo con la cuantificación de los impactos de cada tecnología de generación en la sociedad en materia de empleo, ocupación de terrenos y opinión pública, se deduce lo siguiente:

- El carbón es la fuente de generación fósil que más empleo genera, mientras que el gas natural tiene la demanda de mano de obra más baja por kWh de electricidad producido.
- En términos generales, las fuentes renovables generan más empleo que las tecnologías fósiles a excepción del carbón, siendo la hidráulica de agua fluyente y bombeo, la biomasa y la solar fotovoltaica de tejado inclinado las más intensivas en materia de empleo. La energía eólica es la que menos empleos genera por unidad de generación eléctrica entre las renovables.

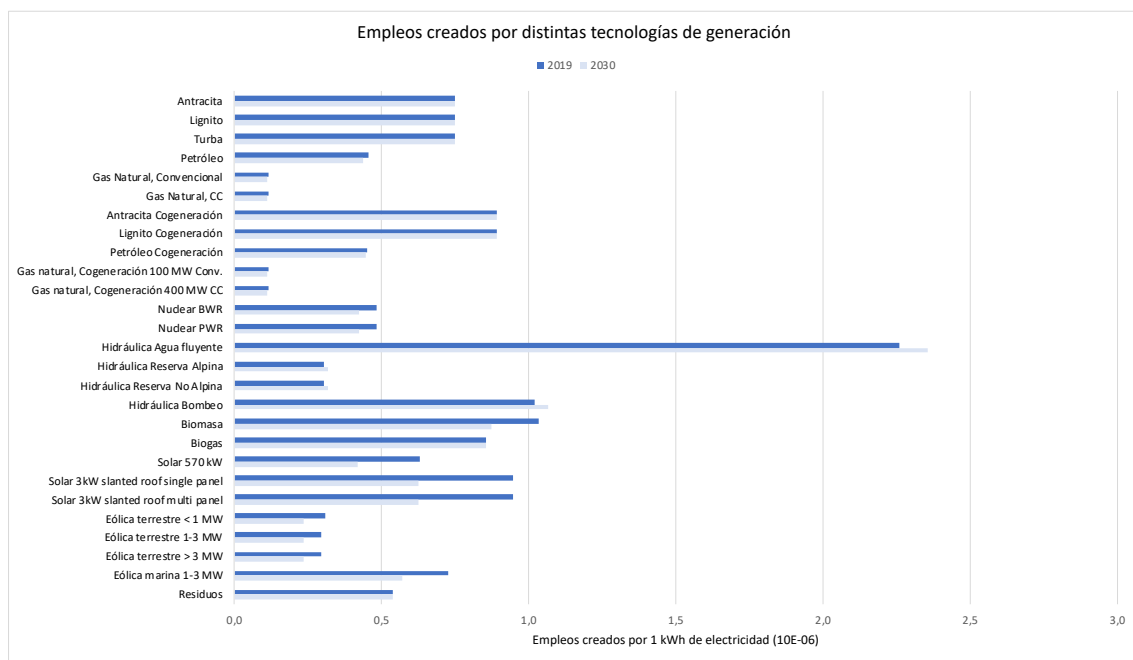


Figura 9: Empleos creados por tecnología de generación para 1 kWh de producción eléctrica en 2019 y 2030

- La biomasa es el modo de generación que más espacio requiere para la generación de 1 kWh de electricidad, seguida de lejos por el biogás y la generación eólica terrestre.
- La energía solar de tejado inclinado y la energía eólica marina no tienen impacto en la ocupación de terrenos. Al margen de estas dos tecnologías, la generación nuclear es la más intensiva energéticamente.

- La generación eléctrica con carbón es la que suscita un mayor rechazo público, seguido de la energía nuclear.
- Las energías renovables tienen niveles de aceptación muy positivos, siendo la solar fotovoltaica la solución preferida de los ciudadanos europeos.

En cuarto lugar, con respecto a la cuantificación de los impactos de cada mix de generación eléctrica de los países en la sociedad en materia de empleo, ocupación de terrenos y opinión pública, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Actualmente, el país que genera más empleo por kWh producido es Polonia, con un mix basado en el carbón. En un segundo nivel se encuentran Alemania, Dinamarca y Francia.
- Los países dependientes de la generación eléctrica con gas natural, tales como Irlanda u Holanda, obtienen la empleabilidad más baja por kWh de electricidad producida.
- En los distintos escenarios para 2030, esta situación se mantiene, siendo Polonia el país que más empleo genera por kWh de electricidad, e Irlanda el que menos.
- En la mayoría de los escenarios para 2030, los empleos generados por kWh producido son menores que en el caso base 2019. Además, en muchas ocasiones, de los dos escenarios que plantean los países para 2030, la generación de empleo es menor en los que se fomenta una mayor participación de las renovables. Por tanto, a excepción del gas natural, las etapas de extracción y procesamiento de combustible de las fuentes fósiles siguen aportando una gran cantidad de empleos.
- En cuanto a la ocupación de terrenos de los mixes de generación en 2019, Dinamarca es el país que requiere de mayor espacio por kWh de electricidad producido, debido al peso que tiene la biomasa en el mix. Francia, por el contrario, es el país que menos terrenos consume para la generación eléctrica con su mix basado en la generación nuclear.
- En el año 2030, los escenarios con mayor participación de renovables, como es el mix de referencia de Dinamarca o el escenario Climate Action Plan de Alemania, son los que más espacio necesitan por unidad de generación eléctrica. Francia sigue siendo el más intensivo energéticamente, aunque sus resultados empeoran respecto a su mix de 2019, debido a la pérdida de peso de la nuclear en el mix en favor de las renovables.
- En cuanto a la aceptación social, como es lógico, el peor resultado en 2019 lo tiene el mix de Polonia basado en el carbón, mientras que Dinamarca logra el mayor porcentaje de conformidad.
- En el año 2030, la aceptación social de todos los mixes mejora, puesto que en todos se va a dar un mayor peso a las energías renovables, a la vez que se elimina la generación con ciertas tecnologías fósiles como el carbón o el petróleo. Nuevamente en estos escenarios, Dinamarca clasifica como el mejor mix, y Polonia como el que mayor rechazo genera.

En el apartado de cálculo del coste nivelado de la electricidad para cada tecnología de generación y comparación de resultados, se concluye lo siguiente:

- La generación eléctrica con petróleo es el modo de producción más caro, debido al coste por tonelada de CO<sub>2</sub> y los bajos factores de capacidad con los que opera.
- La mayoría de las tecnologías, a excepción de la combustión con carbón de tipo antracita, el petróleo, la hidráulica de bombeo, la biomasa y el biogás, y la producción con residuos, se encuentran por debajo del umbral de 0,100 €/kWh.
- Las tecnologías de generación más competitivas en términos económicos hoy en día son la solar fotovoltaica de gran escala y la cogeneración con gas natural.

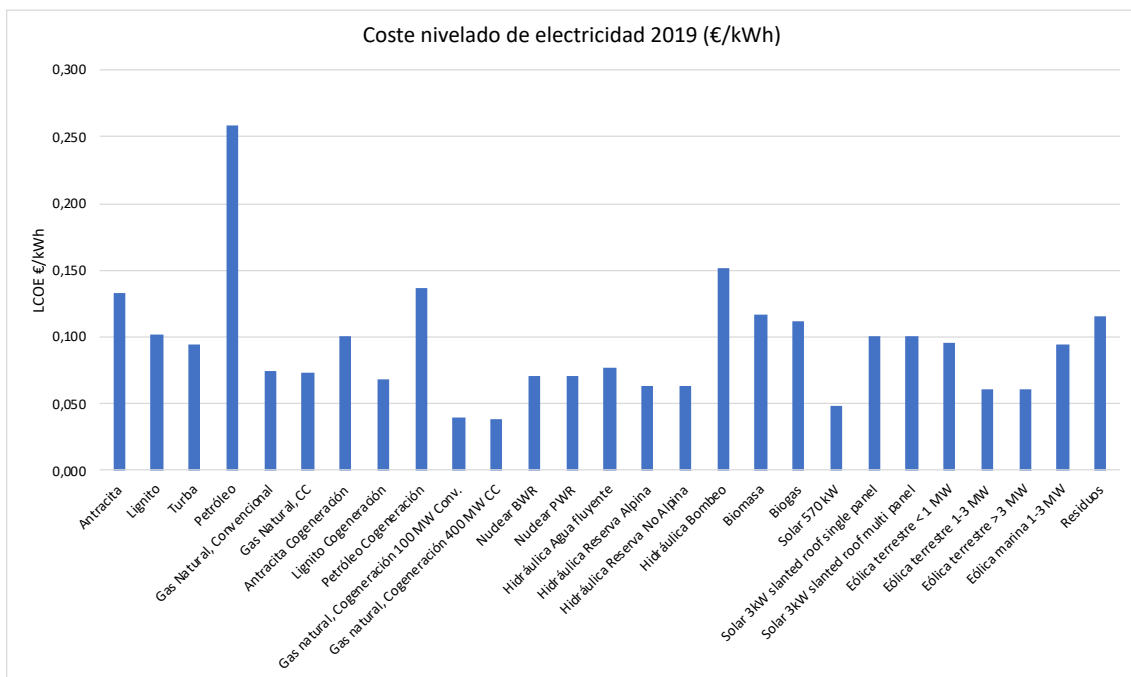


Figura 12: LCOE de las tecnologías de generación para el caso base 2019

- Para el año 2030, los costes de las tecnologías fósiles aumentarán, debido al aumento del coste de emisión del CO<sub>2</sub> y al nulo aprendizaje de la industria fósil. Esto hará que muchos proyectos de este tipo dejen de ser económicamente viables.
- Todas las fuentes renovables disminuirán sus costes de producción para 2030, siendo la energía solar fotovoltaica la que lo haga en mayor grado. Otra tecnología que reduce sus costes de forma considerable es la energía eólica marina.

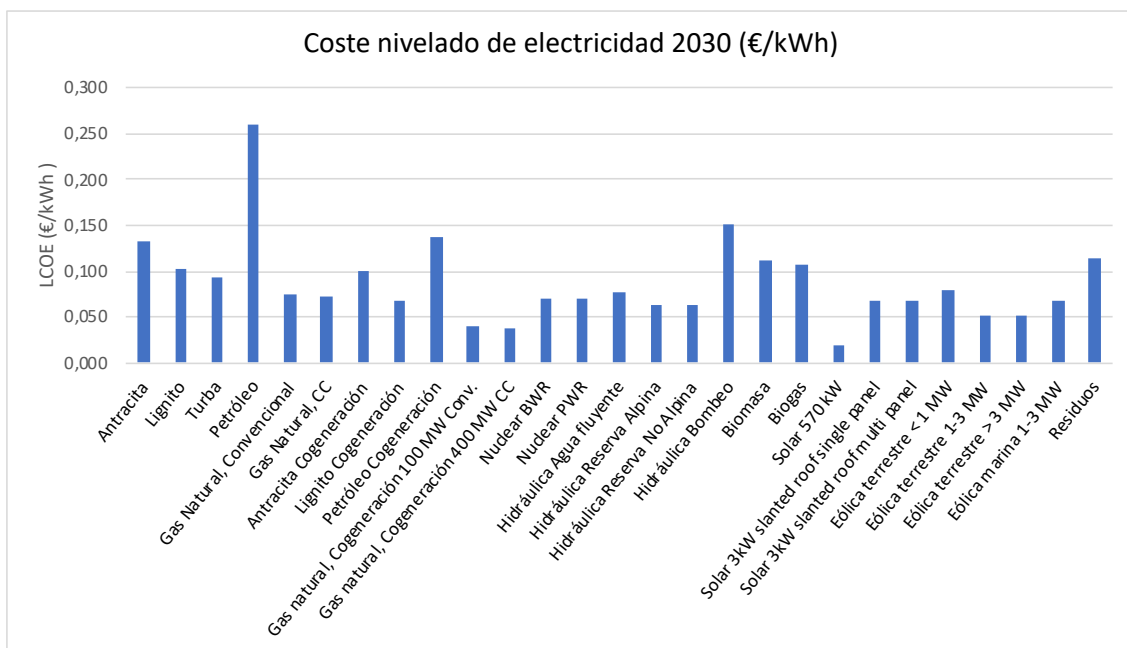


Figura 15: LCOE de las tecnologías de generación 2030

En cuanto al cálculo del coste nivelado promedio de la electricidad para cada mix de generación de los distintos escenarios y comparación de resultados, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El gran peso de la generación con petróleo en el mix de Estonia le hace tener el coste nivelado promedio más caro.
- Dinamarca presenta unos costes elevados, dado que la tecnología renovable aún está en proceso de reducir costes. Por el contrario, Francia presenta los costes más bajos.
- En 2030, los costes nivelados promedios decrecen en todos los países salvo en Polonia, cuya dependencia del carbón le expone a las fuertes subidas que se esperan en el precio del CO<sub>2</sub>. En otros escenarios más conservadores, como el Baseline de Alemania o el WEM de Irlanda también se aprecian ligeras subidas en los costes promedios.
- El escenario que más reduce sus costes es Estonia en su escenario de alto crecimiento, en el que reduce considerablemente el peso de las energías fósiles para apostar por la energía eólica marina.
- Francia, con un mix que combina las renovables con la energía nuclear, vuelve a obtener los costes más bajos en 2030, aunque otros países que apuestan por una mayor cuota de renovables obtienen resultados parecidos. Esto confirma que para 2030, las energías renovables ya se habrán consolidado como tecnologías completamente competitivas en términos económicos.

Por último, en lo relativo al análisis multicriterio realizado para la evaluación de la sostenibilidad de los distintos escenarios y la selección del mix de generación óptimo, se pueden extraer los siguientes puntos:



- Tanto en 2019 como en los dos escenarios de 2030, Francia obtiene la puntuación más alta como el país más sostenible, aunque para el año 2030 la brecha es casi nula con respecto a países con mucha capacidad instalada de renovable como Dinamarca.
- Los mixes de generación menos sostenibles son los de Polonia y Estonia en ese orden. Para el año 2030, Estonia conseguiría reducir los niveles de impacto para acercarse al del resto de países europeos. Sin embargo, las diferencias entre los impactos de los escenarios de Polonia y el resto de los países del estudio se hacen más grandes, demostrando que las medidas del gobierno polaco para descarbonizar su mix de generación son insuficientes.
- Después de los mixes que combinan la energía nuclear con la energía renovable, o aquellos que son casi exclusivamente renovables como Dinamarca, los mejores resultados los obtienen aquellos países que complementan la generación renovable con el gas natural.

## 10.1 LIMITACIONES Y RECOMENDACIONES

En este apartado se sugieren algunas recomendaciones que podrían ser de utilidad en futuros proyectos semejantes.

En este Trabajo de Fin de Máster se ha decidido no modelar las baterías en los mixes de generación. Esto se debe a que estos procesos no están incluidos en la base de datos que proporciona Ecoinvent. Además, en los planes nacionales no se cuantifica la capacidad que se va a instalar de esta tecnología. Sin embargo, es un hecho que las baterías van a jugar un papel fundamental en la transición energética. Además, no se han incluido otras tecnologías de generación como la termo solar, la mareomotriz u otras tecnologías que solo se han implementado en forma de prototipos. El motivo es que la participación de estas en los mixes actuales y futuros es despreciable. Sería interesante para la obtención de resultados más realistas la inclusión de estos procesos en el modelo.

En segundo lugar, en lo que respecta a la creación de empleo, sería interesante realizar un estudio más exhaustivo del mismo, incluyendo los factores de localización del empleo y los salarios promedio. Estos dos factores son importantes para determinar las oportunidades de empleo de un país. En este trabajo no se ha analizado la variable de localización de los empleos en las distintas etapas de la vida útil de las plantas de generación. Sin embargo, resulta lógico pensar que, en la industria fósil, los empleos relacionados con la extracción de los combustibles tenderán a estar más deslocalizados. Esto puede hacer que un empleo no se genere en el país donde se ubica la central eléctrica. Del mismo modo, los empleos del sector renovable requerirán un mayor grado de formación, a los que irán asociados salarios más altos. Esta variable resulta difícil de cuantificar para todas las etapas, por lo que se ha decidido no incluirla en el estudio.

Algo parecido a lo anterior ocurre con los impactos en la huella terrestre, que, en los casos de las energías fósiles, la huella terrestre puede estar más dispersa en distintas regiones y países.

Para el cálculo del coste nivelado de las tecnologías de generación eléctrica se ha optado por utilizar los costes promedios de los países europeos, o los costes globales en caso de ausencia de datos específicos. El motivo es la dificultad para encontrar los datos individuales para cada tecnología y cada país. Sin embargo, en algunos países que poseen reservas de carbón o petróleo, como es el caso de Polonia y Estonia, los costes nivelados de estas dos fuentes de generación podrían ser menores. Por ello, puede ser interesante llevar a cabo un estudio de costes individualizados para cada país si se requiere de resultados más precisos.

Finalmente, en este trabajo se ha puesto el foco sobre el impacto en el calentamiento global, considerándolo la variable más importante a la hora de determinar el mix de generación más adecuado actualmente y en los escenarios futuros. Sin embargo, se puede modificar este orden de prioridades ajustando la matriz de ponderación de impactos de forma que los resultados obtenidos y las conclusiones extraídas pudieran ser diferentes.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. E. T. -. A. R. T. 2050, «IRENA,» [En línea]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA\\_Report\\_GET\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf). [Último acceso: 21 Diciembre 2020].
- [2] IRENA, «FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,» 2019.
- [3] B. O. R. E. f. a. C. N. Europe, «European Commission,» 2020. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_2096](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2096). [Último acceso: 20 Noviembre 2020].
- [4] J. Š. M. V. K. Z. P. W. V. K. Markéta Šerešová, «Life Cycle Performance of Various Energy Sources Used in the Czech Republic,» MDPI, 2020.
- [5] A. G. Ballester, «Analysis of various power generation technologies,» TUHH, 2019.
- [6] B. K. S. Daniel Nugent, «Assessing the lifecycle greenhouse gas emission from solar PV and wind energy: A critical meta-survey,» 2013.
- [7] A. B. T. A. Roberto Turconi, «Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations,» 2013.
- [8] E. A. Bouman, «A life cycle perspective on the benefits of renewable electricity generation,» 2020.
- [9] T. G. E. A. B. A. A. a. o. Edgar G. Hertwich, «Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies,» 2014.
- [10] J. K. A. L. J. Z. Lukasz Lekek, «Life cycle assessment of energy generation in Poland,» 2016.
- [11] P. P. A. B. S. J. & J. K. Dorota Burchart-Korol, «Comparative life cycle assessment of current and future electricity generation systems in the Czech Republic and Poland,» 2018.
- [12] L. M. O. J. M. Maarten Messagie, «The hourly life cycle carbon footprint of electricity generation in Belgium, bringing a temporal resolution in life cycle assessment,» 2014.
- [13] M. C. J. R. V. G. V. M.A.Rubio Rodríguez, «Life cycle modeling of energy matrix scenarios, Belgian power and partial heat mixes as case study,» 2013.
- [14] A. LaurenceStamford, «Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070,» 2014.
- [15] E. MarcoRaugei, «A comprehensive assessment of the energy performance of the full range of electricity generation technologies deployed in the United Kingdom,» 2016.
- [16] C. G. S. I. P. B. & T. A. Roberto Turconi, «Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network,» 2013.
- [17] D. C. F. C. G. T. RobertoTurconi, «Environmental impacts of future low-carbon electricity systems: Detailed life cycle assessment of a Danish case study,» 2014.
- [18] N. T. a. Maga, «Life cycle assessment of German energy scenarios,» 2019.

- [19] R. Turconi, «Life Cycle Assessment of Electricity Systems,» 2014.
- [20] J. S. A. L. M.-R. H. Sirkka Koskela, «Estonian electricity supply scenarios for 2020 and their environmental performance,» 2007.
- [21] J.-P. P. Vanessa Rakotoson, «A life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas territories,» HAL, 2017.
- [22] G. Q. Bermejo, «Análisis de ciclo de vida de posibles escenarios de mix de generación eléctrica en España en 2030,» 2020.
- [23] D. B. Adrados, «Comparativa de la sostenibilidad de los mixes energéticos de distintos países europeos bajo la perspectiva del análisis de ciclo de vida,» 2019.
- [24] A. A. R. Juárez, «Comparativa de la sostenibilidad de los mixes energético de distintos países bajo la perspectiva del análisis de ciclo de vida,» 2019.
- [25] ISO, [En línea]. Available: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14044:ed-1:v1:es>. [Último acceso: 19 Noviembre 2020].
- [26] E. Commission. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en).
- [27] Ember. [En línea]. Available: <https://ember-climate.org/project/eu-power-sector-2020/>.
- [28] Mapchart, «Mapchart,» [En línea]. Available: <https://mapchart.net/europe.html>.
- [29] W. P. Engineering. [En línea]. Available: <https://www.windpowerengineering.com/for-the-first-time-production-cost-of-renewables-undercuts-fossil-fuel-energy-nuclear-power/>.
- [30] R. Verdes. [En línea]. Available: <https://www.renovablesverdes.com/tipos-de-carbon/>.
- [31] P. Hockenos, «Waste to Energy – Controversial power generation by incineration,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/waste-energy-controversial-power-generation-incineration>.
- [32] Enel. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica>.
- [33] Iberdrola, «How do photovoltaic plants work?,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/environment/what-is-photovoltaic-energy>.
- [34] M. R. Perez, «CÁLCULO DEL POTENCIAL DE AGOTAMIENTO ABIÓTICO. APLICACIÓN A LA PRODUCCIÓN DE BIOETANOL A PARTIR DE CAÑA DE AZÚCAR.,» Sevilla, 2019.
- [35] R. L. David Herring, «NORA,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.climate.gov/news-features/climate-qa/what-evidence-exists-earth-warming-and-humans-are-main-cause>.
- [36] Universidad Pontificia Comillas, «Climate Change Causes,» Comillas.edu, [En línea]. Available: [https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/2874468/mod\\_resource/content/0/1.1.%20Climate%20Change-Causes%20and%20Evidencias.pdf](https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/2874468/mod_resource/content/0/1.1.%20Climate%20Change-Causes%20and%20Evidencias.pdf).
- [37] A. A. Sánchez, «Ecología verde,» [En línea]. Available: <https://www.ecologiaverde.com/destruccion-de-la-capa-de-ozono-definicion-causas-y-consecuencias-1916.html>.

- [38] G. A. Emmanuelle Bournay. [En línea]. Available: <https://grid-arenda.herokuapp.com/resources/7510>.
- [39] C. R. A. C. Aitor P. Acero, «Impact assessment methos in Life Cycle Assessment and their impact categories,» Greendelta, 2015.
- [40] «La Troposfera II,» 2007. [En línea]. Available: [https://www.upo.es/depa/webdex/quimfis/CA\\_old/Tema6.pdf](https://www.upo.es/depa/webdex/quimfis/CA_old/Tema6.pdf).
- [41] Agencia Europea del Medio Ambiente, «El Medio Ambiente en Europa: Segunda evaluación 4. Acidificación,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.eea.europa.eu/es/publications/92-828-3351-8/page004.html>.
- [42] iagua, «Eutrofización: Causas, consecuencias y soluciones,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.iagua.es/noticias/sewervac-iberica/eutrofizacion-causas-consecuencias-y-soluciones>.
- [43] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/germany>.
- [44] [En línea]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>.
- [45] Fraunhofer ISE, «Energy Charts,» [En línea]. Available: [https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2019&partsum=1&stacking=stacked\\_absolute&source=all](https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2019&partsum=1&stacking=stacked_absolute&source=all).
- [46] E. Commission. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/de\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/de_final_necp_main_en.pdf).
- [47] L. Times. [En línea]. Available: <https://www.latimes.com/world/europe/la-fg-germany-coal-power-20190126-story.html>.
- [48] C. E. Wire. [En línea]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/whats-new-germanys-renewable-energy-act-2021>.
- [49] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/belgium>.
- [50] [En línea]. Available: <https://www.climatecollege.unimelb.edu.au/indc-factsheets/belgium>.
- [51] [En línea]. Available: <https://caneurope.org/belgium-says-goodbye-to-coal-power-use/>.
- [52] [En línea]. Available: <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Adequacy-and-flexibility-study-for-Belgium-2020-2030-Elia.pdf>.
- [53] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/denmark>.
- [54] W. Europe. [En línea]. Available: <https://windeurope.org/2030plans/>.
- [55] [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/dk\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/dk_final_necp_main_en.pdf).
- [56] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/estonia>.
- [57] [En línea]. Available: <https://www.climatecollege.unimelb.edu.au/indc-factsheets/estonia>.
- [58] [En línea]. Available: <http://andmebaas.stat.ee/Index.aspx?DataSetCode=KE033>.

- [59] [En línea]. Available: <https://bankwatch.org/blog/estonia-s-dirty-secret-oil-shale>.
- [60] [En línea]. Available: <https://www.investopedia.com/articles/investing/080715/difference-between-shale-oil-and-oil-shale.asp>.
- [61] [En línea]. Available: <https://www.offshorewind.biz/2020/07/30/estonia-and-latvia-to-jointly-develop-1-gw-offshore-wind-farm/>.
- [62] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/france>.
- [63] [En línea]. Available: <https://www.climatecollege.unimelb.edu.au/indc-factsheets/france>.
- [64] RTE. [En línea]. Available: [https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/wp-content/uploads/2020/05/pdf\\_BE201\\_EN-1.pdf](https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/wp-content/uploads/2020/05/pdf_BE201_EN-1.pdf).
- [65] E. Commission. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/fr\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf).
- [66] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/netherlands>.
- [67] [En línea]. Available: <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/en/dataset/80030eng/table>.
- [68] [En línea]. Available: <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands.aspx>.
- [69] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/ireland>.
- [70] [En línea]. Available: <https://www.climatecollege.unimelb.edu.au/indc-factsheets/ireland>.
- [71] [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ie\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ie_final_necp_main_en.pdf).
- [72] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/poland>.
- [73] N. Polonia. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/pl\\_final\\_necp\\_part\\_1\\_3\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/pl_final_necp_part_1_3_en.pdf).
- [74] F. Energii. [En línea]. Available: <https://forum-energii.eu/en/~:text=Electricity%20production%20in%202019,-The%20share%20of&text=Its%20share%20in%20the%20energy,%,%20the%20highest%20in%20history..>
- [75] M. o. C. a. Environment. [En línea]. Available: [file:///Users/jorgegoasmartin/Downloads/Streszczenie\\_PEP2040\\_EN\\_2021\\_01\\_27%20.pdf](file:///Users/jorgegoasmartin/Downloads/Streszczenie_PEP2040_EN_2021_01_27%20.pdf).
- [76] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/uk>.
- [77] [En línea]. Available: <https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law>.
- [78] [En línea]. Available: <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2020/12/Sector-summary-Electricity-generation.pdf>.
- [79] [En línea]. Available: [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/03\\_celula/01\\_basico/3\\_celula\\_05.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_05.htm).

- [80] «World Employment and Social Outlook 2018 – Greening with jobs,» [En línea]. Available: [https://www.ilo.org/weso-greening/documents/WESO\\_Greening\\_EN\\_chap2\\_web.pdf](https://www.ilo.org/weso-greening/documents/WESO_Greening_EN_chap2_web.pdf).
- [81] C. Veronika, «Employment in the Energy Sector,» Publications Office of the European Union, 2020.
- [82] Lazard. [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>.
- [83] I. -. NEA, «Projected Costs of Generating Electricity 2020,» [En línea]. Available: [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition).
- [84] IRENA, «Renewable Generation Power Costs in 2019,» 2019.
- [85] UTS:ISF, «CALCULATING GLOBAL ENERGY SECTOR JOBS 2015 METHODOLOGY UPDATE,» 2015.
- [86] EIA, «Biomass explained Waste-to-energy (Municipal Solid Waste),» [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/waste-to-energy.php>.
- [87] «EESI,» [En línea]. Available: <https://www.eesi.org/papers/view/fact-sheet-jobs-in-renewable-energy-energy-efficiency-and-resilience-2019>.
- [88] EIA, «Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021,» 2021.
- [89] I. -. B. f. H. a. Power. [En línea]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP\\_Tech\\_Brief\\_E05\\_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E05_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf).
- [90] [En línea]. Available: <https://countryeconomy.com/countries/singapore>.
- [91] [En línea]. Available: <https://www.bbc.co.uk/newsround/56322935>.
- [92] Statkraft, «Country series: The Netherlands needs a strong commitment to renewable energy,» [En línea]. Available: <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/country-series-the-netherlands-needs-a-strong-commitment-to-renewable-energy/>.
- [93] H. v. d. Brelie, «The Netherlands must reduce carbon emissions by the end of the year, but can this be done?,» Euronews, 2020. [En línea]. Available: <https://www.euronews.com/2020/09/18/the-netherlands-must-reduce-carbon-emissions-by-the-end-of-the-year-but-can-this-be-done>.
- [94] J. Lovering, «Land-use intensity of electricity production and tomorrow’s energy landscape,» 2021.
- [95] Strata, «THE FOOTPRINT OF ENERGY: LAND USE OF U.S. ELECTRICITY PRODUCTION,» 2017.
- [96] IRENA, «ENERGY AND LAND USE,» 2017.
- [97] H. C. K. Vasilis Fthenakis, «Land use and electricity generation: A life-cycle analysis,» 2008.
- [98] NEI Org., «Land Needs for Wind, Solar Dwarf Nuclear Plant’s Footprint,» 2015.
- [99] BiofuelWatch. [En línea]. Available: <https://www.biofuelwatch.org.uk/2018/biomass-and-land-use/>.

- [100] J. Lovering. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/350358598\\_Land-use\\_intensity\\_of\\_electricity\\_production\\_and\\_tomorrow's\\_energy\\_landscape](https://www.researchgate.net/publication/350358598_Land-use_intensity_of_electricity_production_and_tomorrow's_energy_landscape).
- [101] M. F. & G. Piringer. [En línea]. Available: <https://energysustainsoc.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13705-020-00263-4#Sec9>.
- [102] V. F. & H. C. Kim, «Land use and electricity generation: A life-cycle analysis,» 2008. [En línea]. Available: [file:///Users/jorgegoasmartin/Downloads/article%20\(4\).pdf](file:///Users/jorgegoasmartin/Downloads/article%20(4).pdf).
- [103] M. G. G. C. a. E. A. F. Elena Tamburini, «Is Bioenergy Truly Sustainable When Land-Use-Change (LUC) Emissions Are Accounted for? The Case-Study of Biogas from Agricultural Biomass in Emilia-Romagna Region, Italy,» *MDPI Sustainability*.
- [104] [En línea]. Available: <https://www.biofuelwatch.org.uk/2018/biomass-and-land-use/>.
- [105] [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>.
- [106] [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/350358598\\_Land-use\\_intensity\\_of\\_electricity\\_production\\_and\\_tomorrow's\\_energy\\_landscape](https://www.researchgate.net/publication/350358598_Land-use_intensity_of_electricity_production_and_tomorrow's_energy_landscape).
- [107] [En línea]. Available: <https://energysustainsoc.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13705-020-00263-4>.
- [108] C. C. P. D. R. M. a. G. H. Sean Ong, «Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States,» NREL, 2013.
- [109] E. Follower. [En línea]. Available: <https://energyfollower.com/wind-turbine-spacing/>.
- [110] NREL, «Land Use by System Technology».
- [111] European Social Survey, «<https://www.europeansocialsurvey.org/data/themes.html?t=climatch>,» 2016.
- [112] I. B. C.-S. Katrin Zander, «Biogas production and society: Evidence from Germany,» 2015.
- [113] Y. H. Y. R. V. M. Jamie Baxter, «Attitudes toward waste to energy facilities and impacts on diversion in Ontario, Canada,» 2016.
- [114] J. I. Linares, «Análisis de viabilidad económica de proyectos,» 2014.
- [115] S&P Global, «Average age of US power plant fleet flat for 4th-straight year in 2018,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/gfjqeFt8GTPYNK4WX57z9g2>.
- [116] IRENA, «RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Volume 1: Power Sector Issue 3/5 - Hydropower,» 2012.
- [117] M. A. Ahmad Shabib, «Life cycle analysis of waste power plants: systematic framework,» 2020.
- [118] World Bank, «World Bank Commodities Price Data,» 2021.
- [119] Euratom Supply Agency, «ESA average uranium prices,» 2020.
- [120] EIA, «Coal prices and outlook,» 2020.



- [121] IEA, «Sustainable supply potential and costs,» 2020.
- [122] SENDECO, «<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>,» 2021.
- [123] L. Söder, «EG2220 Power Generation, Environment and Markets Compendium for future system design,» 2017.
- [124] IEA, «Sustainable supply potential and costs,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/sustainable-supply-potential-and-costs>.
- [125] California Energy Commission, «Heat Rates,» [En línea]. Available: [https://ww2.energy.ca.gov/almanac/electricity\\_data/web\\_qfer/Heat\\_Rates\\_cm\\_s.php](https://ww2.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/web_qfer/Heat_Rates_cm_s.php).
- [126] F. d. María, «Energetic Efficiency of an Existing Waste to Energy Power Plant,» 2016.
- [127] FAO, «Energy Use of Peat,» [En línea]. Available: <http://www.fao.org/3/x5872e/x5872e0b.htm>.
- [128] Covenant of Mayors, «The Emission Factors,» [En línea]. Available: [https://www.covenantofmayors.eu/IMG/pdf/technical\\_annex\\_en.pdf](https://www.covenantofmayors.eu/IMG/pdf/technical_annex_en.pdf).
- [129] G. R. Timilsina, «Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies,» The World Bank Group, 2020.
- [130] S. Samadi, «The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies,» Wuppertal Institut, 2018.
- [131] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2019,» 2019.
- [132] M. J. a. A. K. Atse Louwen, «[https://reflex-project.eu/wp-content/uploads/2018/12/REFLEX\\_policy\\_brief\\_Experience\\_curves\\_12\\_2018.pdf](https://reflex-project.eu/wp-content/uploads/2018/12/REFLEX_policy_brief_Experience_curves_12_2018.pdf) cost of electricity renewable energy technologies,» Reflex, 2018.
- [133] F. Watson, «Analysts see EU carbon prices at Eur56-Eur89/mt by 2030,» S&P Global Platts, 2020. [En línea]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/120320-analysts-see-eu-carbon-prices-at-eur56-eur89mt-by-2030>.
- [134] G. R. O. -. E. T. 2050, «IRENA,» 2020. [En línea]. Available: [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA\\_GRO\\_Summary\\_2020.pdf?la=en&hash=1F18E445B56228AF8C4893CAEF147ED0163A0E47](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_Summary_2020.pdf?la=en&hash=1F18E445B56228AF8C4893CAEF147ED0163A0E47).
- [135] 2.-2. Biogas installed power generation capacity, «IEA,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/biogas-installed-power-generation-capacity-2010-2018>.
- [136] R. 2. G. S. REPORT, «REN21 Renewables Now,» [En línea]. Available: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf).
- [137] R. -. A. r. e. roadmap, «IRENA,» [En línea]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/IRENA\\_REmap\\_summary\\_findings\\_2014.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/IRENA_REmap_summary_findings_2014.pdf).
- [138] G. u.-s. s. i. s. n. r. i. 2019, «Renewable Energy World,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/solar/global-utility-scale-solar-installations-set-new-record-in-2019/#gref>.
- [139] S. PV, «IEA,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/solar-pv>.

- [140] I. b. A.-P. GWEC: Offshore wind will surge to over 234 GW by 2030, «GWEC,» 2020. [En línea]. Available: <https://gwec.net/gwec-offshore-wind-will-surge-to-over-234-gw-by-2030-led-by-asia-pacific/>.
- [141] G. Bruno, «Capítulo III - Proceso de Análisis Jerárquico (AHP),» [En línea]. Available: [https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/toskano\\_hg/cap3.PDF](https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/toskano_hg/cap3.PDF).
- [142] «Naciones Unidas,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>. [Último acceso: 21 Noviembre 2020].
- [143] "The last decade of global anthropogenic sulfur dioxide: 2000-2011 emissions," 2012.
- [144] ISO. [En línea]. Available: <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14040:ed-2:v1:es>.
- [145] Bundesnetzagentur. [En línea]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/KWnetto\\_11\\_2019.jpg;jsessionid=7CBDB00DACA53F9F82D56EB82762B881?\\_\\_blob=poster&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KWnetto_11_2019.jpg;jsessionid=7CBDB00DACA53F9F82D56EB82762B881?__blob=poster&v=2).
- [146] [En línea]. Available: <https://www.climatecollege.unimelb.edu.au/indc-factsheets/poland>.
- [147] [En línea]. Available: <https://www.climatecollege.unimelb.edu.au/indc-factsheets/netherlands>.
- [148] I. T. D. Z. A. Tsiropoulos, «Cost development of low carbon energy technologies,» Joint Research Centre - European Commission, 2018.
- [149] I. T. D. Z. A. Tsiropoulos, «Cost development of low carbon energy technologies,» Joint Research Centre - European Commission, 2018.
- [150] I. M. A. P. J. S. Y. Edward S. Rubin, «A review of learning rates for electricity supply technologies,» Elsevier, 2015.
- [151] G. Quintero, «Análisis de ciclo de vida de posibles escenarios de mix de generación eléctrica en España en 2030,» 2020.
- [152] WorldBank, «World Bank Commodities Price Data,» 2021. [En línea]. Available: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/5d903e848db1d1b83e0ec8f744e55570-0350012021/related/CMO-Pink-Sheet-May-2021.pdf>.
- [153] L. S.öder, «EG2220 Power Generation, Environment and Markets Compendium for future system design,» 2017.
- [154] EIA, «Coal Prices Outlook,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/coal/prices-and-outlook.php>.
- [155] Euratom Supply Agency, «ESA average uranium prices,» 2020. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/euratom/observatory\\_price.html](https://ec.europa.eu/euratom/observatory_price.html).
- [156] T. G. Paul McConnell, «Comparative Life Cycle Assessment: Browse and Scarborough,» ERM, 2020.
- [157] S. Razmilic, «¿Qué hacer con los NIMBY? Una propuesta de política y los desafíos pendientes,» Centro de Estudios Públicos, 2015. [En línea]. Available: <https://www.cepchile.cl/cep/puntos-de-referencia/puntos-de-referencia-2010-2021/puntos-de-referencia-2015/que-hacer-con-los-nimby-una-propuesta-de-politica-y-los-desafios>.

## 12. ANEXOS

### 12.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este trabajo abarca un amplio campo de objetivos de desarrollo sostenible planteados por las Naciones Unidas [143]. Aunque las soluciones propuestas en este estudio pueden llegar a incidir de forma colateral en otros ámbitos, los principales objetivos que competen a este proyecto son los siguientes:

#### Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna

Este estudio está orientado a lograr un correcto desarrollo de las tecnologías de generación limpias en los sistemas energéticos, de forma que se pueda mitigar de forma efectiva la emisión de gases de efecto invernadero, que ponen en peligro la sostenibilidad del planeta. Todos los escenarios estudiados en este análisis de ciclo de vida proyectan una mejora de la eficiencia en el sector eléctrico, una mayor penetración de las energías renovables y con ello, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el aumento de la cuota de las tecnologías renovables en los mixes de generación acarrearía otras ventajas, como puede ser la reducción de los costes en la generación eléctrica. Por otra parte, la ampliación de infraestructuras renovables destinadas a cubrir la creciente demanda energética global garantiza el uso de las tecnologías más modernas y mejoras en las redes para soportar la creciente capacidad instalada.

#### Objetivo 8: Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos

En este trabajo se ha analizado el impacto que tiene el sector eléctrico en el ámbito económico y en el aspecto social. Es muy importante que los planes para descarbonizar los mixes de generación vayan acompañados de un crecimiento económico y de nuevas oportunidades de empleo. Por ello, se ha analizado el coste nivelado de generación eléctrica para los distintos escenarios, así como el empleo que se crea o se destruye para cada uno de ellos. Además, los nuevos empleos en el sector renovable tenderán a ser empleos de calidad, que requieran de un cierto nivel de formación y que garantizaran remuneraciones superiores a los de la industria fósil.

#### Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación

La urgencia de la situación medioambiental en la que nos encontramos va a dotar de mayor importancia al desarrollo de las tecnologías renovables. Con el aumento de la capacidad instalada, se consigue un aprendizaje en la tecnología del sector reducciones en los costes de generación. Cuanto más disminuyan los costes, más competitiva será la tecnología renovable respecto a los combustibles fósiles.

Además, la innovación en el sector es continua. La expansión hacia el medio acuático va a ser un hecho en un futuro cercano, con la energía eólica marina, la solar flotante y la mareomotriz. Además, la experiencia en el ámbito marino permite adentrarse cada vez más en aguas más profundas, aumentando el potencial de generación renovable de forma exponencial.

#### Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos

Esta ha sido la principal motivación a la hora de realizar este trabajo y en torno al cual gira todo el análisis de ciclo de vida. Con el estudio que se hace de los diferentes mixes de generación de los países en la actualidad y en los escenarios que plantean en el futuro, se pretende demostrar que medidas gubernamentales son más efectivas para reducir el impacto medioambiental que causa el sector eléctrico.

Como se ha mencionado anteriormente, la categoría de impacto medioambiental al que se le va a dar mayor importancia es al calentamiento global, debido a que hoy en día es el problema más urgente al que se enfrentan los países.