NOTA TÉCNICA

23

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA CON EVALUACIÓN DEL RIESGO INHERENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO – ESTUDIOS NACIONALES (SCREEN ALC II)

Resumen Metodológico



olacde | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA

Octubre 2026

NOTA TÉCNICA No. 23

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA CON EVALUACIÓN DEL RIESGO INHERENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO – ESTUDIOS NACIONALES (SCREEN ALC II)

RESUMEN METODOLÓGICO

Con la Asistencia Técnica de:

tecnalia
MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE

Este documento fue preparado bajo la dirección de
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE)

Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo

Fitzgerald Cantero Piali
Director de Estudios, Proyectos e Información

Elaborado por
Fabio García Lucero
Especialista OLACDE

Jorge Paz
Especialista TECNALIA

Quito, Ecuador
Octubre de 2026

CONTENIDO

1. PRESENTACIÓN 6

2. CONSIDERACIONES GENERALES DE LA METODOLOGÍA DE EVALUCIÓN DEL RIESGO INHERENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO 7

3. ESCENARIOS CLIMÁTICOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO 7

4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 9

- 4.1. Caracterización de la amenaza a los sistemas hidroeléctricos 9
- 4.2. Representación del sistema hidroeléctrico 10
- 4.3. Modelo hidro-energético 11
- 4.4. Calibración del modelo hidrológico 13

5. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 14

- 5.1. Caracterización de la amenaza a los sistemas fotovoltaicos 14
- 5.2 Variables climáticas que afectan a la producción fotovoltaica 14
- 5.3 Bases de datos utilizadas 15
- 5.4. Generación de proyecciones de variables climáticas corregidas 17
- 5.5. Evaluación del impacto del cambio climático en la producción fotovoltaica 17

6. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN EÓLICA 21

- 6.1. Caracterización de la amenaza a los sistemas eólicos 21
- 6.2. Variables climáticas que afectan a la producción eólica 22
- 6.3. Bases de datos utilizadas 23
- 6.4. Evaluación del impacto del cambio climático en la producción eólica 24

7. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 25

- 7.1. Caracterización de la amenaza a los sistemas de transmisión y distribución (TyD) 25
- 7.2. Planteamiento metodológico de evaluación de riesgo climático 27

8. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LAS INTALACIONES COSTERAS 28

- 8.1. Caracterización de la amenaza a los sistemas eólicos 28
- 8.2. Conceptos relacionados con la altura del nivel del mar 28
- 8.3. Análisis del impacto de la subida del nivel del mar 28
- 8.4. Datos empleados en el análisis 29
- 8.5. Metodología para la caracterización de tormentas 29

9. CONCLUSIONES GENERALES DE LAS METODOLOGÍAS APLICADAS EN EL ESTUDIO 30
10. BIBLIOGRAFÍA 31

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Procedimiento general para la evaluación del riesgo inherente al cambio climático 7
Figura 2. Trayectorias de Concentración Representativas (RCP) 8
Figura 3. Ejemplo de modelo hidro-energético de simulación 10
Figura 4. Ejemplo de configuración del modelo para estudiar un sistema integrado por una central con embalse para el que se dispone de dos aforos aguas arriba 11
Figura 5. Curva de rendimiento típica para diferentes tipos de turbina. 12
Figura 6. Ejemplo de comparativa entre valores observados y valores modelados. 13
Figura 7. Ejemplo de comparativa entre valores observados y valores modelados. 13
Figura 8. Metodología de comparación de producción histórica y proyectada. 19
Figura 9. Ejemplo de la energía media producida por década. El punto es la media de la energía anual de la década; las barras, el mínimo y el máximo anual. El dentado que se repite cada 30 años es el artefacto de la secuencia ERA5 reciclada, no señal climática. 21
Figura 10. Cambio estacional por ventana de 30 años. 21
Figura 11. Valores de curva de potencia para una turbina tipo 25
Figura 12. Comparativa entre intensidad máxima estática y dinámica 26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Relación entre escenarios climáticos 9
Tabla 2 Modelos de CORDEX considerados 16
Tabla 3 Experimentos considerados en el análisis y series de datos empleados. 20
Tabla 4 Extracto de la tabla que relaciona elementos de infraestructura energética con valores umbrales y afecciones posibles. 27

Planificación Energética con Evaluación del Riesgo Inherente al Cambio Climático

Resumen metodológico

1. PRESENTACIÓN

Si bien el sector energético de América Latina y el Caribe (ALC) contribuye de manera marginal a las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), con una participación aproximada del 5 %, su infraestructura puede ser altamente vulnerable a los efectos del cambio climático. Estos efectos pueden comprometer tanto la integridad física de las instalaciones como su desempeño operativo y productividad, poniendo en riesgo la seguridad energética y la estabilidad económica de los países de la región.

Los impactos potenciales del cambio climático sobre la infraestructura energética pueden derivarse de fenómenos extremos o de variaciones anómalas en las condiciones climáticas, tales como inundaciones, sequías, incrementos inusuales del nivel del mar y ráfagas de viento, así como de alteraciones en los patrones de demanda de energía.

En este contexto, la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE), con el apoyo financiero de la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y la asistencia técnica de la Fundación Tecnalia, ha ejecutado el proyecto “Planificación energética con evaluación del riesgo inherente al cambio climático – Estudios nacionales (Screen ALC II)”.

El objetivo del proyecto fue evaluar la vulnerabilidad, los impactos potenciales y los riesgos asociados al cambio climático sobre la principal infraestructura energética existente y planificada de cinco países de América Latina y el Caribe: Honduras, Panamá, Paraguay, República Dominicana y Uruguay. Asimismo, propuso medidas de adaptación que puedan incorporarse en los procesos de planificación, expansión y operación de sus respectivos sistemas energéticos, considerando un horizonte de análisis hasta el año 2050.

Cada país beneficiario seleccionó las instalaciones de su sector energético que, de acuerdo con sus criterios y prioridades nacionales, podrían presentar una mayor vulnerabilidad frente al cambio climático. Entre los activos considerados en los estudios se encuentran centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas, sistemas de transmisión y distribución de electricidad, refinerías y plantas alcoholeras.

Dada la diversidad de infraestructuras energéticas analizadas en el marco del proyecto, la OLACDE consideró pertinente compartir con la comunidad latinoamericana y caribeña los conocimientos adquiridos y las experiencias obtenidas en la aplicación de las metodologías de análisis en los distintos estudios de caso. No obstante, debido al carácter reservado de los resultados cuantitativos correspondientes a cada instalación específica, este documento se centra en presentar los enfoques metodológicos aplicados y las experiencias derivadas de su implementación, sin incluir los resultados cuantitativos individuales de las instalaciones evaluadas. Dichos resultados están disponibles en informes nacionales individuales, a los que tienen acceso exclusivamente los puntos focales, designados para el proyecto por las autoridades energéticas de cada país beneficiario del estudio.

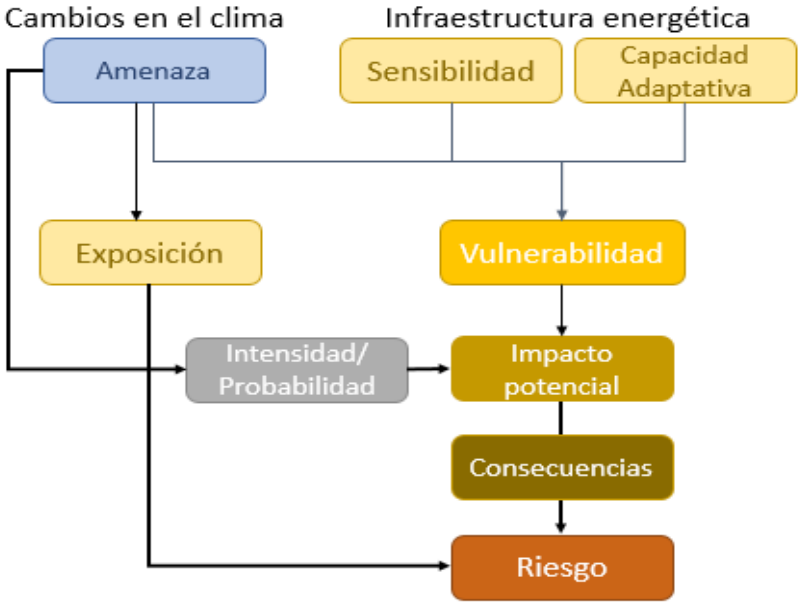
2. CONSIDERACIONES GENERALES DE LA METODOLOGÍA DE EVALUCIÓN DEL RIESGO INHERENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO

La metodología planteada para el estudio, abarca el análisis de cada uno de los aspectos que integran el término **"RIESGO".** Siguiendo las recomendaciones del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), el riesgo queda definido por la relación existente entre las amenazas asociadas con el clima, la exposición de los sistemas a ellas y su vulnerabilidad.

Dentro de este marco conceptual, la metodología se divide en cuatro etapas:

1. Caracterización de la amenaza del cambio climático.
2. Análisis de exposición y vulnerabilidad del sector energético ante el cambio climático.
3. Evaluación de impacto potencial.
4. Evaluación preliminar de riesgo

Figura 1. Procedimiento general para la evaluación del riesgo inherente al cambio climático



Adaptado del proyecto RAMSES http://www.ramses-cities.eu/home/

3. ESCENARIOS CLIMÁTICOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO

Los escenarios climáticos constituyen herramientas para describir posibles evoluciones futuras del clima a partir de conjuntos coherentes de supuestos sobre factores determinantes, como la demografía, la economía, la innovación tecnológica, la gobernanza y los estilos de vida. Según el IPCC, estos escenarios representan descripciones plausibles del futuro y permiten analizar cómo las decisiones y tendencias actuales podrían influir en las condiciones climáticas venideras.

La definición de los escenarios climáticos depende, en gran medida, del horizonte temporal seleccionado. El clima se caracteriza mediante propiedades atmosféricas cuyos valores estadísticos se consideran representativos durante períodos prolongados. Por ello, es necesario elegir intervalos suficientemente largos para captar la variabilidad interanual e intraanual, pero adecuados para caracterizar las condiciones de cada período analizado. Generalmente, se emplean períodos de 20 a 30 años para representar tanto el clima histórico como diferentes horizontes futuros. La selección de estos intervalos influye directamente en la precisión de los resultados, ya que las proyecciones más lejanas suelen presentar mayor incertidumbre. Asimismo, cuanto mayor sea la vida útil de

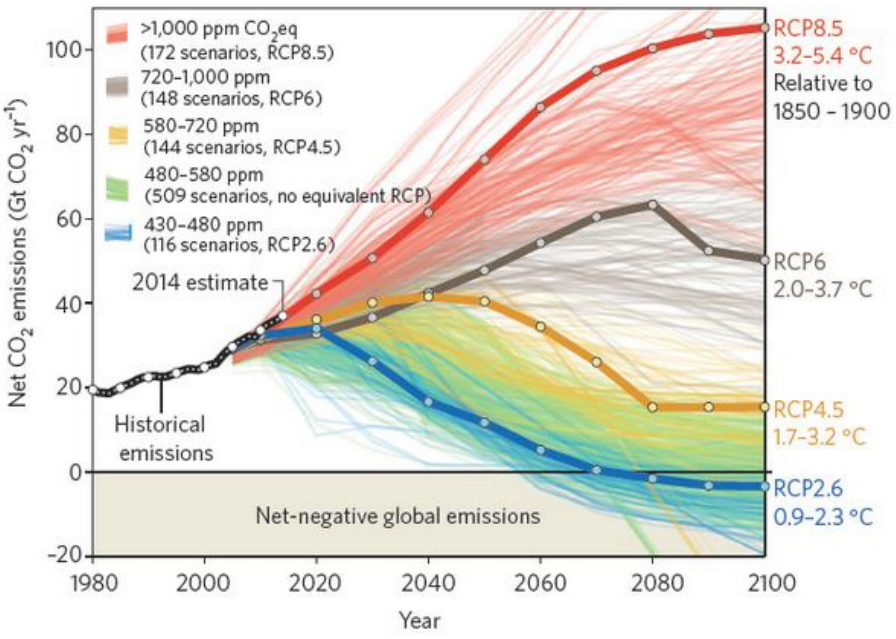
un proyecto, más amplio deberá ser el conjunto de escenarios considerados para evaluar los posibles cambios climáticos.

El desarrollo de escenarios ocurre conjuntamente con la evolución de los modelos climáticos. A partir de diferentes hipótesis sobre las emisiones futuras de gases de efecto invernadero y otros agentes que afectan el balance energético terrestre, estos modelos generan simulaciones que permiten explorar distintas trayectorias climáticas. De esta manera, los escenarios proporcionan información relevante para la planificación, la evaluación de riesgos y la adaptación al cambio climático.

Entre los escenarios utilizados destacan las Trayectorias de Concentración Representativas (RCP), clasificadas según el nivel de forzamiento radiativo previsto para 2100. El escenario RCP2.6 representa una trayectoria de mitigación estricta, orientada a mantener bajas las emisiones. Los escenarios RCP4.5 y RCP6 corresponden a niveles intermedios de estabilización del forzamiento radiativo. Por su parte, el escenario RCP8.5 contempla emisiones muy elevadas, asociadas a un crecimiento sostenido de las emisiones durante el siglo XXI.

En conclusión, la selección de escenarios y horizontes temporales permite evaluar diferentes posibilidades de evolución climática, considerando tanto la incertidumbre de las proyecciones como las necesidades específicas de cada proyecto. Ver Figura 2.

Figura 2. Trayectorias de Concentración Representativas (RCP)



Fuente: Neil Craik, University of Waterloo

Las Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP) describen posibles futuros sociales y económicos que influyen en las emisiones de gases de efecto invernadero y en las capacidades de mitigación y adaptación al cambio climático. Se identifican cinco trayectorias principales: SSP1, orientada a la sostenibilidad; SSP2, que representa un desarrollo intermedio; SSP3, caracterizada por la rivalidad regional; SSP4, asociada a la desigualdad; y SSP5, basada en un desarrollo intensivo en combustibles fósiles.

Por otra parte, los niveles de calentamiento global (GWL) clasifican las proyecciones climáticas según el incremento de la temperatura media mundial previsto durante el siglo XXI. Estos abarcan desde escenarios que limitan el calentamiento a 1,5 °C hasta aquellos en los que supera los 4 °C.

Para evaluar los impactos del cambio climático, se combinan las trayectorias SSP con las Trayectorias de Concentración Representativas (RCP). Sin embargo, las combinaciones posibles dependen de la coherencia entre las

condiciones socioeconómicas planteadas y los niveles de emisiones asociados. De esta integración surgen nueve escenarios potenciales, entre los cuales destacan cinco: SSP1-1.9, SSP1-2.6, SSP2-4.5, SSP3-7.0 y SSP5-8.5.

Estos escenarios representan una amplia variedad de futuros plausibles, desde trayectorias de bajas emisiones compatibles con un calentamiento limitado hasta escenarios de emisiones elevadas que podrían superar los 4 °C de calentamiento para 2100. Su relación con los niveles de calentamiento global permite analizar los posibles efectos climáticos y evaluar la relevancia de los compromisos y las estrategias de mitigación. En conjunto, constituyen herramientas fundamentales para comprender la incertidumbre climática y orientar la planificación y adaptación frente a los cambios futuros. Ver Tabla 1.

Tabla 1 Relación entre escenarios climáticos[1]

Category description	GHG emissions scenarios (SSPx-y*) in WGI & WGII	RCPy** in WGI & WGII
limit warming to 1.5°C (>50%) with no or limited overshoot	Very low (SSP1-1.9)	
return warming to 1.5°C (>50%) after a high overshoot		
limit warming to 2°C (>67%)	Low (SSP1-2.6)	RCP2.6
limit warming to 2°C (>50%)		
limit warming to 2.5°C (>50%)		
limit warming to 3°C (>50%)	Intermediate (SSP2-4.5)	RCP 4.5
limit warming to 4°C (>50%)	High (SSP3-7.0)	
exceed warming of 4°C (>50%)	Very high (SSP5-8.5)	RCP 8.5

La definición de los escenarios (horizontes temporales, escenarios de emisión, etc.), la resolución y los modelos a emplear vendrá en parte condicionada por la disponibilidad de información en las bases de datos climáticas (nivel de información disponible y su calidad), lo que marcará Las actuales brechas de conocimiento requieren en muchos casos aproximaciones cualitativas y la realización de hipótesis o asunciones. Como criterio general, se utilizan varios escenarios de futuro y un escenario de referencia (histórico), con el fin de poder realizar comparaciones.

De cara al presente estudio, se ha seleccionado escenarios RCP4.5 (un cambio climático moderado) y RCP 8.5 (una evolución más pesimista e intensa del cambio climático) para un período de proyección al año 2050.

4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

4.1 Caracterización de la amenaza a los sistemas hidroeléctricos

En este paso, se identifican y seleccionan las amenazas potenciales a las que está expuesto el sistema hidroeléctrico y se recoge toda la información disponible (históricos y proyecciones).

Para ello, se definen los indicadores climáticos que servirán para estimar el impacto potencial del cambio climático sobre la infraestructura hidroeléctrica. Dicho cálculo se basa en el cambio en los caudales de agua disponibles que condicionarán la producción de la central.

Con base en series históricas de caudales de aporte diarios disponibles, tanto antes de la construcción de la preso como durante su operación, se calibra el modelo hidro-energético y se genera el escenario de referencia.

[1] 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.)]. (2023). IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 35-115, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf

Respecto a la información de futuro, se ha optado por obtener las proyecciones de cambio de caudal trabajando con información obtenida de la base de datos **AQUEDUCT**. Se trata de una plataforma de datos, desarrollada y gestionada por el Instituto de Recursos Mundiales (*World Resources Institute*, WRI), que contiene información y mapas de riesgo hídrico a nivel mundial. Entre otras informaciones, AQUEDUCT ofrece proyecciones de disponibilidad de agua y permite comprender las tendencias a largo plazo en el estrés hídrico. Se trata, principalmente, de una herramienta de priorización, siendo recomendable complementarlo con análisis profundos a nivel local y regional. En esencia, AQUEDUCT utiliza una combinación de modelos geoespaciales y climáticos y estadísticas para traducir datos hidrológicos globales en indicadores directos y puntuaciones agregadas que puedan ayudar al usuario en la toma de decisiones para el desarrollo de estrategias de gestión del agua.

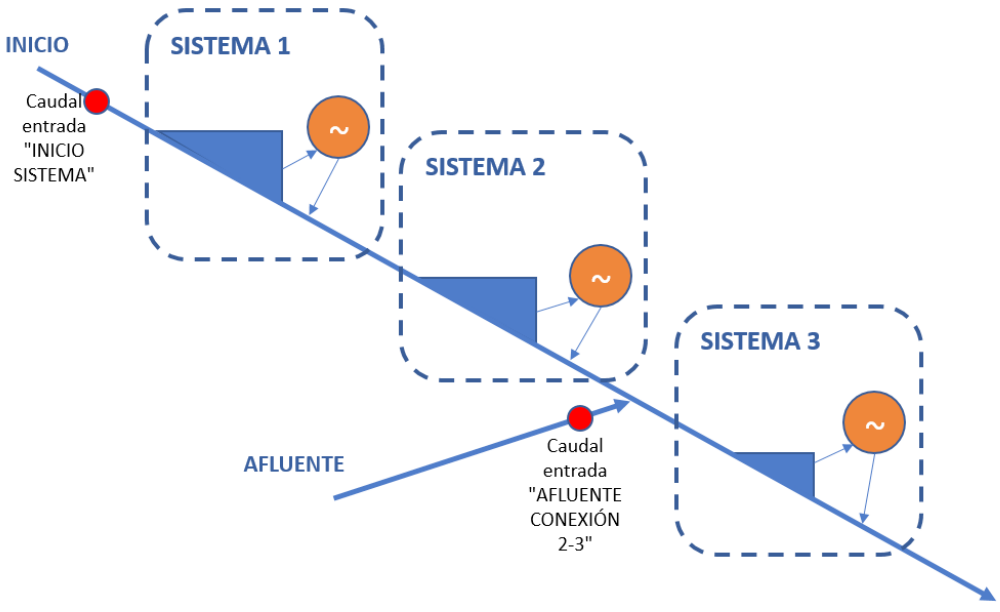
4.2 Representación del sistema hidroeléctrico

A la vista de la información disponible tras la recopilación de información sobre los sistemas hidroeléctricos a analizar y sobre la amenaza climática, se ha planteado la metodología a emplear en el estudio. Esta ha sido desarrollada por Tecnalia, en base a la experiencia adquirida en diversos proyectos de análisis de la afección del cambio climático a la generación hidroeléctrica y su aplicación a diversos sistemas, y ha sido adaptada a las necesidades específicas del presente proyecto. Se compone de diferentes etapas sucesivas:

- Generación de un modelo hidroenergético que simule la operación de los embalses, canales, centrales y resto de elementos que integran el sistema hidroeléctrico.
- Calibración del modelo hidro-energético a través de la comparación de sus resultados con los datos históricos disponibles de caudales, volúmenes embalsados, generación eléctrica, etc.
- Inclusión en el modelo de simulación hidro-energético de proyecciones climáticas de caudales que alterarán los caudales circulantes, generación hidroeléctrica y resto de parámetros estudiados.
- Evaluación de los resultados generados considerando proyecciones climáticas y comparación con el escenario base.

De manera general, la herramienta que permitirá abordar esta secuencia es un modelo hidro-energético de simulación cuyos datos de entrada son los caudales del cauce principal al inicio de un sistema hidroeléctrico y, en su caso, los afluentes que lo alimentan, y cuyas principales salidas son los caudales que circulan por cada uno de sus tramos, conducciones, ríos, etc. y la energía generada por los diferentes aprovechamientos que componen el sistema hidroeléctrico.

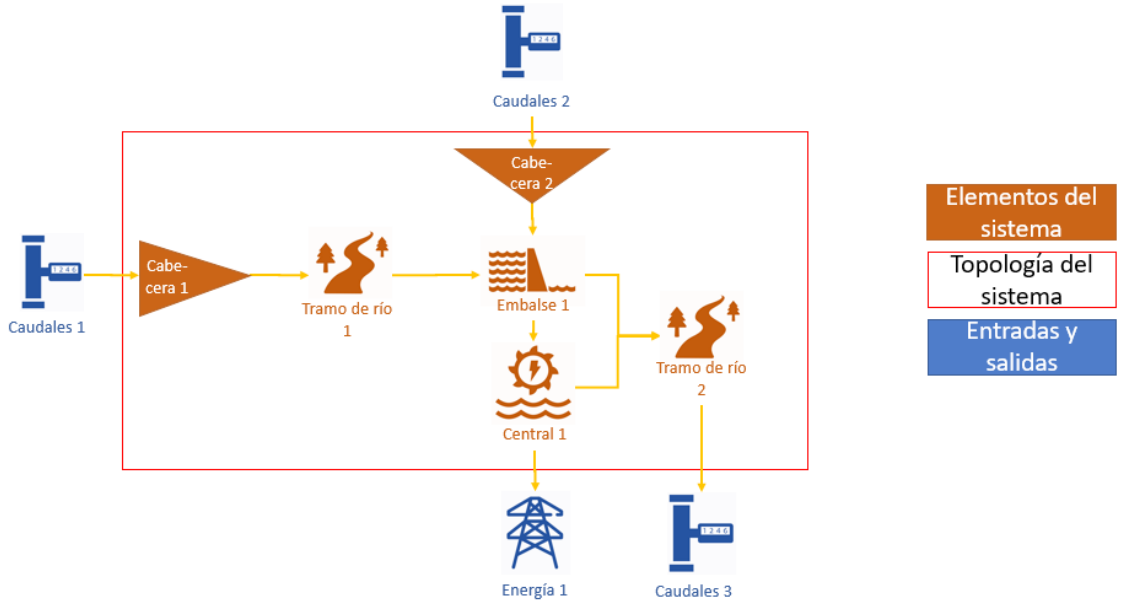
Figura 3. Ejemplo de modelo hidro-energético de simulación



4.3 Modelo hidro-energético

La concepción del modelo hidro-energético incluye la creación de un conjunto de elementos que, al integrarse y combinarse entre sí permiten simular cualquier conjunto de centrales o sistema hidroeléctrico.

Figura 4. Ejemplo de configuración del modelo para estudiar un sistema integrado por una central con embalse para el que se dispone de dos aforos aguas arriba



Las reglas que rigen la operación del embalse se resumen en:

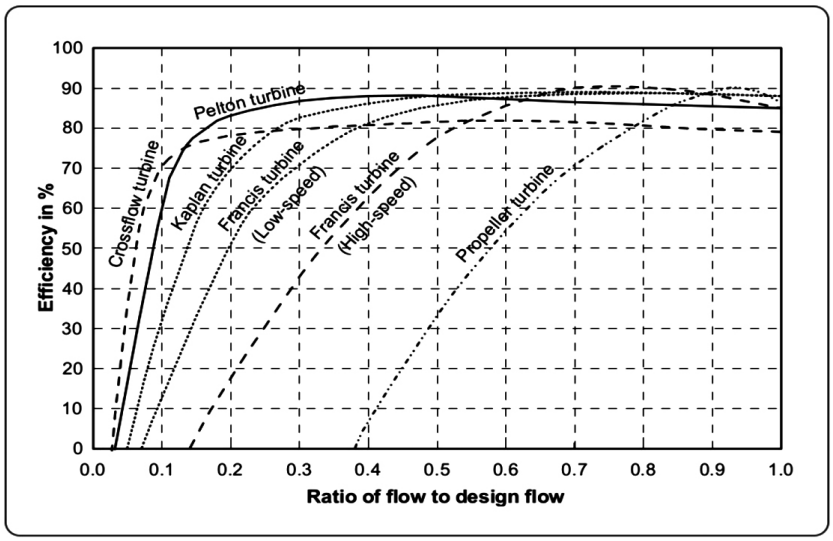
- Siempre se opera para cumplir el caudal ecológico, que generalmente irá por turbina.
- La salida principal del embalse se determina, para cada paso de tiempo, en función del caudal entrante, el volumen embalsado y las reglas de operación del embalse. A falta de información más detallada sobre la operación, se asume:
  - Con embalse lleno, se extrae el mismo caudal que entra, cumpliendo siempre con el caudal ecológico. No se sobrepasa el caudal resultante de la suma del caudal de desagüe máximo y el concesional.
  - Con el embalse por debajo de cota de turbinación, se minimiza el caudal extraído del embalse, limitándose a garantizar el cumplimiento del caudal ecológico.
  - En el resto de casos, se extrae lo máximo disponible sin superar el caudal concesional.
- A partir de este caudal extraído, se asume que se turbina todo lo posible, siempre que no se superen los máximos establecidos para la central y el embalse esté por encima de su cota de turbinación. Dada la restricción existente en la línea de transmisión, se limita el caudal a turbinar, funcionando las turbinas en paralelo por debajo de su potencia nominal.
- El caudal restante (caudal extraído menos caudal turbinado), se vierte.

Por su parte, la central recibe el caudal a turbinar y da como salida la producción de energía en la central. En centrales que turbinan agua procedente de un embalse, la energía generada se obtiene multiplicando el caudal de entrada (caudal turbinado) por el coeficiente energético de la central (kWh/m^3). Este coeficiente se determina, según la información disponible:

- A partir de las curvas cota-eficiencia-volumen como función del volumen útil embalsado.
- A partir de los datos medidos de operación de la central (producción y caudal turbinado).

En los casos en que no se disponga de información concreta del aprovechamiento, se emplean las curvas “típicas” de rendimiento de las turbinas que se muestran en la Figura 5, aplicadas a los caudales concesionales de cada central. Para poder emplearlas en todo el rango de caudales, se utilizan líneas de tendencia con funciones polinómicas ajustadas a cada una de ellas.

Figura 5. Curva de rendimiento típica para diferentes tipos de turbina.



Efficiency curve for different turbine types, Giesecke, J. et al (2005)

De cara a alimentar este modelo, se ha maneja información detallada sobre el sistema hidroeléctrico objeto de estudio. De manera general, las diferentes etapas del análisis requerirán diferentes tipos de información.

La construcción y ajuste del modelo requiere:

- Inventario de presas y embalses que conforman el sistema hidroeléctrico.
- Datos relativos la topología del sistema, tales como configuración, particularidades, conexiones entre infraestructuras, valores límite de operación, etc.
- Información para un periodo histórico de varios años (deseable 10 o más) sobre:
  - Características de los embalses y centrales:
    - Volúmenes máximo, útil, muerto.
    - Capacidad de desagüe de aliviadero.
    - Curvas cota-eficiencia-volumen.
    - Caudal concesional para cada central y/o datos por turbina y número de turbinas.
    - Número y tipo de turbinas en centrales no ligadas a embalse.
    - Cota o altura del salto.
  - Volumen útil diario disponible en cada embalse.
  - Caudales vertidos, turbinados y derivados diarios en cada presa y para cada central.
  - Caudal ecológico diario para cada cauce/tramo.
  - Reglas de operación de los embalses en situaciones de alerta (reglas de vertido, etc.).

Una vez ajustado el modelo, la simulación de un periodo cualquiera requiere conocer:

- Datos históricos:
  - Caudal diario de entrada al modelo en el periodo de estudio (estación de aforo aguas arriba en el punto de inicio del sistema).
  - Caudal diario (en el periodo de estudio) de todas las entradas y salidas de agua que se tengan a lo largo de todo el sistema (aforos a la entrada de los embalses y aprovechamientos, en afluentes, trasvases, etc.).
  - Volumen útil de los embalses del sistema el primer día del periodo de estudio (día 1, al inicio del día).
- Proyecciones climáticas:
  - Los mismos datos, pero considerando el efecto del cambio climático. Esta información se puede obtener a partir de modelos hidrológicos calibrados y alimentados con proyecciones climáticas. En el marco del proyecto la generación de proyecciones de caudal se ha realizado según se refleja en el apartado de “Caracterización de la amenaza”.

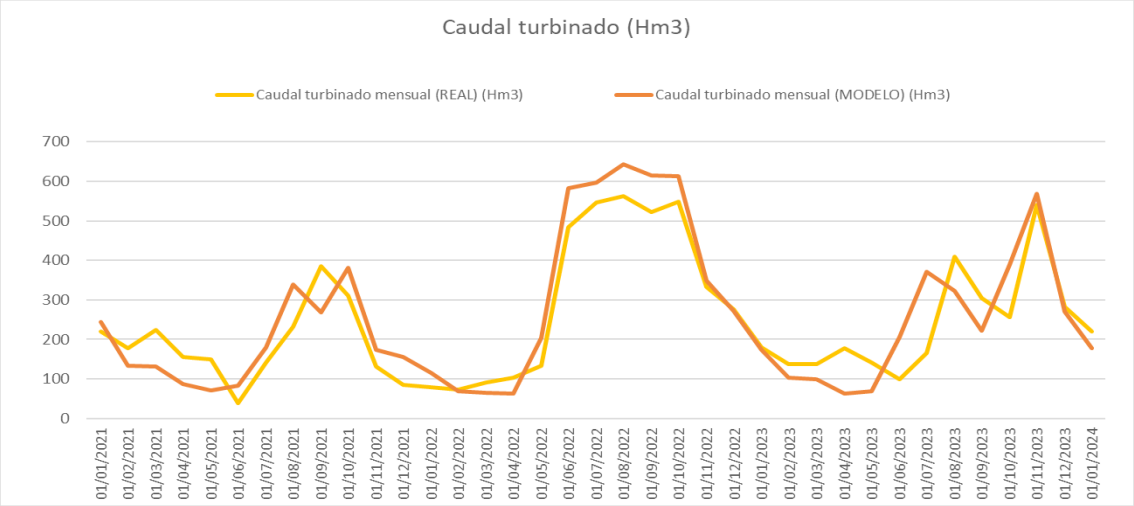
4.4 Calibración del modelo hidrológico

Para el **calibrado del modelo de simulación** que simula el sistema hidro energético, se emplean datos históricos observados proporcionados por los operadores de la central, por ejemplo, una serie de varios años de caudal diario observado en el aforo de entrada al embalse.

Con la información de caudales y la información técnica que caracteriza la infraestructura se corre el modelo, obteniendo como resultado: caudales de agua que se extraen diariamente del embalse, así como caudales turbinados en la central y la energía generada. La comparativa entre estas series calculadas y los valores observados (reales, proporcionados por el operador) permite determinar la precisión del modelo.

La Figura 6 muestra un ejemplo de estas comparativas, observándose la diferencia entre valores observados (reales) y modelados.

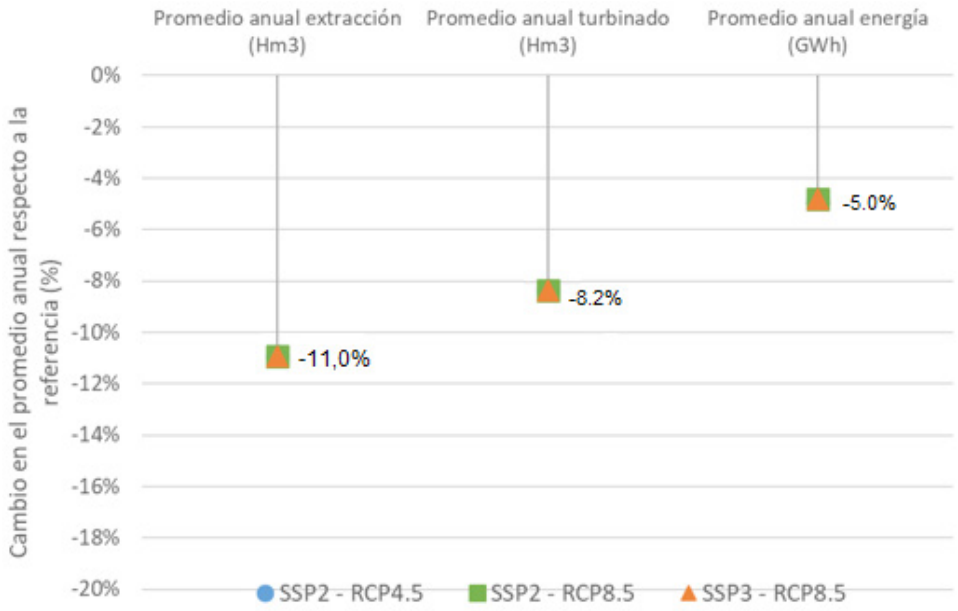
Figura 6. Ejemplo de comparativa entre valores observados y valores modelados.



Tras el modelo hidro energético con los datos de caudal de entrada, se obtienen como resultados: los caudales de agua que se extraen diariamente del embalse, así como caudales turbinados en la central y la energía generada.

La Figura 7, muestra un ejemplo de resultados obtenidos normalizados respecto al promedio histórico.

Figura 7. Ejemplo de comparativa entre valores observados y valores modelados.



Cabe aclarar que no necesariamente el efecto del cambio climático sobre las centrales hidroeléctricas se traduce en disminución de caudales de aporte y producción de energía, para algunos casos, dependiendo de la ubicación geográfica de la central, este efecto puede conllevar a un incremento de estos valores, respecto al escenario de referencia.

5. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

5.1 Caracterización de la amenaza a los sistemas fotovoltaicos

El análisis se ha llevado a cabo mediante una aproximación metodológica cuantitativa, con el objetivo de evaluar los efectos que el cambio climático podría originar sobre la producción de energía solar fotovoltaica. Para ello, se han considerado las principales variables climáticas que impactan en la eficiencia de los paneles solares: radiación solar descendente en superficie (RSDS), temperatura ambiente (Tm) y velocidad del viento (WS).

Dado que estas variables podrían experimentar alteraciones debido al cambio climático, se han analizado bajo distintos escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En particular:

- Las condiciones climáticas actuales han sido obtenidas a partir del reanálisis atmosférico ERA5 del Centro Europeo de Predicción a Medio Plazo (ECMWF), accesible de la Climate Data Store (CDS) del Servicio de Cambio Climático de Copernicus (C3S), que proporciona datos de alta resolución basados en observaciones y modelos numéricos.
- Los escenarios de evolución futura de estas variables han sido extraídos de los modelos climáticos regionales del proyecto CORDEX, los cuales permiten evaluar los cambios proyectados a lo largo del siglo XXI en función de distintos escenarios de emisiones de GEI.

La metodología se estructura en tres secciones principales:

- Variables climáticas que afectan a la producción fotovoltaica: se describen las tres variables clave que determinan la eficiencia y el rendimiento de los paneles solares (temperatura, radiación y velocidad del viento). Para cada una de ellas, se analiza su influencia en la producción fotovoltaica y su posible evolución bajo escenarios climáticos futuros.
- Bases de datos utilizadas: se utilizan fuentes de información para caracterizar las condiciones climáticas presentes y futuras, incluyendo los conjuntos de datos para el periodo histórico y las proyecciones de los modelos climáticos regionales a futuro.
- Cálculo del potencial de generación fotovoltaico: se describe la metodología empleada para estimar el potencial de generación fotovoltaico en función de las variables climáticas. Se presentan las ecuaciones utilizadas para calcular la temperatura de la celda fotovoltaica y la ratio de rendimiento, así como su integración en la estimación de la producción de energía.

5.2 Variables climáticas que afectan a la producción fotovoltaica

El potencial de generación de una instalación fotovoltaica depende principalmente de la cantidad de recurso solar disponible (radiación solar descendente en superficie, RSDS). Sin embargo, existen otros factores que también influyen en la eficiencia de las células fotovoltaicas, como las características físicas de la instalación, su antigüedad, las sombras, la contaminación, las pérdidas eléctricas y, especialmente, las condiciones climáticas.

En el contexto del cambio climático, tres variables son particularmente relevantes, ya que podrían experimentar alteraciones significativas bajo distintos escenarios de emisiones:

- Temperatura ambiente (Tm)
- Velocidad del viento (VWS)
- Radiación solar descendente en superficie (RSDS)

Dado que el análisis de riesgo abarca todo el siglo como período de estudio, se asume que las demás variables permanecen constantes. Esto implica que se asume que durante todo el periodo analizado, la planta conserva

niveles de eficiencia similares en sus componentes, las pérdidas no varían, las condiciones de sombra permanecen inalteradas, etc.

Temperatura y su impacto en la eficiencia fotovoltaica

Si bien una mayor radiación solar suele traducirse en una mayor producción fotovoltaica, el aumento de la temperatura ambiental tiene un efecto negativo en la eficiencia de los módulos solares a partir de los 25°C. La eficiencia de las células fotovoltaicas comienza a disminuir a partir de esa temperatura, y estudios previos indican que esta reducción se encuentra en un rango de 0.3% a 0.5% por cada grado adicional (Energías Renovables, 2015). Este efecto puede ser aún más pronunciado debido a la temperatura de la celda fotovoltaica (T_{cell}), que suele ser superior a la temperatura ambiente debido a la acumulación de calor en los módulos.

Velocidad del viento y disipación térmica

La velocidad del viento juega un papel clave en la regulación térmica de los módulos solares. Aumentos moderados en la velocidad del viento pueden contribuir a la refrigeración de las células fotovoltaicas, disipando parte del calor acumulado y mitigando el impacto negativo del incremento de temperatura. Sin embargo, este efecto solo es significativo cuando la velocidad del viento alcanza unos valores mínimos.

Dado que los valores analizados en el estudio corresponden a medias diarias, no reflejan el efecto de las rachas de viento puntuales que podrían proporcionar una refrigeración efectiva mayor a la contemplada por las medias diarias. Para evaluar con mayor precisión este fenómeno, serían necesarios datos históricos observados in situ con una mayor resolución temporal.

Aunque los valores presentados de la velocidad del viento corresponden a medias diarias y se han agrupado en promedios anuales por décadas, el cálculo del potencial fotovoltaico se basa en los valores diarios originales. Esto permite capturar la variabilidad estacional e intraanual de la velocidad del viento, reflejando mejor las fluctuaciones naturales del recurso a lo largo del año.

Radiación solar descendente y disponibilidad energética

La RSDS es el factor principal que determina la cantidad de energía que puede ser convertida en electricidad por los paneles solares. Una reducción en la radiación disponible disminuye directamente la producción fotovoltaica. Si esta reducción se combina con un aumento de la temperatura, se genera un doble efecto negativo: por un lado, menos energía disponible y, por otro, mayores temperaturas de las celdas, lo que reduce aún más la eficiencia del sistema.

Relación entre las variables y su impacto en la producción fotovoltaica

En conjunto, estos tres factores climáticos interactúan y determinan el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. Aunque un incremento en la radiación solar puede compensar parcialmente las pérdidas debidas a un aumento en la temperatura, cuando la radiación disminuye y la temperatura aumenta, la producción fotovoltaica se ve afectada de manera más severa. Además, la velocidad del viento solo puede mitigar parcialmente este efecto si su incremento es significativo. Por lo tanto, el impacto del cambio climático en la generación fotovoltaica depende de la combinación de estos factores, lo que refuerza la importancia de su análisis bajo distintos escenarios de emisiones.

5.3 Bases de datos utilizadas

Para evaluar el impacto del cambio climático en la producción fotovoltaica se han utilizado dos fuentes principales de datos climáticos. En primer lugar, se han empleado datos de reanálisis para caracterizar las condiciones climáticas actuales, y, en segundo lugar, se han utilizado proyecciones de modelos climáticos regionales para estimar la evolución futura de las variables climáticas clave.

Periodo de referencia 1991-2020 (ERA5)

Los datos climáticos de referencia han sido obtenidos del reanálisis ERA5, desarrollado por el Servicio de Cambio Climático de Copernicus (C3S). Este conjunto de datos proporciona información climática global basada en

la asimilación de observaciones y modelos numéricos, con una resolución espacial de aproximadamente 0.25° x 0.25° (~31 km x 31 km a nivel ecuatorial) y una resolución temporal diaria. Para este estudio, se ha trabajado con el período 1991-2020, considerado como la referencia para el análisis de las condiciones climáticas observadas.

Las variables extraídas incluyen la temperatura del aire a 2 metros (*2m_temperature*), expresada en Kelvin y posteriormente convertida a grados Celsius; la velocidad del viento a 10 metros, calculada a partir de las componentes zonal (*10m_u_component_of_wind*) y meridional (*10m_v_component_of_wind*), con valores en metros por segundo (m/s); y la radiación solar descendente en superficie (*surface_solar_radiation_downwards*), originalmente en Julios por metro cuadrado (J/m²) y convertida a vatios por metro cuadrado (W/m²) mediante la división entre 86400 segundos.

Proyecciones de modelos climáticos regionales para estimar la evolución futura de las variables (CORDEX)

Para evaluar la evolución futura de estas variables bajo distintos escenarios de cambio climático, se han utilizado proyecciones del experimento CORDEX (Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment), específicamente para el dominio de Sudamérica. Estas simulaciones climáticas regionales tienen una resolución horizontal de 0.44° x 0.44° (~50 km x 50 km) y una resolución temporal diaria.

Los modelos CORDEX incluyen valores históricos desde 1950 hasta 2005 y proyecciones futuras desde 2006 hasta 2100. Para generar una serie de datos histórica equivalente a la de ERA5 en el período 1991-2020, se ha realizado una combinación de los valores históricos de CORDEX para el período 1991-2005 sumado a los valores de los modelos de futuro para el período 2006-2020 (para ambos escenarios). Concretamente, se han analizado las proyecciones futuras bajo los dos escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero considerados (RCP4.5 y RCP 8.5).

Las variables utilizadas en las proyecciones incluyen la temperatura del aire a 2 metros (*2m_air_temperature*), en Kelvin y convertida a grados Celsius; la velocidad del viento a 10 metros (*10m_wind_speed*), en metros por segundo (m/s); y la radiación solar descendente en superficie (*surface_solar_radiation_downwards*), en vatios por metro cuadrado (W/m²).

Para garantizar una adecuada representación de la incertidumbre asociada a los diferentes modelos climáticos, se han utilizado múltiples combinaciones de modelos globales (GCM) y modelos regionales (RCM). En este estudio, basándose en un criterio de uniformidad y disponibilidad de datos (que existan todos los modelos para todos los periodos disponibles en ambos escenarios) se han seleccionado las siguientes combinaciones de modelos para la región de Sudamérica:

Tabla 2 Modelos de CORDEX considerados[2]

Modelo Global (GCM)	Modelo Regional (RCM)	Ensemble member
NRM-CERFACS-CNRM-CM5	SMHI-RCA4	r1i1p1
ICHEC-EC-EARTH	SMHI-RCA4	r12i1p1
IPSL-CM5A-MR	SMHI-RCA4	r1i1p1
MOHC-HADGEM2-ES	SMHI-RCA4	r1i1p1
CCCMA-CANESM2	SMHI-RCA4	r1i1p1
CSIRO-QCCCE-CSIRO-MK3-6-0	SMHI-RCA4	r1i1p1
NOAA-GFDL-ESM2M	SMHI-RCA4	r1i1p1
MIROC-MIROC5	SMHI-RCA4	r1i1p1
MPI-M-MPI-ESM-LR	MPI-CSC-REMO2009	r1i1p1
MPI-M-MPI-ESM-LR	SMHI-RCA4	r1i1p1
NCC-NORESM1-M	SMHI-RCA4	r1i1p1

[2] 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.)]. (2023). IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 35-115, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf

5.4 Generación de proyecciones de variables climáticas corregidas

Extracción del punto en ERA5

El análisis del potencial de generación fotovoltaica se fundamenta en el reanálisis ERA5, utilizado como referencia observacional para caracterizar las condiciones climáticas históricas del emplazamiento de la planta solar. Se seleccionó la celda de la malla más cercana a su ubicación, evitando interpolaciones espaciales. Se extrajeron datos horarios del período 1991–2024 correspondientes a tres variables principales: temperatura del aire a dos metros, radiación solar de onda corta descendente en superficie y componentes horizontales del viento a diez metros (u10 y v10). Estas variables permiten caracterizar el recurso climático y constituyen la base para aplicar las proyecciones futuras.

Debido a que el modelo de generación fotovoltaica funciona con resolución diaria, los datos horarios se agregaron según las características físicas de cada variable. La temperatura se calculó como el promedio de los 24 registros horarios diarios, mientras que la radiación se obtuvo mediante la suma de sus valores horarios, expresándose como energía acumulada en Wh/m²·día. Para el viento, la velocidad se calculó a partir de las componentes horizontales mediante la raíz cuadrada de la suma de sus cuadrados, conservando la resolución horaria durante el procesamiento.

Para garantizar la calidad de los datos de campo, se aplicaron procedimientos de detección y corrección de valores atípicos. En la radiación se utilizó el método Modified Z-Score con una ventana móvil centrada de 30 días y un umbral de 1,5; los valores anómalos se sustituyeron mediante interpolación temporal lineal. En la temperatura, el método se segmentó por hora del día y mes del año, utilizando un umbral de 4,5 para identificar anomalías sin eliminar extremos climáticos plausibles.

Posteriormente, se corrigieron los sesgos sistemáticos de ERA5 mediante su comparación con las observaciones válidas de la estación meteorológica de la planta. Los ajustes se calcularon mensualmente, aplicando una corrección aditiva a la temperatura y multiplicativa a la radiación solar.

Para incorporar el cambio climático, se implementó la metodología Delta Mapping mensual con 11 pares de modelos globales y regionales CORDEX de Sudamérica. Se analizaron los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5 para los períodos 2011–2040, 2041–2070 y 2071–2100, utilizando 2006–2020 como referencia. Las anomalías de temperatura se calcularon mediante diferencias absolutas, mientras que para la radiación y el viento se emplearon factores relativos.

Finalmente, los ajustes se aplicaron a las series históricas de ERA5, preservando su variabilidad diaria e interanual e incorporando las señales climáticas proyectadas. Las series resultantes permiten evaluar el potencial fotovoltaico bajo distintos escenarios futuros de cambio climático.

5.5 Evaluación del impacto del cambio climático en la producción fotovoltaica

Cálculo de potencial de generación fotovoltaico

El cálculo del potencial de generación fotovoltaico ha sido realizado siguiendo la metodología propuesta por Jerez et al. (2015), utilizada en múltiples estudios posteriores, como Park et al. (2020). Esta metodología permite evaluar el impacto del cambio climático sobre la generación de energía fotovoltaica mediante la combinación de variables climáticas clave como la temperatura del aire, la velocidad del viento y la radiación solar descendente en superficie.

Diferentes tecnologías fotovoltaicas presentan respuestas variables bajo las mismas condiciones climáticas (Crook, 2011). En este análisis, se ha empleado una formulación general basada en la relación entre la radiación solar disponible y la eficiencia del sistema, afectada por la temperatura de las células fotovoltaicas. La ecuación principal para calcular el potencial de generación fotovoltaico se expresa como:

$$PV_{pot}(t) = P_R(t) * \frac{RSDS\,(t)}{RSDS_{STC}}$$

dónde:

$PV_{pot}(t)$ es el potencial de generación fotovoltaico en un determinado instante *t*, expresado como una magnitud que relaciona la producción con la potencia nominal de las instalaciones.

RSDS (t) es la radiación solar descendente en la superficie.

$RSDS_{STC}=1000W/m^2$ es la radiación en condiciones normalizadas de ensayo (Standard Test Conditions, STC)[3].

$P_R(t)$ es la ratio de rendimiento del sistema fotovoltaico, definida como:

$$P_R(t) = 1 + \gamma[T_{cell}(t) - T_{STC}]$$

dónde:

$T_{cell}(t)$ es la temperatura en el interior de la célula fotovoltaica en un instante *t*.

$T_{STC}=25°C$ es la temperatura estándar de ensayo.

$\gamma = -0.005°C^{-1}$ es un coeficiente que representa la respuesta típica de los paneles de silicio monocristalino a la temperatura[4].

La temperatura de la célula fotovoltaica $T_{cell}(t)$ se obtiene considerando la temperatura ambiente, la radiación solar y la velocidad del viento, según la formulación propuesta por Chenni et al. (2007):

$$T_{cell}(t) = c_1 + c_2 TAS(t) + c_3\, RSDS(t) + c_4\, WS(t)$$

dónde:

TAS(t) es la temperatura del aire en la superficie en un instante *t*.

RSDS(t) es la radiación solar descendente en la superficie en un instante *t.*

WS(t) es la velocidad del viento en un instante *t.*

Los coeficientes han sido tomados asimismo de Chenni et al. (2007), con los siguientes valores:

$$c_1 = 4.3°C$$

$$c_2 = 0.943\ (adimensional)$$

$$c_3 = 0.028°C\ m^2/W$$

$$c_4 = -1.528°C\ s/m$$

El resultado obtenido es el potencial fotovoltaico como valor adimensional (o, visto desde otra perspectiva, una fracción de la potencia pico teórica) que indica el rendimiento relativo del sistema fotovoltaico con respecto a las condiciones estándar (basado en un ratio de rendimiento 1 derivado de la T estándar 25ºC y de la radiación en condiciones normalizadas de ensayo (*Standard Test Conditions*, STC) de 1000 W/m^2.

[3] *Aclaración sobre unidades: la serie de radiación se genera en la Sección 3.2.4.2 como energía diaria acumulada, en Wh/m²/día. Antes de aplicarse en esta ecuación, dicha serie se convierte a flujo medio diario en W/m², dividiendo entre las 24 horas del día. Con RSDS(t) ya expresado en W/m², el cociente RSDS(t)/RSDS_STC es estrictamente adimensional (W/m² sobre W/m²), como corresponde a la formulación de Jerez et al. (2015).*

[4] El coeficiente aportado por Jerez et al. es para paneles monocristalinos, mientras que la información recopilada indica que la planta cuenta con paneles policristalinos, no obstante, se aplica ya que no se ha detectado un coeficiente equivalente para los cristales policristalinos en la literatura científica. Posiblemente, la sensibilidad de estos ante la temperatura sea muy ligeramente superior.

El enfoque metodológico empleado permite evaluar la influencia del cambio climático en la generación fotovoltaica a lo largo del siglo XXI, considerando los efectos combinados del aumento de la temperatura, la variabilidad de la radiación y el efecto moderador de la velocidad del viento.

Cálculo de producción de energía teórica y comparación con generación real

Luego de obtener el PVpot para la serie histórica se procede a obtener la producción teórica, para lo cual es necesario multiplicarlo por la potencia nominal de la planta.

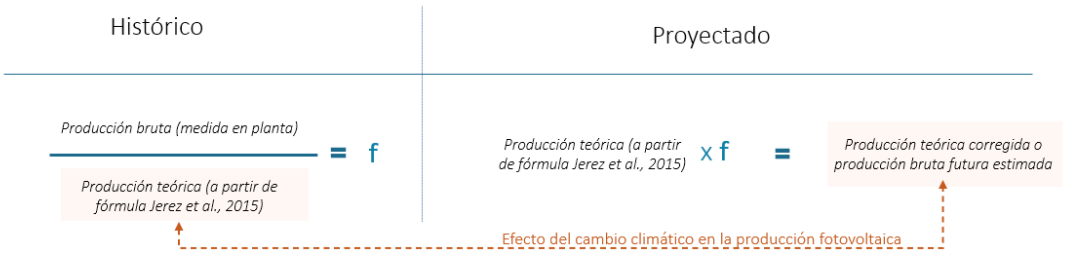
Posteriormente se establece una relación entre la producción bruta medida a campo para toda la serie temporal y la producción teórica calculada para el mismo período temporal. Esta relación se calcula como el cociente entre la sumatoria de la energía medida y la proyectada para el mismo periodo, como se muestra a continuación:

$$f = \frac{\sum P_m}{\sum P_C}$$

Siendo P_m la producción medida a campo para un determinado período de tiempo y P_c la producción calculada a partir del PVpot generado con la fórmula de Jerez et al., 2015.

Este mismo factor se aplica a las series futuras de producción teórica, lo que permite cuantificar el efecto conjunto de las variables climáticas sobre la producción fotovoltaica y comparar de forma directa la producción histórica con la proyectada (Figura 8).

Figura 8. Metodología de comparación de producción histórica y proyectada.



Cálculo del Ensemble de Modelos CORDEX

El estudio emplea un enfoque de ensemble multimodelo para integrar simulaciones climáticas de CORDEX correspondientes al dominio de Sudamérica, con el propósito de reducir la incertidumbre y obtener proyecciones climáticas más representativas. La metodología comprende el promedio de las realizaciones disponibles de cada combinación GCM-RCM, la integración de los resultados de distintos modelos regionales asociados a cada modelo global y, finalmente, el promedio entre todos los modelos globales. Además, se calculan los valores mínimos y máximos para representar la dispersión y la incertidumbre de las proyecciones. Los resultados se almacenan por separado para los escenarios de emisiones RCP4.5 y RCP8.5 y se utilizan para evaluar el potencial de generación fotovoltaica.

Para analizar la evolución climática y energética a largo plazo, se calculan promedios anuales y estacionales mediante ventanas móviles de 30 años. Se consideran la temperatura, la velocidad del viento, la radiación solar descendente, la temperatura de la celda fotovoltaica y el ratio de rendimiento del sistema. En el caso de la generación fotovoltaica, se suman los valores anuales de cada década y se calcula su promedio. Asimismo, se determinan valores máximos y mínimos para caracterizar la variabilidad de las variables durante cada período.

El análisis estacional contempla cuatro períodos: diciembre-febrero (DEF), marzo-mayo (MAM), junio-agosto (JJA) y septiembre-noviembre (SON). Para cada estación se calcula la generación fotovoltaica media durante la

ventana de 30 años y su promedio diario, lo que permite comparar la producción entre estaciones y evaluar su variabilidad intraanual.

La producción fotovoltaica depende de la interacción entre radiación solar, temperatura y velocidad del viento. Un aumento de la radiación puede compensar parcialmente las pérdidas ocasionadas por temperaturas elevadas, mientras que una disminución de la radiación combinada con un incremento térmico puede reducir considerablemente la generación. El viento puede mitigar parcialmente estos efectos mediante el enfriamiento de los módulos.

Finalmente, se plantea evaluar la contribución individual de cada variable climática al cambio proyectado del potencial fotovoltaico mediante cinco cálculos diferenciados de PVpot por período de 30 años, modificando las variables proyectadas y manteniendo las restantes bajo condiciones históricas de referencia.

Tabla 3: Experimentos considerados en el análisis y series de datos empleados.

Experimento	Temperatura	Radiación	Viento
$PVpot_{base}$	histórica	histórica	histórica
$PVpot_{T}$	proyectada	histórica	histórica
$PVpot_{RSDS}$	histórica	proyectada	histórica
$PVpot_{V}$	histórica	histórica	proyectada
$PVpot_{total}$	proyectada	proyectada	proyectada

En cada experimento se promedian los ~11 000 valores diarios de PVpot del periodo. La contribución de cada variable se define como el cambio porcentual de su experimento respecto a la referencia PVpot_base:

$$cambio_X = \frac{PVpot_X - PVpot_{base}}{PVpot_{base}} \, x\, 100$$

El cambio total corresponde al experimento $PVpot_{total}$ frente a esa misma referencia.

Las tres contribuciones individuales no suman exactamente el cambio total; el residuo se reporta de forma explícita como término de interacción:

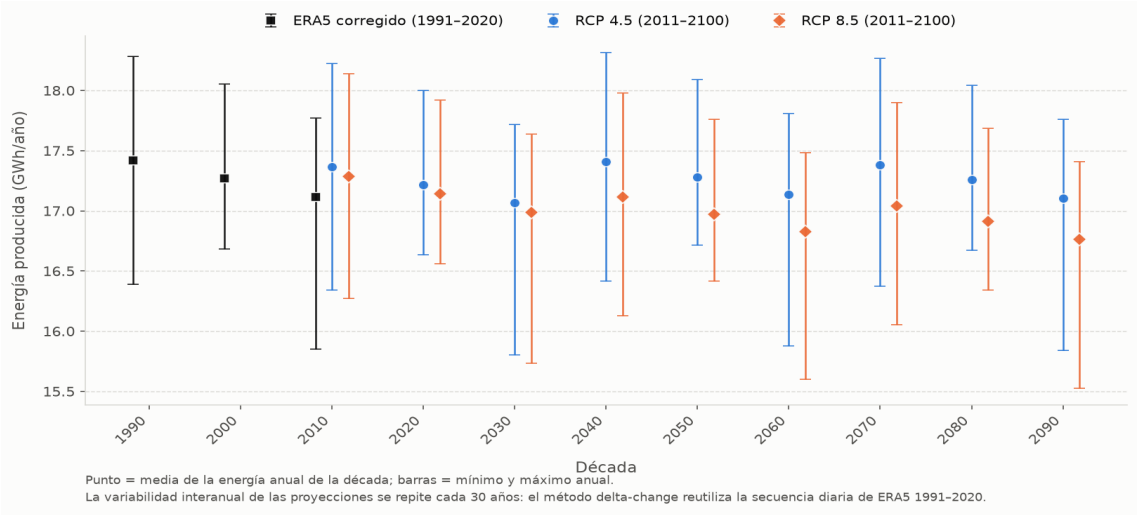
$$interacción = cambio_{TOTAL} - (cambio_T + cambio_{RSDS} + cambio_v)$$

Este residuo no constituye un error numérico ni un ajuste a posteriori, sino una consecuencia directa de que el PVpot no es lineal respecto a sus entradas. La radiación interviene dos veces en la formulación —como recurso en el numerador (RSDS / RSDS_STC) y a través de la temperatura de célula, que gobierna el rendimiento térmico del módulo—, de modo que modificar simultáneamente radiación y temperatura no produce el mismo efecto que modificarlas por separado y sumar sus contribuciones.

Análisis decadal

Con el mencionado proceso de cálculo, se obtiene proyecciones de tipo decanal como le que se observa en la Figura 9. Cabe aclarar que Las trayectorias futuras no generan una meteorología nueva año a año: parten de la secuencia observada de 30 años (ERA5 1991–2020) y la reutilizan de forma repetida hacia el futuro, aplicándole encima la señal de cambio climático de cada escenario. En la práctica, esto significa que la misma sucesión de años vuelve a aparecer cada 30 años.

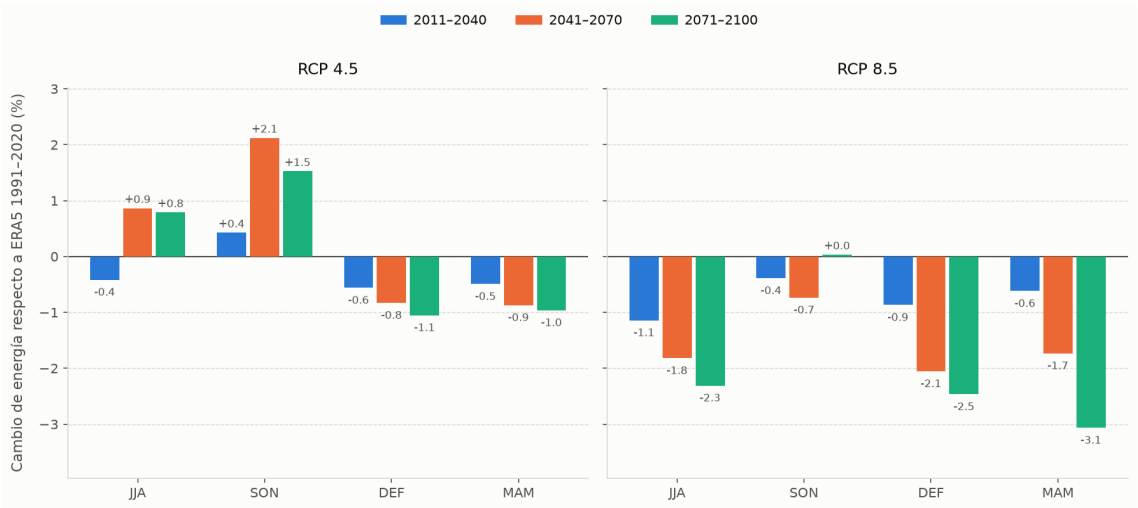
Figura 9. Ejemplo de la energía media producida por década. El punto es la media de la energía anual de la década; las barras, el mínimo y el máximo anual. El dentado que se repite cada 30 años es el artefacto de la secuencia ERA5 reciclada, no señal climática.



Análisis estacional

Los valores expuestos hasta aquí corresponden a medias anuales. Sin embargo, el potencial de generación fotovoltaico fluctúa a lo largo del año debido a la variación estacional de las variables de temperatura, radiación y velocidad del viento, por lo que se puede obtener una proyección estacional como el ejemplo que se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Cambio estacional por ventana de 30 años.



6. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN EÓLICA

6.1 Caracterización de la amenaza a los sistemas eólicos

El análisis se ha llevado a cabo mediante una aproximación metodológica cuantitativa, con el objetivo de evaluar los efectos que el cambio climático podría originar sobre la producción de energía eólica. Para ello, se han considerado las principales variables climáticas que impactan en la eficiencia de los generadores: velocidad del viento (WS) y temperatura (TAS).

Dado que estas variables podrían experimentar alteraciones debido al cambio climático, se han analizado bajo distintos escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En particular:

Las condiciones climáticas actuales han sido obtenidas a partir del reanálisis ERA5 del Climate Data Store (CDS) del Centro Europeo de Predicción a Medio Plazo (ECMWF), que proporciona datos de alta resolución basados en observaciones y modelos numéricos.

Los escenarios de evolución futura de estas variables han sido extraídos de los modelos climáticos regionales del proyecto CORDEX, los cuales permiten evaluar los cambios proyectados a lo largo del siglo XXI en función de distintos escenarios de emisiones de GEI.

La metodología se estructura en tres secciones principales:

Variables climáticas que afectan a la producción eólica: se describen las dos variables clave que determinan la eficiencia y el rendimiento de los generadores (WS y TAS). Para cada una de ellas, se analiza su influencia en la producción eólica y su posible evolución bajo escenarios climáticos futuros.

Bases de datos utilizadas: se detallan las fuentes de información utilizadas para caracterizar las condiciones climáticas presentes y futuras, incluyendo los conjuntos de datos para el periodo histórico y las proyecciones de los modelos climáticos regionales a futuro.

Cálculo del potencial de generación eólica: se describe la metodología empleada para estimar el potencial de generación eólica en función de las variables climáticas.

6.2 Variables climáticas que afectan a la producción eólica

El potencial de generación de una instalación eólica depende principalmente de la velocidad del recurso principal disponible (viento, WS). Sin embargo, existen otros factores que también influyen en la eficiencia de los generadores eólicos, como las características de los generadores instalados, su antigüedad, el terreno, la contaminación, las pérdidas eléctricas y, especialmente, las condiciones climáticas.

En el contexto del cambio climático, dos variables son particularmente relevantes, ya que podrían experimentar alteraciones significativas bajo distintos escenarios de emisiones:

- Velocidad del viento
- Temperatura ambiente

Velocidad del viento y eficiencia aerodinámica

La velocidad del viento es el factor más determinante en la generación eólica, ya que la potencia generada por una turbina es proporcional a la velocidad del viento. Pequeños aumentos en la velocidad del viento pueden resultar en incrementos significativos en la producción de energía. Sin embargo, la relación entre velocidad del viento y generación eólica no es lineal, ya que las turbinas tienen una velocidad de arranque, una velocidad nominal y una velocidad de corte.

- **Velocidad de arranque:** es la velocidad mínima del viento a la cual la turbina comienza a generar electricidad (generalmente 3 m/s).
- **Velocidad nominal:** es la velocidad a la cual la turbina alcanza su capacidad máxima de generación (11 m/s para la curva del modelo de generador tipo seleccionado).
- **Velocidad de corte:** es la velocidad a la cual la turbina se desconecta para evitar daños estructurales (21 m/s para la curva del modelo de generador tipo seleccionado).

En escenarios de cambio climático, los cambios en la velocidad media del viento pueden afectar la producción eólica de diferentes maneras. Si la velocidad del viento disminuye, podría reducirse la cantidad de horas en las que las turbinas operan por encima de su velocidad de arranque, disminuyendo el rendimiento anual. En contraste, aumentos en la velocidad media podrían mejorar el rendimiento si las velocidades permanecen dentro del rango óptimo de operación.

Dado que los valores analizados en este estudio corresponden a medias diarias, no reflejan el efecto de las rachas de viento puntuales que podrían proporcionar una generación efectiva mayor a la contemplada por las medias diarias. Para evaluar con mayor precisión este fenómeno, serían necesarios datos históricos observados *in situ* con una mayor resolución temporal.

Aunque los valores presentados de la velocidad del viento corresponden a medias diarias y se han agrupado en promedios anuales por décadas, el cálculo del potencial eólico se basa en los valores diarios originales. Esto permite capturar la variabilidad estacional de la velocidad del viento, reflejando mejor las fluctuaciones naturales del recurso a lo largo del año.

Temperatura y su impacto en la eficiencia eólica

Aunque la velocidad del viento es el principal determinante de la generación eólica, la temperatura ambiente también juega un papel relevante, principalmente a través de su influencia en la densidad del aire. La potencia extraída por una turbina eólica está directamente relacionada con la densidad del aire, la cual disminuye a medida que aumenta la temperatura. Esto significa que, en igualdad de condiciones, la misma velocidad del viento generará menos energía en un ambiente más cálido que en uno más frío.

Relación entre las variables y su impacto en la producción eólica

Las interacciones entre la velocidad del viento y la temperatura determinan el rendimiento de las instalaciones eólicas en escenarios de cambio climático. En particular:

- Si la velocidad del viento disminuye y la temperatura aumenta, se podría producir una reducción significativa en la eficiencia de los aerogeneradores.
- Si la velocidad del viento aumenta, pero también la temperatura, el efecto neto dependerá de cuál de los dos factores tenga mayor impacto en la producción.
- Si la velocidad del viento se mantiene estable pero la temperatura aumenta, la eficiencia de las turbinas podría disminuir debido a la menor densidad del aire, lo que resultaría en una reducción en la energía generada.

Estos factores resaltan la importancia de evaluar las proyecciones climáticas de manera integrada, considerando no solo los cambios en la media de las variables, sino también su distribución y variabilidad en diferentes horizontes temporales.

6.3 Bases de datos utilizadas

Para evaluar el impacto del cambio climático en la producción eólica, se han utilizado dos fuentes principales de datos climáticos. En primer lugar, se han empleado datos de reanálisis para caracterizar las condiciones climáticas actuales, y, en segundo lugar, se han utilizado proyecciones de modelos climáticos regionales para estimar la evolución futura de las variables climáticas clave.

Periodo de referencia 1991-2020 (ERA5)

Los datos climáticos de referencia han sido obtenidos del reanálisis ERA5, ya descrito anteriormente. Las variables extraídas incluyen la temperatura del aire a 2 metros (*2m_temperature*), expresada en Kelvin y posteriormente convertida a grados Celsius y la velocidad del viento a 10 metros, calculada a partir de las componentes zonal (*10m_u_component_of_wind*) y meridional (*10m_v_component_of_wind*), con valores en metros por segundo (m/s).

Proyecciones de modelos climáticos regionales para estimar la evolución futura de las variables (CORDEX)

Para evaluar la evolución futura de estas variables bajo distintos escenarios de cambio climático, se han utilizado proyecciones del experimento CORDEX (Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment), ya descrito anteriormente específicamente para el dominio de Sudamérica.

6.4 Evaluación del impacto del cambio climático en la producción eólica

Cálculo de potencial de generación eólica

El cálculo del potencial de generación eólica ha sido realizado siguiendo metodologías ampliamente utilizadas que permiten evaluar el impacto del cambio climático sobre la generación de energía eólica mediante la combinación de variables climáticas clave como la velocidad del viento y la temperatura del aire.

El rendimiento de una turbina eólica depende fundamentalmente de la velocidad del viento a la altura del eje del rotor. Sin embargo, los modelos climáticos generalmente proporcionan velocidades del viento cercanas a la superficie (típicamente a 10 metros de altura). Para estimar la velocidad del viento a la altura de operación de las turbinas (usualmente 80 metros), se aplica la ecuación de cizalladura del viento (Stadler et al. 2015):

$$U(t) = U_R(t) * \left(\frac{Z}{Z_R}\right)^{\alpha}$$

dónde:

- *U(t)* es la velocidad del viento estimada a la altura del eje (80 metros).
- $U_R(t)$ es la velocidad del viento cercana a la superficie (10 metros).
- Z/Z_R es la relación entre la altura deseada (Z) y la altura de referencia
- α es el exponente de cizalladura del viento, que refleja la estabilidad atmosférica y varía con la rugosidad del terreno. Este exponente suele establecerse en 1/7 para condiciones de estabilidad neutral, aunque puede verse afectado por el cambio climático y las modificaciones en el uso del suelo (Karnauskas et al. 2018 y Tobin et al. 2016).

Además de la velocidad del viento, la temperatura del aire juega un papel relevante en la eficiencia de las turbinas debido a su efecto sobre la densidad del aire. La potencia extraída por una turbina eólica se ajusta considerando la densidad del aire con la siguiente ecuación (basada en Soubes et al. 2018):

$$Potencia\ = Potencia\,(v) * \left(\frac{15 + 273.15}{TAS + 273.15}\right)^{1/3}$$

dónde:

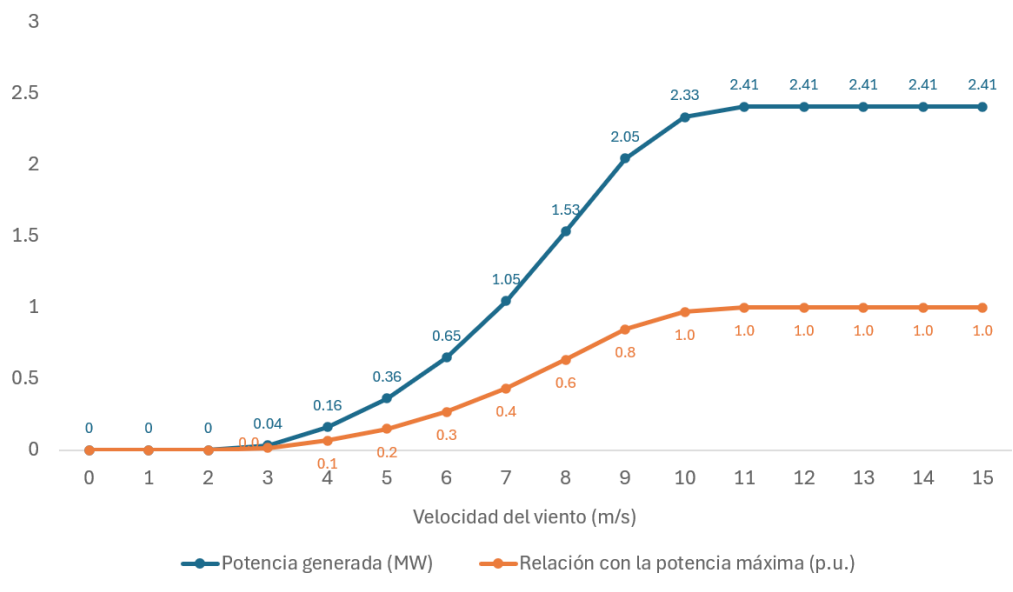
- *Potencia es la potencia final ajustada por temperatura.*
- *Potencia(v) es la potencia generada según la curva de potencia de la turbina.*
- *TAS es la temperatura del aire en la superficie*.

Esta corrección permite evaluar cómo los aumentos de temperatura previstos bajo distintos escenarios climáticos pueden afectar la producción de energía eólica[5].

La relación entre la velocidad del viento y la producción de energía de una turbina sigue una curva de potencia característica. A bajas velocidades del viento, la producción es nula o marginal, mientras que al alcanzar la velocidad nominal se obtiene la máxima generación. A partir de cierto umbral, las turbinas se desconectan para evitar daños estructurales. La siguiente figura muestra la curva de potencia seleccionada para una turbina tipo:

[5] Este procedimiento para calcular los vientos en altura a partir de los datos de reanálisis superficiales podría mejorarse si se contaran con datos observacionales a distintas altitudes, como los proporcionados por un perfilador de vientos.

Figura 11. Valores de curva de potencia para una turbina tipo



7. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

7.1 Caracterización de la amenaza a los sistemas de transmisión y distribución (TyD)

El presente planteamiento metodológico sigue las recomendaciones del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), por las que el riesgo climático quedará definido por la relación existente entre los **peligros o amenazas** asociadas con el clima, la **exposición** de los sistemas a ellas, y la **vulnerabilidad** de estos[6].

Para las líneas eléctricas de transmisión aéreas, las dos amenazas más notables son los cambios proyectados en la temperatura ambiente y en el régimen de vientos, puesto que ambas afectan directamente a su capacidad de evacuar calor, con efectos sobre su operación (su capacidad de transporte de energía eléctrica) a consecuencia del aumento en la resistencia de los conductores.

A continuación, se ofrece una descripción más detallada de esta aproximación y la metodología empleada para su desarrollo.

Vulnerabilidad de la red eléctrica

La red eléctrica es particularmente vulnerable a los cambios en la temperatura ambiente[7]. En el caso de las líneas de transmisión, su rango de operación segura se ve reducido en condiciones de alta temperatura ambiente, al verse mermada su capacidad de evacuar el calor generado en el proceso (efecto Joule). Esta evacuación se logra con el salto de temperatura entre la temperatura alcanzada en la superficie del conductor en su operación y la temperatura exterior. Así, la persistencia de temperaturas altas hará que se pueda evacuar menos calor, aumentando la temperatura del conductor y, con ello, su resistencia al paso de la corriente, dando como resultado un aumento de las pérdidas y una reducción de la capacidad de transporte de energía eléctrica. En caso de superarse la temperatura máxima de operación del conductor, el sobrecalentamiento podría provocar daños físicos a la infraestructura e incrementar el riesgo de incendio. Para evitar sobrecalentamientos que pudieran poner en riesgo físico la instalación, el operador de red puede optar por limitar la intensidad máxima transportada para mantener

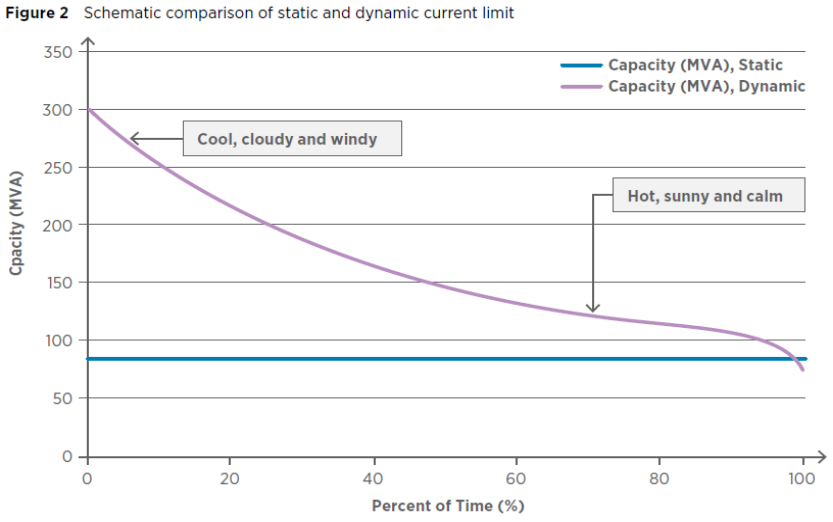
6 IPCC Sixth Assessment Report: Impacts, Adaptation and Vulnerability https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/
7 Allen-Dumas, Melissa R. Binita KC y Colin I Cunliff (2019). Extreme Weather and Climate Vulnerabilities of the Electric Grid: A Summary of Environmental Sensitivity Quantification Methods. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f67/Oak%20Ridge%20National%20Laboratory%20EIS%20Response.pdf

la temperatura del conductor constante en su límite de diseño[8]. Para ello, se limita la potencia máxima que es capaz de transportar con respecto a las condiciones de diseño, perdiendo, con esto, eficiencia operativa. Esta es la aproximación que se ha empleado en este estudio.

La intensidad máxima que un conductor puede transportar de forma continuada antes de sufrir un deterioro está limitada por varios factores: la estructura y diseño del conductor (agrupamiento de los cables, clasificación de temperatura, etc.), las condiciones ambientales circundantes (temperatura ambiente, radiación solar, viento, etc.) y las condiciones de operación de la línea (carga que soporte la línea, tipo de instalación, etc.). Es, por tanto, un parámetro dinámico que, tradicionalmente, se ha considerado en los diseños como un valor estático, asumiendo las condiciones más desfavorables de operación con base en información climática histórica, utilizando límites más bajos de capacidad para mantener condiciones de seguridad adecuadas en cualquier situación.

Sin embargo, con el cambio climático, las condiciones de diseño planteadas pueden no ajustarse a la realidad en el futuro, limitando la capacidad de la línea para dar el servicio para el que fue diseñada.

Figura 12. Comparativa entre intensidad máxima estática y dinámica[9]



Note: MVA = megavolt ampere.
Source: Based on ENTSO-E (2015).

La Figura 12 ilustra cómo la capacidad de una línea de transmisión o distribución puede variar según las condiciones climáticas y los métodos empleados para calcular su capacidad. La línea recta azul muestra la decisión de capacidad que se tomaría en caso de no tener posibilidad de realizar un ajuste dinámico de la misma en función de criterios ambientales. Es la metodología generalmente empleada, y en base a la misma se ajusta una capacidad máxima constante conservadora que es calculada para periodos que cubren varias semanas. En morado se muestra una curva que sería posible calcular para realizar una gestión dinámica de la capacidad (*Dynamic Line Rating* o DLR). Es representativa de la capacidad máxima que se podría emplear si se ajustase de manera continua la capacidad de la línea a condiciones prevista para las próximas horas. Se aprecia como en ausencia de DLR, se toman decisiones conservadoras en cuanto a la capacidad de transporte de las líneas, por lo que incrementos ligeros de la temperatura, conducen a que se decida operar la infraestructura a menor capacidad de manera continuada.

8 Sathaye, Jayant, Larry Dale, Gary Fitts, Peter Larsen, Kevin Koy, Sarah Lewis, and Andre Lucena (2011). Estimating Risk to California Energy Infrastructure from Projected Climate Change. California Energy Commission. Publication number: CEC-500-2011-XXX. Disponible online: https://www.osti.gov/servlets/purl/1026811
9 IRENA (2020), Innovation landscape brief: Dynamic line rating, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-182-9

Para este cálculo es posible emplear diferentes aproximaciones. Los algoritmos más conocidos son los de IEEE[10] y CIGRE[11] que utilizan, como entrada, información de detalle sobre las propiedades físicas del conductor y las condiciones atmosféricas. La mayoría de los algoritmos existentes, sin embargo, introducen incertidumbres que pueden ser sustanciales, especialmente cuando la carga de la línea se acerca a la temperatura máxima del conductor. Además, los algoritmos deben adaptarse a las condiciones específicas y la filosofía de implementación de los operadores de la red. Es por ello por lo que, además de formular un buen algoritmo para el cálculo, se necesita una gran cantidad de datos de entrada.

Dada la dificultad de aplicar este tipo de algoritmos en el ámbito del presente trabajo ante la falta de información de detalle sobre la infraestructura, se plantea una metodología simplificada que, cumpliendo con recomendaciones científicas pertinentes, permite trabajar de forma cuantitativa en el presente escenario de disponibilidad de datos.

7.2 Planteamiento metodológico de evaluación de riesgo climático

El presente estudio parte de las capas ráster generadas para las **líneas aéreas de TyD**, que muestran el impacto que tendrían los cambios proyectados en la temperatura ambiente y el régimen de vientos sobre su operación (capacidad de transporte de energía eléctrica, Las dos variables climáticas esenciales (ECV) de aplicación son la Variación absoluta de la Temperatura Ambiente y la Variación absoluta de la Velocidad del Viento, aplicados como muestra la Tabla 4.

Tabla 4 Extracto de la tabla que relaciona elementos de infraestructura energética con valores umbrales y afecciones posibles.

ECV	Elemento	Material	
		Aluminio / Cobre	Otros / desconocido
Variación absoluta de la Temperatura Ambiente	Línea aérea	Cada 1ºC que suba por encima de 20ºC, cae un 0.4% la energía transportada	Cada 1ºC que suba por encima de 20ºC, cae un 0.3% la energía transportada
Variación absoluta de la Velocidad del Viento	Línea aérea	Si sube 1m/s la velocidad media del viento, aumenta un 20% la capacidad de transporte de energía eléctrica	

Fuente: Proyecto screEN-ALC

De acuerdo con la Tabla 4, la aproximación concreta al **impacto de los cambios en la temperatura ambiente** está basada en la aplicación de un coeficiente que corrige el valor de la intensidad máxima admisible de diseño (considerando un umbral de temperatura ambiente de 20ºC) para obtener la intensidad máxima admisible para otras temperaturas. Se empleó el coeficiente corrector en función de las características del conductor y la temperatura ambiente, aplicándolo en el caso de que la temperatura ambiente supere los 20ºC.

De la misma forma, el **impacto de los cambios en el viento** se basa en la aplicación de un coeficiente que corrige el valor de la capacidad de transporte de las líneas en función del cambio que se produzca en la velocidad del viento, que actúa ayudando a refrigerar las líneas.

Así, el impacto obtenido representa el cambio en la capacidad respecto al escenario histórico en los diferentes escenarios de futuro analizados, donde los rangos manejados representan el % de ese cambio afectado de un signo -positivo o negativo- en función de si aumenta o disminuye.

10 IEEE Standard 738-2012, “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, 2012.
11 CIGRE Technical Brochure 207, “Thermal Behaviour of Overhead Conductors, Working Group 22.12”, 2002.

8. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LAS INTALACIONES COSTERAS

8.1 Caracterización de la amenaza a los sistemas eólicos

Entre las instalaciones objeto de estudio en el proyecto Screen ALC II, estuvieron incluidas dos instalaciones energéticas ubicadas a la orilla del mar. Dado que estas instalaciones fueron diseñadas con elevados estándares de resiliencia frente a amenazas naturales, el estudio se centró específicamente en el potencial impacto de la subida del nivel del mar. A diferencia de otras amenazas climáticas de carácter más inmediato, la subida del nivel del mar es un proceso gradual y acumulativo que puede llegar a representar un riesgo significativo para infraestructuras costeras estratégicas en horizontes temporales de largo plazo.

Las limitaciones existentes en la información específica disponible para ambas instalaciones, junto con la posibilidad de aplicar de forma consistente los mismos conjuntos de datos observacionales y resultados de modelización, han motivado la realización de un análisis conjunto. Este enfoque permite optimizar el uso de la información disponible y garantizar criterios homogéneos en la evaluación del riesgo, cuyos resultados se presentan en este documento.

8.2 Conceptos relacionados con la altura del nivel del mar

El nivel del mar en una zona costera resulta de la interacción de diversos procesos físicos que actúan en diferentes escalas temporales. Entre ellos destacan la marea astronómica, originada por la atracción gravitatoria de la Luna y el Sol; la marea meteorológica, asociada al viento y a las variaciones de presión atmosférica durante tormentas y huracanes; la variabilidad climática y oceanográfica; y la tendencia de aumento del nivel medio del mar vinculada al cambio climático.

Las mediciones procedentes de boyas oceánicas y mareógrafos representan principalmente la elevación de la superficie marina en condiciones de agua en reposo (Still Water Level), sin incorporar los efectos locales de la transformación del oleaje al aproximarse a la costa. En estas zonas, la reducción de la profundidad provoca cambios en las olas y su rotura, generando una elevación adicional del nivel medio del agua denominada wave setup. Asimismo, el ascenso temporal del agua producido por cada ola individual sobre playas y estructuras costeras se conoce como wave run-up. Estos fenómenos pueden elevar significativamente el nivel máximo alcanzado por el agua respecto al registrado mar adentro.

El estudio tiene como objetivo evaluar la evolución de la amenaza asociada al aumento del nivel del mar mediante datos de boyas, mareógrafos y productos oceanográficos obtenidos de observaciones y modelos numéricos. Por tanto, sus resultados describen la evolución esperada del nivel marino y sus componentes, sin considerar los efectos específicos de la transformación costera del oleaje, que requieren estudios hidrodinámicos e ingeniería especializada.

Finalmente, el aumento del nivel medio del mar eleva la referencia sobre la que actúan estos procesos, incrementando potencialmente la frecuencia y magnitud de las inundaciones costeras a largo plazo.

8.3 Análisis del impacto de la subida del nivel del mar

El presente análisis tiene como objetivo estimar los niveles extremos del mar frente a dos instalaciones costeras emplazadas a orillas del mar y evaluar cómo cambiará su frecuencia de ocurrencia debido al aumento del nivel medio del mar asociado al cambio climático. Se estudian los niveles correspondientes a periodos de retorno de 10 y 100 años (T10 y T100), considerando los horizontes temporales 2030, 2050 y 2100, bajo los escenarios de emisiones SSP1-2.6, SSP2-4.5 y SSP5-8.5 definidos por el IPCC. Asimismo, se caracteriza el régimen de oleaje para contextualizar las condiciones marítimas extremas.

La metodología combina observaciones de un mareógrafo y de unaboya de Juan Dolio con reconstrucciones históricas obtenidas mediante modelos numéricos para aproximadamente 75 años. Estas series incorporan las proyecciones de subida del nivel del mar del IPCC y productos específicos que representan las sobreelevaciones asociadas a ciclones tropicales y huracanes, permitiendo estimar los niveles extremos actuales y futuros.

Los resultados representan el nivel del mar en reposo frente a las instalaciones, considerando el nivel medio, la marea astronómica y la marea meteorológica. No incluyen los efectos locales de transformación del oleaje, como el wave setup, el wave run-up y el rebase de las estructuras costeras, debido a la falta de información detallada sobre las defensas existentes.

Finalmente, las cotas se expresan respecto al nivel medio registrado durante 2023-2024. Por ello, no representan elevaciones topográficas absolutas ni pueden compararse directamente con las instalaciones sin una nivelación precisa entre el datum mareográfico y los sistemas altimétricos correspondientes.

8.4 Datos empleados en el análisis

El estudio de la amenaza marina a las instalaciones costeras se fundamenta en la integración de observaciones locales, reanálisis, reconstrucciones históricas y proyecciones climáticas. Esta combinación permite reconstruir aproximadamente 75 años de variabilidad marina, caracterizar las condiciones medias y extremas del nivel del mar y evaluar su evolución futura bajo diferentes escenarios de cambio climático.

Las observaciones locales proceden de un mareógrafo y de una boya oceanográfica que proporciona datos de oleaje. Aunque estas series son limitadas para analizar estadísticamente eventos extremos, permiten contrastar los productos regionales y caracterizar las condiciones marinas recientes.

La reconstrucción histórica utiliza el modelo hidrodinámico GTSM v3.0, forzado con ERA5, que proporciona datos horarios del nivel total del mar y de los residuos de marea meteorológica desde 1950. Asimismo, se emplea el reanálisis ERA5 para obtener variables de oleaje, como altura significativa, período y dirección. La evolución del nivel medio del mar se contrasta con el producto multimisión DUACS de altimetría satelital, disponible desde 1993.

Para evaluar los efectos futuros del cambio climático, se incorporan las proyecciones regionales del IPCC AR6 bajo los escenarios SSP1-2.6, SSP2-4.5 y SSP5-8.5, considerando los horizontes de 2030, 2050 y 2100. Además, el producto COAST-RP permite estimar niveles extremos asociados a períodos de retorno de hasta 1.000 años mediante tormentas históricas y ciclones tropicales sintéticos.

Una limitación importante es la falta de sensores permanentes y modelos hidrodinámicos específicos para cada instalación. Por ello, algunos datos regionales se consideran representativos de ambas ubicaciones, sin reflejar completamente las diferencias locales de batimetría, orientación costera y geomorfología. En consecuencia, los resultados constituyen una caracterización regional de la amenaza marina y deben interpretarse considerando estas limitaciones.

Para otra de las instalaciones costeras incluidas en el estudio se analizó la probabilidad de ocurrencia de tormentas que podrían representar una amenaza para la operabilidad de la planta. Para este análisis se aplicó la siguiente metodología:

8.5 Metodología para la caracterización de tormentas

La metodología se estructura en cinco etapas: caracterización de tormentas a partir de modelos climáticos globales (GCM), generación de un conjunto multimodelo (ensemble) de precipitación, elaboración de curvas de frecuencia y probabilidad acumulada, aplicación del método Quantile Delta Mapping (QDM) para incorporar la señal del cambio climático y análisis de la incertidumbre de las proyecciones.

La caracterización de tormentas se realiza mediante registros de precipitación trihorarios. Cada evento se define como una secuencia de registros consecutivos con precipitación igual o superior a 0,1 mm cada tres horas, y finaliza cuando se registra un intervalo seco. Este umbral permite eliminar precipitaciones insignificantes o asociadas al ruido numérico de los modelos, conservando más del 98 % de la precipitación anual. Para cada tormenta se calculan tres indicadores: duración, expresada en horas; lámina acumulada, obtenida mediante la suma de la precipitación registrada; e intensidad media, calculada como el cociente entre la lámina acumulada y la duración.

El ensemble se construye a partir de cuatro modelos climáticos CMIP6, mediante el promedio de sus funciones de distribución cuantílica, en lugar de promediar directamente las series temporales. Para cada nivel de probabilidad, se calcula la lámina correspondiente en cada modelo y se obtiene su promedio. Este procedimiento permite

integrar las distribuciones estadísticas de los modelos y representar de forma conjunta el comportamiento de las precipitaciones.

Posteriormente, se elaboran curvas de frecuencia porcentual que describen la proporción de tormentas correspondiente a diferentes intervalos de lámina acumulada. A partir de ellas se generan las curvas de probabilidad acumulada, que indican el porcentaje de eventos cuya precipitación es menor o igual a un determinado valor. Las siete tormentas observadas se consideran clases de una distribución de frecuencias agrupada, asignando a cada intervalo la probabilidad acumulada de su punto medio, sin asumir que el mayor registro observado representa el máximo posible.

Finalmente, se emplea el método QDM para trasladar la señal de cambio climático de los modelos a la distribución histórica observada. Su aplicación resulta pertinente debido a las diferencias entre las tormentas simuladas y las registradas en La Teja, especialmente en duración e intensidad. Estas discrepancias responden, en parte, a las diferencias de resolución espacial y temporal entre los modelos globales, que representan promedios sobre celdas de aproximadamente 100 km, y las observaciones puntuales de mayor resolución. Por ello, el objetivo es incorporar los cambios climáticos proyectados sin intentar reproducir artificialmente todas las características de las tormentas observadas. El análisis de incertidumbre complementa el procedimiento y permite evaluar la variabilidad de los resultados futuros.

9. CONCLUSIONES GENERALES DE LAS METODOLOGÍAS APLICADAS EN EL ESTUDIO:

Dependiendo del tipo de instalación energética estudiada, se aplicaron metodologías de análisis basadas en la selección de escenarios climáticos y socioeconómicos así como modelos de circulación global y regional que permitieron realizar proyecciones plausibles del comportamiento futuro de las variables climáticas esenciales que caracterizan las posibles amenazas, impacto y riesgo inherente al cambio climático al que estaría expuesta la infraestructura del sector energético involucradas en el estudio de los 5 países beneficiarios.

Las metodologías, procedimientos y cálculos realizados, no generan como resultados valores únicos sino rangos de valores derivados de la combinación de escenarios, modelos, ensambles y períodos de simulación. De estos rangos se seleccionan y se presentan como resultados de cada análisis los valores medios.

La calidad y precisión de los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones realizadas, dependen de la información histórica que se pueda recopilar de cada una de las instalaciones estudiadas, por esto es importante mantener sistemas de monitoreo de las condiciones climáticas en las que se desarrolla la operación de dichas instalaciones, dependiendo de su tipo tales como caudales afluentes, radiación solar, velocidad del viento, temperatura ambiental, nivel del mar, intensidad y frecuencia de ocurrencia de eventos extremos, etc.

BIBLIOGRAFÍA

1. Cannon, A. J., S. R. Sobie, T. Q. Murdock, 2015. Bias Correction of GCM Precipitation by Quantile Mapping: How Well Do Methods Preserve Changes in Quantiles and Extremes?. J. Climate, 28, 6938–6959, https://doi.org/10.1175/JCLI-D-14-00754.1.

2. Chenni, R., Makhlouf, M., Kerbache, T. & Bouzid, A., 2007. A detailed modeling method for photovoltaic cells. Energy 32, 1724–1730 (2007). DOI: 10.1016/j.energy.2006.12.006.

3. Crook, J. A. 2011. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. http://dx.doi.org/10.1039/C1EE01495A.

4. Energías Renovables. 2015. Los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas. Disponible en: https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713.

5. Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montávez, J.P., López-Romero, J.M., Thais, F., Bartok, B., Christensen, O.B., Colette, A., Déqué, M., Nikulin, G., Kotlarski, S., van Meijgaard, E., Teichmann, C., Wild, M., 2015. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. Nat Commun 6, 10014. https://doi.org/10.1038/ncomms10014.

6. Iglewicz, B. & Hoaglin, D. C., 1993. How to detect and handle outliers (Vol. 16). ASQC Quality Press.

7. Park, C., Cha, D.-H., Shin, S.-W., Kim, G., Kim, T., 2020. Future projections of photovoltaic power generation on climate change simulated by CORDEX II multi-RCMs over East Asia (No. EGU2020-12934). Copernicus Meetings. https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-12934.

8. Karnauskas KB, Lundquist JK, Zhang L. Southward shift of the global wind energy resource under high carbon dioxide emissions. Nature Geosci. 2018;11(1):38-43. DOI: 10.1038/s41561-017-0029-9.

9. Tobin I, Jerez S, Vautard R, et al. Climate change impacts on the power generation potential of a European mid-century wind farms scenario. Environ Res Lett. 2016;11(3):034013. DOI: 10.1088/1748-9326/11/3/034013.

10. Pablo Soubes, Felipe Palacio, Ruben Chaer. 2018. Modelo de central de generación eólica. Administración del Mercado Eléctrico. https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloCentralGeneradoraEolica.pdf.

11. Stadler, Stephen, James M. Dryden Jr., and J. S. Greene. 2015. “Climate Change Impacts on Oklahoma Wind Resources: Potential Energy Output Changes” Resources 4, no. 2: 203-226. https://doi.org/10.3390/resources4020203.

12. Karnauskas KB, Lundquist JK, Zhang L. Southward shift of the global wind energy resource under high carbon dioxide emissions. Nature Geosci. 2018;11(1):38-43. DOI: 10.1038/s41561-017-0029-9

13. Tobin I, Jerez S, Vautard R, et al. Climate change impacts on the power generation potential of a European mid-century wind farms scenario. Environ Res Lett. 2016;11(3):034013. DOI: 10.1088/1748-9326/11/3/034013

14. Pablo Soubes, Felipe Palacio, Ruben Chaer. 2018. Modelo de central de generación eólica. Administración del Mercado Eléctrico. https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloCentralGeneradoraEolica.pdf

15. Stadler, Stephen, James M. Dryden Jr., and J. S. Greene. 2015. “Climate Change Impacts on Oklahoma Wind Resources: Potential Energy Output Changes” Resources 4, no. 2: 203-226. https://doi.org/10.3390/resources4020203



PAÍSES MIEMBROS DE OLACDE

Argentina
Barbados
Belice
Bolivia
Brasil
Chile
Colombia
Costa Rica
Cuba
Ecuador
El Salvador
Grenada
Guatemala
Guyana
Haití
Honduras
Jamaica
México
Nicaragua
Panamá
Paraguay
Perú
República Dominicana
Suriname
Trinidad y Tobago
Uruguay
Venezuela
Argelia (País Participante / Observador Permanente)
Unión Europea (Observador Permanente)

olacde | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Salvador
Edificio Olacde, Sector San Carlos
Quito - Ecuador

Telf: (593 2) 2598 122
2598 280

olacde@olacde.org
www.olacde.org

OLACDE Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
Olacde
@OLADEORG
olacde_org
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
Conexiones Energéticas - OLACDE