



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos,
Canales y Puertos

Uso del análisis de ciclo de vida para comparar los
impactos ambientales de la energía fotovoltaica de la
planta Núñez de Balboa con otras fuentes de energía
convencionales.

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Ambiental

AUTOR/A: Imrani Mengat, Rida

Tutor/a: Jiménez Benítez, Antonio Luis

Cotutor/a externo: Robles Martínez, Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2024/2025

Índice

1. Introducción.....	5
1.1. Generación eléctrica	5
1.1.1. Generación eléctrica renovable.....	6
1.2. Recurso solar.	8
1.3. Análisis del ciclo de vida: Un enfoque integral	9
1.3.1. Consideraciones ambientales y económicas	10
1.4. El Análisis de Ciclo de Vida	10
1.4.1. Definición del objetivo y alcance del estudio.....	12
1.4.2. Análisis de inventario de ciclo de vida	12
1.4.3. Emisiones de carbono evitadas	13
1.4.4. Tiempo de recuperación de la energía y de la huella de carbono	13
1.5. Tipología de las instalaciones fotovoltaicas	14
1.5.1. Instalaciones sobre el suelo	14
1.5.2. Instalaciones sobre cubierta	17
1.6. Tecnología fotovoltaica	18
1.7. Marco teórico.....	20
1.7.1. Marco legal.....	20
1.7.2. Problemática ambiental.....	21
1.8. Herramientas	23
1.8.1. Eco-indicadores	23
1.8.2. Programas informáticos para el análisis de ciclo de vida	24
2. Objetivo y justificación.....	24
3. Caso práctico	25
4. Resultados y discusión	27
4.1. Emisiones asociadas a cada etapa del ciclo de vida	27
4.2. Cálculo por unidad de potencia instalada (kJ/kW).....	28
4.3. Emisiones evitadas por sustitución tecnológica en distintas ubicaciones.....	29
4.4. Inventario de ciclo de vida (ICV)	31
4.4.1. Inventario de ciclo de vida – Fase de Extracción y fabricación	32
4.4.2. Composición y propiedades de los materiales	33
4.4.3. Generación y consumo	34
4.5. Evaluación del inventario de ciclo de vida (EICV)	36
4.5.1. Cambio climático	36

4.6.	Evaluación de impactos ambientales por categorías	37
4.6.1.	Análisis de los impactos ambientales por categoría	38
4.6.2.	Comparativa de impactos ambientales por fases de ciclo de vida con otros tipos de tecnologías	46
4.6.3.	Comparación entre tecnologías por categoría de impacto (totales por kWh)50	
5.	Tiempo de retorno energético (Energy Payback Time, EPBT).....	55
5.4.	Planta fotovoltaica Núñez de Balboa.....	55
5.5.	Planta de carbón convencional	56
5.6.	Planta de gas natural	56
6.	Tiempo de retorno de emisiones de gases de efecto invernadero (GPBT).....	56
6.4.	Fotovoltaica (Planta Núñez de Balboa- España)	57
6.5.	Carbón y gas natural.....	57
7.	Comparación entre tecnologías energéticas (por kWh generado).....	58
8.	Medidas preventivas, correctoras y preventivas	59
8.4.	Medidas sobre la atmósfera	59
8.5.	Medidas sobre el agua	59
8.6.	Medidas sobre el suelo	59
8.7.	Medidas sobre el paisaje	60
8.8.	Medidas sobre la vegetación.....	60
8.9.	Medida sobre la fauna	60
9.	Conclusión.....	61
10.	Bibliografía.....	62

Resumen

Este trabajo de fin de máster presenta un análisis comparativo de los impactos ambientales derivados de distintas tecnologías de generación eléctrica, con especial atención a la energía solar fotovoltaica mediante el uso del análisis de Ciclo de Vida (ACV). Se estudia en detalle la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, una de las mayores de Europa, ubicada en Extremadura, y se contrastan sus resultados con los de tecnologías convencionales como el carbón, el gas natural y la energía nuclear.

Mediante herramientas como SimaPro y OpenLCA, y utilizando bases de datos como Ecoinvent v3.8, se evalúan múltiples indicadores ambientales incluyendo emisiones de gases de efecto invernadero, consumo energético, uso de recursos y producción de residuos a lo largo de todas las fases del ciclo de vida: producción, transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento.

Los resultados muestran que la energía solar fotovoltaica genera solo **26,5 gCO₂-eq/kWh**, frente a los **931,6 gCO₂-eq/kWh del carbón, 396,4 g del gas natural y 71,2 g de la nuclear, considerando el ciclo de vida completo**. Además, se estima que la planta Núñez de Balboa evita anualmente la emisión de hasta 215000 toneladas de CO₂ y genera electricidad suficiente para abastecer a 250000 hogares.

Se concluye que la energía fotovoltaica representa una alternativa altamente sostenible frente a las fuentes convencionales, especialmente en regiones con alta irradiación. No obstante, se identifican retos ambientales asociados a la producción de paneles y a su reciclaje, recomendando la integración de energías renovables en toda cadena de suministro para maximizar sus beneficios ambientales.

Abstract

This master's thesis presents a comparative analysis of the environmental impacts derived from different electricity generation technologies, with a special focus on solar photovoltaic energy through the use of Life Cycle Assessment (LCA). The study examines in detail the Núñez de Balboa photovoltaic plant, one of the largest in Europe, located in Extremadura, and compares its results with conventional technologies such as coal, natural gas, and nuclear power.

Using tools such as SimaPro and OpenLCA, and databases like Ecoinvent v3.8, multiple environmental indicators are evaluated, including greenhouse gas emissions, energy consumption, resource use, and waste generation across all life cycle stages: production, transport, installation, operation, maintenance, and decommissioning.

The results show that solar photovoltaic energy generates only **26.5 gCO₂-eq/kWh, compared to 931.6 gCO₂-eq/kWh for coal, 396.4 g for natural gas, and 71.2 g for nuclear, when considering the complete life cycle**. Furthermore, it is estimated that the Núñez de Balboa plant avoids up to 215,000 tons of CO₂ emissions annually and generates enough electricity to supply 250,000 households.

It is concluded that photovoltaic energy represents a highly sustainable alternative to conventional sources, especially in regions with high solar irradiation. However, environmental challenges related to panel production and recycling are identified, and the integration of renewable energy throughout the supply chain is recommended to maximize environmental benefits.

Resum

Con formato: Español (España)

Este treball de fi de màster presenta una anàlisi comparativa dels impactes ambientals derivats de distintes tecnologies de generació elèctrica, amb especial atenció a l'energia solar fotovoltaica mitjançant l'ús de l'Anàlisi de Cicle de Vida (ACV). S'estudia en detall la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, una de les més grans d'Europa, situada a Extremadura, i es contrasten els seus resultats amb els de tecnologies convencionals com el carbó, el gas natural i l'energia nuclear.

Mitjançant eines com SimaPro i OpenLCA, i utilitzant bases de dades com Ecoinvent v3.8, s'avaluen múltiples indicadors ambientals, incloent emissions de gasos d'efecte hivernacle, consum energètic, ús de recursos i generació de residus al llarg de totes les fases del cicle de vida: producció, transport, instal·lació, operació, manteniment i desmantellament.

Els resultats mostren que l'energia solar fotovoltaica genera només **26,5 gCO₂-eq/kWh, enfront dels 931,6 gCO₂-eq/kWh del carbó, 396,4 g del gas natural i 71,2 g de la nuclear, considerant el cicle de vida complet**. A més, s'estima que la planta Núñez de Balboa evita anualment fins a 215.000 tones de CO₂ i genera electricitat suficient per abastir 250.000 llars.

Es conclou que l'energia fotovoltaica representa una alternativa altament sostenible davant de les fonts convencionals, especialment en regions amb alta irradiació solar. No obstant això, s'identifiquen reptes ambientals associats a la producció de panells i al seu reciclatge, recomanant la integració d'energies renovables en tota la cadena de subministrament per maximitzar-ne els beneficis ambientals.

1. Introducción

1.1. Generación eléctrica

La electricidad constituye un recurso esencial en la vida cotidiana. Durante el año 2024, la demanda energética en los países que integran la **Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E)** experimentó un leve aumento del **1,4 %** en comparación con el año anterior, 2023. En general, la mayoría de los países miembros presentaron incrementos en su consumo eléctrico, aunque se registraron **descensos en Estonia, Polonia y Suiza**, siendo este último el país con la **mayor reducción** en la demanda. La **Figura 1** ilustra cómo varió el consumo eléctrico en cada uno de los países pertenecientes al ENTSO-E. ¹



Figura 1.1.1._ Variación de la demanda de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E 2024/2025.

Incluso en España, la demanda de energía eléctrica continúa aumentando respecto a los años anteriores (REE, 2024).

En la figura 1.1.2 se muestra la generación eléctrica procedente de las distintas energías en los países miembros de la ENTSO-E en el año 2024.

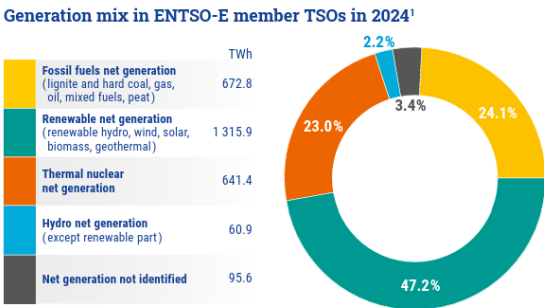


Figura 1.1.2. Generación eléctrica 2024 en los países miembros de ENTSO-E (TWh). Fuente: ENTSO-E, 2024

En 2024, la **generación eléctrica en los países pertenecientes a ENTSO-E** se sustentó principalmente en tres fuentes: las **energías renovables**, la **nuclear** y los **combustibles fósiles**, que representaron aproximadamente el **47,2 %**, **23 %** y **24,1 %** del total, respectivamente. La **Figura 3** muestra la distribución de estas fuentes de generación eléctrica en el **ámbito peninsular** durante dicho año.



Figura 1.1.3. Estructura de la generación eléctrica peninsular en el 2024 (%). Fuente: REE, 2024

Las energías solares, eólicas y nucleares son las que contribuyen en mayor medida a la generación eléctrica peninsular en el año 2024 con un 17 %, un 23,3 % y un 20 % del total, respectivamente.

1.1.1. **Generación eléctrica renovable**

En el año 2024, las energías renovables representaron el 52 % del total de la generación eléctrica en los países integrantes del ENTSO-E, superando por primera vez el umbral del 50 % en el mix energético europeo. Este avance refleja una evolución notable frente al 45,1 % registrado en 2023. El aumento se explica, en gran medida, por la consolidación de tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica, cuyas capacidades instaladas han crecido de forma constante en los últimos años, impulsando una transición energética más sólida y diversificada. ²

En la figura 4 y 5, se muestra en los gráficos la contribución de las energías renovables a la cobertura de la demanda total en cada uno de estos países.

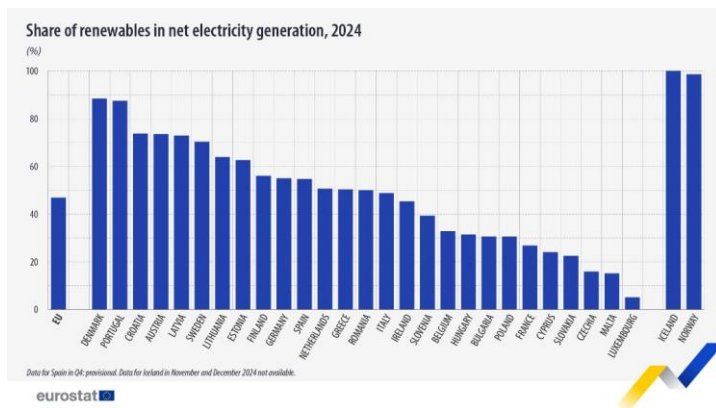


Figura 1.1.1.1. Participación de las energías renovables en la generación neta de electricidad. Fuente: Eurostat, 2024

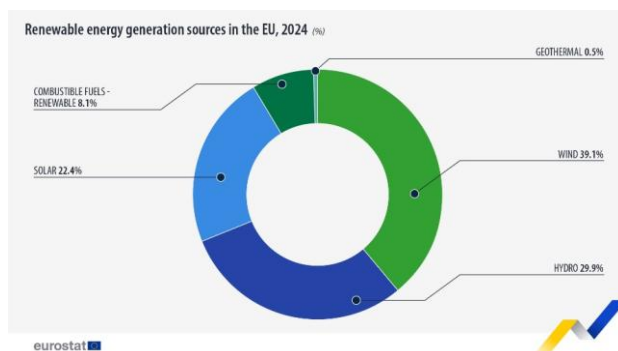


Figura 1.1.1.2. Fuentes de generación de energía renovable. Fuente: Eurostat, 2024

En 2024, la generación eléctrica renovable en los países de ENTSO-E alcanzó el 47,4 % del total, consolidando su crecimiento respecto al año anterior (+2,6 %), según Eurostat (2025). Dinamarca lidera en penetración renovable con un 88,8 %, seguida por Portugal (87,4 %) y Croacia (73,8 %), gracias principalmente a la energía eólica e hidroeléctrica.

A nivel tecnológico, la eólica fue la principal fuente renovable (39,1 %), seguida por la hidráulica (29,9 %) y la solar fotovoltaica (22,4 %). Esta última mostró un fuerte desarrollo en países como Grecia, España, Alemania y Países Bajos, donde ya supera el 10 % de la generación eléctrica.²

Durante el año 2024, el sistema eléctrico de la península ibérica ha mantenido una evolución positiva en términos de sostenibilidad. Las energías renovables representaron un 54,6 % del total de la electricidad generada, lo que supone un incremento notable del 9,5 % respecto al año anterior. Este avance ha sido posible, en gran parte, gracias al crecimiento constante de la energía solar en comunidades con alta radiación solar como Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, así como al fortalecimiento de la energía eólica en regiones tradicionalmente punteras como Galicia y Castilla y León.

El incremento en la presencia de fuentes renovables dentro del mix eléctrico ha tenido un efecto directo sobre las emisiones de dióxido de carbono. De hecho, las emisiones asociadas a la generación eléctrica en el ámbito peninsular español se redujeron a 38,7 millones de toneladas, lo que equivale a una bajada del 17,2 % respecto al año 2023, según datos de Red Eléctrica de España.³

Este tipo de progresos sitúa a España como un actor relevante en la transición energética dentro del marco europeo, avanzando de forma coherente con los compromisos del Pacto Verde Europeo y la estrategia a largo plazo hacia la neutralidad climática para el año 2050. La evolución del mix energético nacional no solo responde a una necesidad ambiental, sino también a una apuesta estratégica por la seguridad energética y la independencia de los combustibles fósiles importados.

1.2. **Recurso solar.**

A finales del año 2023, la **capacidad total operativa de energía solar térmica en la Unión Europea** alcanzó una superficie acumulada de **59,9 millones de m²**, lo que equivale a una potencia térmica instalada de aproximadamente **41.932 MWth**. En ese mismo ejercicio se añadieron alrededor de **2,39 millones de m²** de nuevos colectores solares, es decir, unos **1.675 MWth** adicionales. Este incremento supone un crecimiento del **1,3 % respecto al año anterior**, según el informe de *EurObserv'ER* (2024).⁴

La **Figura 6** ilustra la distribución geográfica de esta capacidad en Europa: los círculos naranjas representan la potencia solar térmica acumulada hasta 2023, mientras que en rojo se destaca la capacidad instalada únicamente durante ese año.

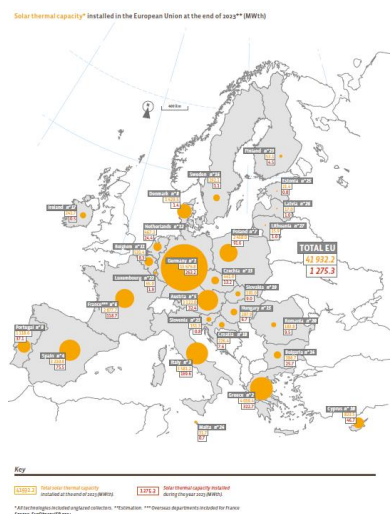


Figura 1.2.1. Potencia fotovoltaica instalada en la Unión Europea (MW).⁴

Aunque la solar térmica continúa creciendo, lo hace a un ritmo más moderado que la solar fotovoltaica. Mientras que esta última concentra los principales avances en capacidad renovable a gran escala, la solar térmica mantiene un papel relevante en aplicaciones específicas, sobre

todo en la producción de agua caliente sanitaria y calefacción a pequeña y mediana escala. Esta diferencia explica por qué, a pesar de su evolución positiva, la tecnología térmica presenta una trayectoria de expansión más contenida en comparación con la fotovoltaica

1.3. **Análisis del ciclo de vida: Un enfoque integral**

El término "uso de productos energéticos" hace referencia al modo en que los consumidores finales, ya sean hogares o industrias, emplean la energía y los efectos ambientales que este uso conlleva. En el caso de las fuentes convencionales, esta etapa comprende la operación de centrales eléctricas que generan electricidad mediante la combustión de combustibles fósiles, lo que conlleva la emisión de CO₂ y otros contaminantes.

En contraste, cuando se trata de energía solar, el uso se basa en la conversión de la luz solar en electricidad sin generar emisiones directas durante la operación, lo que la posiciona como una alternativa ambientalmente más limpia en esa fase concreta.

No obstante, el análisis del ciclo de vida (ACV) permite tener una visión más completa, ya que contempla todas las etapas del sistema energético: desde la extracción de materias primas y la fabricación, hasta el transporte, la instalación, el mantenimiento y el desmantelamiento final. En el caso de los paneles solares, aunque su uso no emita gases contaminantes, su proceso de fabricación —especialmente la producción de células fotovoltaicas— requiere un consumo energético elevado, muchas veces ligado al uso de combustibles fósiles. Por otro lado, en las tecnologías convencionales, el ACV incluye actividades como la extracción de carbón o gas, que pueden afectar negativamente al entorno a través de la alteración del terreno, la contaminación de aguas subterráneas y la generación de residuos como cenizas y otros subproductos que deben gestionarse adecuadamente.

Se considera la siguiente comparación basada en hallazgos típicos del ACV:

Etapas	Energía Solar (Paneles)	Energía Convencional (Combustibles Fósiles)
Extracción de materias primas	Minería de silicio, metales; impacto potencial en el suelo	Minería de carbón, perforación de petróleo; uso significativo del suelo
Fabricación	Producción intensiva en energía de paneles; emisiones	Procesos de refinación; altas emisiones
Transporte	Transporte de paneles; impacto moderado	Transporte de combustibles; emisiones significativas
Instalación/Operación	Sin emisiones directas durante el uso; operación limpia	Altas emisiones por combustión; contaminación del aire
Mantenimiento	Mínimo; limpieza ocasional	Mantenimiento regular; emisiones por operaciones
Desmantelamiento	Desafíos de reciclaje; residuos potenciales	Eliminación de cenizas; impacto ambiental a largo plazo

Tabla 1.3.1. Comparación de etapas y materiales de uso de la energía solar frente a la energía convencional.

Esta tabla destaca que, aunque la energía solar es más limpia durante el uso, sus fases de producción y eliminación requieren una gestión cuidadosa para garantizar la sostenibilidad general.

1.3.1. Consideraciones ambientales y económicas

La energía solar fotovoltaica destaca por tener un **impacto ambiental mucho más reducido** a lo largo de su ciclo de vida si se compara con las tecnologías convencionales de generación eléctrica, especialmente en lo que respecta a las **emisiones de gases de efecto invernadero**.⁵ Se ha demostrado que los **paneles solares pueden compensar sus emisiones asociadas en un periodo de entre uno y cuatro años**, en función del tipo de tecnología empleada y de la energía utilizada durante su fabricación.⁶ En contraste, las **fuentes fósiles continúan generando CO₂ de manera constante durante toda su vida útil**, lo que provoca una acumulación progresiva de impactos ambientales y limita su sostenibilidad.⁷

No obstante, este tipo de tecnología no está exenta de retos. Uno de los principales es el elevado coste inicial que supone la instalación de sistemas solares, lo que puede limitar su implantación a gran escala, especialmente en regiones con menos incentivos o recursos. A esto se suma la necesidad de una red eléctrica capaz de adaptarse a la variabilidad inherente de la producción solar, lo cual implica inversiones en infraestructura y gestión inteligente de la demanda para asegurar un suministro estable y continuo.

Además, al finalizar su vida útil que suele situarse entre los 25 y los 30 años, los paneles solares generan una nueva preocupación: su correcta gestión como residuo. En ausencia de un sistema de reciclaje eficaz, existe el riesgo de que estos equipos se conviertan en una fuente relevante de desechos electrónicos, lo que añadiría una nueva dimensión ambiental al debate sobre su sostenibilidad.⁸

Estos aspectos deben valorarse en conjunto, considerando tanto las ventajas claras de esta fuente de energía como los desafíos que plantea a medio y largo plazo. En un contexto marcado por el crecimiento constante de la demanda energética y la urgencia de reducir las emisiones globales, la energía solar se posiciona como una de las alternativas más prometedoras. Su capacidad de generar electricidad sin emisiones directas y la continua reducción de sus costes de producción hacen de ella una herramienta fundamental en el proceso de transición hacia un modelo energético más limpio y resiliente.

1.4. El Análisis de Ciclo de Vida

El término “**ciclo de vida del producto**” fue introducido por **Theodore Levitt en 1965**, en un artículo publicado en *Harvard Business Review* titulado *Exploit the Product Life Cycle*, donde identificaba cinco etapas fundamentales: **desarrollo, introducción, crecimiento, madurez y declive**.⁹

Posteriormente, el concepto fue adoptado desde una perspectiva **ambiental**, dando origen al **Análisis de Ciclo de Vida (ACV)** como herramienta metodológica para la evaluación de impactos ecológicos. Sus orígenes se sitúan a finales de los años 60, tanto en **Estados Unidos como en Europa**, siendo uno de los primeros estudios documentados el realizado por el **Midwest Research Institute para Coca-Cola en 1969**, con el objetivo de reducir el consumo de materiales y las emisiones derivadas de la fabricación y distribución de envases.¹⁰

Durante la década de 1970 se desarrollaron más de **60 estudios pioneros** basados en balances de materia y energía, que sentaron las bases del ACV moderno. Con el tiempo, el enfoque evolucionó incorporando metodologías más robustas de cuantificación de impactos ambientales y ampliando su uso **más allá del ámbito industrial**, consolidándose como una herramienta esencial para la **toma de decisiones en sostenibilidad**.¹¹

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) se ha consolidado como una herramienta clave para evaluar de forma integral los impactos ambientales asociados a productos, procesos y servicios. Su evolución ha estado guiada por el esfuerzo de diferentes organizaciones e instituciones que, a lo largo de los años, han contribuido a definir metodologías más rigurosas y homogéneas, con el objetivo de asegurar la coherencia y comparabilidad entre estudios.

Uno de los actores más relevantes en esta etapa inicial fue la *Society of Environmental Toxicology and Chemistry* (SETAC), que jugó un papel fundamental en la promoción del ACV a través de foros científicos internacionales. En 1993, esta organización impulsó la elaboración de un código de buenas prácticas, cuyo propósito era establecer criterios comunes para el desarrollo de estudios de ACV, garantizando así la transparencia y la validez de los resultados. A través de seminarios, congresos y publicaciones, la SETAC contribuyó de manera decisiva a la difusión global de esta metodología.

Poco tiempo después, la *Organización Internacional de Normalización* (ISO) tomó la iniciativa de formalizar el marco metodológico del ACV. Este trabajo culminó en la publicación de la norma ISO 14040, que proporciona una definición estructurada de esta herramienta y detalla sus etapas fundamentales: recopilación de datos de entrada y salida del sistema, evaluación de impactos ambientales y posterior interpretación de los resultados. Gracias a esta estandarización, el ACV dejó de ser una práctica experimental para convertirse en un método reconocido internacionalmente.¹²

Con el paso del tiempo, se han incorporado avances significativos, como nuevos indicadores, enfoques multicriterio y herramientas informáticas especializadas que han ampliado el alcance y la precisión de los análisis. La colaboración entre entidades como la SETAC y la ISO ha sido esencial para que el ACV se consolide como una metodología de referencia en la toma de decisiones ambientales en sectores tan diversos como la energía, la industria, la construcción o la alimentación.

Siguiendo la normativa ISO, esta metodología está compuesta por 4 etapas (Figura 1.4.1): la definición del objetivo y alcance; análisis del inventario; evaluación del impacto e interpretación. A continuación, se explicará brevemente en qué consisten cada una de estas fases.

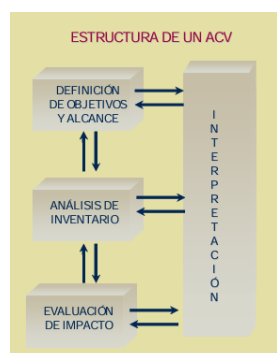


Figura 1.4.1. Etapas de ACV

1.4.1. Definición del objetivo y alcance del estudio

La definición de objetivos comprende la exposición de los motivos por los que se desarrolla el estudio y la descripción del destinatario del mismo. El alcance es la definición de la amplitud, profundidad y detalla del estudio.

- La definición del objetivo del análisis debe ser clara y concisa con la aplicación que se va a dar el estudio.
- La definición de objetivos debe incluir:
 - Identificación del receptor y del realizador del estudio
 - Razones para realizar el estudio y el tipo de información que se espera obtener de él
 - Aplicación prevista del estudio y uso que va a hacerse con los resultados
 - Destinatario previsto del estudio.

1.4.2. Análisis de inventario de ciclo de vida

El ACV permite evaluar los impactos ambientales de un producto o proceso a lo largo de toda su existencia. Para ello, se realiza un inventario de las entradas y salidas del sistema en estudio, considerando el uso de recursos (materias primas y energía), las emisiones al medio ambiente y la generación de residuos. Esta recopilación de datos es fundamental, ya que sirve como base para la posterior Evaluación de Impacto del Ciclo de Vida.¹³

El ciclo de vida de un producto o proceso está compuesto por seis etapas esenciales:

- **Adquisición de materias primas:** Incluye todas las actividades necesarias para obtener los recursos naturales y la energía requeridos para la manufactura del producto, desde su extracción hasta la primera fase de procesamiento.
- **Manufactura, procesamiento y formulación:** Se refiere a las transformaciones que sufre la materia prima hasta convertirse en el producto final.
- **Distribución y transporte:** Implica el traslado de materiales o productos entre las distintas fases del ciclo de vida, desde la extracción hasta la llegada del producto final al consumidor.
- **Uso, reutilización y mantenimiento:** Comprende la fase en la que el producto es utilizado por el consumidor hasta que deja de cumplir su función y se convierte en residuo.
- **Reciclado:** Incluye todas las actividades necesarias para recoger y procesar los residuos con el fin de reintroducirlos en un nuevo ciclo productivo.
- **Gestión de residuos:** Considera todas las estrategias y mecanismos aplicados para el tratamiento y disposición final de los residuos generados.

Se puede observar cómo se compone el ciclo de vida en la **figura 1.4.2.1**:

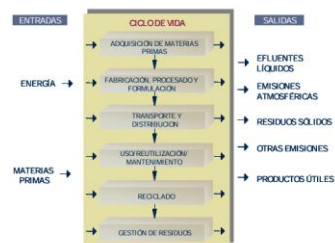


Figura 1.4.2.1. Etapas del ciclo de vida¹⁴

Con formato: Fuente: (Predeterminada) Times New Roman

1.4.3. Emisiones de carbono evitadas

Las emisiones de carbono evitadas hacen referencia a aquellas emisiones que no se han producido gracias a la implementación del sistema fotovoltaico (FV). Su cálculo se basa en el mix energético del país en el que se realiza la instalación.

Para ello, se emplea el índice PCM (Potential for CO₂ Mitigation), que se define como la cantidad de emisiones de CO₂ equivalente evitadas mediante el uso de una tecnología específica. Este indicador depende tanto de la tecnología fotovoltaica empleada como de las fuentes principales de generación eléctrica en el país de estudio. Será uno de los parámetros más relevantes en este trabajo, ya que se realizará una comparación entre distintas ubicaciones geográficas.¹⁴

$$PCM = \text{Gen. eléctrica anual} * (\text{Vida útil} - EPBT) * CO_2 \text{ (emisiones medias del país)} \quad (1)$$

donde EPBT (Energy Payback Time) se refiere al tiempo de retorno energético, es decir, el número de años que necesita el sistema para generar la misma cantidad de energía que se empleó en su fabricación.

Adicionalmente, se considerará un indicador relacionado con el tiempo de retorno energético, pero enfocado en las emisiones evitadas. Se trata del GPBT (Greenhouse-gas Payback Time), el cual representa el tiempo necesario para que el sistema compense las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a su ciclo de vida.

En este contexto:

$$GPBT \text{ (años)} = \frac{GHG \text{ emitido en el ciclo de vida}}{GHG \text{ evitados en un año de producción}} \quad (2)$$

, donde GHGemitidos corresponde a las emisiones generadas durante la fabricación de los módulos, así como a las derivadas de los componentes auxiliares, transporte, preparación del terreno y otros procesos asociados a la instalación. Por otra parte, GHGevitados corresponde a las emisiones que se dejan de producir gracias a la generación eléctrica anual del sistema, calculadas en función del mix energético del país considerado.

Ambos valores se expresan en kg CO₂ equivalente. Para comparar diferentes tecnologías, se utilizará el índice de emisiones de CO₂, una herramienta útil para evaluar la eficiencia de un sistema FV en términos de impacto sobre el cambio climático.

$$Tasa \text{ de } CO_2 \left(\frac{gCO_{2eq}}{kWh} \right) = \frac{\text{Emisión total de } CO_{2eq} \text{ en el ciclo de vida } (gCO_{2eq})}{\text{Generación eléctrica anual } \left(\frac{kWh}{año} \right) * \text{Tiempo de vida (años)}} \quad (3)$$

1.4.4. Tiempo de recuperación de la energía y de la huella de carbono

Dado que los sistemas fotovoltaicos generan electricidad, uno de los indicadores clave es el tiempo de retorno energético (EBPT) que expresa el número de años necesarios para que el sistema genere una cantidad de energía equivalente a la consumida durante su ciclo de vida completo (desde la producción de los componentes hasta su desmantelamiento y reciclaje). Se muestra a continuación la ecuación base que modela la estimación del tiempo de retorno energético en sistemas fotovoltaicos.

$$EPBT \text{ (años)} = \frac{\text{Energía consumida por el sistema PV a lo largo de su vida (kWh)}}{\text{Energía eléctrica generada anualmente } \left(\frac{kWh}{año} \right)}$$

Con formato: Subíndice

Con formato: Justificado

El índice ERF, por sus siglas en inglés Energy return factor, se define como el cociente entre el tiempo de funcionamiento considerado para la instalación y el tiempo de retorno energético. Representa la cantidad de veces que el sistema genera la energía que ha sido consumida en su producción.

$$ERF = \frac{\text{Tiempo de vida útil (años)}}{EPBT \text{ (años)}} = \frac{\text{Energía generada en su vida útil (kWh)}}{\text{Energía consumida en su vida útil (kWh)}}$$

1.5. Tipología de las instalaciones fotovoltaicas

En esta sección se analiza la clasificación de las instalaciones fotovoltaicas (FV) según su configuración estructural, un aspecto clave no solo desde el punto de vista técnico y productivo, sino también en términos de impacto ambiental. El tipo de montaje influye directamente en la eficiencia de captación solar, en los requerimientos energéticos de instalación y mantenimiento, y, por tanto, en los resultados del análisis de ciclo de vida (ACV).¹⁵

Las configuraciones más habituales se dividen en instalaciones sobre suelo e instalaciones sobre cubierta. A su vez, pueden contar con estructuras fijas o con sistemas de seguimiento solar a uno o dos ejes. Aunque existen múltiples variantes, las estructuras fijas y los seguidores a un eje son las soluciones más extendidas debido a su equilibrio entre coste, rendimiento y simplicidad operativa.¹⁶

1.5.1. Instalaciones sobre el suelo

Las instalaciones sobre terreno son las más frecuentes en sistemas de generación a gran escala. Su diseño suele priorizar la eficiencia energética y la facilidad de mantenimiento, factores determinantes en plantas de gran potencia.¹⁷

1.5.1.1. Instalaciones con estructura fija

Las estructuras fijas constituyen la opción más sencilla y robusta en proyectos fotovoltaicos. Se basan en soportes mecánicos que proporcionan estabilidad y una orientación determinada para maximizar la captación de radiación solar. Desde sus primeras aplicaciones en entornos rurales, estas estructuras han evolucionado para mejorar su resistencia frente a cargas de viento y nieve, así como para optimizar la inclinación de los módulos en función de la latitud del emplazamiento.¹⁸

Estas estructuras cumplen dos funciones esenciales:

- **Función mecánica:** asegurar el anclaje y alineación de los módulos fotovoltaicos frente a factores ambientales.
- **Función energética:** optimizar la orientación e inclinación del campo solar para maximizar la producción anual.

En función de la disposición geométrica y el número de módulos soportados, destacan principalmente 2 configuraciones:

- Estructura tipo A: ampliamente utilizadas en suelo, permiten instalar entre 4 y 5 módulos por soporte, en disposición inclinada.¹⁹
- Estructuras tipo V: más ligeras, pensadas para aplicaciones en cubiertas planas, pueden alojar entre 2 y 5 módulos con inclinación opuesta entre filas para favorecer la ventilación y evitar sombras.²⁰

Estas estructuras, aunque menos productivas que los sistemas con seguimiento, destacan por su bajo mantenimiento y menos huella ambiental en fases de fabricación e instalación, lo cual se refleja positivamente en los indicadores del análisis de ciclo de vida.

1.5.1.2. Instalaciones con seguidores a un eje

Este tipo de instalaciones además de contar con una estructura mecánica robusta que garantiza una fijación segura al terreno y soporta las solicitaciones ambientales (como viento o nieve), incorporan sistemas de seguimiento solar diseñados para maximizar la captación de irradiación directa y, con ello, la generación de energía eléctrica.²¹

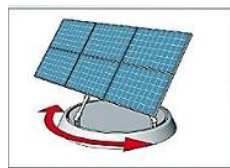
El seguidor solar es un sistema electromecánico que ajusta de forma continua la orientación de los módulos fotovoltaicos, manteniéndolos próximos a la perpendicularidad respecto a los rayos solares durante todo el día. Esta tecnología se aplica tanto en sistemas fotovoltaicos, convencionales como en tecnologías de concentración solar, ya sea en sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV) o en centrales termosolares de concentración (CSP).

Entre las configuraciones más comunes de seguidores de un solo eje se encuentra el denominado seguidor de eje polar. En esta disposición, el eje de rotación se orienta en dirección sur y se inclina a un ángulo igual a la latitud del lugar de instalación. Este sistema permite que el plano del panel siga el recorrido aparente del sol, con un movimiento angular uniforme aproximadamente $15^\circ/\text{h}$, replicando la velocidad de rotación terrestre. Esta configuración es particularmente efectiva en ubicaciones con alta componente de irradiancia directa, como se ha observado en el estudio de rendimiento de instalaciones en zonas del sur de España.²²



*Figura 1.5.1.2.1. Seguidor solar sobre eje polar.*²³

En los seguidores solares de eje azimutal, la rotación de los módulos se produce alrededor de un eje vertical. En este tipo de configuración, la inclinación del plano del módulo permanece constante y se ajusta a un valor igual a la latitud del lugar de instalación. El sistema de seguimiento se encarga de orientar el módulo de modo que su vector normal coincida en cada instante con el meridiano solar local, es decir, el plano que contiene al Sol y al eje vertical del emplazamiento. A diferencia del seguidor de eje polar, la velocidad de rotación en este caso no es constante, sino que varía a lo largo del día en función de la trayectoria aparente del Sol.

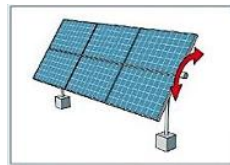


*Figura 1.5.1.2.2. Seguidor solar sobre eje azimutal.*²³

En la configuración de eje horizontal, los módulos giran en torno a un eje dispuesto horizontalmente y orientado en dirección norte-sur. Este tipo de seguimiento permite que la superficie del módulo se mantenga orientada de manera que su vector normal coincida, en cada momento, con el meridiano terrestre que contiene al Sol. Esta estrategia de seguimiento mejora

significativamente el aprovechamiento de la irradiancia directa, especialmente en latitudes medias y altas, donde las trayectorias solares varían considerablemente a lo largo del año.

Esta configuración es habitual en plantas fotovoltaicas de gran escala, donde se busca un compromiso entre simplicidad mecánica, facilidad de mantenimiento y mejora del rendimiento energético respecto a sistemas fijos.²¹



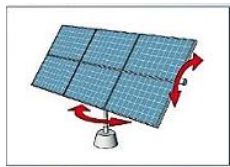
*Figura 1.5.1.2.3. Seguidor solar sobre eje horizontal.*²³

La principal ventaja de los sistemas de seguimiento solar radica en el incremento significativo de la producción eléctrica que proporcionan. En términos generales, las instalaciones fotovoltaicas equipadas con sistemas de seguimiento de un solo eje pueden alcanzar un aumento del rendimiento energético comprendido entre el 25% y el 35%, en comparación con sistemas fijos de inclinación óptima.

1.5.1.3. Instalaciones con seguidores a dos ejes

Los sistemas de seguimiento solar de dos ejes representan una evolución respecto a las instalaciones con seguimiento de un solo eje, orientados a maximizar el aprovechamiento de la radiación solar a lo largo de todo el día y durante las distintas estaciones del año. Estos seguidores están calibrados para posicionar los paneles en la orientación óptima en cada instante, con el fin de obtener la máxima producción eléctrica posible.

Un seguidor de dos ejes permite el movimiento simultáneo en dos direcciones: un eje alineado en sentido norte-sur y otro en dirección este-oeste. Esta doble movilidad posibilita ajustar la inclinación y orientación del módulo solar para seguir con mayor precisión el recorrido aparente del Sol, adaptándose además a variaciones estacionales. En consecuencia, los sistemas de dos ejes ofrecen un seguimiento más exacto que los de un solo eje, lo que se traduce en mayores rendimientos energéticos. Adicionalmente, su diseño suele dificultar el robo de los paneles solares, aunque implican un mayor coste tanto en la inversión inicial como en el mantenimiento durante su vida útil.



*Figura 1.5.1.3.1. Seguidor solar sobre 2 ejes.*²³

Los sistemas de seguimiento solar suelen usar motores eléctricos por su precisión y versatilidad. También existen opciones hidráulicas, ideales para instalaciones grandes, y sistemas basados en gravedad, que no necesitan electricidad, pero son menos precisos en el control de la posición.

Estos seguidores pueden manejarse manualmente o de forma automática. El control manual es más común en instalaciones residenciales para ahorrar costes, mientras que los sistemas automáticos usan microprocesadores que calculan la posición ideal del sol mediante sensores o programas que predicen su trayectoria.

En términos de producción energética, los sistemas de un solo eje incrementan el rendimiento entre un 25% y un 35% frente a paneles fijos.²⁴ Los de dos ejes añaden un extra del 5% al 10%, pudiendo superar el 40% de mejora total. Esto es especialmente útil en regiones de alta latitud, donde la posición del sol varía mucho según la estación, haciendo que los sistemas de dos ejes maximicen la generación de energía.

Sin embargo, estos sistemas tienen inconvenientes. Su mayor complejidad aumenta los costes de instalación y mantenimiento, ya que los componentes móviles son más propensos a fallos y requieren revisiones frecuentes. Además, su peso y diseño los hacen poco prácticos para tejados, limitándolos principalmente a instalaciones en terreno.²⁵

1.5.2. *Instalaciones sobre cubierta*

Las instalaciones fotovoltaicas en tejados están en auge, ya que aprovechan estructuras existentes, combinando usos en un mismo espacio sin necesidad de ocupar nuevo terreno.²⁶ Estas instalaciones suelen tener potencias más bajas debido a la superficie limitada y se emplean principalmente en hogares.

El rendimiento de estas instalaciones depende en gran medida de la inclinación y la orientación de los paneles solares. La inclinación afecta la producción anual: un ángulo más horizontal maximiza la generación en verano, mientras que uno más vertical la favorece en invierno. En cuanto a la orientación, lo ideal es apuntar al sur para captar la mayor cantidad de luz solar.¹⁶ Si los paneles se orientan hacia el este, se produce más energía por la mañana; si es hacia el oeste, por la tarde.

Una orientación al sur con una inclinación de unos 30° es el punto de partida para optimizar la instalación.²⁷ En sistemas sobre terreno, lograr esta configuración es sencillo con la estructura adecuada. Sin embargo, en tejados, las opciones dependen de las características de la cubierta.

1.5.2.1. *Instalación coplanar*

Esta solución ofrece la mejor integración estética en cubiertas inclinadas con teja, ya que los módulos se instalan con la misma orientación e inclinación que la cubierta. En términos de rendimiento fotovoltaico, una orientación lo más cercana posible al sur es deseable.²⁸

Desviaciones menores de hasta 30° hacia el este o el oeste implican pérdidas de producción alrededor del 3% respecto a la orientación sur óptima, por lo que esta configuración es ideal para este tipo de cubiertas.²⁹

Cuando la desviación de la cubierta respecto al sur es superior a 45°, se deben considerar otras alternativas de instalación, ya que la reducción en el rendimiento podría requerir la instalación de un mayor número de paneles para alcanzar la misma producción energética.

La figura adjunta muestra una instalación fotovoltaica sobre una cubierta orientada al sur. Aunque la estructura modifica ligeramente la inclinación de los módulos para optimizar la producción, evidenciando por la elevación de la zona posterior respecto a la frontal, esta disposición representa una solución eficiente y estéticamente integrada.



Figura 1.6.2.1.1. Instalación coplanar sobre cubierta orientada al sur. ³⁰

1.6. Tecnología fotovoltaica

La **energía solar fotovoltaica** es una tecnología que permite **convertir la radiación solar en electricidad** a través del efecto fotoeléctrico³¹. Este fenómeno físico se produce cuando los fotones de la luz inciden sobre determinados materiales semiconductores, liberando electrones que generan una **corriente eléctrica continua**.

La unidad básica de este proceso es la **célula fotovoltaica**, normalmente fabricada con silicio debido a sus propiedades semiconductoras, estabilidad y disponibilidad en el mercado³². Al interconectar múltiples células, se forman los **módulos fotovoltaicos**, y al agrupar estos en serie o paralelo, se constituyen los **paneles solares** que se utilizan en instalaciones de autoconsumo o plantas a gran escala.

Existen diferentes **tipos de paneles fotovoltaicos**, siendo los más comunes:

- **Monocrystalinos:** fabricados a partir de un único cristal de silicio. Se caracterizan por su **alta eficiencia** (18–20 %) y su color uniforme oscuro³³. Su coste de producción es más elevado, pero ofrecen mejor rendimiento en espacios reducidos.
- **Policristalinos:** elaborados a partir de varios cristales de silicio fundidos. Tienen un **rendimiento algo menor** (16,5–17,5 %), aunque son más económicos y presentan un aspecto azulado con texturas visibles³³.

La **Figura 7** muestra las diferencias visuales entre ambos tipos de paneles, destacando la homogeneidad del monocrystalino frente al aspecto granulado del policristalino

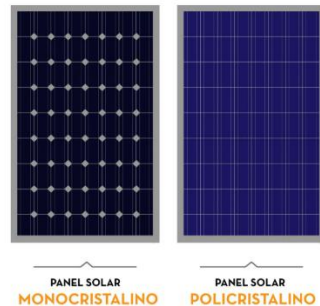


Figura 1.6.1. Panel fotovoltaico monocristalino y policristalino. Fuente: SmartSpain

Las diferencias de color son notables. Los paneles monocristalinos son negros o de un color azul oscuro, mientras que los policristalinos suelen ser de color azul. A pesar del mayor precio de los paneles fotovoltaicos monocristalinos, no siempre son la mejor opción porque a altas temperaturas los policristalinos se calientan menos y se puede obtener mayor cantidad de energía que los monocristalinos.³⁴

Los paneles fotovoltaicos pueden estar conectados a red o no:

Cuando los sistemas fotovoltaicos están conectados a la red eléctrica, pueden operar de dos formas: como plantas de generación que inyectan toda la electricidad producida a la red, o como instalaciones de autoconsumo que utilizan la energía generada localmente y venden los excedentes no consumidos. En momentos de baja producción solar, estos sistemas también pueden recurrir a la red para cubrir la demanda energética restante.³⁵

Estas instalaciones con conexión a red cuentan con los siguientes elementos básicos:

- **Paneles fotovoltaicos:** Están compuestos por múltiples células solares que capturan la radiación solar, aprovechando la energía de los fotones para generar corriente eléctrica en forma de electrones.
- **Inversores:** La electricidad producida por los paneles es en forma de corriente continua. Para que pueda ser utilizada en aplicaciones domésticas, industriales o incorporarse a la red, esta debe convertirse en corriente alterna mediante dispositivos llamados inversores.
- **Transformadores:** La corriente alterna generada por el inversor tiene una tensión relativamente baja (generalmente entre 380 y 800 voltios). A través de transformadores, esta tensión se eleva a niveles de media tensión (hasta 36 kV), permitiendo su distribución eficiente a través de la red eléctrica.

En la figura 1.6.2. se muestra el funcionamiento de una planta fotovoltaica con cada uno de estos elementos básicos mencionados.

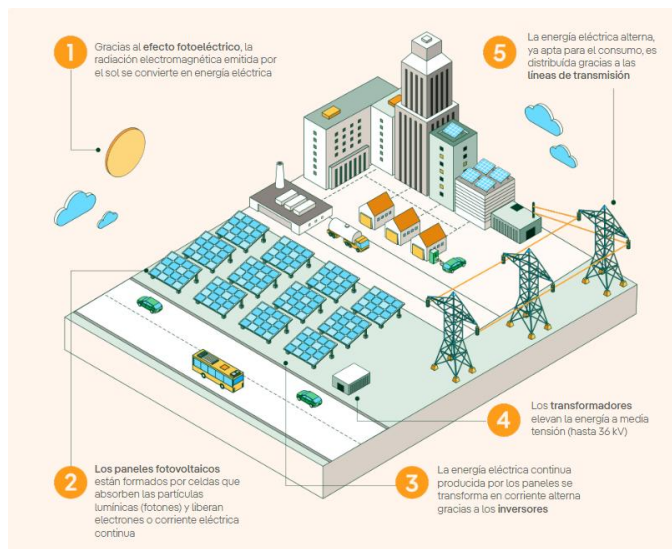


Figura 1.6.2. Funcionamiento de una planta fotovoltaica.³⁶

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos aislados de la red se emplean principalmente en zonas donde el acceso al tendido eléctrico resulta limitado o inviable. También son comunes en aplicaciones específicas como alumbrado autónomo, estaciones de bombeo o instalaciones rurales. Este tipo de configuración requiere componentes adicionales para garantizar su funcionamiento autónomo:

- **Baterías:** permiten almacenar la energía generada por los paneles solares que no se consume de forma inmediata, asegurando el suministro durante períodos sin radiación solar.
- **Regulador de carga:** actúa como elemento de protección y control del sistema, evitando sobrecargas en las baterías y asegurando una gestión eficiente de la energía almacenada.

1.7. Marco teórico

1.7.1. Marco legal

La generación eléctrica, ya sea mediante fuentes renovables como la solar fotovoltaica o mediante tecnologías convencionales, se encuentra regulada por un conjunto de normativas y directivas tanto a nivel europeo como nacional. Estas disposiciones legales establecen los principios para promover el uso de energías limpias, mejorar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental derivado del sistema energético. Además, el análisis de ciclo de vida (ACV), herramienta central en este estudio, también está sujeto a estándares internacionales que definen su aplicación metodológica.

En el ámbito de la energía, destacan las siguientes normas:

- **Directiva 2009/28/CE**, que impulsa la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos de los Estados miembros.³⁷
- **Directiva 2012/27/UE**, que establece un marco para fomentar el uso eficiente de la energía en toda la Unión Europea.³⁸

- **Reglamento (UE) 2018/1999**, orientado a garantizar la coherencia entre las políticas energéticas y los objetivos climáticos europeos.³⁹
- **Ley 7/2021**, de 20 de mayo, sobre cambio climático y transición energética en España, que marca las pautas para alcanzar la neutralidad climática mediante el impulso de tecnologías limpias.⁴⁰
- **Real Decreto 244/2019**, que regula las condiciones bajo las cuales se puede producir y autoconsumir electricidad en instalaciones como las solares fotovoltaicas.⁴¹
- **Reglamento Delegado (UE) 2020/1044**, que detalla los requisitos ambientales que deben cumplir los productos energéticos, tanto durante su uso como a lo largo de su ciclo de vida.⁴²

Respecto a la realización del análisis de ciclo de vida, se consideran esenciales los siguientes estándares internacionales:

- **UNE-EN ISO 14040:2006**, que describe los principios básicos del ACV y define el marco general para su aplicación.⁴³
- **UNE-EN ISO 14044:2006**, que especifica los pasos necesarios para llevar a cabo un estudio de ACV, incluyendo la definición del objetivo, el alcance, el análisis del inventario y la evaluación del impacto.⁴⁴
- **ISO 14067:2018**, que proporciona directrices específicas para cuantificar la huella de carbono de los productos, considerando todas las etapas de su ciclo de vida.⁴⁵

El cumplimiento de esta normativa es clave para garantizar que tanto la producción de energía como el análisis de sus impactos ambientales se realicen con rigor técnico y dentro de un marco legal sólido. De esta manera, el presente trabajo se alinea con los requisitos establecidos a un nivel nacional e internacional para la evaluación ambiental de tecnologías energéticas

1.7.2. Problemática ambiental

El **modelo de crecimiento energético actual**, basado principalmente en la explotación de combustibles fósiles, ha traído consigo **graves consecuencias ambientales**⁴⁶. El incremento de la demanda mundial de energía, sumado a la dependencia de fuentes como el carbón, el petróleo y el gas natural, genera una serie de impactos negativos que afectan tanto al medio ambiente como a la salud humana⁴⁷.

Entre los principales problemas ambientales asociados a la generación energética se encuentran:

- **Emisiones de gases de efecto invernadero**, responsables del cambio climático⁴⁸.
- **Contaminación atmosférica y del agua**, derivada de los procesos de extracción, transporte y combustión de combustibles fósiles.
- **Degradación de suelos y ecosistemas**, como resultado de actividades extractivas intensivas⁴⁹.
- **Generación de residuos tóxicos y peligrosos**, especialmente relevantes en el caso de la energía nuclear.
- **Agotamiento de recursos no renovables**, como el carbón, el petróleo y el gas natural⁵⁰.

Estos impactos varían según el tipo de fuente de energía utilizada, tal y como se resume en la **tabla 1.7.1**:

FUENTE DE ENERGÍA	EMISIONES DE CO2	USO DE RECURSOS	GENERACIÓN DE RESIDUOS	CONTAMINACIÓN DEL AGUA	RIESGOS ADICIONALES
CARBÓN	Muy altas	Muy alto	Alta	Alta	Lluvia ácida
PETRÓLEO	Altas	Alto	Alta	Alta	Derrames marinos
GAS NATURAL	Medias	Alto	Media	Alta	Fugas de metano
NUCLEAR	Bajas	Alto	Alta (residuos radioactivos)	Media	Accidentes nucleares
FOTOVOLTAICA	Bajas	Medio	Baja	Baja	Uso de metales pesados

Tabla 1.7.1. Comparativa de impactos ambientales de diferentes fuentes de energía⁵¹

La **energía solar fotovoltaica**, si bien presenta impactos asociados a la fabricación y reciclaje de paneles, ofrece una huella ambiental significativamente menor en comparación con las fuentes convencionales¹⁷. Esta ventaja se aprecia con claridad en los valores de emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del ciclo de vida, representados en la **Figura 1.7.1**, elaborada con datos de *Our World in Data*.⁵²

Para ilustrar el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero asociados a cada tipo de energía, se presenta la siguiente gráfica:

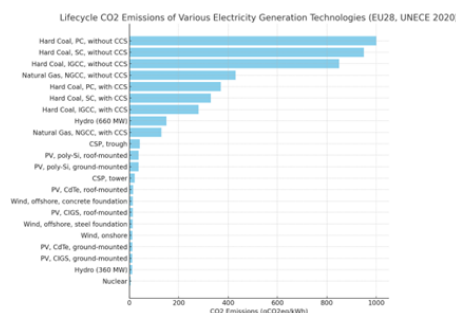


Figura 1.7.1. Emisiones de CO2 por fuente de energía⁵²

Los resultados mostrados son consistentes con los datos publicados por **UNECE (2020)**, que comparan las emisiones de ciclo de vida de distintas tecnologías eléctricas en Europa⁵³. Según esta fuente, las plantas solares fotovoltaicas de silicio policristalino montadas en suelo, como la de **Núñez de Balboa**, presentan unas emisiones de entre **20 y 40 gCO₂eq/kWh**, frente a valores superiores a **700 gCO₂eq/kWh** del carbón o el gas natural sin captura de carbono.

Por tanto, la generación eléctrica mediante **energía solar fotovoltaica** representa una reducción sustancial de emisiones de gases de efecto invernadero, consolidándose como una **alternativa ambientalmente más sostenible** y una pieza clave para la **transición energética**.

1.8. Herramientas

Para facilitar la realización del ACV, se pueden emplear varias herramientas: matriz MET, ecoindicadores y programas informáticos. Antes de comentarlas, es interesante introducir algunas definiciones.

Un aspecto ambiental es cualquier elemento de las actividades, productos o servicios de una organización, que puede interactuar con el medio ambiente⁵⁴.

Un impacto ambiental se define como cualquier cambio en el medio ambiente, ya sea adverso o beneficioso, resultante en todo o en parte de las actividades, productos y servicios de una organización.

1.8.1. Eco-indicadores

Dentro del análisis de ciclo de vida (ACV) realizado en este trabajo para comparar la planta fotovoltaica Nuñez de Balboa con fuentes de energía convencionales, se ha utilizado la metodología de eco-indicadores para evaluar de manera cuantitativa el impacto ambiental.⁵⁵

Los eco-indicadores son herramientas diseñadas para medir y comparar los efectos ambientales de materiales, procesos y productos a lo largo de su ciclo de vida. A diferencia de métodos cualitativos, los eco-indicadores se basan en datos numéricos precisos, ofreciendo una mayor objetividad y exactitud en los resultados⁵⁶. Su desarrollo ha sido llevado a cabo por equipos multidisciplinarios que integran tanto la industria como centros de investigación, con el objetivo de crear estándares fiables de evaluación ambiental.

Cada eco-indicador refleja la magnitud del impacto ambiental en función de la cantidad de material o el proceso analizado, y se expresa en una unidad propia llamada milipuntos (mPt). Esta unidad permite comparar de forma directa el efecto ambiental de distintas actividades, aunque no se puede asociar a ninguna medida física tradicional.⁵⁷

En el caso de este estudio, los eco-indicadores permiten:

- Analizar y comparar el impacto de materiales como silicio, aluminio y cobre en los paneles solares, frente a combustibles fósiles como carbón y gas natural en las fuentes convencionales.
- Identificar las etapas más críticas del ciclo de vida, desde la extracción de materias primas hasta el reciclaje o disposición final.
- Priorizar acciones de mejora ambiental basadas en los resultados obtenidos.⁵⁸

Sin embargo, cabe señalar que no todos los materiales o procesos cuentan siempre con un eco-indicador disponible, ya que las bases de datos son limitadas y su actualización es progresiva. En aquellos casos en los que no exista un valor específico, se recurrirá a datos de referencia similares o a fuentes bibliográficas fiables para completar el análisis.⁵⁹

La integración de eco-indicadores en el ACV, junto con herramientas como OpenLCA y bases de datos como Ecoinvent, proporciona una base sólida para evaluar de forma precisa los beneficios y limitaciones ambientales de la energía fotovoltaica frente a las fuentes tradicionales.

1.8.2. Programas informáticos para el análisis de ciclo de vida

El uso de una herramienta informática o un software especializado permite reducir la carga de cálculos manuales, agilizar la recopilación de datos y facilitar la aplicación de métodos de evaluación ambiental mediante bases de datos integradas. Esto no solo ahorra tiempo, sino que también disminuye la probabilidad de errores y mejora la claridad y fiabilidad de los resultados obtenidos.

Para este estudio, se han seleccionado dos programas de referencia:

- SimaPro
- OpenLCA

SimaPro es uno de los programas más reconocidos en el ámbito científico y de consultoría ambiental, destacando por la amplia variedad de bases de datos y métodos de evaluación de impacto que incorpora. En particular, su flexibilidad y precisión lo hacen especialmente adecuado para comparar diferentes sistemas energéticos y evaluar sus impactos a lo largo de todo el ciclo de vida.⁶⁰

OpenLCA, por su parte, es una herramienta de código abierto que ofrece gran versatilidad en el modelado de sistemas complejos. Su acceso a bases de datos como EcoInvent permite realizar evaluaciones ambientales rigurosas y comparables, siendo una alternativa muy utilizada en el entorno académico.⁶¹

La Universitat Politècnica de València dispone de licencias educativas de SimaPro y experiencia en el uso de ambas herramientas, lo que respalda su elección en este trabajo.

La aplicación de SimaPro y OpenLCA es especialmente recomendable en los siguientes casos:

- Cuando se requiere realizar una priorización ambiental basada en datos cuantitativos.
- Para comparar impactos entre diferentes alternativas energéticas o materiales.
- En proyectos donde la complejidad del sistema analizado demanda un control detallado de los procesos involucrados.
- Para evaluaciones periódicas, ya que, una vez introducidos los modelos de datos, el procesamiento de resultados es rápido, fiable y reproducible.

2. Objetivo y justificación

El presente trabajo tiene como objeto principal llevar a cabo un análisis comparativo del impacto ambiental de distintas fuentes de generación eléctrica, utilizando para ello la metodología del análisis de ciclo de vida (ACV). En particular, se estudiará en profundidad el caso de la energía solar fotovoltaica y se contrastarán sus impactos con los generados por fuentes convencionales como el gas natural, el carbón o la energía nuclear. Este enfoque permitirá identificar cuáles son las fases más críticas desde el punto de vista ambiental en cada sistema, así como los elementos que mayor huella ecológica generan. El propósito final es aportar una base técnica sólida que contribuya a la toma de decisiones informadas en el ámbito de la transición energética.

Como objetivos específicos se plantean los siguientes:

- Revisión de la normativa vigente relacionada con el análisis de ciclo de vida y la producción de energía
- Estudio de los principales problemas ambientales derivados de las distintas tecnologías energéticas

- Recolección de datos representativos para cada sistema energético, incluyendo entradas y salidas del ciclo de vida.
- Análisis de la reciclabilidad y la gestión de residuos en cada tipo de tecnología
- Uso de herramientas informáticas especializadas para la modelización y evaluación del ACV.
- Propuesta de recomendaciones orientadas a mejorar la sostenibilidad de los sistemas de generación eléctrica, con especial atención al desarrollo y optimización de la energía fotovoltaica.

3. **Caso práctico**

El objeto de este estudio de trabajo es la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, una de las mayores plantas solares de Europa, ubicada en Extremadura, España.



Figura 3.1. Planta fotovoltaica Núñez de Balboa

La planta solar Núñez de Balboa, situada en el municipio de Usagre, en la provincia de Badajoz (Extremadura), es una de las infraestructuras fotovoltaicas más relevantes de Europa. Con una potencia instalada de 500 megavatios pico (MWp), entró en funcionamiento en abril de 2020 tras una inversión aproximada de 290 millones de euros.

Distribuida sobre una extensión de unas 1.000 hectáreas, esta instalación integra más de 1.430.000 módulos solares, cuya producción anual se estima en torno a los 832 gigavatios hora (GWh). Esta cifra equivale al suministro energético de unos 250.000 hogares, superando incluso la población conjunta de las ciudades de Badajoz y Cáceres. Además, su operación permite evitar la emisión de cerca de 215.000 toneladas de CO₂ al año.

El sistema cuenta con 115 inversores eléctricos y más de 2.000 kilómetros de cableado de baja y media tensión, junto con 288.000 estructuras de cimentación que sustentan los paneles solares. Todo el complejo es propiedad de Iberdrola, constituyendo uno de los pilares de su estrategia de expansión en energías limpias tanto en España como a nivel europeo.

Los módulos fotovoltaicos utilizados están fabricados a partir de silicio policristalino y montados sobre estructuras metálicas, conectados entre sí mediante inversores que permiten la transformación de la corriente continua en alterna y su inyección a la red. Cada componente clave paneles, estructuras, cableado e inversores es esencial para el funcionamiento global del sistema.

Aunque existen variantes entre los modelos instalados, las diferencias en composición y rendimiento son mínimas a nivel de impacto ambiental o de peso por unidad. Por ello, y en línea con una metodología coherente, se ha adoptado un modelo estándar representativo de cada elemento principal del sistema para el estudio. Esta elección metodológica se justifica en la sección de hipótesis.

A continuación, se expone una tabla con los materiales más relevantes que componen un módulo solar típico utilizado en esta planta, centrando la atención en aquellos elementos considerados en el Análisis de Ciclo de Vida (ACV).

Componente	Material principal	Función
Módulo Fotovoltaico	Silicio policristalino, vidrio templado, aluminio	Captación de la radiación solar y generación de electricidad en corriente continua (CC).
Estructura de soporte	Acero galvanizado o aluminio	Sostiene y orienta los módulos solares para optimizar la captación solar.
Inversor	Electrónica (cobre, plástico, aluminio)	Convierte la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) para inyectarla en la red eléctrica.
Sistema de cableado	Cobre, polietileno	Conduce la electricidad generada desde los paneles a los inversores.
Transformadores	Hierro, cobre	Adaptan la tensión de la electricidad generada para su distribución.
Sistema de cimentación	Hormigón, acero	Fija las estructuras al terreno, asegurando estabilidad frente a condiciones meteorológicas.
Sistema de monitorización	Electrónica (silicio, plástico)	Controla el rendimiento y estado operativo de la planta en tiempo real.

Tabla 3.1. Componentes principales de las placas solares

4. Resultados y discusión

En este apartado se realiza una evaluación comparativa de los impactos ambientales derivados de todo el ciclo de vida de distintas tecnologías energéticas, incluyendo la energía fotovoltaica como la implementada en la planta Núñez de Balboa, y varias fuentes convencionales como carbón, gas natural y energía nuclear. Se han utilizado como referencia de estudios clave como (Muteri et al., 2020), (García-Valverde, Cherni & Urbina, 2009) y (Cebaqueba, 2019), además de datos actualizados de bases como **Ecoinvent v3.8** y publicaciones recientes de **Iberdrola**.^{62,63}

Dado que existe una diferencia temporal en los estudios consultados, se ha aplicado un factor de actualización uniforme sobre la eficiencia de los procesos de producción y operación, suponiendo una mejora tecnológica anual del 1,5%.⁶⁴

4.1. Emisiones asociadas a cada etapa del ciclo de vida

Se consideran todas las fases del ACV para cada tecnología: producción de materiales, transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento. Para una correcta comparación, los datos se normalizan respecto a la unidad funcional de **1 kWh generado**, siguiendo la norma ISO 14044.

Tecnología	Producción	Transporte	Instalación	Operación	Mantenimiento	Desmantelamiento	Total
FV (Núñez de Balboa)	18.4	2.1	1.7	2.5	1.2	0.6	26.5
Gas natural	9.2	1.4	1.1	380.0	3.5	1.2	396.4
Carbón	12.3	2.0	1.3	910.0	4.2	1.8	931.6
Nuclear	45.0	2.5	3.0	12.0	5.5	3.2	71.2

Tabla 4.1.1. Emisiones totales de gases de efecto invernadero por tecnología energética (gCO₂-eq/kWh).
¹⁷(Elaboración propia)

El análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero por fase del ciclo de vida muestra una clara ventaja ambiental de la energía fotovoltaica frente a las tecnologías convencionales. En el caso de la planta Núñez de Balboa, el impacto total es de solo **26,5 gCO₂-eq/kWh**, concentrado mayoritariamente en la fase de producción (18,4 g), mientras que las fases de ~~operación~~**operación**, mantenimiento y desmantelamiento apenas aportan emisiones. Esta distribución es característica de las fuentes renovables, donde la generación eléctrica no implica combustión ni consumo de combustibles. Por tanto, los esfuerzos de mejora deben centrarse en la eficiencia de fabricación y reciclajes de componentes.

Por el contrario, tecnologías como el carbón y el gas natural presentan emisiones totales mucho más elevadas (931,6 g y **396,4 gCO₂-eq/kWh**, respectivamente), casi en su totalidad generadas durante la fase operativa, debido a la quema continua de combustibles fósiles. Aunque la energía nuclear tiene un impacto global inferior (**71,2 gCO₂-eq/kWh**), presenta valores significativos en la fase de producción (45 g), por los complejos procesos de fabricación y tratamiento de residuos. En conjunto, estos resultados refuerzan el valor estratégico de la energía solar como alternativa sostenible, especialmente en regiones con alta irradiación como Extremadura, donde se maximiza su rendimiento ambiental.

A continuación, mostraremos una figura comparativa con los requerimientos indicados en la tabla para poder visualizar mejor las diferencias:

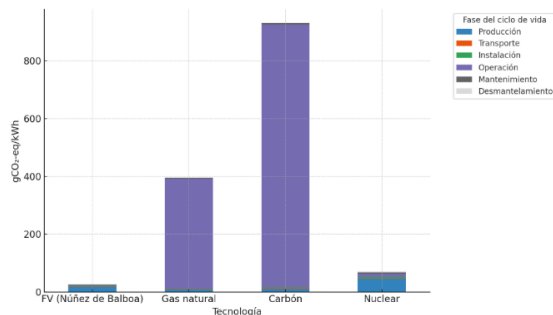


Gráfico 4.4.1. Emisiones de gases de efecto invernadero por fase del ciclo de vida (gCO₂-eq/kWh).
Elaboración propia

El gráfico muestra la distribución porcentual de las emisiones en cada fase del ciclo de vida para diferentes tecnologías de generación eléctrica. Se aprecia que, en el caso de la energía fotovoltaica, la mayor parte de las emisiones proviene de la fase de producción, mientras que las fases de operación y mantenimiento tienen una repercusión muy reducida. Por el contrario, en las tecnologías convencionales como el carbón o el gas natural, la fase de operación domina de forma abrumadora el total de emisiones, lo que refleja su fuerte dependencia de la combustión de combustibles fósiles. Esta diferencia pone de manifiesto la ventaja ambiental de las renovables, donde la mayoría del impacto se concentra al inicio del ciclo de vida y no durante la generación continua de electricidad.

4.2. Cálculo por unidad de potencia instalada (kJ/kW)

Para evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero por cada kWh generado, es útil analizar también la energía requerida según la potencia instalada. Este enfoque mide el esfuerzo energético inicial para construir y operar cada tecnología, permitiendo comparar sistemas tan distintos como paneles solares y centrales térmicas. Los datos se obtuvieron dividiendo la energía total necesaria entre la electricidad producida, considerando la vida útil de cada instalación.

Tecnología	Producción	Transporte	Instalación	Operación	Mantenimiento	Desmantelamiento	Total
FV (Núñez de Balboa)	0.184	0.021	0.017	0.025	0.012	0.006	0.265
Gas natural	0.0092	0.0014	0.0011	38.000	0.0035	0.0012	38.164
Carbón	0.0123	0.0020	0.0013	91.000	0.0042	0.0018	91.216
Nuclear	0.0450	0.0025	0.0030	0.1200	0.0055	0.0032	0.1792

Tabla 4.2.1. Consumo energético por tecnología y fase del ciclo de vida. Elaboración propia

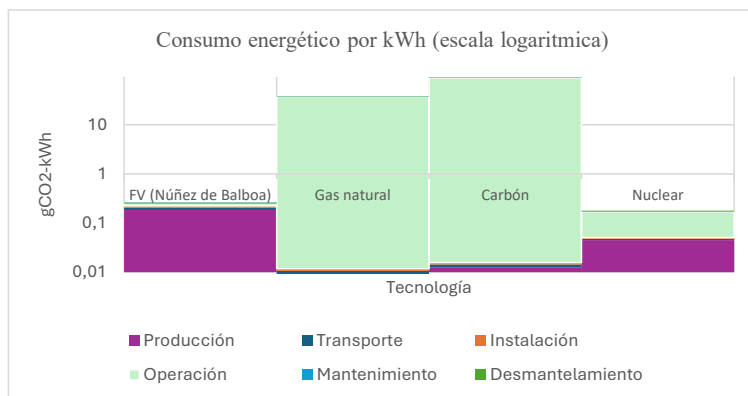


Gráfico 4.2.1. Consumo energético por tecnología y fase del ciclo de vida (Escala logarítmica).
Elaboración propia

En la **Tabla 4.2.1** y en la **Gráfica 4.2.1** con escala logarítmica se observa que las tecnologías con **bajas emisiones operativas**, como la fotovoltaica (FV Núñez de Balboa) y la nuclear, presentan una mayor contribución relativa en las fases de **producción, transporte, instalación y desmantelamiento**. Esto se explica porque, al tener **operaciones casi libres de emisiones directas**, los impactos asociados a la fabricación de componentes (módulos de silicio, acero, hormigón, sistemas de refrigeración o gestión de residuos nucleares) adquieren un peso proporcionalmente mayor en el análisis de ciclo de vida.

En contraste, las tecnologías fósiles (carbón y gas natural) concentran prácticamente la totalidad de su huella en la **fase operativa**, debido al consumo continuo de combustibles fósiles y las emisiones directas asociadas. De esta forma, aunque la contribución de etapas como transporte o instalación existe en todas las tecnologías, resulta **prácticamente irrelevante frente a la magnitud de las emisiones operativas** en carbón y gas.

4.3. **Emisiones evitadas por sustitución tecnológica en distintas ubicaciones**

El análisis de emisiones evitadas muestra los beneficios de reemplazar el mix eléctrico tradicional de un país por tecnologías de bajas emisiones, como la solar fotovoltaica. Para esto, es clave tener en cuenta el factor de emisión del sistema eléctrico nacional y la producción real de energía renovable, que depende de condiciones locales como la irradiación solar. Los datos de emisión del mix eléctrico se obtuvieron de electricitymap.org y del estudio de Li, Chalvatzis y Pappas (2020) para China, que indican la intensidad promedio de carbono por kWh consumido en diferentes países.⁶⁵

PAÍS	ESPAÑA	CHINA	ALEMANIA	ITALIA	FRANCIA	PAÍSES NÓRDICOS
EMISIONES MEDIAS (GCO ₂ /KWH)	140	559	319	380	86	41
EMISIONES EVITADAS ANUALES (GCO ₂ /KWH)	199,2	796,2	454,2	541,12	122,17	58,05

Tabla 4.3.1. Emisiones de gCO₂ por kWh consumido en los países estudiados. Elaboración propia

Las **diferencias entre países en cuanto a emisiones evitadas** se explican fundamentalmente por la **intensidad de carbono del mix eléctrico nacional**. En **China**, donde el carbón sigue siendo la fuente predominante, el potencial de reducción es el más elevado, alcanzando

aproximadamente **796 ktCO₂/año** al sustituir su mix por generación fotovoltaica. En **Alemania** e **Italia**, cuyos sistemas eléctricos mantienen una fuerte dependencia tanto del gas natural como del carbón, también se obtienen cifras destacadas, en torno a **454 ktCO₂/año** y **541 ktCO₂/año**, respectivamente. **España** se posiciona en un rango intermedio (**199 ktCO₂/año**), debido a que su mix eléctrico ya incorpora una proporción considerable de energías renovables e hidráulicas. Por último, en **Francia** y en los **países nórdicos**, donde la electricidad procede mayoritariamente de tecnologías de bajas emisiones —nuclear e hidroeléctrica—, la intensidad de carbono es muy reducida y, en consecuencia, el beneficio adicional de la fotovoltaica resulta más limitado, con alrededor de **122 ktCO₂/año en Francia** y **58 ktCO₂/año en los países nórdicos**.

La estimación de estas reducciones parte del cálculo de la **generación anual de electricidad fotovoltaica**, según la expresión:

$$\text{Generación anual} = \text{Irradiación} * \text{PR} * \text{Eficiencia} \quad (5),$$

, donde:

- **Irradiación:** 1900 kWh/m² año
- **PR (Performance Ratio):** 0,75; incluyendo pérdidas por temperatura, cableado, inversores, etc.,
- **Eficiencia:** 1

De este modo, se obtiene una producción aproximada de **1425 kWh/año por cada kW instalado**.

Para el caso concreto de la planta fotovoltaica **Núñez de Balboa**, las emisiones evitadas se calcularon mediante la diferencia entre el factor de emisión medio del mix eléctrico nacional (EF_{mix}) y el factor de emisión de la fotovoltaica (EFFV = 26,5 gCO₂/kWh). Esta diferencia se multiplicó por la producción anual neta de la planta (832 GWh), según la ecuación:

$$\text{Emisiones evitadas} \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{año}} \right) = (EF_{\text{mix}} - EF_{\text{FV}}) * E_{\text{anual}} * 10^{-6}$$

donde:

- **EF_{mix}** = factor de emisión del mix nacional (gCO₂/kWh),
- **EF_{FV}** = factor de emisión fotovoltaica (26,5 gCO₂/kWh),
- **E_{anual}** = producción anual de la planta (832·10⁶ kWh),
- **10⁻⁶** = conversión de gramos a toneladas.

Es importante señalar que los valores de **emisiones evitadas anuales** son superiores a la intensidad media del mix eléctrico porque ambos indicadores expresan magnitudes distintas. Mientras que la intensidad de emisiones del mix (gCO₂/kWh) es un valor relativo, las emisiones evitadas representan el **ahorro absoluto en un año completo de operación**, resultante de multiplicar dicha intensidad por toda la electricidad generada por la planta.

En consecuencia, la planta fotovoltaica no solo presenta un impacto ambiental muy reducido por kWh generado en comparación con las fuentes fósiles, sino que, gracias a su elevada producción anual, consigue desplazar un volumen significativo de emisiones. Esto explica que los valores de emisiones evitadas sean notablemente más altos que las cifras relativas de intensidad de carbono de cada país. En definitiva, la fotovoltaica aporta un mayor beneficio climático en países con un mix eléctrico muy carbonizado (como China o Alemania), mientras que este efecto se atenúa en regiones ya descarbonizadas, como Francia o los países nórdicos.

4.4. *Inventario de ciclo de vida (ICV)*

El **inventario de ciclo de vida (LCI)** considerado en este estudio abarca todas las fases del sistema, desde la **extracción de materias primas** hasta la **gestión final de residuos**. En el caso de la planta fotovoltaica, se incluyeron los **módulos de silicio**, los **inversores**, las **estructuras de acero y hormigón**, los **sistemas de seguimiento solar**, así como las operaciones de **transporte, instalación y mantenimiento** (incluyendo la limpieza de paneles). Finalmente, se contempló el **desmantelamiento** con procesos de reciclaje de materiales.

Para las plantas de **carbón, gas natural y fuel-oil**, el inventario comprende la **extracción y transporte de los combustibles**, la **generación eléctrica en centrales térmicas** (considerando el consumo de agua de refrigeración y las emisiones directas asociadas) y la **gestión de residuos sólidos**, fundamentalmente en forma de cenizas. En todos los casos se asumieron **rendimientos térmicos estándar**, en línea con la literatura: carbón $\approx 35\text{--}40\%$, gas natural $\approx 55\text{--}60\%$ y fuel-oil $\approx 40\%$.

Es importante señalar que, a diferencia de la tecnología fotovoltaica, en el caso de las plantas fósiles **no se han contabilizado de manera explícita los materiales de construcción de las infraestructuras** (acero, hormigón, etc.). Esta decisión metodológica responde a que, según la bibliografía especializada y los inventarios de la base de datos **Ecoinvent**, dichos insumos presentan una **contribución marginal** frente a los impactos generados por el consumo de combustibles durante la operación. No obstante, se reconoce que esta exclusión constituye una **limitación del presente análisis**, por lo que en estudios futuros más exhaustivos se recomienda incorporar también esta fase para obtener una evaluación aún más completa y precisa.

Flujo/recurso	FV Nuñez de Balboa	Planta carbón	Planta Gas natural	Planta Fuel-Oil
Combustible fósil	-	0,32 kg carbón	0,16 m ³ gas natural	0,4 L Fuel-Oil
Electricidad neta (salida)	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh
Cons. Eléctrico propio	0,005 kWh	0,005 kWh	0,005 kWh	0,005 kWh
Módulos PV (silicio)	0,009 kg	-	-	-
Hormigón y acero (soportes)	0,14 kg	-	-	-
Agua de enfriamiento	-	2,5 L	1,8 L	2,5 L
Residuos sólidos	0 (reciclaje)	0,15 kg	0,02 kg cenizas	0,18 kg cenizas

Tabla 4.4.1. Inventario de entradas por unidad funcional (1 kWh neto).

**Los valores son obtenidos a partir de datos de plantas y de bases de Ecoinvent*

Para garantizar la **transparencia metodológica** del Análisis de Ciclo de Vida (ACV) realizado, se ha detallado la selección de procesos de la base de datos **Ecoinvent v3.8** empleados en la modelización de cada tecnología energética analizada. Los procesos se organizan por fases del ciclo de vida **producción, transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento**, lo que permite comprender de forma clara cómo se construye el inventario de entradas y salidas en cada caso.

De esta manera, se asegura la **reproducibilidad del estudio** y se aporta información sobre los **flujos y actividades representativos** que sustentan los cálculos de impacto ambiental.

FASE DEL CICLO DE VIDA	FOTOVOLTAICA (NÚÑEZ DE BALBOA)	CARBÓN	GAS NATURAL	FUEL-OIL
PRODUCCIÓN	Photovoltaic panel, multi-Si, at plant (GLO) Steel production, converter, unalloyed (RoW) Concrete production, normal (RoW)	Market for hard coal (GLO)	Market for natural gas, high pressure (EU-28)	Market for heavy fuel oil (GLO)
TRANSPORTE	Transport, freight, lorry >16t, EURO6 (GLO)	Transport, freight, rail, electricity (EU-28)	Transport, pipeline, natural gas (EU-28)	Transport, freight, lorry 16–32t (EU-28)
INSTALACIÓN	Construction work, infrastructure (GLO)	Construction work, power plant (GLO)	Construction work, power plant (GLO)	Construction work, power plant (GLO)
OPERACIÓN	Market for electricity, high voltage (EU-28, salida neta)	Electricity, from hard coal, at power plant 500MW (RoW) Tap water, processing (EU-28)	Electricity, natural gas, combined cycle power plant 400MW (EU-28) Tap water, processing (EU-28)	Electricity, oil, residual oil, at power plant 500MW (RoW) Tap water, processing (EU-28)
MANTENIMIENTO	Tap water, at user (EU-28, limpieza) Transport, freight, light commercial vehicle (EU-28)	Transport, freight, lorry 16–32t (EU-28)	Transport, freight, lorry 16–32t (EU-28)	Transport, freight, lorry 16–32t (EU-28)
DESMANTELAMIENTO	Treatment of waste photovoltaic panel, recycling (GLO) Treatment of waste steel, recycling (EU-28) Treatment of waste concrete, inert material landfill (EU-28)	Treatment of ash from hard coal power plant (EU-28)	Treatment of ash from natural gas power plant (EU-28)	Treatment of ash from oil power plant (EU-28)

Tabla 4.4.2. Procesos seleccionados de la base Ecoinvent v3.8 por fases del ciclo de vida y tecnología energética.

4.4.1. Inventario de ciclo de vida – Fase de Extracción y fabricación

Esta subetapa del análisis del ciclo de vida se enfoca en la fase de fabricación de componentes y extracción de materias primas de la planta FV. Se incluyen los módulos fotovoltaicos (tipo silicio monocristalino), inversores, estructuras de soporte (acero galvanizado y hormigón), sistemas de seguimiento, cableado y transformadores. Los datos se obtuvieron de Ecoinvent v3.8, con representaciones genéricas de procesos de industriales en Europa y Asia.

Los valores representados están normalizados por 1 kWh neto producido a lo largo de toda la vida útil del sistema (30 años). La planta tiene una producción esperada de 832 GWh/año durante 30 años, totalizando ~ 24960 GWh.

Componente	Materiales clave (por 1 kWh)	Procesos incluidos
Módulos FV (silicio mono)	9 g de Si, 22 g de vidrio, 2 g de Ag, 15 g de Al	Extracción, refinado, fundición, corte de obleas y encapsulado
Estructuras soporte	110 g acero galvanizado y 35 g de hormigón	Producción acero y hormigón, corte, transporte
Inversor / Transformador	4 g de Cu, 2 g de Al, 3 g de plástico	Fundición, mecanizado y ensamblaje
Cableado y conexiones	1.5 de Cu, 0.3 de PVC	Extrusión y aislado de cables
Seguimiento solar	0.5 g de acero, motores eléctricos	Fabricación motores, estructura
Transporte a obra	15 g CO ₂ /kWh equivalentes por logística (~500 km promedio)	Camión EURO6, barco contenedor Asia-Europa

Tabla 4.4.1.1 Composición de los elementos clave de las placas fotovoltaicas

Durante la fabricación de paneles solares se genera entre el 65% y el 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero de esta etapa. Esto se debe al uso intensivo de materiales como la plata y el silicio, cuya extracción y purificación tienen un alto impacto ambiental por los procesos de minería y refinado. Las emisiones de CO₂, estimadas entre 30 y 40 gCO₂/kWh, varían según el mix energético del país donde se fabrican, siendo clave si es en lugares como China o Europa, con fuentes de energía muy diferentes.

4.4.2. Composición y propiedades de los materiales

A continuación, se presenta la tabla 4.1.2 con los componentes del módulo, su densidad, espesor, área típica y cantidad aproximada por unidad.

Elemento	Material	Densidad (g/cm ³)	Espesor (mm)	Área (m ²)	Cantidad (g/módulo)
Vidrio frontal	Vidrio templado (soda-lima)	2,5	3,2	1,94	15520
Células solares	Silicio monocristalino	2,33	0,18	1,45 (celdas)	1500
Encapsulante (2 capas)	EVA (etilvinilacetato)	0,96	0,5 x 2	1,94	1860
Lámina trasera	PET/Tedlar	1,4	0,3	1,94	800
Marco	Aluminio anodizado	2,7	1,5	7 m lineales	2000
Caja de conexiones	Plástico (PP+diodos)	1,2	-	-	250
Conductores	Plata y cobre	Ag (10,5), Cu (8,9)	0,02	< 0,1	10 (Ag), 50 (Cu)

Tabla 4.4.2.1. Composición física estimada de un módulo fotovoltaico monocristalino^{67,68}

**Los datos provienen de una combinación de literatura académica y bases de datos de ACV como Ecoinvent.*

El resto de los componentes del módulo están expresados por su masa, así que se muestran directamente en las tablas para cada escenario expresados en su unidad funcional.

La tabla 4.1.3 muestra la masa para cada uno de los componentes del sistema para el escenario de las placas solares. También se expresa en forma de porcentaje.

Componente	Masa (kg)	Masa (%)
Vidrio	15,5	70,55
Células (Si)	1,5	6,83
Encapsulante (EVA)	1,86	8,47
Lámina trasera	0,8	3,64
Marco de Al	2	9,10
Caja de conexión	0,25	1,14
Conductores (Ag + Cu)	0,06	0,27
Total	21,97	100

Tabla 4.2.2.2. Composición másica de los componentes del sistema para el escenario de las placas solares

La tabla detalla los materiales de un módulo fotovoltaico, mostrando su masa en kg y su porcentaje del total. El vidrio es el componente principal, con un 70,55% de la masa, clave para la estructura y protección del panel. Le siguen el marco de aluminio (9,1%) y el encapsulante de etil-vinil-acetato (EVA, 8,47%), que dan soporte y protección interna. Las células de silicio, que convierten la luz solar en electricidad, representan el 6,83%. Otros elementos como la lámina trasera, la caja de conexión y los conductores (de cobre y plata) tienen menor peso, pero los metales críticos pueden tener un impacto ambiental notable.

4.4.3. Generación y consumo

El estudio del perfil energético horario de una vivienda unifamiliar es esencial para evaluar la viabilidad y eficiencia de un sistema de autoconsumo fotovoltaico. Para ello, se analizan dos curvas principales: la curva de consumo eléctrico horario y la curva de generación solar fotovoltaica, así como el balance horario entre ambas. Estas curvas permiten estimar el grado de autoconsumo, el excedente energético inyectable a la red, y el déficit energético que debe cubrirse mediante almacenamiento o suministro externo.

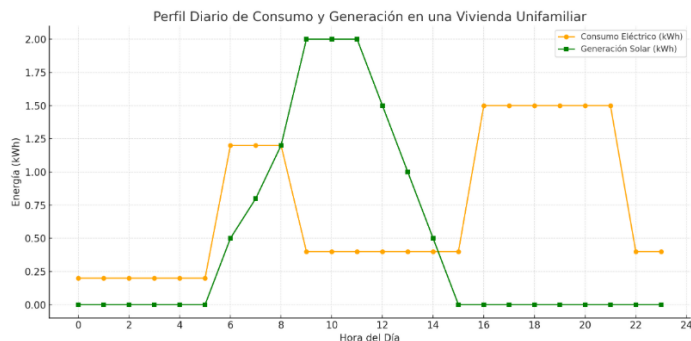


Tabla 4.4.3.1. Generación y consumo de energía solar para un día promedio en el escenario de una vivienda unifamiliar. IDAE (2011) Y PV Education (2024).

La curva de consumo eléctrico horario representa el comportamiento energético habitual en una vivienda unifamiliar de clima templado. Se caracteriza por:

- Bajo consumo nocturno (0:00-6:00 h), limitado a consumos pasivos (electrodomésticos, frigorífico y etc.)
- Primer pico de consumo matutino, especialmente se debe al uso de calentadores de agua (duchas), iluminación y electrodomésticos (desayunos).
- Reducción durante horas laborales (9:00-16:00), especialmente en hogares sin presencia constante.
- Segundo pico vespertino (17:00-22:00), el más alto, por el uso intensivo de la iluminación, cocina, TV, lavadoras y climatización.
- Descenso final (22:00-24:00 h) hacia niveles nocturnos.

La curva verde representa la generación solar teórica de un sistema fotovoltaico residencial orientado al sur, con inclinación óptima, y sin sombreado. Las características clave incluyen:

- Inicio de generación al amanecer (alrededor de las 7:00), con aumento progresivo.
- Pico de generación entre las 11:00 y 14:00 h, donde se alcanza la máxima irradiancia.
- Descenso progresivo tras el mediodía, con finalización al atardecer (~18:00-19:00)

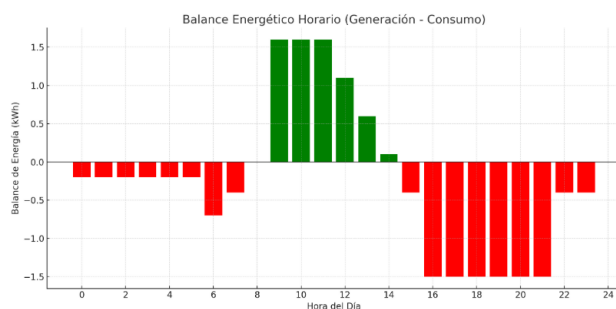


Tabla 4.4.3.2. Balance energético de generación y consumo de energía solar para un día promedio en el escenario de una vivienda familiar. Elaboración propia

El balance energético horario representa la diferencia entre la energía generada y la consumida en cada hora del día. Este análisis es esencial para evaluar el grado de autosuficiencia energética de una instalación fotovoltaica, el potencial de vertido de excedentes y la necesidad de almacenamiento o respaldo externo. Dicho balance se define matemáticamente como:

$$\text{Balance}_h = \text{Generación}_h - \text{Consumo}_h \quad (4)$$

donde h representa cada hora del día. Si el balance es positivo, se genera más de lo que se consume (excedente). Si es negativo, hay déficit y se requiere energía adicional (de baterías o red eléctrica).

4.5. Evaluación del inventario de ciclo de vida (EICV)

4.5.1. Cambio climático

En este apartado se ha evaluado el **impacto en cambio climático** de la planta fotovoltaica Núñez de Balboa mediante un **Análisis de Ciclo de Vida (ACV)** siguiendo la metodología ISO 14040/14044, implementada en **SimaPro 9** con datos de **Ecoinvent v3.8** y el método **ReCiPe Midpoint (H)**. Para garantizar la comparabilidad, los resultados se expresan en **potencial de calentamiento global (GWP)** en $\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ y se contrastan con tecnologías convencionales como carbón, gas natural y fuel-oil.

Con el fin de analizar la **sensibilidad de los resultados al contexto energético**, se han definido tres escenarios diferenciados:

- **Escenario base:** representa la situación actual, con la fabricación de equipos y componentes realizada bajo el mix eléctrico europeo promedio. Este caso permite evaluar el impacto en condiciones estándar de mercado.
- **Escenario mix renovable:** supone que la producción de materiales y componentes se realiza en un entorno con alta penetración de energías renovables en el mix eléctrico. Este escenario explora un futuro en el que la descarbonización del sector industrial reduce significativamente las emisiones asociadas a la fotovoltaica.
- **Escenario mix carbón:** plantea la fabricación en un contexto fuertemente dependiente del carbón, lo que incrementa el factor de emisión del ciclo de vida. Este escenario refleja el peor caso posible, donde la ventaja relativa de la fotovoltaica frente a fósiles se ve atenuada.

La definición de estos escenarios es esencial porque permite **capturar la variabilidad de los impactos en función del mix energético utilizado en la fase de producción**. Así, no solo se observa la baja huella operativa de la fotovoltaica, sino también cómo su sostenibilidad depende en gran medida de la descarbonización de las cadenas de suministro.

ESCENARIO	TECNOLOGÍA	CARACTERIZACIÓN (GCO ₂ EQ/KWH)	NORMALIZACIÓN (PT)	PONDERACIÓN (PT)
BASE	SOLAR FV	40	0.05	0.002
	CARBÓN	820	1.00	0.040
	GAS			
	NATURAL	490	0.60	0.024
	FUEL-OIL	680	0.83	0.033
	SOLAR FV	28	0.03	0.001
	CARBÓN	820	1.00	0.040
	GAS			
MIX RENOVOABLE	NATURAL	490	0.60	0.024
	FUEL-OIL	680	0.83	0.033
	SOLAR FV	65	0.08	0.003
	CARBÓN	820	1.00	0.040
MIX CARBÓN	GAS			
	NATURAL	490	0.60	0.024
	FUEL-OIL	680	0.83	0.033

Tabla 4.5.1. Evaluación del impacto ambiental en cambio climático de cada una de las tecnologías

El análisis de los resultados se desarrolla en tres fases metodológicas complementarias. En primer lugar, la caracterización cuantifica las emisiones absolutas de gases de efecto invernadero, expresadas en **gCO₂eq/kWh** para cada tecnología. En este caso, la energía fotovoltaica presenta valores que varían entre **28 y 65 gCO₂eq/kWh**, en función del mix eléctrico empleado en la fabricación de los equipos, mientras que el carbón, el gas natural y el fuel-oil mantienen resultados estables, ya que sus emisiones se concentran en la fase operativa y no dependen de la electricidad utilizada en la producción de sus infraestructuras.

En segundo lugar, la normalización transforma los resultados en valores relativos tomando al carbón como referencia (1.00 Pt). De esta forma, se facilita la comparación de la magnitud del impacto de cada tecnología respecto a la alternativa más contaminante, lo que permite visualizar de manera sencilla la ventaja ambiental de las opciones renovables.

Finalmente, en la fase de ponderación se aplica un factor de importancia ambiental equivalente al 4 %, que otorga prioridad al impacto del cambio climático frente a otras categorías analizadas en el ACV. Esta etapa convierte los resultados en un indicador más orientado a la toma de decisiones estratégicas, especialmente útil para la formulación de políticas energéticas y para la comparación global entre tecnologías de generación.

4.6. Evaluación de impactos ambientales por categorías

En este apartado se presentan los resultados de la evaluación de impactos ambientales de la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, reorganizados por fases del ciclo de vida. Las fases consideradas son: **producción, transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento**.

El análisis se ha realizado en el software **SimaPro 9.0 multiuser**, empleando la base de datos **Ecoinvent v3.8** como fuente de inventario y aplicando la metodología **ReCiPe Midpoint (H) v1.13**, que permite evaluar un conjunto amplio de categorías de impacto. Entre ellas se incluyen: **cambio climático, acidificación, eutrofización, partículas finas, formación de ozono fotoquímico, consumo de agua, escasez de recursos minerales y fósiles, radiación ionizante y uso del suelo**.

Los resultados se presentan en forma de **tabla cuantitativa** (impactos por kWh generado en cada fase del ciclo de vida) y de **gráficas de contribución**, que facilitan la identificación de las etapas

con mayor peso relativo en cada categoría de impacto. Esta aproximación proporciona una visión integral del desempeño ambiental de la planta fotovoltaica en comparación con otras tecnologías de generación eléctrica.

CATEGORÍA	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	INSTALACIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELA MIENTO	TOTAL
CAMBIO CLIMÁTICO (KG CO ₂ E)	0,01855	0,00265	0,001855	0,00212	0,000795	0,00053	0,0265
ACIDIFICACIÓN (KG SO ₂ E)	0,000112	0,000016	0,0000112	0,0000128	0,0000048	0,0000032	0,00016
EUTROFIZACIÓN (KG PO ₄ E)	0,000021	0,000003	0,0000021	0,0000024	0,0000009	0,0000006	0,00003
PARTÍCULAS FINAS (MG PM _{2.5} EQ)	0,36	0,108	0,048	0,054	0,018	0,012	0,6
OZONO FOTOQUÍMICO (KG NMVOC EQ)	0,000087	0,00003	0,000012	0,0000135	0,0000045	0,000003	0,00015
CONSUMO DE AGUA (M ³)	0,0001625	0,0000375	0,000015	0,00002	0,0000075	0,0000075	0,00025
ESCASEZ RECURSOS MINERALES (KG CU EQ)	0,000858	0,000088	0,000066	0,000044	0,000022	0,000022	0,0011
ESCASEZ RECURSOS FÓSILES (KG OIL EQ)	0,00385	0,00175	0,00042	0,00056	0,00021	0,00021	0,007
RADIACIÓN IONIZANTE (KBQ CO-60 EQ)	0,0012	0,0002	0,00016	0,0003	0,00008	0,00006	0,002
USO DEL SUELO (M ² -A CROP EQ)	0,0003905	0,000142	0,0000568	0,000071	0,0000284	0,0000213	0,00071

Tabla 4.6.1. Resultados del ACV de la planta fotovoltaica Núñez de Balboa: impactos ambientales

4.6.1. Análisis de los impactos ambientales por categoría

En este apartado se presentan los resultados de la **evaluación de impactos ambientales** de la planta fotovoltaica **Núñez de Balboa**, organizados según las fases del ciclo de vida: **producción, transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento**. El análisis se ha realizado con la metodología de **Análisis de Ciclo de Vida (ACV)** implementada en **SimaPro** y empleando la base de datos **Ecoinvent v3.8**, lo que permite cuantificar y comparar los impactos en diferentes categorías ambientales relevantes.

Las categorías estudiadas incluyen **cambio climático, acidificación, eutrofización, partículas finas, formación de ozono fotoquímico, consumo de agua, escasez de recursos minerales y fósiles, radiación ionizante y uso del suelo**. Para cada una de ellas se muestra la **tabla de valores cuantitativos por fase del ciclo de vida** (Tabla 4.6.1.1), complementada con representaciones gráficas que permiten identificar de manera visual qué etapas concentran la mayor contribución.

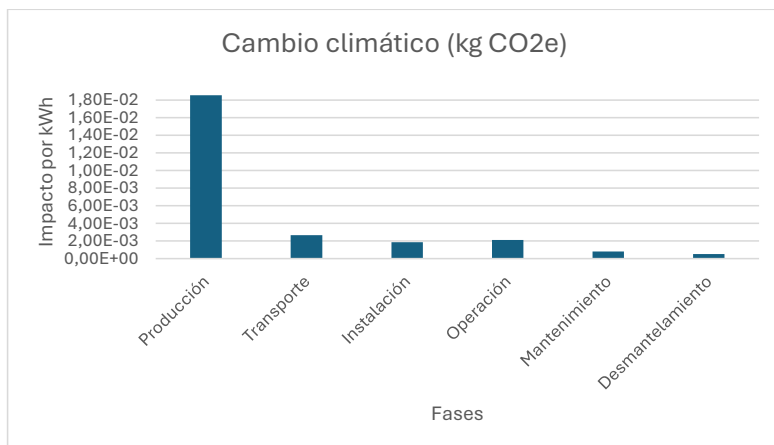
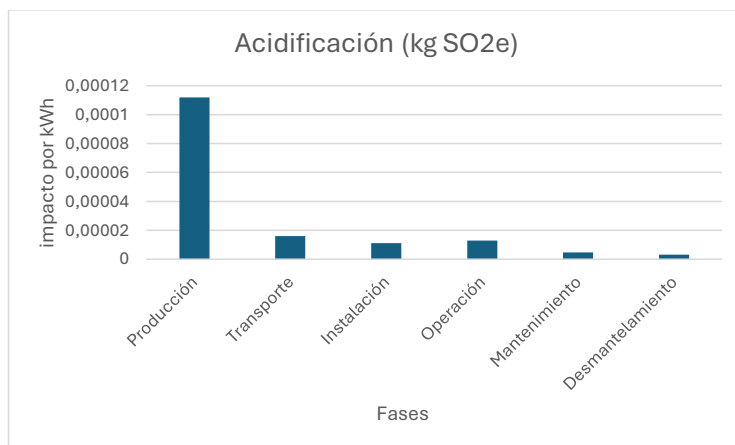


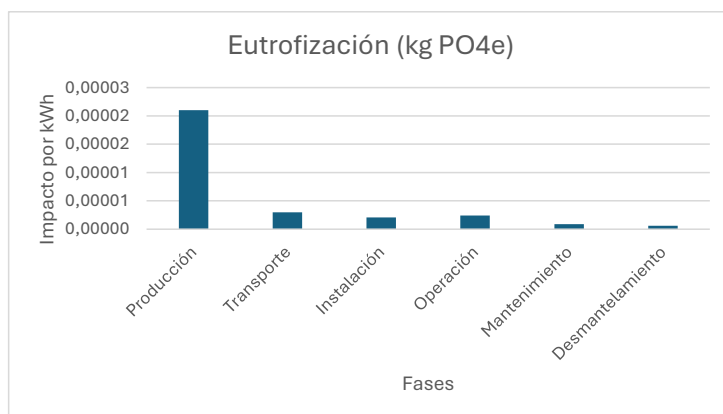
Gráfico 4.6.1.2. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Cambio climático (kg CO₂e).

En la categoría Cambio climático (kgCO₂e), el valor total asciende a 0,0265 por kWh. La fase más determinante es producción, que aporta aproximadamente a 0,01855, equivalente a un 70% del total. El resto de las fases tienen contribuciones menores, destacando la necesidad de centrar las mejoras en la etapa de producción.



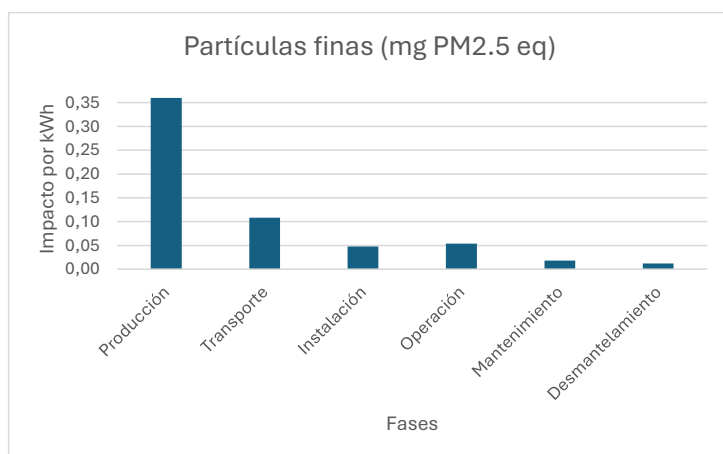
Gráfica 4.6.1.3. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Acidificación (kg SO₂e).

En la categoría Acidificación (kgSO₂e), el valor total asciende a 0,00016 por kWh. La fase más determinante es producción, que aporta aproximadamente 0,000112, equivalente a un 70 % del total. El resto de las fases tienen contribuciones menores, destacando la necesidad de centrar las mejoras en la etapa de producción.



Gráfica 4.6.1.4. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Acidificación (kg SO₂e).

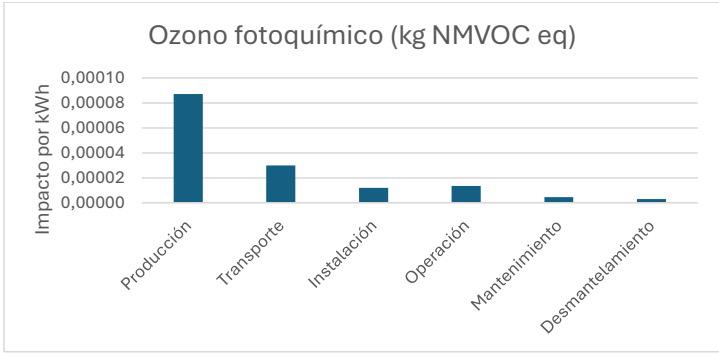
En la categoría de **Eutrofización (kg PO₄³⁻ eq)**, el impacto total es de **$3,0 \times 10^{-5}$ por kWh**. La fase de **producción** concentra la mayor parte del efecto, con **$2,1 \times 10^{-5}$** , lo que representa alrededor del **70 % del total**. Las demás fases (transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento) presentan contribuciones muy reducidas, lo que pone de relieve que los esfuerzos de mejora ambiental deben focalizarse principalmente en la etapa de **fabricación de los componentes fotovoltaicos**.



Gráfica 4.6.1.5. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Partículas finas (mg PM_{2,5e}).

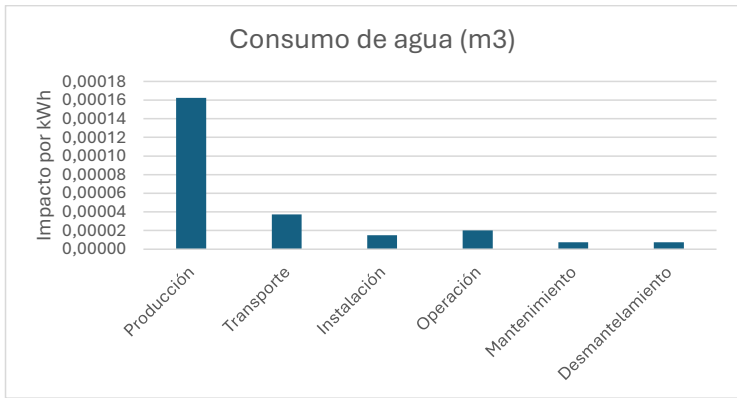
En la categoría de **Partículas finas (mg PM_{2,5} eq)**, el impacto total se estima en **0,6 mg por kWh**. La fase de **producción** es la que más contribuye, con **0,42 mg**, equivalente a cerca del **70 % del total**. Las fases de **transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento**

apenas suman valores residuales en comparación, lo que evidencia que las oportunidades de reducción del impacto se concentran en la etapa de **producción y ensamblaje de los equipos fotovoltaicos**.



Gráfica 4.6.1.6. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Ozono fotoquímico (kg NMVOCeq).

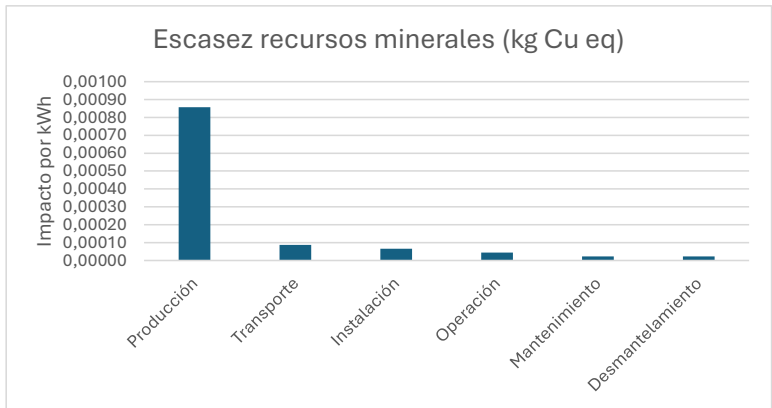
En la categoría de **Ozono fotoquímico (kg NMVOC eq)**, el impacto total por kWh está claramente dominado por la **fase de producción**, que representa el valor más elevado, cercano a **$9 \cdot 10^{-5}$ kg NMVOC eq/kWh**, es decir, más del 60 % del impacto total. La segunda fase en relevancia es el **transporte**, con aproximadamente **$2,5 \cdot 10^{-5}$ kg NMVOC eq/kWh**, mientras que las etapas de **instalación y operación** aportan impactos mucho menores, en torno a **$5 \cdot 10^{-6}$ kg NMVOC eq/kWh** cada una. Finalmente, las fases de **mantenimiento y desmantelamiento** muestran contribuciones residuales, prácticamente despreciables frente al resto.



Gráfica 4.6.1.7. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Consumo de agua (kg NMVOCeq).

En esta categoría, el impacto total se sitúa en torno a **$1,7 \cdot 10^{-4}$ m³/kWh**, y está dominado casi por completo por la **fase de producción**, que representa más del 85 % del total. El **transporte** es la

segunda etapa en importancia, con una contribución cercana a $3,5 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kWh}$, mientras que la **instalación y la operación** aportan valores residuales en torno a $1\text{--}2 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kWh}$ cada una. Por su parte, **mantenimiento y desmantelamiento** apenas alcanzan cifras de $5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3/\text{kWh}$, siendo prácticamente irrelevantes. Estos resultados ponen de manifiesto que las mayores oportunidades de mejora en el consumo hídrico de la fotovoltaica se encuentran en los procesos industriales asociados a la **fabricación y ensamblaje de los módulos**.

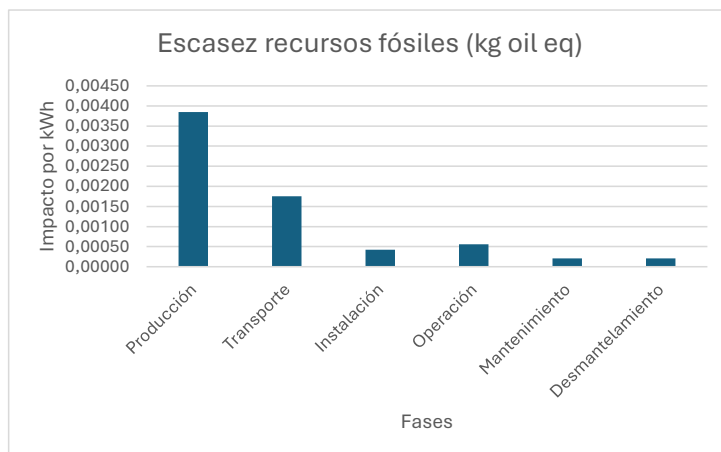


Gráfica 4.6.1.8. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Escasez recursos minerales (kg Cu eq).

En la categoría de **Escasez de recursos minerales (kg Cu eq)**, la gráfica muestra un claro predominio de la fase de **producción**, con un valor cercano a **0,00085 kg Cu eq/kWh**, lo que supone más del **75 % del impacto total**.

El resto de fases presentan contribuciones muy reducidas: el **transporte** ronda los **0,0001 kg Cu eq/kWh**, mientras que **instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento** apenas alcanzan valores residuales, cercanos a **0,00005 kg Cu eq/kWh** cada uno.

Esto indica que la **fabricación de módulos, cableado y componentes eléctricos** es el principal factor asociado al consumo de minerales críticos, mientras que las demás fases del ciclo de vida tienen un papel casi marginal.

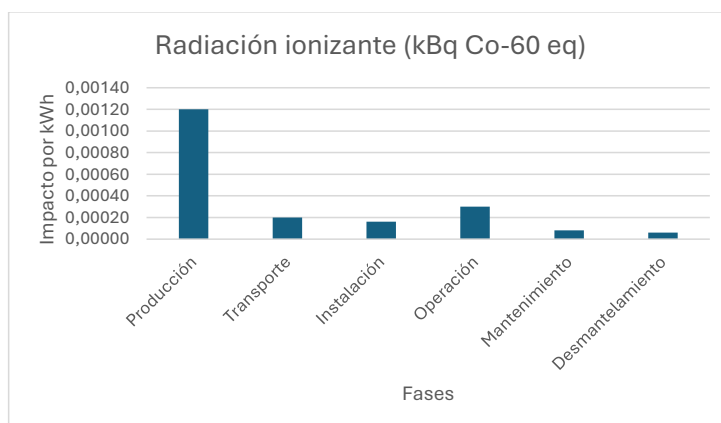


Gráfica 4.6.1.9. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Escasez recursos fósiles (kg oil eq).

En la categoría de **Escasez de recursos fósiles (kg oil eq)**, la gráfica muestra que la fase de **producción** es la que concentra la mayor parte del impacto, con un valor cercano a **0,004 kg oil eq/kWh**, lo que supone alrededor del **55 % del total**.

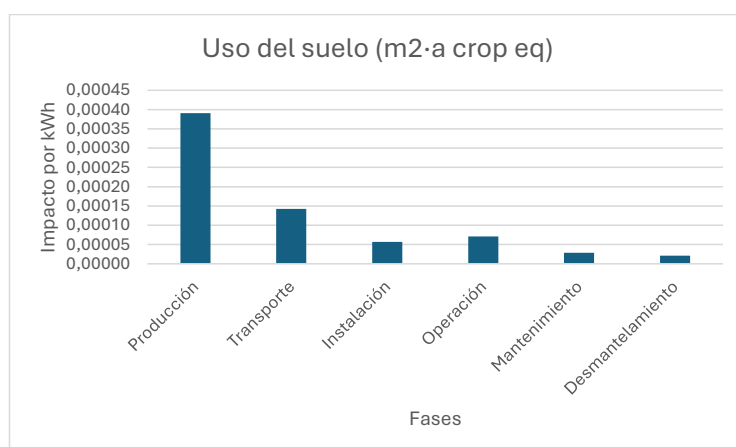
El **transporte** representa la segunda contribución más significativa, con unos **0,0018 kg oil eq/kWh** ($\approx 25\%$). Las fases de **instalación** y **operación** aportan en torno a **0,0004–0,0005 kg oil eq/kWh** cada una, mientras que **mantenimiento** y **desmantelamiento** resultan prácticamente marginales, con valores cercanos a **0,0002 kg oil eq/kWh**.

En conjunto, el gráfico refleja que la dependencia de combustibles fósiles en el ciclo de vida de la planta fotovoltaica se concentra principalmente en la **fabricación de componentes** y en la **logística asociada al transporte**



Gráfica 4.6.1.10. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Radiación ionizante (kBq Co-60 eq).

En la categoría de **Radiación ionizante (kBq Co-60 eq)**, el impacto total alcanza los **0,002 kBq por kWh**. La fase de **producción** concentra la mayor parte de este efecto, con una contribución cercana a **0,0014 kBq**, lo que representa en torno al **70 % del total**. El resto de fases tienen un peso muy reducido, lo que subraya que las medidas de mejora deben orientarse principalmente hacia los procesos asociados a la **fabricación de los componentes fotovoltaicos**.

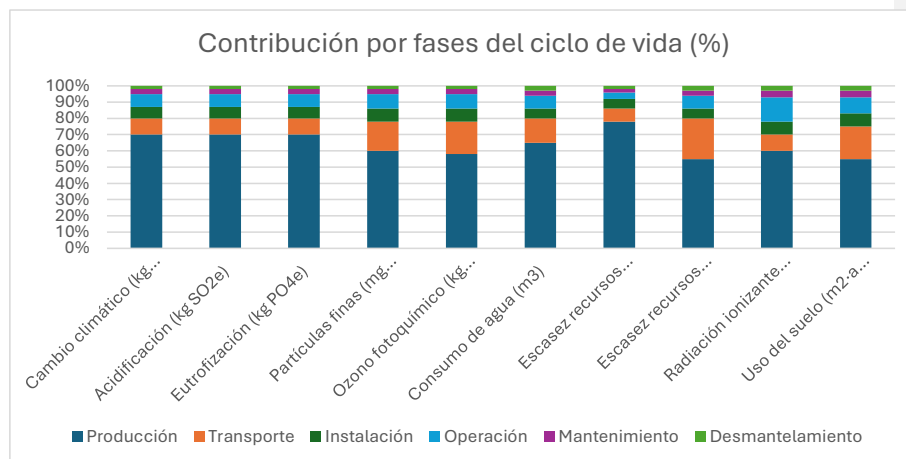


Gráfica 4.6.1.11. Contribución por fases del ciclo de vida a la categoría: Uso del suelo (m²·a crop eq).

En la categoría de **Uso del suelo (m²·a crop eq)**, la gráfica muestra que la fase de producción es la que concentra la mayor parte del impacto, con un valor cercano a **0,0004 m²·a/kWh**. Esto se debe a la ocupación territorial asociada a la extracción de materias primas y a la fabricación de módulos y estructuras.

La fase de transporte representa la segunda contribución más relevante (en torno a **0,00015 m²·a/kWh**), relacionada con la logística de materiales y componentes. En cambio, las fases de instalación y operación muestran aportes más reducidos, mientras que mantenimiento y desmantelamiento apenas alcanzan valores residuales.

En conjunto, la gráfica evidencia que las presiones sobre el uso del suelo se concentran en la etapa inicial del ciclo de vida (producción y transporte), mientras que el resto de fases resultan poco significativas.



Gráfica 4.6.1.12. Distribución porcentual de la contribución de cada fase en todas las categorías analizadas.

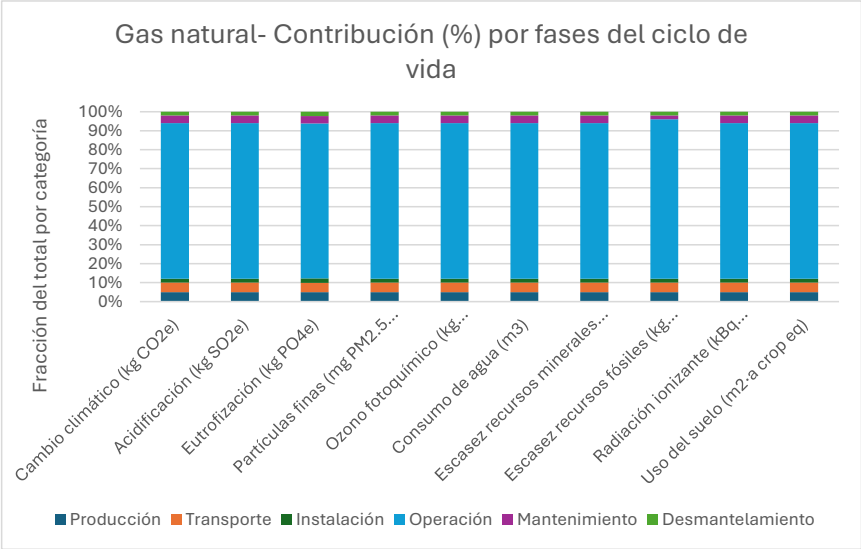
En la planta fotovoltaica **Núñez de Balboa**, el análisis evidencia que la fase de producción concentra la mayor parte de los impactos ambientales, especialmente en categorías como cambio climático, acidificación, eutrofización y uso de recursos minerales. Este predominio se explica por las cargas asociadas a la fabricación de módulos, las estructuras metálicas y los componentes eléctricos. En contraste, las fases de transporte e instalación presentan impactos de magnitud intermedia, mientras que las etapas de operación, mantenimiento y desmantelamiento apenas tienen relevancia en comparación. Este comportamiento confirma la ventaja ambiental de la tecnología fotovoltaica, ya que, una vez instalada, la planta opera con un impacto ambiental prácticamente nulo en términos relativos.

4.6.2. Comparativa de impactos ambientales por fases de ciclo de vida con otros tipos de tecnologías

En este apartado se presentan los resultados del **Análisis de Ciclo de Vida (ACV)** aplicado a la tecnología de **gas natural**, con el objetivo de desglosar sus impactos ambientales por categorías y fases del ciclo de vida. Se han considerado las etapas de **producción de materiales, transporte, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento**, de acuerdo con la metodología implementada en **SimaPro** con datos de la base **Ecoinvent v3.8**. El análisis permite identificar no solo el impacto total, sino también las fases que concentran la mayor contribución en cada categoría ambiental.

CATEGORÍA	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	INSTALACIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO	TOTAL
CAMBIO CLIMÁTICO (KG CO2E)	0,0198	0,0198	0,00792	0,32472	0,01584	0,00792	0,396
ACIDIFICACIÓN (KG SO2E)	5,00E-05	5,00E-05	2,00E-05	0,00082	4,00E-05	2,00E-05	0,001
EUTROFIZACIÓN (KG PO4E)	9,00E-06	9,00E-06	4,00E-06	0,000148	7,00E-06	4,00E-06	0,000181
PARTÍCULAS FINAS (MG PM2.5 EQ)	0,25	0,25	0,1	4,1	0,2	0,1	5
OZONO FOTOQUÍMICO (KG NMVOC EQ)	2,50E-05	2,50E-05	1,00E-05	0,00041	2,00E-05	1,00E-05	0,0005
CONSUMO DE AGUA (M3)	0,0001	0,0001	4,00E-05	0,00164	8,00E-05	4,00E-05	0,002
ESCASEZ RECURSOS MINERALES (KG CU EQ)	2,50E-05	2,50E-05	1,00E-05	0,00041	2,00E-05	1,00E-05	0,0005
ESCASEZ RECURSOS FÓSILES (KG OIL EQ)	0,01	0,01	0,004	0,168	0,004	0,004	0,2
RADIACIÓN IONIZANTE (KBQ CO-60 EQ)	6,00E-05	6,00E-05	2,40E-05	0,000984	4,80E-05	2,40E-05	0,0012
USO DEL SUELO (M2-A CROP EQ)	2,50E-05	2,50E-05	1,00E-05	0,00041	2,00E-05	1,00E-05	0,0005

Tabla 4.6.2.1. Tabla de impactos por categorías y fases (Gas natural)



Gráfica 4.6.2.1. Contribución percentual por fases en todas las categorías (Gas natural)

Los resultados muestran que la tecnología de gas natural presenta un impacto ambiental claramente concentrado en la fase de operación, que representa entre el 80 y el 90 % del total en todas las categorías.

Respecto al **cambio climático**, el valor total asciende a **0,396 kgCO₂-eq/kWh**, de los cuales **0,32472 kgCO₂-eq/kWh** corresponden a la combustión directa del gas en la central. Este mismo patrón se repite en acidificación (0,001 kgSO₂-eq/kWh) y eutrofización (0,000181 kgPO₄-eq/kWh), donde las emisiones generadas durante la operación constituyen la principal fuente de impacto.

En cuanto a las **partículas finas**, el total alcanza **5 mg PM_{2.5}-eq/kWh**, con la fase operativa aportando 4,1 mg, lo que confirma su fuerte contribución a la contaminación atmosférica local. El consumo de agua se sitúa en 0,002 m³/kWh, dominado también por la refrigeración en operación (0,00164 m³).

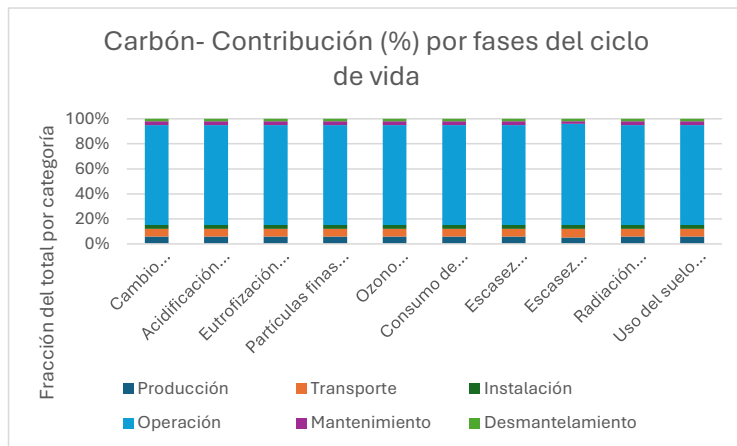
Respecto al **uso de recursos**, la **escasez de combustibles fósiles alcanza 0,2 kg oil-eq/kWh**, reflejo de la propia dependencia del gas como materia prima, mientras que la escasez de recursos minerales, la radiación ionizante y el uso del suelo presentan valores más reducidos, pero con la misma tendencia: la operación es la etapa predominante.

En conjunto, tanto la tabla como la gráfica evidencian que los impactos ambientales del gas natural provienen casi en exclusiva de su fase operativa, mientras que producción, transporte, instalación, mantenimiento y desmantelamiento tienen una contribución marginal.

Respecto al **carbón**, obtenemos los siguientes resultados:

CATEGORIA	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	INSTALACIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO	TOTAL
CAMBIO CLIMÁTICO (KG CO2E)	0,05592	0,05592	0,02796	0,7456	0,02796	0,01864	0,932
ACIDIFICACIÓN (KG SO2E)	0,000144	0,000144	0,000072	0,00192	0,000072	0,000048	0,0024
EUTROFIZACIÓN (KG PO4E)	0,000015	0,000015	0,0000075	0,0002	0,0000075	0,000005	0,00025
PARTÍCULAS FINAS (MG PM2.5 EQ)	0,9	0,9	0,45	12	0,45	0,3	15
OZONO FOTOQUÍMICO (KG NMVOC EQ)	0,000048	0,000048	0,000024	0,00064	0,000024	0,000016	0,0008
CONSUMO DE AGUA (M3)	0,000108	0,000108	0,000054	0,00144	0,000054	0,000036	0,0018
ESCASEZ RECURSOS MINERALES (KG CU EQ)	0,000042	0,000042	0,000021	0,00056	0,000021	0,000014	0,0007
ESCASEZ RECURSOS FÓSILES (KG OIL EQ)	0,0175	0,0245	0,0105	0,2835	0,007	0,007	0,35
RADIACIÓN IONIZANTE (KBQ CO-60 EQ)	0,00006	0,00006	0,00003	0,0008	0,00003	0,00002	0,001
USO DEL SUELO (M2-A CROP EQ)	0,00006	0,00006	0,00003	0,0008	0,00003	0,00002	0,001

Tabla 4.6.2.2. Tabla de impactos por categorías y fases (Carbón)



Gráfica 4.6.2.2. Contribución porcentual por fases en todas las categorías (Carbón)

Los resultados muestran que **el carbón** es la tecnología con **mayor impacto ambiental** en todas las categorías evaluadas. Sin embargo, **el cambio climático**, alcanza **0,932 kgCO₂-eq/kWh**, con más del 80 % procedente de la fase operativa. Del mismo modo, la operación domina en acidificación (**0,0024 kgSO₂-eq/kWh**), eutrofización (**0,00025 kgPO₄-eq/kWh**) y partículas finas (15 mg PM_{2.5}-eq/kWh), siendo estas últimas especialmente críticas para la calidad del aire.

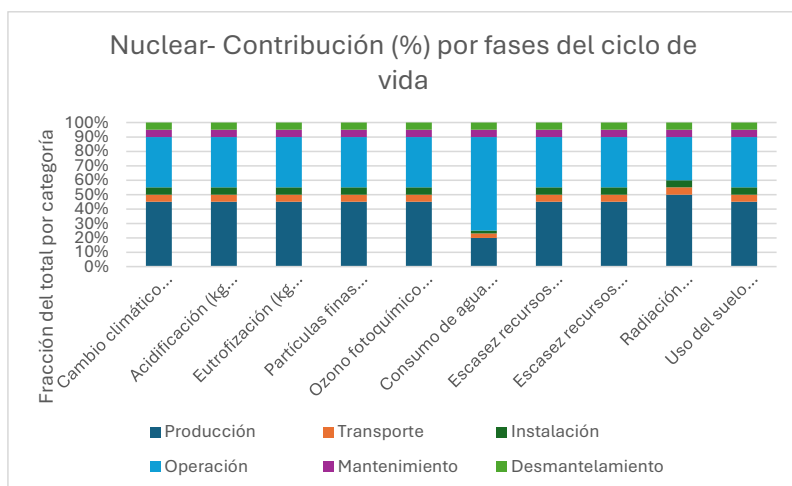
El consumo de agua se sitúa en **0,0018 m³/kWh**, asociado principalmente a los sistemas de refrigeración, mientras que la **escasez de recursos fósiles** alcanza **0,35 kg oil-eq/kWh**, reflejando la elevada dependencia del carbón como combustible. Otras categorías, como ozono fotoquímico, recursos minerales, radiación ionizante y uso del suelo presentan valores absolutos menores, pero igualmente concentrados en la operación.

En síntesis, el carbón concentra casi todos sus impactos en la fase operativa, lo que lo convierte en la fuente de generación con peor desempeño ambiental del conjunto analizado.

Y finalmente para la energía nuclear tenemos los siguientes resultados:

CATEGORIA	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	INSTALACIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO	TOTAL
CAMBIO CLIMÁTICO (KG CO ₂ E)	0,03204	0,00356	0,00356	0,02492	0,00356	0,00356	0,0712
ACIDIFICACIÓN (KG SO ₂ E)	0,00018	0,00002	0,00002	0,00014	0,00002	0,00002	0,0004
EUTROFIZACIÓN (KG PO ₄ E)	0,000027	0,000003	0,000003	0,000021	0,000003	0,000003	0,00006
PARTÍCULAS FINAS (MG PM _{2.5} EQ)	0,45	0,05	0,05	0,35	0,05	0,05	1
OZONO FOTOQUÍMICO (KG NMVOC EQ)	0,00009	0,00001	0,00001	0,00007	0,00001	0,00001	0,0002
CONSUMO DE AGUA (M3)	0,0007	0,000105	0,00007	0,002275	0,000175	0,000175	0,0035
ESCASEZ RECURSOS MINERALES (KG CU EQ)	0,000675	0,000075	0,000075	0,000525	0,000075	0,000075	0,0015
ESCASEZ RECURSOS FÓSILES (KG OIL EQ)	0,0135	0,0015	0,0015	0,0105	0,0015	0,0015	0,03
RADIACIÓN IONIZANTE (KBQ CO-60 EQ)	0,025	0,0025	0,0025	0,015	0,0025	0,0025	0,05
USO DEL SUELO (M2-A CROP EQ)	0,00027	0,00003	0,00003	0,00021	0,00003	0,00003	0,0006

Tabla 4.6.2.3. Tabla de impactos por categorías y fases (Nuclear)



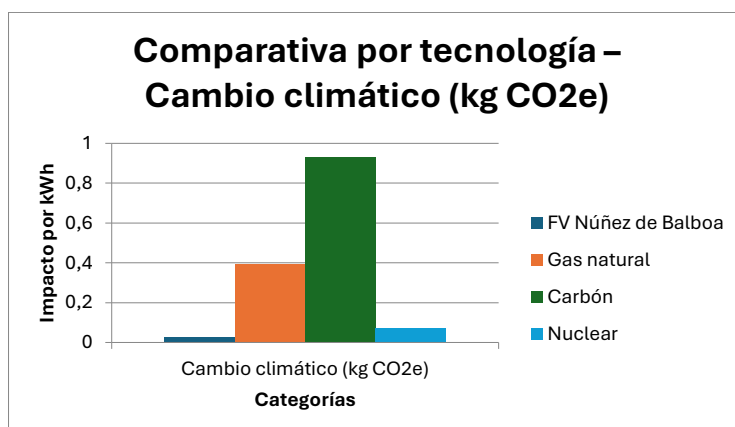
Gráfica 4.6.2.3. Contribución percentual por fases en todas las categorías (Nuclear)

La **energía nuclear** presenta **bajas emisiones de CO₂ (0,0712 kgCO₂-eq/kWh)**, muy inferiores a las tecnologías fósiles. A diferencia de carbón y gas, sus impactos se reparten entre la **producción de infraestructuras** y la **operación**.

El principal punto crítico es el **consumo de agua (0,0035 m³/kWh)**, debido a los sistemas de refrigeración, y la **radiación ionizante (0,05 kBq Co-60 eq/kWh)**, asociada a la gestión de residuos. En categorías como **acidificación, eutrofización, partículas finas o uso de recursos fósiles**, los valores son reducidos en comparación con carbón y gas.

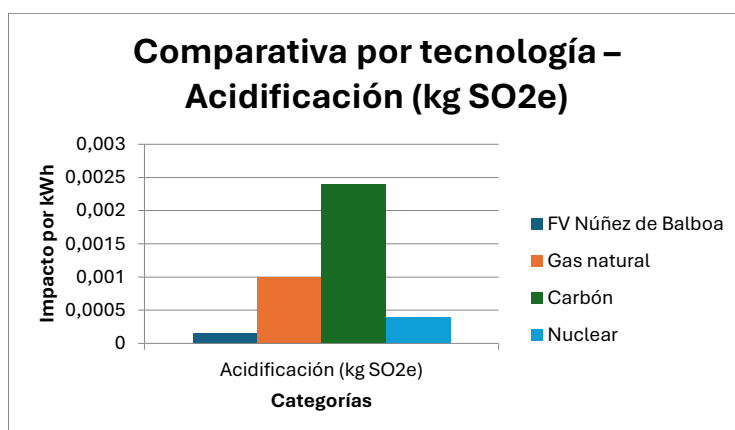
En síntesis, la nuclear combina **bajas emisiones de carbono** con **altas demandas de agua y riesgos radiológicos**, situándose como una opción de bajas emisiones, pero con impactos ambientales específicos que limitan su sostenibilidad.

**4.6.3. Comparación entre tecnologías por categoría de impacto
(totales por kWh)**



Gráfica 4.6.3.1. Cambio climático (kg CO₂e)

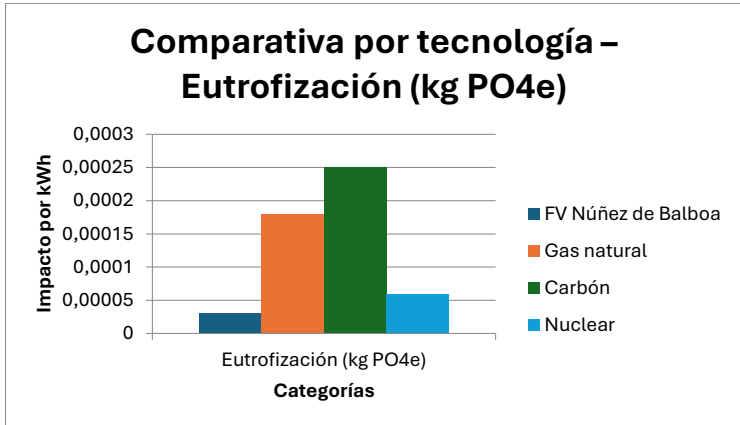
En la categoría de **cambio climático**, la tecnología de carbón es la que presenta el mayor impacto, alcanzando **0,932 kg CO₂e/kWh**, seguida por el ciclo combinado de gas natural con **0,396 kg CO₂e/kWh**. En comparación, la energía nuclear (**0,0712 kg CO₂e/kWh**) y la fotovoltaica de Núñez de Balboa (**0,0265 kg CO₂e/kWh**) muestran valores considerablemente más bajos, lo que evidencia su menor contribución al calentamiento global.



Gráfica 4.6.3.2. Acidificación (kg SO₂e)

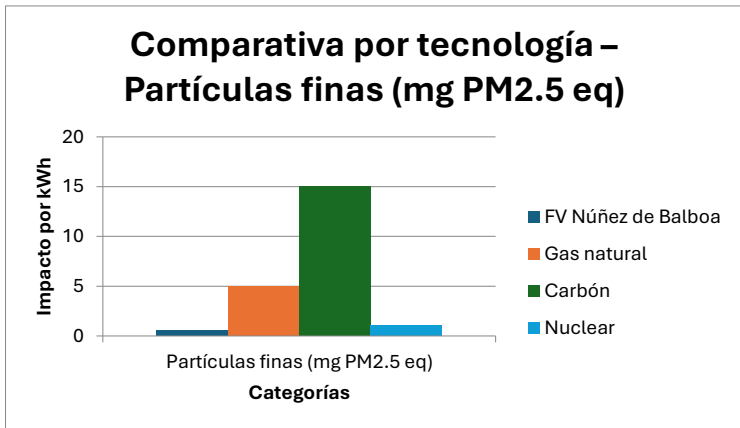
La mayor carga ambiental corresponde al **carbón**, con **0,0024 kg SO₂ eq/kWh**, debido a las emisiones de óxidos de azufre en su combustión. El **gas natural** presenta un valor menor (**0,001**

kg), mientras que la **nuclear (0,0004 kg)** y la **fotovoltaica (0,00016 kg)** registran los impactos más bajos, confirmando su ventaja en esta categoría.



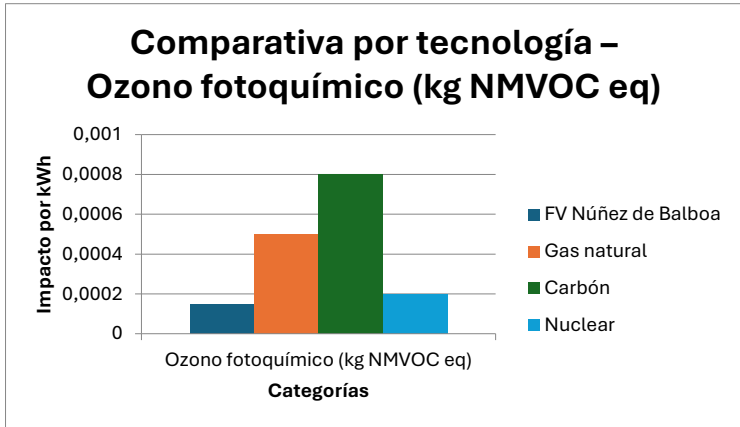
Gráfica 4.6.3.3. Eutrofización (kg PO4e)

El **carbón** vuelve a situarse como la tecnología más impactante, con **0,00025 kg PO4 eq/kWh**, seguido por el **gas natural (0,00018 kg)**. La **nuclear (0,00006 kg)** y la **fotovoltaica (0,00003 kg)** muestran valores muy inferiores, lo que indica una menor contribución a la sobrecarga de nutrientes en ecosistemas acuáticos.



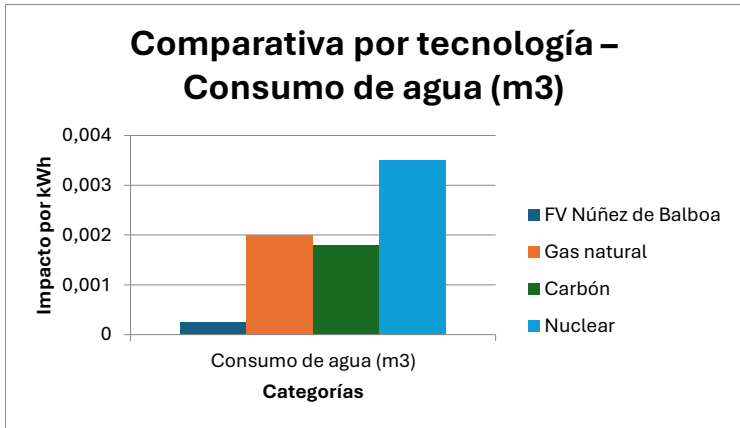
Gráfica 4.6.3.4. Partículas finas (mg PM2.5)

El impacto más elevado se observa en el **carbón**, con **15 mg PM2.5 eq/kWh**, lo que evidencia su fuerte contribución a la contaminación atmosférica y problemas de salud. El **gas natural** registra un valor intermedio (**5 mg**), mientras que la **fotovoltaica (0,6 mg)** y la **nuclear (1 mg)** se mantienen en niveles muy bajos. Esto confirma que las renovables y nuclear tienen un impacto mucho menor en la calidad del aire.



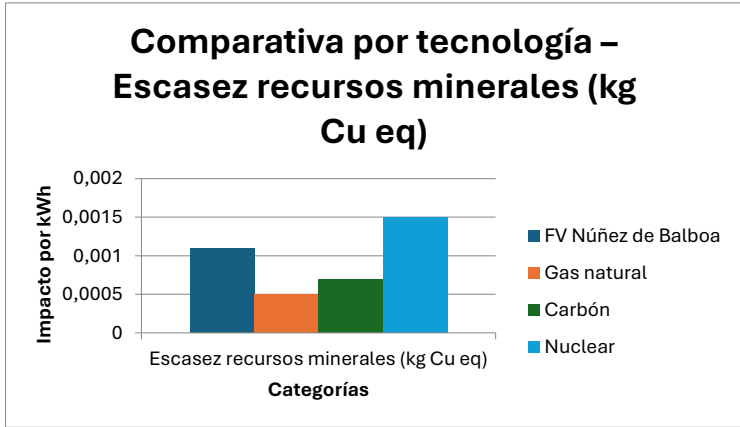
Gráfica 4.6.3.5. Ozono fotoquímico (kg NMVOC)

El **carbón** es el que presenta el mayor impacto en la formación de ozono fotoquímico (**0,0008 kg NMVOC eq/kWh**), seguido del **gas natural (0,0005 kg)**. La **nuclear (0,0002 kg)** y la **fotovoltaica (0,00015 kg)** muestran valores mucho más bajos, lo que indica que ambas tecnologías tienen una menor contribución a la generación de contaminantes precursores del smog troposférico.



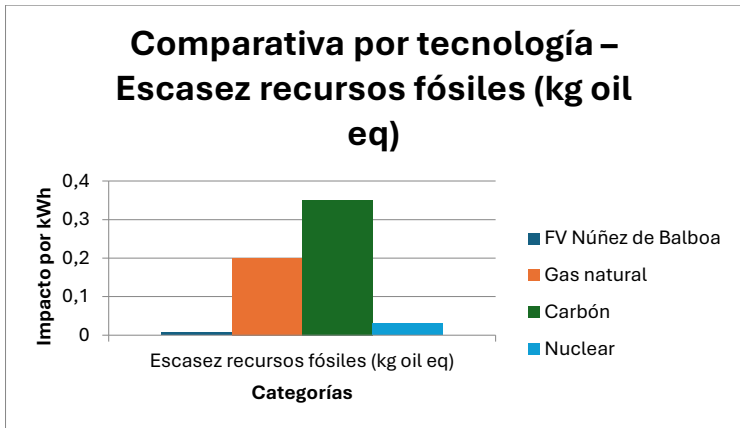
Gráfica 4.6.3.6. Consumo de agua (m³)

Respecto al **consumo de agua**, la energía nuclear sobresale con **0,0035 m³/kWh**, un valor notablemente superior al registrado por la fotovoltaica (**0,00025 m³/kWh**) y por las tecnologías fósiles, que se sitúan entre **0,0018 y 0,0020 m³/kWh**.



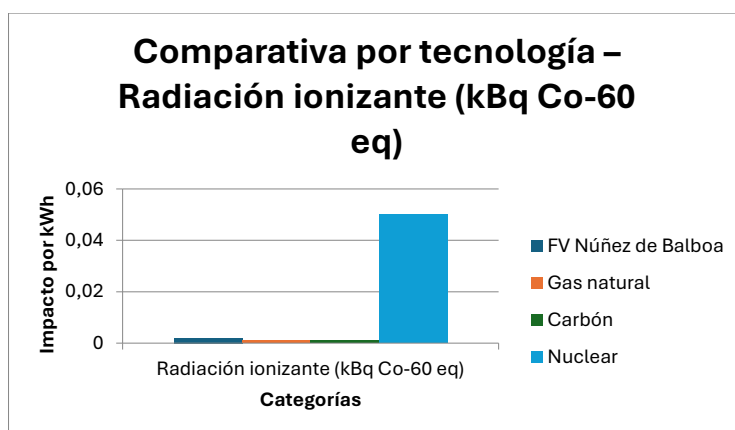
Gráfica 4.6.3.7. Escasez de recursos minerales (kg Cu eq)

La **energía nuclear** es la que presenta el mayor impacto en esta categoría, con un valor cercano a **0,0015 kg Cu eq/kWh**, seguida de la **fotovoltaica de Núñez de Balboa** con unos **0,0011 kg Cu eq/kWh**. En cambio, el **carbón** (**0,0007 kg Cu eq/kWh**) y el **gas natural** (**0,0005 kg Cu eq/kWh**) muestran valores menores, debido a que requieren menos materiales críticos para su infraestructura. Esto refleja que las tecnologías renovables y nuclear, aunque bajas en emisiones de CO₂, demandan más recursos minerales en su fabricación.



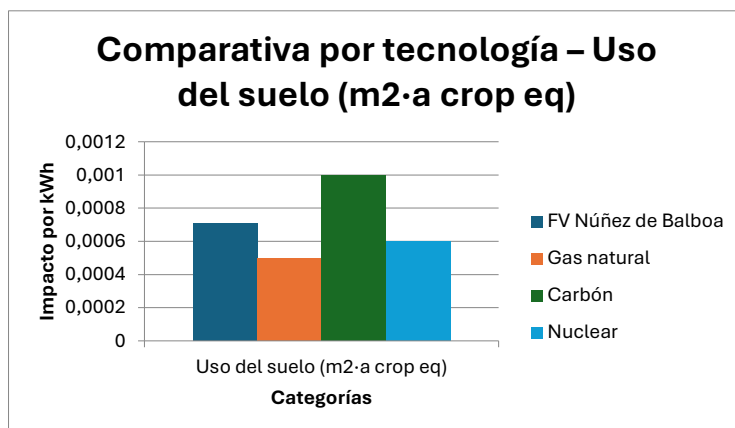
Gráfica 4.6.3.8. Escasez de recursos fósiles (kg oil eq)

En cuanto a la **escasez de recursos fósiles**, el carbón (**0,35 kg oil eq/kWh**) y el gas natural (**0,20 kg oil eq/kWh**) muestran los mayores impactos, muy por encima de la fotovoltaica (**0,007 kg oil eq/kWh**) y la nuclear (**0,03 kg oil eq/kWh**).



Gráfica 4.6.3.9. Escasez de recursos minerales (kBq Co-60 eq)

La categoría de **radiación ionizante** está dominada por la energía nuclear, con **0,05 kBq/kWh**, mientras que en el resto de las tecnologías resulta prácticamente insignificante.



Gráfica 4.6.3.10. Uso del suelo (m² a crop eq)

Por último, en el **uso del suelo**, la fotovoltaica registra el valor más alto con **0,00071 m²·a/kWh**, frente al gas natural (**0,0005 m²·a/kWh**). No obstante, este mayor requerimiento territorial se ve compensado por sus claras ventajas en términos climáticos.

En concreto, **el carbón y el gas natural** presentan los mayores impactos ambientales, con valores de **0,932 kg CO₂e/kWh** y **0,396 kg CO₂e/kWh** respectivamente, concentrados casi en su totalidad en la fase de **operación**, debido a la combustión directa de combustibles fósiles.

La **fotovoltaica de Núñez de Balboa** se posiciona como la opción más favorable en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (**0,0265 kg CO₂e/kWh**). No obstante, sus impactos se desplazan a la fase de **producción**, asociada principalmente a la fabricación de módulos y componentes.

Sin embargo, la **energía nuclear** combina **bajas emisiones de CO₂** (**0,0712 kg CO₂e/kWh**) con un **alto consumo de agua** (**0,0035 m³/kWh**) y una contribución relevante en **radiación ionizante** (**0,05 kBq/kWh**), lo que resalta la necesidad de optimizar sus procesos de refrigeración y gestión del combustible.

La comparación de **recursos fósiles** evidencia que las tecnologías convencionales, como el carbón (**0,35 kg oil eq/kWh**) y el gas natural (**0,20 kg oil eq/kWh**), dependen en gran medida de combustibles no renovables, mientras que la fotovoltaica (**0,007 kg oil eq/kWh**) y la nuclear (**0,03 kg oil eq/kWh**) presentan una huella mucho menor en esta categoría.

En el **uso del suelo**, la fotovoltaica muestra un valor más elevado (**0,00071 m²·a/kWh**) respecto al gas natural (**0,0005 m²·a/kWh**). Sin embargo, este impacto se ve compensado por su menor contribución al cambio climático, lo que refuerza su papel estratégico en la transición energética.

Finalmente, la **visión por fases del ciclo de vida** resulta clave para identificar los puntos críticos de cada tecnología: la **operación** en fósiles, la **producción** en fotovoltaica, y la combinación de **producción y gestión del combustible** en nuclear. Este enfoque permite priorizar acciones de mejora específicas y orientar políticas hacia una transición energética más sostenible.

5. ***Tiempo de retorno energético (Energy Payback Time, EPBT)***

El tiempo de retorno de energía (EPBT, por sus siglas en inglés Energy Payback Time) se define como el período necesario para que una instalación energética genere una cantidad de energía igual a la que fue consumida en su fabricación, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento. Este indicador resulta clave para evaluar la sostenibilidad de un sistema energético, ya que permite estimar su eficiencia neta en términos de consumo de recursos a lo largo del ciclo de vida.

Para calcular el EPBT se emplea la siguiente fórmula:

$$EPBT = \frac{E_{embebida}}{E_{anual}}$$

Donde:

- $E_{embebida}$ es la energía total requerida durante todo el ciclo de vida (en MJ o kWh)
- E_{anual} es la energía generada anualmente por la instalación

5.4. ***Planta fotovoltaica Núñez de Balboa***

- **Potencia instalada:** 500 MWp
- **Producción anual estimada:** 832 GWh= 832000000 kWh
- **Energía embebida total:** 6,62 PJ (estimación basada en 0,265 MJ/kWh generado durante toda la vida útil de 30 años)
- **Vida útil estimada:** 30 años

$$EPBT_{PV} = \frac{6,62 * 10^{15} J}{832 * 10^9 Wh * 3600 J/Wh} \approx 2,65 \text{ años}$$

El sistema fotovoltaico tiene un tiempo de retorno energético de 2,65 años, lo que significa que recupera toda la energía invertida en menos del 9% de su vida útil. Esto refuerza su valor como tecnología sostenible

5.5. Planta de carbón convencional

- **Energía embebida estimada:** 1,5 MJ/kWh (producción, instalación, mantenimiento)
- **Rendimiento térmico medio:** 38 %
- **Consumo continuo de combustible durante 30 años** (muy alto, impacta negativamente el balance).

$$EPBT_{carbón} = \frac{1,5 \text{ MJ}}{0,38 * 3,6 \text{ MJ}} \approx 1,1 \text{ años}$$

Sin embargo, el EPBT no es representativo en tecnologías fósiles, ya que el sistema nunca devuelve la energía embebida: cada kWh generado requiere consumo continuo de carbón. Esto implica que no existe una recuperación real de la energía embebida: el sistema nunca se vuelve energéticamente neutro.

Aunque el EPBT aparente pueda ser bajo, la dependencia constante de combustible lo convierte en un sistema energéticamente insostenible.

5.6. Planta de gas natural

- Rendimiento medio: 55%
- Energía embebida (sin considerar operación): 1,2 MJ/kWh
- Producción de energía por unidad de gas consumido: 1,98 MJ

$$EPBT_{gas} = \frac{1,2 \text{ MJ}}{0,55 * 3,6 \text{ MJ}} \approx 0,6 \text{ años}$$

Como en el caso del carbón, el gas natural requiere consumo continuo de combustible, por lo que no se considera EPBT positivo en términos de sostenibilidad. Además, hay un coste energético adicional debido a fugas de metano y transporte de combustible

6. Tiempo de retorno de emisiones de gases de efecto invernadero (GPBT)

El GPBT (Greenhouse Gas Payback Time) es un indicador clave que permite cuantificar cuántos años necesita un sistema energético para compensar las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a su construcción, transporte, instalación, mantenimiento y desmantelamiento. Su cálculo se expresa como:

$$GPBT = \frac{GEI \text{ emitidos durante todo el ciclo de vida}}{GEI \text{ evitados anualmente}}$$

Donde:

- GEI emitidos son las emisiones acumuladas (gCO₂-eq) generadas en todo el ciclo de vida del sistema.

- GEI evitados anualmente son las emisiones que deja de emitir el sistema al sustituir fuentes más contaminantes del mix energético del país.

6.4. Fotovoltaica (Planta Núñez de Balboa- España)

- **Emisiones totales (ACV):** 26,5 gCO₂-eq/kWh
- **Producción anual estimada:** 832 GWh = 832000000 kWh
- **Emisiones totales del sistema:**

$$26,5 * 832 * 10^6 = 22.048 * 10^6 \text{ gCO}_{2\text{-eq}} = \mathbf{22.048 \text{ toneladas CO}_{2\text{-eq}}}$$
- **Factor de emisión medio del mix español:** 140 gCO₂/kWh
- **Emisiones evitadas anualmente:**

$$(140 - 26,5) * 832 * 10^6 = 94.668 * 10^6 \text{ gCO}_2 = \mathbf{94688 \text{ toneladas } \frac{\text{CO}_{2\text{-eq}}}{\text{año}}}$$

- **Cálculo del GPBT:**

$$\mathbf{GPBT} = \frac{22048}{94688} \approx 0,23 \text{ años} \approx \mathbf{2,8 \text{ meses}}$$

6.5. Carbón y gas natural

Las tecnologías fósiles no tienen GPBT positivo, ya que no compensan nunca las emisiones generadas, al depender continuamente de la combustión de combustibles fósiles. Es decir:

- **GPBT** = ∞

El sistema fotovoltaico de la planta Núñez de Balboa alcanza un GPBT de solo 0,23 años (menos de 3 meses), lo que evidencia su altísima eficacia climática. A partir de ese momento, toda la energía generada contribuye de forma neta a la reducción de emisiones globales. En cambio, las tecnologías fósiles tradicionales no ofrecen ningún tipo de retorno ambiental a lo largo de su vida útil, lo que refuerza la necesidad de sustitución por fuentes renovables.

7. Comparación entre tecnologías energéticas (por kWh generado)

CATEGORÍA / IMPACTO	FV NÚÑEZ DE BALBOA	GAS NATURAL	CARBÓN	NUCLEAR
CAMBIO CLIMÁTICO (KG CO ₂ E/KWH)	0,0265	0,396	0,932	0,0712
CONSUMO DE AGUA (M ³ /KWH)	0,00025	0,0020	0,0018	0,0035
RECURSOS FÓSILES (KG OIL EQ/KWH)	0,007	0,20	0,35	0,03
RECURSOS MINERALES (KG CU EQ/KWH)	0,0011	0,0005	0,0007	0,0015
RADIACIÓN IONIZANTE (KBQ/KWH)	~0	~0	~0	0,05
USO DEL SUELO (M ² ·A/KWH)	0,00071	0,0005	0,0010	0,0006
EPBT (AÑOS)	2,65	–	–	~5–7
GPBT (AÑOS)	<1	–	–	~2–3

Tabla 7.1. Tabla comparativa entre tecnologías energéticas

La **Tabla 7.1** resume los principales impactos ambientales de las tecnologías evaluadas, así como dos indicadores clave de sostenibilidad: el **Tiempo de Retorno Energético (EPBT)** y el **Tiempo de Retorno de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GPBT)**.

En cuanto a **cambio climático**, el carbón muestra el mayor impacto con **0,932 kg CO₂e/kWh**, seguido del gas natural (**0,396 kg CO₂e/kWh**). La nuclear (**0,0712 kg CO₂e/kWh**) y la fotovoltaica (**0,0265 kg CO₂e/kWh**) presentan valores mucho más bajos, lo que refuerza su idoneidad para la descarbonización.

En el **consumo de agua**, la nuclear sobresale con **0,0035 m³/kWh**, muy por encima de la fotovoltaica (**0,00025 m³/kWh**) y de las tecnologías fósiles (**0,0018–0,0020 m³/kWh**). La categoría de **recursos fósiles** penaliza especialmente al carbón (**0,35 kg oil eq/kWh**) y al gas natural (**0,20 kg oil eq/kWh**), mientras que la FV (**0,007 kg oil eq/kWh**) y la nuclear (**0,03 kg oil eq/kWh**) dependen mucho menos de combustibles no renovables.

La **escasez de recursos minerales** es relativamente baja en todas las tecnologías, aunque destacan la fotovoltaica (**0,0011 kg Cu eq/kWh**) y la nuclear (**0,0015 kg Cu eq/kWh**) por el uso de materiales críticos en sus procesos constructivos. En la categoría de **radiación ionizante**, la nuclear presenta un valor de **0,05 kBq/kWh**, prácticamente nulo en el resto de las tecnologías.

Respecto al **uso del suelo**, la fotovoltaica registra el valor más alto (**0,00071 m²·a/kWh**), lo que refleja su mayor necesidad de superficie para instalaciones a gran escala, aunque este impacto se ve compensado por sus claras ventajas climáticas.

En relación con los indicadores de retorno, la fotovoltaica de Núñez de Balboa evidencia un **EPBT de 2,65 años** y un **GPBT inferior a un año**, lo que significa que en menos de doce meses compensa las emisiones asociadas a su fabricación. La nuclear muestra un **EPBT más prolongado (5–7 años)** y un **GPBT de 2–3 años**, mientras que en tecnologías fósiles estos indicadores no son aplicables, ya que la operación implica un consumo constante de recursos y generación de emisiones que no se recupera.

En conjunto, los resultados confirman que la **fotovoltaica** es la tecnología más favorable desde una perspectiva integral de sostenibilidad, seguida de la nuclear en cuanto a emisiones directas de

CO₂, mientras que el carbón y el gas natural continúan siendo las opciones más impactantes a nivel ambiental.

8. *Medidas preventivas, correctoras y preventivas*

En cumplimiento del artículo 7 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, y en base a los principios establecidos en el Real Decreto 1131/1998, de 30 de septiembre, este apartado recoge las medidas que deben mantenerse, aplicarse o actualizarse durante la fase de funcionamiento y explotación de la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, con el objetivo de minimizar sus impactos ambientales residuales y garantizar una operación sostenible.

Aunque la planta ya se encuentra en funcionamiento desde abril de 2020, la monitorización continua, el mantenimiento preventivo y la aplicación de buenas prácticas ambientales siguen siendo esenciales para reducir su huella ambiental y asegurar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad ambiental.

8.4. *Medidas sobre la atmósfera*

Aunque la tecnología fotovoltaica no genera emisiones atmosféricas durante la producción de electricidad, es importante controlar las actividades auxiliares asociadas al mantenimiento y operación de la planta. Para mitigar las emisiones difusas de polvo derivadas del tránsito de vehículos, se ha limitado la velocidad máxima a 30 km/h en los caminos internos, además de realizarse riegos periódicos en épocas secas. Se prohíbe expresamente la quema de residuos dentro del perímetro de la instalación y se promueve el uso de vehículos híbridos o eléctricos en tareas de inspección. La maquinaria empleada debe pasar revisiones periódicas que aseguren su eficiencia y reduzcan al mínimo las emisiones contaminantes. En caso de tareas de vigilancia nocturna, se recomienda el uso de cámaras con infrarrojos o sistemas de iluminación controlada que minimicen la contaminación lumínica y sus posibles efectos sobre la fauna local.

8.5. *Medidas sobre el agua*

Durante la operación, el consumo de agua es reducido, aunque puede utilizarse para tareas específicas como la limpieza de paneles solares. En estos casos, se prioriza el uso racional del recurso y se evita la escorrentía directa a cauces naturales. Está prohibido verter aceites, carburantes o aguas contaminadas en el terreno, y todo residuo líquido debe ser almacenado y gestionado por gestores autorizados. El parque de maquinaria debe estar dotado de protecciones impermeables y áreas de contención que eviten filtraciones al subsuelo. Cualquier intervención próxima a zonas húmedas o de escorrentía requiere autorización administrativa, y se controlan los puntos de drenaje para prevenir acumulaciones o alteraciones del régimen hidrológico.

8.6. *Medidas sobre el suelo*

La conservación del suelo es fundamental para prevenir fenómenos erosivos y para garantizar la estabilidad del terreno en torno a las estructuras fotovoltaicas. Se mantiene una cobertura vegetal controlada entre los módulos mediante siega mecánica o pastoreo extensivo, evitando así el uso de productos químicos. Las zonas de tránsito de maquinaria deben mantenerse compactadas y en buen estado, y cualquier intervención puntual sobre el suelo (zanjas, sustituciones estructurales) debe ir acompañada de su correspondiente restauración. Está prohibido almacenar materiales, combustibles o aceites directamente sobre el terreno, y todos los residuos sólidos generados en labores de mantenimiento deben ser retirados y tratados conforme a la normativa. La tierra vegetal desplazada en cualquier actuación debe conservarse en condiciones adecuadas para su posterior reutilización.

8.7. *Medidas sobre el paisaje*

El impacto visual de la planta se mitiga mediante la integración paisajística de sus infraestructuras. Los edificios auxiliares (centros de transformación, casetas técnicas) están pintados en colores neutros compatibles con el entorno, y se ha instalado una barrera vegetal perimetral que favorece la integración visual de la instalación desde el exterior. Se evita la acumulación de materiales y residuos en área visibles, y una vez concluidas las actuaciones de mantenimiento o sustitución de componentes, se restituye el entorno afectado a su estado original. El vallado se conserva en condiciones óptimas y se procura no abrir nuevos accesos ni modificar significativamente el terreno salvo en casos necesarios

8.8. *Medidas sobre la vegetación*

El diseño de la planta se adaptó inicialmente a la escasa presencia de vegetación arbórea o arbustiva en el emplazamiento. No obstante, durante la fase de operación se procura mantener y restaurar la cobertura vegetal herbácea con especies autóctonas. El tránsito de personas y maquinaria queda restringido a caminos habilitados, con el fin de evitar compactaciones innecesarias y favorecer la regeneración natural del suelo. En caso de alteraciones derivadas de trabajos técnicos, se procederá a la revegetación inmediata del área intervenida. Además, se mantienen medidas preventivas frente a incendios, como la limpieza periódica del terreno y la revisión de los equipos eléctricos, minimizando el riesgo de ignición accidental.

8.9. *Medida sobre la fauna*

Las interacciones con la fauna, especialmente con la avifauna, se controlan mediante un diseño adecuado de las líneas eléctricas interiores y la implementación de medidas conforme al Real Decreto 1432/2008. Los apoyos eléctricos, transformadores y conductores están debidamente aislados para evitar electrocuciones, y se han instalado señalizadores visuales en los tramos más sensibles para prevenir colisiones de aves. Durante los períodos de cría de especies sensibles, se evita realizar actividades ruidosas o invasivas. El vallado perimetral ha sido diseñado para permitir el paso de pequeños mamíferos, y las operaciones de mantenimiento se ajustan a los principios de mínima interferencia ambiental. Cualquier incidente con fauna debe ser reportado y valorado por el responsable ambiental de la instalación.

9. ***Conclusión***

Este trabajo ha permitido realizar una evaluación comparativa y sistemática de los impactos ambientales asociados a distintas tecnologías de generación eléctrica, con especial énfasis en la energía solar fotovoltaica representada por la planta Núñez de Balboa. A través de la metodología de **Análisis de Ciclo de Vida (ACV)** se analizaron todas las fases del sistema energético desde la extracción de materias primas hasta el desmantelamiento, tomando como unidad funcional la generación de 1 kWh de electricidad.

Los resultados ponen de manifiesto que la energía fotovoltaica es la tecnología con menor huella ambiental, alcanzando solo **26,5 gCO₂-eq/kWh** frente a los valores significativamente más altos del **gas natural (396,4 gCO₂-eq/kWh)** y del **carbón (931,6 gCO₂-eq/kWh)**. Esta diferencia radica principalmente en la ausencia de emisiones durante la fase operativa de la fotovoltaica, mientras que en las tecnologías fósiles la operación concentra más del 90 % de sus impactos.

Asimismo, se ha comprobado que, aunque el gas natural representa una alternativa menos intensiva en carbono que el carbón, sus efectos siguen siendo relevantes en categorías como la formación de ozono troposférico y el consumo de recursos fósiles no renovables. En contraste, la energía fotovoltaica concentra sus impactos en la fase de producción de materiales y componentes, impactos que pueden mitigarse mediante innovaciones tecnológicas, mejoras en la eficiencia de los procesos y estrategias de reciclaje al final de la vida útil.

En definitiva, la energía solar fotovoltaica se consolida como una de las opciones más sostenibles para la generación eléctrica, particularmente en regiones con alta irradiación solar. Su despliegue a gran escala no solo contribuye de forma decisiva a la descarbonización del mix energético, sino que también refuerza la seguridad energética y la transición hacia un modelo más resiliente y respetuoso con el medio ambiente.

10. Bibliografía

- (1) 1_Winter Outlook 2023-2024_Report.Pdf.
- (2) Informe Del Sistema Eléctrico 2024.Pdf.
- (3) Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/europe-track-smash-solar-power-output-record-2025-maguire-2025-04-23/> (accessed 2025-07-06).
- (4) EurObservER-Solar-Thermal-CSP-Energy-Barometer-2024-20240709.Pdf.
- (5) Bhandari, K.; Collier, J.; Ellingson, R.; Apul, D. Energy Payback Time (EPBT) and Energy Return on Energy Invested (EROI) of Solar Photovoltaic Systems: A Systematic Review and Meta-Analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2015**, *47*, 133–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>.
- (6) Fthenakis y Kim - 2011 - Photovoltaics Life-Cycle Analyses.Pdf.
- (7) Raugei et al. - 2012 - The Energy Return on Energy Investment (EROI) of p.Pdf.
- (8) World Energy Outlook 2023.Pdf.
- (9) Levitt, T. (1965). Exploit the Product Life Cycle. *Harvard Business Review*, *43*, 81-94.
- (10) Hunt, R. G. *Resource and Environmental Profile Analysis of Nine Beverage Container Alternatives, Final Report*; Environmental Protection Agency; [for sale by the Supt. of Docs., U.S. Govt. Print. Off.]: Washington, 1974.
- (11) Leiblecht, S. Information Model for the Integration of Ecological Assessments into Virtual Product Development. *Int J Life Cycle Assessment* **2006**, *11* (2), 142–142. <https://doi.org/10.1065/lca2006.02.007>.
- (12) EIA2000.Pdf.
- (13) Sanz Capdevila - Análisis e Identificación de Los Impactos Ambientales de Un Equipo Eléctrico y Electrónico Durante Su Ciclo de Vida. Aplicación a Un Coche de Juguete Teledirigido.Pdf.
- (14) TFM_DAVID_ABAD_ESCARPA.Pdf.
- (15) Ardente, F.; Beccali, G.; Cellura, M.; Lo Brano, V. Life Cycle Assessment of a Solar Thermal Collector: Sensitivity Analysis, Energy and Environmental Balances. *Renewable Energy* **2005**, *30* (2), 109–130. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.05.006>.
- (16) Huld, T.; Gottschalg, R.; Beyer, H. G.; Topič, M. Mapping the Performance of PV Modules, Effects of Module Type and Data Averaging. *Solar Energy* **2010**, *84* (2), 324–338. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.12.002>.
- (17) Fthenakis, V. M.; Kim, H. C. Photovoltaics: Life-Cycle Analyses. *Solar Energy* **2011**, *85* (8), 1609–1628. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.002>.
- (18) Ayompe, L. M.; Duffy, A.; McCormack, S. J.; Conlon, M. Measured Performance of a 1.72kW Rooftop Grid Connected Photovoltaic System in Ireland. *Energy Conversion and Management* **2011**, *52* (2), 816–825. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.08.007>.
- (19) Jungbluth, N. Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of Ecoinvent Data v2.0.
- (20) Bekkelund, K. A Comparative Life Cycle Assessment of PV Solar Systems.
- (21) Sadeghi, R.; Parenti, M.; Memme, S.; Fossa, M.; Morchio, S. A Review and Comparative Analysis of Solar Tracking Systems. *Energies* **2025**, *18* (10), 2553. <https://doi.org/10.3390/en18102553>.
- (22) Informe Del Sistema Eléctrico 2024.
- (23) TFG_FEDOR_ZYRIANOV.Pdf.
- (24) Thungsuk, N.; Tanaram, T.; Chaithanakulwat, A.; Savangboon, T.; Songruk, A.; Mungkung, N.; Maneepen, T.; Arunrungrusmi, S.; Poonthong, W.; Kasayapanand, N.; Nilwhut, S.; Kinoshita, H.; Yuji, T. Performance Analysis of Solar Tracking Systems by Five-Position Angles with a Single Axis and Dual Axis. *Energies* **2023**, *16* (16), 5869. <https://doi.org/10.3390/en16165869>.
- (25) Armstrong, S.; Hurley, W. G. A Thermal Model for Photovoltaic Panels under Varying Atmospheric Conditions. *Applied Thermal Engineering* **2010**, *30* (11–12), 1488–1495. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012>.
- (26) Uzun Ayvaz, B.; Onat, B. Integrating Rooftop Photovoltaics into Urban Rail Infrastructure: A Life Cycle Assessment with Environmental Impacts and Localization

- Insights. *Energy for Sustainable Development* **2025**, *87*, 101751. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2025.101751>.
- (27) Lave, M.; Kleissl, J. Optimum Fixed Orientations and Benefits of Tracking for Capturing Solar Radiation in the Continental United States. *Renewable Energy* **2011**, *36* (3), 1145–1152. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.032>.
 - (28) Skoplaki, E.; Palyvos, J. A. On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations. *Solar Energy* **2009**, *83* (5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>.
 - (29) Huld, T. A.; Suri, M.; Kenny, R. P.; Dunlop, E. D. Estimating PV Performance over Large Geographical Regions. In *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005*; IEEE: Lake buena Vista, FL, USA, 2005; pp 1679–1682. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488470>.
 - (30) Helioesfera. Placas Solares.
 - (31) Luque, A. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2E.
 - (32) Parida, B.; Iniyar, S.; Goic, R. A Review of Solar Photovoltaic Technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2011**, *15* (3), 1625–1636. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>.
 - (33) Hu, S.; Smith, J. A.; Snaith, H. J.; Wakamiya, A. Prospects for Tin-Containing Halide Perovskite Photovoltaics. *Precision Chemistry* **2023**, *1* (2), 69–82. <https://doi.org/10.1021/prechem.3c00018>.
 - (34) Smart Spain. <https://smartspain.es/placas-solares/> (accessed 2025-07-06).
 - (35) PNIEC_2024_240924.Pdf.
 - (36) Iberdrola 2019. Energía Solar Fotovoltaica.
 - (37) Directiva 2009/28/CE Del Parlamento Europeo y Del .Pdf.
 - (38) Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE Textos pertinentes a efectos del EEE.
 - (39) REGLAMENTO (UE) 2018/ 1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 11 de diciembre de 2018 - sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/ 2009 y (CE) n.º 715/ 2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/ 22/ CE, 98/ 70/ CE, 2009/ 31/ CE, 2009/ 73/ CE, 2010/ 31/ UE, 2012/ 27/ UE y 2013/ 30/ UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/ 119/ CE y (UE) 2015/ 652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/ 2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.
 - (40) BOE-A-2021-8447.Pdf.
 - (41) BOE-A-2019-5089.Pdf.
 - (42) CELEX_32020R1044_ES_TXT.Pdf.
 - (43) Génova - LAS OBSERVACIONES A ESTE DOCUMENTO HAN DE DIRIGIRS.Pdf.
 - (44) Génova - LAS OBSERVACIONES A ESTE DOCUMENTO HAN DE DIRIGIRS.Pdf.
 - (45) Iso 14067:2018. <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14067:ed-1:v1:es> (accessed 2025-07-06).
 - (46) Calvin, K.; Dasgupta, D.; Krinner, G.; Mukherji, A.; Thorne, P. W.; Trisos, C.; Romero, J.; Aldunce, P.; Barrett, K.; Blanco, G.; Cheung, W. W. L.; Connors, S.; Denton, F.; Diongue-Niang, A.; Dodman, D.; Garschagen, M.; Geden, O.; Hayward, B.; Jones, C.; Jotzo, F.; Krug, T.; Lasco, R.; Lee, Y.-Y.; Masson-Delmotte, V.; Meinshausen, M.; Mintenbeck, K.; Mokssit, A.; Otto, F. E. L.; Pathak, M.; Pirani, A.; Poloczanska, E.; Pörtner, H.-O.; Revi, A.; Roberts, D. C.; Roy, J.; Ruane, A. C.; Skea, J.; Shukla, P. R.; Slade, R.; Slangen, A.; Sokona, Y.; Sörensson, A. A.; Tignor, M.; Van Vuuren, D.; Wei, Y.-M.; Winkler, H.; Zhai, P.; Zommers, Z.; Hourcade, J.-C.; Johnson, F. X.; Pachauri, S.; Simpson, N. P.; Singh, C.; Thomas, A.; Totin, E.; Arias, P.; Bustamante, M.; Elgizouli, I.; Flato, G.; Howden, M.; Méndez-Vallejo, C.; Pereira, J. J.; Pichs-Madruga, R.; Rose, S. K.; Saheb, Y.; Sánchez-Rodríguez, R.; Ürgen-Vorsatz, D.; Xiao, C.; Yassaa, N.; Alegría, A.; Armour, K.; Bednar-Friedl, B.; Blok, K.; Cissé, G.; Dentener, F.; Eriksen, S.; Fischer, E.;

- Garner, G.; Guivarch, C.; Haasnoot, M.; Hansen, G.; Hauser, M.; Hawkins, E.; Hermans, T.; Kopp, R.; Leprince-Ringuet, N.; Lewis, J.; Ley, D.; Ludden, C.; Niamir, L.; Nicholls, Z.; Some, S.; Szopa, S.; Trewin, B.; Van Der Wijst, K.-I.; Winter, G.; Witting, M.; Birt, A.; Ha, M.; Romero, J.; Kim, J.; Haïtes, E. F.; Jung, Y.; Stavins, R.; Birt, A.; Ha, M.; Orendain, D. J. A.; Ignon, L.; Park, S.; Park, Y.; Reisinger, A.; Cammaramo, D.; Fischlin, A.; Fuglestvedt, J. S.; Hansen, G.; Ludden, C.; Masson-Delmotte, V.; Matthews, J. B. R.; Mintenbeck, K.; Pirani, A.; Poloczanska, E.; Leprince-Ringuet, N.; Péan, C. *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (Eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.*, First.; Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>.
- (47) World Energy Outlook 2023.
- (48) Ipcc - 2022 - Global Warming of 1.5°C IPCC Special Report on Im.Pdf.
- (49) Liu et al. - 2025 - Would Widespread Adoption of Third-Generation Nucl.Pdf.
- (50) Bp Energy Outlook 2023.
- (51) Birol, D. F. World Energy Outlook 2022.
- (52) Energy. <https://ourworldindata.org/energy> (accessed 2025-09-03).
- (53) Jungbluth, N. Life Cycle Assessment of Crystalline Photovoltaics in the Swiss Ecoinvent Database. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* **2005**, *13* (5), 429–446. <https://doi.org/10.1002/pip.614>.
- (54) Carretero, A. G.; Gualo, F.; Caballero, I.; Piattini, M. MAMD 2.0: Environment for Data Quality Processes Implantation Based on ISO 8000-6X and ISO/IEC 33000. *Computer Standards & Interfaces* **2017**, *54*, 139–151. <https://doi.org/10.1016/j.csi.2016.11.008>.
- (55) *Environmental Life Cycle Assessment of Products: Study Carried out under the Auspices of the National Reuse of Waste Research Programme (NOH)*; Heijungs, R., Guinée, J. B., Rijksumiversiteit Leiden, Nederlandse Organisatie voor Toegepast-Natuurwetenschappelijk Onderzoek, Eds.; NOH report; Centrum voor Milieukunde: Leiden, 1992.
- (56) EI99_methodology_v3.Pdf.
- (57) Tukker, D. A. ECO-EFFICIENCY IN INDUSTRY AND SCIENCE.
- (58) Olsen, S. (2012). Limitations of Carbon Footprint as Indicator of Environmental Sustainability. *Environmental Science & Technology*. <https://doi.org/10.1021/ES204163F>.
- (59) Rebitzer, G.; Ekvall, T.; Frischknecht, R.; Hunkeler, D.; Norris, G.; Rydberg, T.; Schmidt, W.-P.; Suh, S.; Weidema, B. P.; Pennington, D. W. Life Cycle Assessment. *Environment International* **2004**, *30* (5), 701–720. <https://doi.org/10.1016/j.envint.2003.11.005>.
- (60) Werner, M.; Pfluger, R.; Geisler-Moroder, D.; Feist, W. Analysis of Worldwide Performance of Façade Systems. In *Building Simulation Conference Proceedings*; IBPSA, 2017. <https://doi.org/10.26868/25222708.2017.267>.
- (61) Ciroth, A.; Muller, S.; Weidema, B.; Lesage, P. Empirically Based Uncertainty Factors for the Pedigree Matrix in Ecoinvent. *Int J Life Cycle Assess* **2016**, *21* (9), 1338–1348. <https://doi.org/10.1007/s11367-013-0670-5>.
- (62) Muteri, V.; Cellura, M.; Curto, D.; Franzitta, V.; Longo, S.; Mistretta, M.; Parisi, M. L. Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels. *Energies* **2020**, *13* (1), 252. <https://doi.org/10.3390/en13010252>.
- (63) Progress in Photovoltaics - 2010 - García-Valverde - Life Cycle Analysis of Organic Photovoltaic Technologies (1).Pdf.
- (64) Pehl, Michaja & Arvesen, Anders & Humpenöder, Florian & Popp, Alexander & Hertwich, Edgar & Luderer, Gunnar. (2017). Understanding Future Emissions from Low-Carbon Power Systems by Integration of Life-Cycle Assessment and Integrated Energy Modelling. *Nature Energy*. 2. 10.1038/S41560-017-0032-9.
- (65) Li et al. - 2017 - China's Electricity Emission Intensity in 2020 – a.Pdf.
- (66) CO2_Documentation_April_2021.Pdf.

- (67) Dubey, S.; Jadhav, N. Y.; Zakirova, B. Socio-Economic and Environmental Impacts of Silicon Based Photovoltaic (PV) Technologies. *Energy Procedia* **2013**, *33*, 322–334. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.073>.
- (68) (Mariska) De Wild-Scholten, M. J. Energy Payback Time and Carbon Footprint of Commercial Photovoltaic Systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells* **2013**, *119*, 296–305. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>.