ENERGY PARTNERSHIP
CHILE-ALEMANIA

Estudio que perfecciona el sistema de índices cuantitativos de impactos de la crisis climática en el sistema energético nacional chileno

Informe Final

Información legal

Publicado por:
Energy Partnership Chile- Alemania
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ
Marchant Pereira 150, Providencia, Santiago de Chile
E-mail / Website : energyclde@giz.de / www.energypartnership.cl

Autores:
SCL Econometrics LTDA
Marcelo Villena, Juan Carlos Villena, Samuel Varas

Coordinación:
Energy Partnership Chile- Alemania (GIZ)
Daina Neddemeyer, Michael Schmidt, Daniel Garrido

Diseño y formato:
Energy Partnership Chile-Alemania (GIZ),
basado en dena 2024. "Internationale Kommunikation
der Energiewende in der bilateralen Zusammenarbeit.
Gestaltungsrichtlinien"

Imágenes e ilustraciones:
©Autores

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-65-9. Primera edición digital: enero 2025

Todos los derechos reservados. Todo uso de esta publicación está sujeto a la aprobación de GIZ

Por favor citar esta publicación como a continuación:
Energy Partnership Chile- Alemania. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ (GIZ, 2025) "Estudio que perfecciona el sistema de índices cuantitativos de impactos de la crisis climática en el sistema energético nacional chileno."

Socios:

Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima

Ministerio de Energía
Gobierno de Chile

ENERGY PARTNERSHIP
CHILE-ALEMANIA

Organizaciones implementadoras:

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Estudio que perfecciona el sistema de índices cuantitativos de impactos de la crisis climática en el sistema energético nacional chileno

Executive summary

Climate change significantly challenges the Chilean energy sector. It increases the system´s vulnerability due to phenomena such as intense heatwaves, prolonged droughts and more frequent extreme events. These changes have an impact on energy production, distribution and supply security, which underlines the need to strengthen the resilience of the sector.
This report aims to enhance the quantitative indices used to evaluate the impacts of the climate crisis on the national energy system, expanding their coverage to new sub-sectors as well as improving their accuracy. It aims to provide more effective tools for planning and implementing adaptation and mitigation actions, contributing to Chile´s long-term sustainability and energy security.

This report centers around three primary chapters:

- Chapter 2: analysis of current energy sub-sectors and a proposal to include new sub-sectors critical for resilience, like energy storage and green hydrogen.
- Chapter 3: development of a new set of indicators to measure the capacity of the energy system for adaptation and resilience to climate impacts.
- Chapter 4: application of a cost-benefit analysis to evaluate the effectiveness of mitigation measures that implemented to lower the climate impacts on energy infrastructure.

1. Incorporating new energy sectors

With climate change, the Chilean energy sector faces increasingly complex challenges, that affect resource availability, infrastructure integrity and supply stability. To address these challenges and strengthen the resilience of the system, the vulnerability and resilience assessment needs to be broadened to include new energy sub-sectors that are critical in the current and future context.

1.1. Description and Classification of the Existing Energy Sub-Sectors

The report reviews the current classification of energy sub-sectors in Chile, emphasizing on how each is affected by climate variables.

1.1.1. Energy supply

- Fossil Fuels: to rely on oil, natural gas and coal implies vulnerabilities related to import and supply chain risks. Extreme weather events can disrupt transportation and may affect storage and distribution infrastructure.
- Water Resources: hydropower plants face declining water availability due to prolonged droughts and changes in precipitation patterns, reducing their generation capacity and affecting energy security.
- Non-Conventional Renewable Energy (NCRE): even though they offer opportunities to diversify the energy matrix, they depend on specific climatic conditions, making them vulnerable to climate variability and changes, affecting their efficiency and predictability

1.1.2. Energy transport

- Electricity Infrastructure: transport and distribution networks are susceptible to damage from storms, floods and forest fires, which can lead to supply disruptions and high repair costs.
- Hydrocarbon Infrastructure: oil and gas pipelines as well as marine terminals can be damaged by storm surges, sea level rise and landslides, interrupting fuel flow and jeopardizing energy security.

1.1.3. Energy demand

- Residential, Commercial and Industrial Sectors: temperature variations and extreme events alter energy consumption patterns, increasing demand for cooling or heating and generating peaks that challenge the balance between supply and demand.
- Transport: changes in weather conditions can affect the efficiency and operation of transport systems, affecting fuel consumption and logistics.

1.2. Need to incorporate New Energy Sub-sectors

To enhance the coverage and accuracy of vulnerability and resilience indices, this report suggests the incorporation of two new sub-sectors:

Energy Storage

- Strategic importance: energy storage is important to manage the intermittency of renewables and balance supply and demand, improving the electrical system´s stability and reliability of the electricity system.

- Key technologies: this includes lithium-ion batteries, pumped hydroelectric energy storage as well as thermal storage systems. These technologies enable the storage of surplus renewable energy, facilitating energy use during periods of high demand or low generation.

- Challenges and opportunities: despite the high initial costs and technical requirements, energy storage offers opportunities to reduce emissions, improve resilience and facilitate higher integration of renewable energy into the energy mix.

1.2.1. Green Hydrogen

- Transformative potential: produced by electrolysis using renewable energy, green hydrogen can decarbonize some sectors that are hard to electrify, such as heavy industry and long-distance transport.

- Chile´s competitive advantages: the country has exceptional conditions for green hydrogen production, thanks to its abundant solar and wind energy. In this area, Chile could eventually position itself in a leading position in the world.

- Challenges for infrastructure: green hydrogen production, storage and transport require the development of specialized infrastructures. Port facilities need to be adapted, and specific safety regulations need to be established.

- Contribution to resilience: green hydrogen diversifies the energy matrix, reduces dependency on fossil fuels and creates economic and technological opportunities.

1.2.2. Implication for Vulnerability and Resilience Assesment

Including these new sub-sectors implies:

- Expansion of indicators: development of new indicators that consider the unique characteristics of energy storage and green hydrogen encompassing technical, economic and environmental aspects.

- More comprehensive evaluation: the new sub-sectors enable the identification of specific vulnerabilities and strengths, facilitating the implementation of more effective adaptation and mitigation strategies.

- Decision support: provides detailed information to guide energy policies, investments, research and development priorities.

2. New set of adaptation and resilience indicators

This chapter presents a comprehensive set of indicators designed to assess the vulnerability and resilience of the Chilean energy system, on the face of climate variables that are exacerbated due to global warming. These indicators provide quantitative tools to measure the system´s ability to adapt to climate change impacts, identifying critical areas and facilitating informed decision-making.

2.1 Structure of the indicators

The indicators are divided into two main categories, which represent the key components of the energy system

2.1.1. Energy supply indicators

- Energy resources or primary matrix indicators: evaluation of the availability, diversification and sustainability of primary energy resources. These indicators consider aspects like the variability of water resources, wind availability for energy generation, solar irradiation for photovoltaic energy as well as solar thermal energy generation, and reservoir capacity for hydroelectric power. These indicators help to analyze the impact of climate variations on resource availability and generation capacity.
- Power generation: these indicators measure the performance of the power generation sector, including installed capacity by technology, technology diversification, power reserve margin, plant factors, penetration of non-conventional renewables and rapid response capacity. They are useful for the assessment of resilience and flexibility of the generation system facing fluctuations in energy supply and demand.

2.1.2. Energy transport indicators

- Electricity infrastructure related to energy transport: these indicators evaluate the resilience and vulnerability of electricity transmission and distribution networks to extreme weather events. They include indicators such as system availability (SAIDI), interruption frequency (SAIFI), system reliability, response rate to interruption, and infrastructure exposure to weather events. Using these indicators, critical points in the grid can be identified and investment for improving and adaptation can be periodized.

- Infrastructure related to hydrocarbon and non-electric energy transport: these indicators measure the performance and vulnerability of critical infrastructure such as marine terminals, oil and gas pipelines to adverse weather events. Indicators such as interruptions due to storm surges, high temperatures and extreme events are considered, as well as infrastructure automation and redundancy indices.

2.1.3. Application and Utility of the indicators

For each indicator, a detailed fact sheet is provided which includes:

- Definition and calculation formula: precise description of the indicator and quantification method.

- Interpretation: an explanation of how to interpret the results and their relevance in the context of climate resilience.

- Calculation feasibility: evaluation of data availability and feasibility to calculate the indicator.
- Geographical disaggregation and temporality: level of spatial and temporal detail provided by the indicator, facilitating specific analyses by region or period.

- Source of information: identification of the databases and agencies responsible for providing the necessary information.

These indicators are designed to:

- Identify vulnerabilities: detect critical areas and components of the energy system susceptible to the effects of climate change, facilitating preventive and corrective actions.

- Measure resilience: evaluate the system's capacity to withstand and recover from adverse climate events, ensuring the continuity and security of energy supply

- Inform decision making: provide key information for strategic planning, investment prioritization and policy development in the energy sector, aimed at climate risk adaptation and mitigation.

2.1.4. Challenges and considerations

- Data quality and availability: some indicators face limitations due to a lack of up-to-date or detailed data. This highlights the need to improve monitoring, data collection and management systems in the energy sector.

- Integration of new sub-sectors: the incorporation of emerging sub-sectors such as energy storage and green hydrogen requires the development of specific indicators that consider their specific characteristics and contributions to system resilience.

- Adaptation to regional contexts: Chile's geographic and climatic diversity implies that impacts and vulnerabilities can vary significantly between regions, requiring adaptation of indicators to local contexts.

3. Cost-Benefit análisis associated with mitigation measures confronting climate crisis threats

This chapter addresses the economic assessment of mitigation measures to mitigate the impacts of climate change on Chile's energy infrastructure, using Cost-Benefit Analysis (CBA) as a main tool. It underlines the importance of considering the risk and uncertainty inherent to climate change in the evaluation of projects and policies, differentiating between risk (when the probabilities of outcomes are known) and uncertainty (when the probabilities are unknown).

3.1. Assesment metodology

A CBA-based methodology is presented to assess the social cost-effectiveness of climate adaptation measures, incorporating the risk and uncertainty associated with extreme weather events. The main steps include:

- Risk Analysis: estimation of potential impacts without risk reduction, considering the likelihood and severity of adverse climate events.

- Identification of Risk Reduction Measures and Associated Costs: definition of mitigation projects, alternatives and quantification of their implementation costs.

- Risk Reduction Analysis: evaluation of benefits in terms of avoided or reduced risks thanks to the implemented measures.

- Calculation of Economic Efficiency: comparison of benefits and costs by using financial indicators such as Net Present Value (NPV), incorporating appropriate discount rates.

Uncertainty is managed by using Monte Carlo simulation, which allows stochastic variables to be modelled, and a probabilistic distribution of results to be obtained, thereby improving the knowledge about the risks associated with the evaluated measures.

3.2. Literature review

A comprehensive review of international studies and practices is conducted, with a particular focus on the application of cost-benefit analysis (CBA) and Monte Carlo simulation techniques in the context of energy resilience, climate change adaptation and disaster risk management. This review provides a solid conceptual and methodological framework for the assessment of the suggested measures.

3.3. Analysis of mitigation measures for energy infrastructure

The main impacts of climate change on the Chilean energy system are identified and characterized, with a focus on:

- Reduction of River Flows: decrease in hydroelectric generation capacity.
- Damage to Transmission Lines: storms and strong winds cause interruptions in electricity supply.
- Interruptions to Marine Terminals: storm surges and sea level rise affect port operations.
- Damage to Oil and Gas Pipelines: landslides and flooding cause ruptures and leaks.

For each impact, this report proposes specific mitigation measures, describes their costs and benefits, and establishes a methodology for their economic evaluation.

3.4. Application to the Chilean Electricity System

A practical exercise is conducted, in which the CBA is applied to three mitigation measures:

3.4.1. Implementation of reversible pumping systems (PSH): as a solution to mitigate the reduction of hydroelectric generation.

Results: the analysis shows that, under current parameters, the project has a negative Net Present Value (NPV), due to high initial investment costs and low expected revenues. The sensitivity of the NPV is highly influenced by the investment cost and the utilization factor.

3.4.2. Burying of Transmission and Distribution Lines: to reduce interruptions caused by extreme weather events.

Results: in transmission and distribution, the projects have a significant negative NPV. The high costs of undergrounding outweigh the economic benefits of reducing outages. Investment costs are the dominant factors that affect economic viability.

3.4.3. Port Infrastructure Improvement: to cope with storm surges and sea level rise.

Results: the port strengthening project also shows a negative NPV, with high investment costs and insufficient economic benefits. The sensitivity of the NPV is mainly influenced by the cost of raising the port platforms.

3.4.4. Results and conclusions

- Negative economic profitability: **although these are exploratory analyses**, the results indicate that, under current conditions and assumptions, the measures evaluated are not economically profitable, as the costs outweigh the monetized benefits.
- High investment costs: high initial costs are the main obstacle to the economic viability of the measures. The costs of construction, materials and technologies are significant.
- Insufficient economic benefits: direct economic benefits, based on reduced outages and avoided losses, do not compensate for the high costs, even considering optimistic scenarios in sensitivity analyses.
- Sensitivity to key variables: sensitivity analyses and Monte Carlo simulations show that variables such as investment cost, utilization factor and operating costs have a significant impact on economic viability.
- Importance of non-monetized benefits: there are environmental and social benefits, such as reduced greenhouse gas emissions and improved community resilience, which were not quantified in this analysis but could bring additional value to the measures.

3.4.5. Recommendations

- Exploration of alternative funding sources: subsidies should be considered, international funding or public-private partnerships to reduce the impact of high initial costs and improve economic viability.
- Inclusion of environmental and social benefits in the analysis: the scope of the CBA should be broadened to incorporate and, where possible, monetarize additional benefits that could justify the implementation of the measures.
- Optimization and reduction of implementation costs: Research and adoption of efficient and cost-effective technologies, materials and construction methods, that take advantage of economies of scale.
- Prioritizing measures essential for resilience: the efforts should be focused on measures that, even though they are not cost-effective under the current

parameters, are critical to ensure the security and resilience of the energy system.

- Carry out analyses with future scenarios: projections of changes in energy prices, technological advances and environmental regulations that can improve medium- and long-term cost-effectiveness should be considered.

- Evaluation of complementary alternatives: other adaptation options should be analyzed to offer similar benefits at lower costs, such as early warning systems, intensive preventive maintenance programs or decentralized generation and storage solutions.

Resumen ejecutivo

El cambio climático impone desafíos significativos al sector energético chileno, incrementando la vulnerabilidad del sistema debido a fenómenos como olas de calor intensas, sequías prolongadas y eventos extremos más frecuentes. Estos cambios afectan la producción, distribución y seguridad del suministro energético, resaltando la necesidad de fortalecer la resiliencia del sector.

Este informe tiene como objetivo mejorar los índices cuantitativos que evalúan los impactos de la crisis climática en el sistema energético nacional, ampliando su cobertura a nuevos subsectores y mejorando su precisión. Se busca proporcionar herramientas más efectivas para planificar y ejecutar acciones de adaptación y mitigación, contribuyendo a la sostenibilidad y seguridad energética de Chile a largo plazo.

El informe se estructura en tres capítulos principales:

- Capítulo 2: Análisis de los subsectores energéticos actuales y propuesta de inclusión de nuevos subsectores críticos para la resiliencia, como el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde.

- Capítulo 3: Desarrollo de un nuevo conjunto de indicadores para medir la capacidad de adaptación y resiliencia del sistema energético frente a los impactos climáticos.

- Capítulo 4: Aplicación de un análisis costo-beneficio para evaluar la efectividad de medidas paliativas que mitiguen los impactos climáticos sobre la infraestructura energética.

1. Inclusión de nuevos sectores energéticos

El cambio climático presenta retos cada vez más complejos para el sector energético chileno, afectando la disponibilidad de recursos, la integridad de la infraestructura y la estabilidad del suministro. Para enfrentar estos desafíos y fortalecer la resiliencia del sistema, es esencial ampliar la evaluación de vulnerabilidad y resiliencia, incorporando nuevos subsectores energéticos que son fundamentales en el contexto actual y futuro.

1.1. Descripción y clasificación de los Subsectores Energéticos Existentes

El informe revisa la clasificación actual de los subsectores energéticos en Chile, destacando cómo cada uno se ve afectado por las variables climáticas:

1.1.1. Oferta energética

Combustibles Fósiles: La dependencia de petróleo, gas natural y carbón implica vulnerabilidades relacionadas con la importación y riesgos en la cadena de suministro. Eventos climáticos extremos pueden interrumpir el transporte y afectar la infraestructura de almacenamiento y distribución.

Recursos Hídricos: Las centrales hidroeléctricas enfrentan una disminución en la disponibilidad de agua debido a sequías prolongadas y cambios en los patrones de precipitación, reduciendo su capacidad de generación y afectando la seguridad energética.

Energías Renovables No Convencionales (ERNC): Si bien ofrecen oportunidades para diversificar la matriz energética, su dependencia de condiciones climáticas específicas las hace vulnerables a la variabilidad y cambios en el clima, afectando su eficiencia y predictibilidad.

1.1.2. Transporte de energía

- Infraestructura Eléctrica: Las redes de transmisión y distribución son susceptibles a daños por tormentas, inundaciones e incendios forestales, lo que puede provocar interrupciones del suministro y elevados costos de reparación.

- Infraestructura de Hidrocarburos: Oleoductos, gasoductos y terminales marítimos pueden verse afectados por marejadas, aumento del nivel del mar y deslizamientos, interrumpiendo el flujo de combustibles y comprometiendo la seguridad energética.

1.1.3. Demanda de energía

- Sectores Residencial, Comercial e Industrial: Las variaciones en temperatura y eventos extremos alteran los patrones de consumo energético, incrementando la demanda de refrigeración o calefacción y generando picos que desafían el equilibrio entre oferta y demanda.

- Transporte: Cambios en las condiciones climáticas pueden afectar la eficiencia y operación de sistemas de transporte, impactando el consumo de combustibles y la logística.

1.2. Necesidad de incorporar Nuevos Subsectores Energéticos

Para mejorar la cobertura y precisión de los índices de vulnerabilidad y resiliencia, se propone la inclusión de dos nuevos subsectores:

1.2.1. Almacenamiento de energía

- Importancia estratégica: Es esencial para gestionar la intermitencia de las energías renovables y equilibrar la oferta y demanda, mejorando la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

- Tecnologías clave: Incluye baterías de iones de litio, sistemas de bombeo hidroeléctrico reversible y almacenamiento térmico. Estas tecnologías permiten almacenar excedentes de energía renovable para su uso en momentos de alta demanda o baja generación.

- Desafíos y oportunidades: A pesar de los altos costos iniciales y requerimientos técnicos, el almacenamiento de energía ofrece oportunidades para reducir emisiones, mejorar la resiliencia y facilitar una mayor integración de energías renovables en la matriz energética.

1.2.2. Hidrógeno verde

- Potencial transformador: Producido mediante electrólisis utilizando energía renovable, el hidrógeno verde puede descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia.

- Ventajas competitivas de Chile: El país cuenta con condiciones excepcionales para su producción, gracias a su abundante energía solar y eólica, posicionándolo como un potencial líder mundial en este ámbito.

- Desafíos Infraestructurales: Requiere desarrollo de infraestructuras especializadas para su producción, almacenamiento y transporte. Es necesario adaptar instalaciones portuarias y establecer normativas de seguridad específicas.

- Contribución a la resiliencia: Diversifica la matriz energética, reduce la dependencia de combustibles fósiles y crea oportunidades económicas y tecnológicas.

1.2.3. Implicaciones para la Evaluación de Vulnerabilidad y Resiliencia

- Ampliación de indicadores: Desarrollo de nuevos indicadores que consideren las características únicas del almacenamiento de energía y el hidrógeno verde, abarcando aspectos técnicos, económicos y ambientales.
- Evaluación más integral: Permite identificar vulnerabilidades y fortalezas específicas, facilitando la implementación de estrategias de adaptación y mitigación más efectivas.
- Apoyo a la toma de decisiones: Proporciona información detallada para orientar políticas energéticas, inversiones y prioridades en investigación y desarrollo.

2. Nuevo set de indicadores de Adaptación y Resiliencia

Este capítulo presenta un conjunto integral de indicadores diseñados para evaluar la vulnerabilidad y resiliencia del sistema energético chileno frente a las variables climáticas exacerbadas por el calentamiento global. Estos indicadores ofrecen herramientas cuantitativas que permiten medir la capacidad del sistema para adaptarse a los impactos del cambio climático, identificando áreas críticas y facilitando la toma de decisiones informadas.

2.2 Estructura de los indicadores

Los indicadores se dividen en dos categorías principales, reflejando los componentes clave del sistema energético:

2.1. Estructura de los indicadores

Los indicadores se dividen en dos categorías principales, reflejando los componentes clave del sistema energético:

2.1.1. Indicadores de oferta energética

- Recursos energéticos o matriz primaria: Evalúan la disponibilidad, diversificación y sostenibilidad de los recursos energéticos primarios. Consideran factores como la variabilidad de los recursos hídricos,

disponibilidad de viento para generación eólica, irradiación solar para energía solar fotovoltaica y termosolar, y capacidad de embalses para hidroelectricidad. Estos indicadores permiten analizar cómo las variaciones climáticas afectan la disponibilidad de recursos y la capacidad de generación.

- Generación eléctrica: Miden el desempeño del sector de generación eléctrica, incluyendo la capacidad instalada por tecnología, diversificación tecnológica, margen de reserva, factores de planta, penetración de energías renovables no convencionales y capacidad de respuesta rápida. Estos indicadores ayudan a evaluar la resiliencia y flexibilidad del sistema de generación frente a fluctuaciones en la oferta y demanda de energía.

2.1.2. Indicadores de Transporte de energía

- Infraestructura eléctrica asociada al transporte de energía: Evalúan la resiliencia y vulnerabilidad de las redes de transmisión y distribución eléctrica frente a eventos climáticos extremos. Incluyen indicadores como la disponibilidad del sistema (SAIDI), frecuencia de interrupciones (SAIFI), fiabilidad del sistema, tasa de respuesta ante interrupciones y exposición de la infraestructura a eventos climáticos. Estos indicadores permiten identificar puntos críticos en la red y priorizar inversiones en mejora y adaptación.

- Infraestructura asociada al transporte de hidrocarburos y energéticos no eléctricos: Miden el desempeño y vulnerabilidad de infraestructuras críticas como terminales marítimos, oleoductos y gasoductos ante fenómenos climáticos adversos. Se consideran indicadores como interrupciones por marejadas, altas temperaturas y eventos extremos, así como índices de automatización y redundancia en la infraestructura.

2.1.3. Aplicación y utilidad de los indicadores

Para cada indicador, se proporciona una ficha técnica detallada que incluye:

- Definición y fórmula de cálculo: Descripción precisa del indicador y método para su cuantificación.
- Interpretación: Explicación de cómo interpretar los resultados y su relevancia en el contexto de resiliencia climática.
- Factibilidad de cálculo: Evaluación de la disponibilidad de datos y viabilidad para calcular el indicador.
- Desagregación geográfica y temporalidad: Nivel de detalle espacial y temporal que permite el indicador, facilitando análisis específicos por región o periodo.
- Fuente de información: Identificación de las bases de datos y organismos responsables de proporcionar la información necesaria.

Estos indicadores permiten:

- Identificar vulnerabilidades: Detectar áreas críticas y componentes del sistema energético susceptibles a los efectos del cambio climático, facilitando acciones preventivas y correctivas.

- Medir resiliencia: Evaluar la capacidad del sistema para resistir y recuperarse de eventos climáticos adversos, asegurando la continuidad y seguridad del suministro energético.

- Informar la toma de decisiones: Proporcionar información clave para la planificación estratégica, priorización de inversiones y desarrollo de políticas en el sector energético, orientadas a la adaptación y mitigación de riesgos climáticos.

2.1.4. Desafíos y consideraciones

- Disponibilidad y calidad de datos: Se reconoce que algunos indicadores enfrentan limitaciones debido a la falta de datos actualizados o detallados. Esto resalta la necesidad de mejorar los sistemas de monitoreo, recopilación y gestión de información en el sector energético.

- Integración de nuevos subsectores: La incorporación de subsectores emergentes como el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde requiere el desarrollo de indicadores específicos que consideren sus particularidades y contribuciones a la resiliencia del sistema.

- Adaptación a contextos regionales: La diversidad geográfica y climática de Chile implica que los impactos y vulnerabilidades pueden variar significativamente entre regiones, lo que exige una adaptación de los indicadores a contextos locales.

3. Análisis costo beneficio asociado a las medidas paliativas frente a las amenazas de la crisis climática

Este capítulo aborda la evaluación económica de medidas paliativas destinadas a mitigar los impactos del cambio climático en la infraestructura energética chilena, utilizando el Análisis Costo-Beneficio (ACB) como herramienta principal. Se enfatiza la importancia

de considerar el riesgo y la incertidumbre inherentes al cambio climático en la evaluación de proyectos y políticas, diferenciando entre riesgo (cuando las probabilidades de resultados son conocidas) e incertidumbre (cuando las probabilidades son desconocidas).

3.1. Metodología de evaluación

Se presenta una metodología basada en el ACB para evaluar la rentabilidad social de medidas de adaptación climática, incorporando el riesgo y la incertidumbre asociados a eventos climáticos extremos. Los pasos clave incluyen:

- Análisis de Riesgos: Estimación de los impactos potenciales sin reducción de riesgos, considerando la probabilidad y severidad de eventos climáticos adversos.
- Identificación de Medidas de Reducción de Riesgos y Costos Asociados: Definición de proyectos y alternativas de mitigación, y cuantificación de sus costos de implementación.
- Análisis de la Reducción de Riesgos: Evaluación de los beneficios en términos de riesgos evitados o reducidos gracias a las medidas implementadas.
- Cálculo de la Eficiencia Económica: Comparación de los beneficios y costos mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), incorporando tasas de descuento apropiadas.

Para manejar la incertidumbre, se utiliza la simulación de Monte Carlo, que permite modelar variables estocásticas y obtener una distribución probabilística de los resultados, mejorando la comprensión de los riesgos asociados a las medidas evaluadas.

3.2. Revisión de la literatura

Se realiza una revisión exhaustiva de estudios y prácticas internacionales que aplican el ACB y técnicas de simulación de Monte Carlo en el contexto de la resiliencia energética, adaptación al cambio climático y gestión de riesgos de desastres. Esta revisión proporciona un marco conceptual y metodológico sólido para la evaluación de las medidas propuestas.

3.3. Análisis de medidas paliativas para la infraestructura energética.

Se identifican y caracterizan los principales impactos del cambio climático en el sistema energético chileno, enfocándose en:

- Reducción del Caudal de Ríos: Disminuye la capacidad de generación hidroeléctrica.
- Daños a Líneas de Transmisión: Tormentas y vientos fuertes causan interrupciones en el suministro eléctrico.
- Interrupciones en Terminales Marítimos: Marejadas y aumento del nivel del mar afectan las operaciones portuarias.
- Daños a Oleoductos y Gasoductos: Deslizamientos de tierra e inundaciones causan rupturas y fugas.

Para cada impacto, se proponen medidas paliativas específicas, se describen sus costos y beneficios, y se establece una metodología para su evaluación económica.

3.4. Aplicación al sistema eléctrico chileno

Se realiza un ejercicio práctico aplicando el ACB a tres medidas paliativas:

3.4.1. Implementacion de sistemas de bombeo reversible (PSH): Como solución para mitigar la reducción de generación hidroeléctrica

- Resultados: El análisis muestra que, bajo los parámetros actuales, el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) negativo, debido a los altos costos de inversión inicial y bajos ingresos esperados. La sensibilidad del VAN está altamente influenciada por el costo de inversión y el factor de utilización.

3.4.2. Soterramiento de Líneas de Transmisión y Distribución

- Resultados: Tanto en transmisión como en distribución, los proyectos presentan un VAN negativo significativo. Los altos costos de soterramiento superan los beneficios económicos derivados de la reducción de interrupciones. El costo de inversión es el factor dominante que afecta la viabilidad económica.

3.4.3. Mejora de infraestructuras portuarias: para enfrentar marejadas y el aumento del nivel del mar

- Resultados: El proyecto de reforzamiento portuario también muestra un VAN negativo, con costos de inversión elevados y beneficios económicos insuficientes. La sensibilidad del VAN está principalmente influenciada por el costo de elevación de las plataformas portuarias.

3.4.4. Resultados y conclusiones

- Rentabilidad económica negativa: **Si bien se trata de análisis exploratorios**, los resultados indican que, bajo las condiciones y supuestos actuales, las medidas evaluadas no son económicamente

rentables, ya que los costos superan los beneficios monetizados.

- Altos costos de inversión: Los elevados costos iniciales son el principal obstáculo para la viabilidad económica de las medidas. Los costos de construcción, materiales y tecnologías son significativos.

- Beneficios económicos insuficientes: Los beneficios monetarios directos, basados en la reducción de interrupciones y pérdidas evitadas, no compensan los altos costos, incluso considerando escenarios optimistas en los análisis de sensibilidad.
- Sensibilidad a variables clave: Los análisis de sensibilidad y las simulaciones de Monte Carlo revelan que variables como el costo de inversión, el factor de utilización y los costos operativos tienen un impacto significativo en la viabilidad económica.

- Importancia de beneficios no monetizados: Se reconoce que existen beneficios ambientales y sociales, como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora en la resiliencia comunitaria, que no fueron cuantificados en el análisis, pero podrían aportar valor adicional a las medidas.

3.4.5. Recomendaciones

- Explorar fuentes de financiamiento alternativas: Considerar subsidios, financiamiento internacional o alianzas público-privadas para reducir el impacto de los altos costos iniciales y mejorar la viabilidad económica.

- Incluir beneficios ambientales y sociales en el análisis: Ampliar el alcance del ACB para incorporar y, cuando sea posible, monetizar beneficios adicionales que podrían justificar la implementación de las medidas.

- Optimizar y reducir costos de implementación: Investigar y adoptar tecnologías, materiales y métodos constructivos más eficientes y económicos, así como aprovechar economías de escala.

- Priorizar medidas esenciales para la resiliencia: Enfocar esfuerzos en medidas que, aunque no sean rentables bajo parámetros actuales, son críticas para garantizar la seguridad y resiliencia del sistema energético.

- Realizar análisis con escenarios futuros: Considerar proyecciones de cambios en precios de energía, avances tecnológicos y regulaciones ambientales que puedan mejorar la rentabilidad a mediano y largo plazo.

- Evaluar alternativas complementarias: Analizar otras opciones de adaptación que puedan ofrecer beneficios similares con menores costos, como sistemas de alerta temprana, programas de mantenimiento preventivo intensivo o soluciones descentralizadas de generación y almacenamiento.

Tabla de contenidos

1 Introducción 17

2 Inclusión de nuevos sectores energéticos 18

2.1 Descripción y Clasificación de los Subsectores Energéticos 18
2.1.1 Oferta Energética 18
2.1.2 Transporte de Energía 20
2.1.3 Demanda de Energía 22
2.2 Identificación de Nuevos Subsectores 27
2.2.1 Almacenamiento de energía 27
2.2.2 Hidrógeno Verde 28

3 Nuevo Set de Indicadores de Adaptación y Resiliencia a las variables climáticas exacerbadas por el calentamiento global 31

3.1 Indicadores de Oferta Energética 31
3.1.1 Indicadores sobre Recursos Energéticos o Matriz Primaria 32
3.1.2 Indicadores de Generación Eléctrica 37
3.2 Indicadores de Transporte de Energía 45
3.2.1 Indicadores de Infraestructura Eléctrica Asociada al Transporte de Energía 45
3.2.2 Indicadores de Infraestructura Asociada al Transporte de Hidrocarburos y Energéticos no Eléctricos 51

4 Análisis Costo Beneficio Asociado a las Medidas Paliativas frente a las Amenazas de la Crisis Climática 56

4.1 Metodología de evaluación 56
4.2 Revisión de la literatura 58
4.2.1 Análisis Costo-Beneficio e Incertidumbre 58
4.2.2 Análisis Costo-Beneficio y/o Riesgos en Sistemas Energéticos 59
4.2.3 Análisis Costo-Beneficio y/o Riesgos en Resiliencia, Eventos Climáticos y Gestión de Desastres 60
4.3 Análisis de Medidas Paliativas para la Infraestructura Energética ante Impactos Climáticos 62
4.3.1 Caracterización de los tipos de impacto de la crisis climática en el sistema energético 62
4.3.2 Formas de Enfrentar los Impactos 63
4.4 Una aplicación al Sistema Eléctrico Chileno 75
4.4.1 Análisis Costo-Beneficio para la Implementación de Sistemas de Bombeo Reversible (PSH) 75
4.4.2 Análisis Costo-Beneficio para el Soterramiento de Líneas de Transmisión y Distribución 78
4.4.3 Análisis Costo-Beneficio para la Mejora de Infraestructuras Portuarias ante Marejadas y Aumento del Nivel del Mar 83

5 Conclusiones y Recomendaciones 88

5.1 Inclusión de Nuevos Subsectores Energéticos 88
5.2 Nuevo Set de Indicadores de Adaptación y Resiliencia a las Variables Climáticas Exacerbadas por el Calentamiento Global 88
5.3 Análisis Costo Beneficio Asociado a las Medidas Paliativas Frente a las Amenazas de la Crisis Climática 89

Referencias 91

Anexo 1. Indicadores calculados 93

Lista de figuras

Figura 1. Costos sociales provocados por el cambio climático y otros desastres naturales. 57
Figura 2 Sensibilización del VAN ante variaciones en el Precio de Venta de la Energía Fuente: Elaboración propia 76
Figura 3. Gráfico de simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de PSH Fuente: Elaboración propia 77
Figura 4. Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), PSH Fuente: Elaboración propia 78
Figura 5 Sensibilización del VAN ante variaciones en el Costo de Soterramiento – Transmisión Fuente: Elaboración propia 80
Figura 6: Sensibilización del VAN ante variaciones en el Costo de Inversión Inicial Fuente: Elaboración propia 81
Figura 7: Simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de Soterramiento de Líneas – Transmisión Fuente: Elaboración propia 81
Figura 8: Simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de Soterramiento de Líneas – Distribución Fuente: Elaboración propia 82
Figura 9. Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), Soterramiento Tx Fuente: Elaboración propia 82
Figura 10. Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), Soterramiento Dx Fuente: Elaboración propia 83
Figura 11: Sensibilización del VAN ante variaciones en el Costo por Metro Lineal de Rompeolas Fuente: Elaboración propia 85
Figura 12: Simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de Reforzamiento Portuario Fuente: Elaboración propia 86
Figura 13: Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), Reforzamiento portuario Fuente: Elaboración propia 86
Figura 14: Índice de Capacidad de Embalses para Hidroelectricidad, para diferentes embalses 94
Figura 15: Capacidad Instalada Total por Tecnología a nivel nacional Fuente: CEN 95
Figura 16: Generación Total de Energía Eléctrica por Tecnología Fuente: CEN 96
Figura 17: Índice de Diversificación Tecnológica de Generación 96
Figura 18: Margen de Reserva de Capacidad de Generación 97
Figura 19: Índice de Potencia de suficiencia Disponible 1 97
Figura 20: Índice de Potencia de suficiencia Disponible 2 97
Figura 21:Factor de Planta de Centrales Eléctricas 98
Figura 22: Índice de Penetración de Generación Renovable No Convencional 98

Lista de tablas

Tabla 1. Tabla resumen de sectores y subsectores del sector energía. Fuente: Elaboración propia en base al documento "Plan de Adaptación al Cambio Climático en el Sector Energía 2018-2023" 26
Tabla 2. Tabla resumen con nuevos subsectores a incluir. Fuente: elaboración propia 30
Tabla 3. Indicadores sobre Recursos Energéticos o Matriz Primaria Fuente: Elaboración propia 36
Tabla 4. Indicadores de Generación Eléctrica 44
Tabla 5. Indicadores sobre infraestructura eléctrica asociada a transporte de energía eléctrica Fuente: Elaboración propia 50
Tabla 6. Indicadores sobre infraestructura asociada a almacenamiento y transporte de combustibles y energéticos. Fuente: Elaboración propia 55
Tabla 7. Medidas paliativas para la infraestructura energética ante impactos climáticos y su descripción de costos y beneficios 74
Tabla 8. Indicadores de transporte de energía eléctrica 101

1 Introducción

El cambio climático se ha convertido en uno de los desafíos más significativos y urgentes de nuestro tiempo, con impactos profundos y generalizados en todos los sectores de la sociedad, incluida la energía. En Chile, el sector energético enfrenta una creciente vulnerabilidad debido a la variabilidad climática, como olas de calor más intensas, precipitaciones irregulares, sequías prolongadas y eventos extremos más frecuentes. Estos fenómenos climáticos no solo afectan la producción y distribución de energía, sino que también plantean riesgos significativos para la infraestructura crítica y la seguridad del suministro.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) define la resiliencia climática como la capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales de afrontar un fenómeno, tendencia o perturbación peligroso, respondiendo o reorganizándose de modo que mantengan su función esencial, su identidad y su estructura, y conserven al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación, mientras que el Marco de Sendai para la Reducción del Riesgo de Desastres (UNDRR) define resiliencia como la capacidad de un sistema, comunidad o sociedad expuestos a una amenaza para resistir, absorber, adaptarse y recuperarse de sus efectos de manera oportuna y eficaz, lo que incluye la preservación y la restauración de sus estructuras y funciones básicas. Ambas definiciones aportan a la comprensión de los presentes términos de referencia y a sus objetivos tanto generales como específicos

El sistema energético chileno, compuesto por una matriz diversificada que incluye combustibles fósiles, hidroeléctricas y energías renovables no convencionales (ERNC), debe adaptarse rápidamente a estos cambios para asegurar su resiliencia. La evaluación precisa de los impactos del cambio climático y la implementación de estrategias de adaptación efectivas requieren herramientas robustas y datos confiables. Sin embargo, los actuales índices y metodologías para medir la vulnerabilidad y resiliencia del sector energético frente a las variables climáticas aún presentan limitaciones significativas en términos de cobertura, precisión y capacidad de respuesta.

Este estudio se justifica por la necesidad de perfeccionar y ampliar el sistema de índices cuantitativos que permitan evaluar de manera integral y detallada los impactos del cambio climático sobre el sistema energético nacional. Al mejorar estos índices, se busca proporcionar a los tomadores de decisiones, reguladores y actores del sector energético, herramientas más precisas y actualizadas para planificar y ejecutar acciones de adaptación y mitigación. Este enfoque no solo fortalecerá la resiliencia del sector energético, sino que también contribuirá a la sostenibilidad y seguridad energética de Chile en el largo plazo.

El principal objetivo de este informe es perfeccionar el sistema de índices cuantitativos de impactos de la crisis climática en el sistema energético nacional chileno, generados en el estudio "*Análisis y Elaboración de una Propuesta Técnica de Índices Cuantitativos de Impacto en el Sistema Energético Nacional ante Amenazas Naturales y Exacerbadas Producidas por el Cambio Climático*", desarrollado por SCL Econometrics para el Ministerio de Energía en 2023. Específicamente, extender la cobertura de los índices a nuevos subsectores energéticos y mejorar la resolución actual para una evaluación más completa de los impactos climáticos. Esto incluye determinar los subsectores cubiertos actualmente e identificar nuevos subsectores a incluir. Además, se presenta una metodología basada en el Análisis Costo Beneficio, tendiente a evaluar la efectividad de considerar medidas paliativas para atenuar los impactos evaluados.

El informe se estructura en las siguientes secciones:

- Inclusión de Nuevos Subsectores Energéticos: Analiza y clasifica los subsectores actuales y propone la incorporación de nuevos componentes como el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde, esenciales para una matriz energética resiliente frente al cambio climático.
- Nuevo Set de Indicadores de Adaptación y Resiliencia: Presenta indicadores diseñados para medir la capacidad del sistema energético para adaptarse a los impactos climáticos, cubriendo desde la generación eléctrica hasta el transporte de hidrocarburos.
- Análisis Costo-Beneficio de Medidas Paliativas: Examina las estrategias para mitigar los impactos climáticos sobre la infraestructura energética, utilizando simulaciones de Monte Carlo para evaluar la viabilidad económica de diversas soluciones.
- Se adjunta además un Anexo con la implementación de un sistema de indicadores en el sistema de Dashboards Tableau.

2 Inclusión de nuevos sectores energéticos

El cambio climático representa un desafío para el sector energético, influenciando tanto la oferta como la demanda de energía, así como todos los segmentos de él. El sector energético de Chile debe adaptarse a estas realidades cambiantes, ampliando su sistema de índices cuantitativos para evaluar la vulnerabilidad y la resiliencia de sus subsectores. Esto se refleja en desafíos como la variabilidad climática, eventos extremos, reducción de precipitaciones y un aumento del nivel del mar, que impactan directamente en la generación y suministro de energía. La transición energética exige medidas que integren infraestructuras resilientes y tecnologías innovadoras, mientras se avanza hacia una matriz energética limpia y renovable, reduciendo la vulnerabilidad del sistema y fortaleciendo su resiliencia frente a las adversidades climáticas. Este capítulo aborda la descripción y clasificación de los subsectores energéticos actuales, así como la identificación de nuevos subsectores que deben ser incluidos para mejorar la resolución y cobertura de los índices de vulnerabilidad y resiliencia.

2.1 Descripción y Clasificación de los Subsectores Energéticos

En esta sección se presenta una visión de los subsectores energéticos actuales en Chile, basada en el "Plan de Adaptación al Cambio Climático en el Sector Energía 2018-2023". La categorización de estos subsectores es fundamental para entender su funcionamiento y los desafíos que enfrentan debido al cambio climático. El documento separa el sector energético en tres categorías principales: Oferta Energética, Transporte de Energía y Demanda de Energía. Cada categoría incluye sectores y subsectores específicos, cada uno con sus propias definiciones, impactos del calentamiento global y variables críticas asociadas a dichos impactos.

A continuación, se presenta una descripción de cada uno de los subsectores energéticos, seguida de una tabla resumen que detalla las definiciones, impactos del calentamiento global y las variables críticas asociadas a dichos impactos.

2.1.1 Oferta Energética

La oferta energética se refiere a los recursos y procesos mediante los cuales se produce y genera la energía. En Chile, la oferta energética incluye una variedad de recursos primarios y tecnologías de generación. Esta sección proporciona una visión precisa de los componentes de la oferta energética, destacando su importancia y relación con los impactos del cambio climático.

2.1.1.1 Recursos energéticos: Matriz primaria

Los recursos energéticos primarios constituyen la base de la matriz energética de Chile y son esenciales para garantizar el suministro continuo de energía. Esta categoría incluye combustibles fósiles como petróleo, gas natural y carbón, así como recursos hídricos y diversas fuentes de energías renovables.

Combustibles fósiles

En Chile los combustibles fósiles, que incluyen petróleo crudo, gas natural y carbón, constituyen aproximadamente el 68% de la matriz energética primaria. Estos combustibles son en su mayoría importados, lo que genera una dependencia significativa de los mercados internacionales y de la estabilidad geopolítica de las regiones proveedoras.

- Petróleo crudo: El petróleo crudo es refinado en el país para producir gasolina, diésel y otros derivados que son esenciales para el transporte y la industria. Las infraestructuras de importación y refinación, como los terminales marítimos y las plantas de refinación, están expuestas a riesgos climáticos como marejadas e inundaciones, que pueden interrumpir el suministro y aumentar los costos operativos.

- Gas natural: Chile importa gas natural licuado (GNL), que se regasifica y se distribuye a través de una red de gasoductos. El transporte y almacenamiento de GNL son vulnerables a eventos climáticos extremos que pueden dañar las infraestructuras críticas. Además, el aumento de temperaturas puede afectar la eficiencia del transporte y almacenamiento de gas natural.

- Carbón: Utilizado principalmente en la generación de electricidad, el carbón también es importado. Las plantas de generación a carbón deben adaptarse a las regulaciones ambientales cada vez más estrictas y a las variaciones en la oferta debido a cambios en la demanda global y las políticas climáticas internacionales.

Recursos hídricos

La energía hidroeléctrica es una de las principales fuentes de generación eléctrica en Chile, representando una parte significativa de la capacidad instalada del país. Sin embargo, el cambio climático presenta desafíos importantes para este recurso.

- Disponibilidad de agua: La disminución de las precipitaciones y el retroceso de los glaciares están reduciendo la disponibilidad de agua en las cuencas hidrográficas. Esto afecta directamente la capacidad de generación de las plantas hidroeléctricas, especialmente durante las sequías prolongadas.

- Gestión del recurso hídrico: Es fundamental implementar estrategias de gestión integrada de los recursos hídricos para optimizar el uso del agua disponible y asegurar el suministro continuo. Esto incluye la construcción de embalses y la mejora de las infraestructuras de almacenamiento y distribución.

Energías renovables

Chile tiene un gran potencial para el desarrollo de energías renovables, que son esenciales para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

- Energía solar: Con una de las mayores radiaciones solares del mundo, especialmente en el desierto de Atacama, Chile puede aprovechar tanto la energía solar fotovoltaica como la térmica. Sin embargo, el cambio climático puede alterar los patrones de nubosidad y radiación solar, afectando la predictibilidad de la generación.

- Energía eólica: Las regiones del norte y sur de Chile presentan condiciones favorables para la generación eólica. Los cambios en los patrones de viento debido al cambio climático pueden impactar la estabilidad de la generación eólica, por lo que es importante desarrollar tecnologías de almacenamiento y diversificar geográficamente los parques eólicos.

- Biomasa y biogás: La biomasa, que corresponde a material derivado de residuos forestales y agrícolas, y el biogás, generado a partir de residuos orgánicos, son recursos importantes para la producción de energía renovable. La disponibilidad de biomasa puede verse afectada por cambios en las precipitaciones y las condiciones de crecimiento de las plantas, mientras que el biogás depende de una gestión eficiente de los residuos.

- Geotermia: La energía geotérmica, que utiliza el calor del subsuelo, tiene un gran potencial en Chile debido a su ubicación geográfica. Esta fuente de energía es menos susceptible a las variaciones climáticas, pero requiere inversiones significativas y desarrollo tecnológico.

2.1.1.2 Generación Eléctrica

La generación eléctrica en Chile depende de una mezcla diversa de fuentes de energía, incluidas tanto fuentes convencionales como renovables. La combinación de estas fuentes permite una mayor flexibilidad y seguridad en el suministro energético, pero también plantea desafíos específicos en términos de adaptación al cambio climático. Este subcapítulo examina en detalle los distintos tipos de generación eléctrica en Chile, su relación con el cambio climático y las medidas necesarias para aumentar su resiliencia.

Hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica en Chile se basa en el aprovechamiento de los recursos hídricos disponibles en los ríos y embalses del país. Este tipo de generación utiliza la energía cinética del agua en movimiento para activar turbinas que producen electricidad. En Chile, la generación hidroeléctrica representa una porción significativa de la capacidad instalada debido a la abundancia de ríos y lagos, especialmente en la zona centro-sur. Sin embargo, esta fuente de energía es altamente vulnerable a las variaciones climáticas. La disminución de las precipitaciones, el retroceso de los glaciares y el aumento de la evaporación debido a temperaturas más altas reducen el caudal de los ríos y el nivel de los embalses. Las sequías prolongadas y el retroceso de los glaciares, que actúan como reservas naturales de agua, agravan este problema. Esto puede resultar en una menor capacidad de generación y en la necesidad de gestionar cuidadosamente los recursos disponibles para evitar el agotamiento.

Termoeléctrica

Las plantas termoeléctricas generan electricidad mediante la quema de combustibles fósiles como carbón, gas natural y petróleo, o mediante el uso de biomasa. Estas plantas convierten la energía térmica producida en energía mecánica y, posteriormente, en electricidad a través de un ciclo de generación. Las termoeléctricas son una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo significativamente al calentamiento global. Además, la eficiencia de estas plantas puede verse afectada por el aumento de las temperaturas, que eleva la demanda de agua para enfriamiento. Los eventos climáticos extremos, como inundaciones y marejadas, pueden dañar las infraestructuras críticas y causar interrupciones en el suministro de combustibles.

Energía solar (fotovoltaica y térmica)

Chile tiene un alto potencial para la generación de energía solar debido a su ubicación geográfica, especialmente en el desierto de Atacama, que recibe una de las mayores cantidades de radiación solar del mundo. La energía solar fotovoltaica convierte la luz solar directamente en electricidad, mientras que la energía solar térmica utiliza el calor del sol para generar energía. Aunque la energía solar se ve menos afectada negativamente por el cambio climático en comparación con otras fuentes de energía, los cambios en los patrones de nubosidad y la variación en la radiación solar pueden influir en la eficiencia y predictibilidad de la generación. Además, el aumento de las temperaturas puede afectar el rendimiento de los paneles solares, reduciendo su eficiencia operativa.

Energía eólica

La energía eólica aprovecha la fuerza del viento para generar electricidad mediante aerogeneradores. Chile cuenta con condiciones favorables para la generación eólica, especialmente en las regiones del norte y sur, donde los vientos son fuertes y constantes. Los patrones de viento pueden verse alterados por el cambio climático, afectando la consistencia y estabilidad de la generación eólica. Esto incluye variaciones en la velocidad y dirección del viento, lo que puede influir en la cantidad de energía que pueden generar los aerogeneradores. La intermitencia y variabilidad del recurso eólico requieren una planificación cuidadosa para asegurar un suministro constante.

Biomasa y biogás

La biomasa incluye materiales orgánicos como residuos forestales y agrícolas, que pueden ser utilizados para generar energía mediante combustión directa o procesos de conversión. El biogás se produce a partir de la descomposición anaeróbica de materia orgánica, como residuos animales y agrícolas, y puede ser utilizado para generar electricidad o calor. La disponibilidad de biomasa está influenciada por las condiciones climáticas, que afectan el crecimiento y la producción de los recursos orgánicos. Las sequías, inundaciones y otros eventos extremos pueden reducir la cantidad de biomasa disponible. Además, la combustión de biomasa produce emisiones, aunque generalmente son menores que las de los combustibles fósiles, y el biogás ayuda a reducir las emisiones de metano al capturar y utilizar este gas de desecho.

Geotermia

La energía geotérmica utiliza el calor del subsuelo para generar electricidad y calor. Chile, situado en el Cinturón de Fuego del Pacífico, tiene un considerable potencial geotérmico debido a su actividad volcánica y tectónica. La generación geotérmica es menos susceptible a las variaciones climáticas y puede proporcionar una fuente de energía constante y fiable. Sin embargo, la infraestructura geotérmica, como las plantas de generación y las perforaciones, puede verse afectada por eventos climáticos extremos como terremotos y erupciones volcánicas, que pueden estar influenciados indirectamente por cambios en el clima. La geotermia también contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al ser una fuente de energía limpia y sostenible.

2.1.2 Transporte de Energía

El transporte de energía abarca la infraestructura y los sistemas necesarios para mover la energía desde los puntos de generación hasta los consumidores finales. En Chile, este proceso incluye tanto la transmisión y distribución de electricidad como el transporte de combustibles fósiles y otros recursos energéticos. La resiliencia y eficiencia del transporte de energía son esenciales para asegurar un suministro continuo y fiable. Sin embargo, el cambio climático plantea desafíos significativos para esta infraestructura, que debe adaptarse a las nuevas condiciones climáticas y mitigar los riesgos asociados.

2.1.2.1 Infraestructura eléctrica

Transmisión eléctrica

La transmisión eléctrica en Chile se refiere al sistema de líneas de alta tensión que transporta la electricidad generada en plantas de energía a los centros de consumo. Este sistema incluye subestaciones, líneas de transmisión y transformadores que permiten mover grandes volúmenes de electricidad a largas distancias con pérdidas mínimas.

La infraestructura de transmisión eléctrica es vulnerable a los efectos del cambio climático. Las altas temperaturas pueden reducir la capacidad de transmisión de las líneas eléctricas debido a la mayor resistencia eléctrica y la expansión térmica de los materiales conductores, aumentando el riesgo de sobrecarga y fallos. Además, los eventos climáticos extremos como tormentas, inundaciones y deslizamientos de tierra pueden dañar las líneas de transmisión y las subestaciones, causando interrupciones en el suministro eléctrico. La resiliencia de la infraestructura de transmisión es muy importante para mantener la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico en un clima cambiante.

Distribución eléctrica

La distribución eléctrica es el proceso que lleva la electricidad desde las subestaciones de transmisión a los consumidores finales, incluyendo hogares, empresas e industrias. Este sistema de distribución opera a voltajes más bajos y se caracteriza por una red extensa de cables, postes y transformadores distribuidos en áreas urbanas y rurales.

La infraestructura de distribución eléctrica también está expuesta a los impactos del cambio climático. Las altas temperaturas pueden afectar los equipos de distribución, como los transformadores, reduciendo su eficiencia y vida útil. Los eventos climáticos extremos, como vientos fuertes, tormentas, nevadas e inundaciones pueden causar daños a los postes y cables de distribución, resultando en cortes de energía. Así, la adaptación de la infraestructura de distribución para resistir estos impactos es fundamental para garantizar un suministro eléctrico fiable y seguro.

2.1.2.2 Infraestructura asociada a hidrocarburos

Terminales marítimos

Los terminales marítimos son instalaciones portuarias donde se reciben y manejan grandes volúmenes de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, productos refinados y gas natural licuado (GNL). Estos terminales juegan un papel fundamental en la cadena de suministro de combustibles fósiles en Chile.

Los terminales marítimos están expuestos a una serie de riesgos climáticos. Las marejadas, tormentas y otros fenómenos meteorológicos extremos pueden dañar las infraestructuras portuarias, interrumpiendo el suministro de combustibles. Además, el aumento del nivel del mar y la mayor frecuencia de eventos climáticos extremos debido al cambio climático representan amenazas significativas para la operación continua de estos terminales.

Plantas de refinación

Las plantas de refinación son instalaciones industriales donde el petróleo crudo se transforma en productos refinados como gasolina, diésel y queroseno. Estas plantas son esenciales para satisfacer la demanda de combustibles en el país.

El cambio climático puede afectar las plantas de refinación de diversas maneras. Las altas temperaturas pueden reducir la eficiencia de los procesos de refinación y aumentar la demanda de agua para enfriamiento. Sin embargo, la disponibilidad de agua puede verse afectada por cambios en los patrones de precipitación. Además, los eventos extremos como inundaciones y tormentas pueden causar daños a las instalaciones, resultando en interrupciones en la producción.

Oleoductos y gasoductos

Los oleoductos y gasoductos son sistemas de tuberías que transportan petróleo crudo, productos refinados y gas natural a lo largo del país. Estos sistemas son vitales para asegurar un suministro continuo de combustibles desde los puntos de producción o importación hasta los centros de consumo.

La infraestructura de oleoductos y gasoductos es susceptible a varios impactos del cambio climático. Los aumentos de temperatura pueden afectar la integridad de las tuberías y aumentar el riesgo de fugas. Los deslizamientos de tierra, inundaciones y otros eventos extremos pueden dañar las tuberías y las estaciones de compresión, interrumpiendo el flujo de combustibles. La planificación y el mantenimiento adecuados son esenciales para mitigar estos riesgos y garantizar la seguridad y eficiencia del transporte de hidrocarburos.

Plantas de regasificación

Las plantas de regasificación son instalaciones donde el gas natural licuado (GNL) se convierte de nuevo en estado gaseoso para ser distribuido a través de gasoductos. Estas plantas son fundamentales para asegurar un suministro fiable de gas natural en Chile.

El cambio climático presenta desafíos para las plantas de regasificación. Las altas temperaturas pueden afectar los procesos de regasificación, que requieren condiciones específicas de temperatura y presión. Los eventos climáticos extremos, como tormentas y marejadas, pueden dañar las instalaciones costeras donde suelen ubicarse estas plantas. Además, el aumento del nivel del mar puede representar un riesgo a largo plazo para las infraestructuras costeras de regasificación.

2.1.3 Demanda de Energía

La demanda de energía en Chile abarca el consumo energético de diferentes sectores económicos y sociales, incluyendo el residencial, comercial, industrial y el transporte. La comprensión detallada de cómo el cambio climático afecta la demanda de energía es muy importante para la planificación y gestión del suministro energético. Los cambios en las temperaturas, los patrones de precipitación y la frecuencia de eventos climáticos extremos pueden influir significativamente en el consumo de energía, modificando las necesidades de calefacción, refrigeración y otros usos energéticos.

2.1.3.1 Consumo residencial

El consumo de energía en el sector residencial incluye el uso de electricidad y combustibles para calefacción, refrigeración, cocción, iluminación y otros electrodomésticos. Este sector es particularmente sensible a las variaciones climáticas. El aumento de las temperaturas promedio y la mayor frecuencia de olas de calor pueden incrementar la demanda de aire acondicionado y ventilación en los hogares, elevando el consumo eléctrico durante los meses cálidos. Por otro lado, en zonas donde se espera una disminución de las temperaturas invernales extremas, la demanda de calefacción podría disminuir. Sin embargo, eventos climáticos extremos como olas de frío también pueden causar picos en el consumo energético. La eficiencia energética de los hogares, la infraestructura de aislamiento y la disponibilidad de tecnologías de energía renovable en el hogar son factores que pueden mitigar estos impactos.

2.1.3.2 Consumo comercial e industrial

El sector comercial e industrial utiliza energía para iluminación, calefacción, refrigeración, procesos productivos, maquinaria y equipos. Este sector es un gran consumidor de energía y sus patrones de uso pueden verse significativamente afectados por el cambio climático. En el sector comercial, el aumento de las temperaturas puede llevar a un incremento en el uso de sistemas de aire acondicionado, especialmente en edificios comerciales y oficinas. Los cambios en la temperatura también pueden influir en los requerimientos de refrigeración para la conservación de alimentos y otros productos sensibles al calor. En el sector industrial, las altas temperaturas pueden afectar la eficiencia de los procesos productivos y aumentar la necesidad de sistemas de enfriamiento industrial. Además, los eventos climáticos extremos pueden interrumpir las operaciones industriales y comerciales, afectando la demanda de energía de manera impredecible.

2.1.3.3 Transporte

El sector transporte incluye el consumo de energía para el transporte de pasajeros y mercancías por carretera, ferrocarril, aéreo y marítimo. Este sector es uno de los mayores consumidores de combustibles fósiles y está estrechamente vinculado a las emisiones de gases de efecto invernadero. El cambio climático puede influir en el sector transporte de varias maneras. Las altas temperaturas pueden reducir la eficiencia de los motores y aumentar el consumo de combustible. Las infraestructuras de transporte, como carreteras, puentes y vías férreas, pueden sufrir daños debido a eventos climáticos extremos como inundaciones y deslizamientos de tierra, lo que puede interrumpir el flujo de transporte y aumentar la demanda de energía para la reparación y reconstrucción. Además, los cambios en los patrones de precipitación pueden afectar la navegabilidad de los ríos y la disponibilidad de puertos, influenciando el transporte marítimo y fluvial.

A continuación, se presenta una tabla resumen que detalla las categorías, sectores, subsectores, definiciones, impactos del calentamiento global y las variables críticas asociadas a dichos impactos en el sector energético de Chile.

Categoría	Sector	SubSector	Definición del SubSector	Impactos del cambio climático sobre el SubSector	Variables Críticas Asociadas a los Impactos
Oferta Energética	Recursos Energéticos o Matriz Primaria	Combustibles Fósiles	Recursos fósiles como petróleo, gas natural y carbón disponibles para energía, importados por vía marítima o por gasoductos desde Argentina.	Disrupción en la importación por marejadas e inundaciones, afectando la disponibilidad. Daños a infraestructuras de importación.	Precios de los combustibles, reservas disponibles, disponibilidad de combustibles para generación eléctrica importaciones y exportaciones, marejadas, inundaciones, infraestructura portuaria y de gasoductos, ubicación de instalaciones.
		Recursos Hídricos	Recursos hídricos disponibles para generación energética.	Reducción de disponibilidad de agua por menor precipitación y retroceso de glaciares, afectando la generación hidroeléctrica.	Caudal de los ríos, niveles de embalses, precipitaciones, capacidad de embalses, ubicación geográfica de recursos hídricos.
		Energías Renovables	Recursos renovables como solar, eólica y biomasa disponibles para energía.	Variabilidad en la generación de energía debido a cambios en la radiación solar y patrones de viento.	Radiación solar, velocidad del viento, disponibilidad de biomasa, actividad geotérmica, eficiencia de conversión, ubicación de instalaciones renovables.
	Generación Eléctrica	Hidroeléctrica	Generación de electricidad mediante la energía del agua en movimiento, realizada en centrales de pasada y embalses.	Menor caudal de ríos y reducción de generación debido a la disminución de precipitaciones. Aumento de sedimentación en embalses.	Caudal de los ríos, niveles de embalses, precipitaciones, capacidad de embalses, ubicación de centrales hidroeléctricas.
		Termoeléctrica	Generación de electricidad mediante la quema de combustibles fósiles en plantas a carbón, gas natural y petróleo.	Menor eficiencia de plantas debido a temperaturas elevadas y eventos climáticos extremos. Interrupciones por inundaciones y marejadas.	Temperatura ambiente, disponibilidad de agua, eficiencia de la planta, eventos extremos, inundaciones, marejadas, ubicación de plantas termoeléctricas.
		Energía Solar Fotovoltaica	Generación de electricidad mediante la conversión de la luz	Variabilidad en la generación debido a cambios en la radiación solar y aumento de nubosidad. Reducción en	Radiación solar, temperatura ambiente, eficiencia de los paneles,

Categoría	Sector	SubSector	Definición del SubSector	Impactos del cambio climático sobre el SubSector	Variables Críticas Asociadas a los Impactos
			solar en electricidad en plantas fotovoltaicas.	eficiencia por altas temperaturas.	nubosidad, ubicación de plantas fotovoltaicas.
		Energía Solar Térmica	Generación de electricidad mediante la conversión del calor del sol en energía en plantas térmicas.	Variabilidad en la generación debido a cambios en la radiación solar y aumento de nubosidad. Reducción en eficiencia por altas temperaturas.	Radiación solar, temperatura ambiente, eficiencia de los colectores, nubosidad, ubicación de plantas térmicas.
		Energía Eólica	Generación de electricidad mediante la conversión de energía del viento en parques eólicos.	Variabilidad en la generación debido a cambios en los patrones de viento. Daños a infraestructura por vientos extremos y tormentas.	Velocidad del viento, frecuencia de tormentas, integridad de los aerogeneradores, ubicación de parques eólicos.
		Biomasa y Biogás	Generación de electricidad y calor a partir de residuos orgánicos en plantas de biomasa y biogás.	Disponibilidad de biomasa afectada por cambios climáticos en precipitaciones y temperatura. Incremento de plagas y enfermedades.	Disponibilidad de biomasa, temperatura y humedad ambiental, eficiencia de conversión, ubicación de plantas de biomasa y biogás.
		Geotermia	Generación de electricidad y calor mediante el uso del calor del subsuelo en plantas geotérmicas.	Generación estable pero potencialmente afectada por cambios en la temperatura del subsuelo y actividad sísmica.	Temperatura del suelo, flujo de fluidos geotérmicos, eficiencia de los sistemas, ubicación de plantas geotérmicas.
Transporte de Energía	Infraestructura Eléctrica	Transmisión Eléctrica	Transporte de electricidad desde plantas de generación a centros de consumo.	Daños a líneas de transmisión por tormentas y vientos fuertes, causando interrupciones. Sobrecalentamiento de líneas por altas temperaturas.	Longitud de líneas, ubicación de subestaciones, frecuencia de eventos extremos, resistencia de infraestructura, características de las líneas de transmisión, ubicación geográfica.
		Distribución Eléctrica	Distribución de electricidad a consumidores finales.	Daños a líneas de distribución por tormentas y vientos fuertes, causando interrupciones. Sobrecarga de sistemas por alta demanda.	Longitud de redes, número de transformadores, temperatura ambiente, demanda eléctrica, características de las líneas de distribución, ubicación geográfica.

Categoría	Sector	SubSector	Definición del SubSector	Impactos del cambio climático sobre el SubSector	Variables Críticas Asociadas a los Impactos
	Infraestructura Asociada a Hidrocarburos	Terminales Marítimos	Recepción y manejo de hidrocarburos en instalaciones portuarias.	Daños a instalaciones por marejadas y aumento del nivel del mar, afectando operaciones, incluyendo el cierre de puertos. Interrupciones por inundaciones.	Nivel del mar, frecuencia de tormentas, capacidad de los terminales, resistencia de infraestructura, ubicación de terminales marítimos.
		Plantas de Refinación	Transformación de petróleo crudo en productos refinados en plantas de refinación.	Daños a instalaciones por inundaciones, interrumpiendo la producción de refinados. Menor eficiencia por altas temperaturas.	Temperatura ambiente, capacidad de refinación, eficiencia de las plantas, capacidad de drenaje, resistencia de infraestructura, ubicación de plantas de refinación.
		Oleoductos y Gasoductos	Transporte de petróleo crudo, productos refinados y gas natural a través de tuberías.	Daños a tuberías por eventos hidrometereológicos, deslizamientos de tierra y erosión, interrumpiendo el flujo. Vulnerabilidad a eventos extremos como terremotos.	Longitud de ductos, temperatura del suelo, frecuencia de movimientos de tierra, resistencia de infraestructura, terremotos, ubicación de oleoductos y gasoductos.
		Plantas de Regasificación	Conversión de gas natural licuado a estado gaseoso en plantas de regasificación.	Daños a instalaciones costeras por marejadas, afectando la capacidad de regasificación. Interrupciones por inundaciones.	Temperatura ambiente, capacidad de regasificación, eficiencia de los procesos, marejadas, resistencia de infraestructura costera, inundaciones, ubicación de plantas de regasificación.
		Almacenamiento de Combustibles	Almacenamiento de combustibles líquidos y gaseosos en tanques y depósitos.	Daños a tanques y depósitos por inundaciones y eventos climáticos extremos. Aumento del riesgo de incendios por altas temperaturas.	Temperatura ambiente, capacidad de almacenamiento, seguridad de las instalaciones, resistencia de tanques y depósitos, riesgo de incendios, ubicación de instalaciones de almacenamiento.
Demanda de Energía	Consumo Residencial	Consumo Residencial	Uso de energía en hogares para	Incremento en la demanda de refrigeración y calefacción	Temperatura ambiente, eficiencia energética de viviendas, patrones

Categoría	Sector	SubSector	Definición del SubSector	Impactos del cambio climático sobre el SubSector	Variables Críticas Asociadas a los Impactos
			calefacción, refrigeración y otros usos.	debido a olas de calor y frío. Aumento de costos energéticos.	de consumo, capacidad de calefacción/refrigeración, costos energéticos, características de las viviendas.
	Consumo Comercial e Industrial	Consumo Comercial e Industrial	Uso de energía en sectores comercial e industrial para varios procesos.	Incremento en la demanda de refrigeración, picos de demanda en olas de calor y eventos extremos. Aumento de costos operativos.	Temperatura ambiente, eficiencia energética de edificios, patrones de consumo, capacidad de sistemas de refrigeración, costos operativos, ubicación de instalaciones comerciales e industriales.
	Transporte	Transporte	Uso de energía para el transporte de pasajeros y mercancías.	Interrupciones en rutas de transporte por inundaciones y deslizamientos, afectando la logística. Mayor consumo de energía por desvíos.	Temperatura ambiente, eficiencia de los vehículos, patrones de consumo, inundaciones, deslizamientos de tierra, resistencia de infraestructura, capacidad logística, consumo energético por desvíos, ubicación de rutas de transporte.

Tabla 1. Tabla resumen de sectores y subsectores del sector energía. Fuente: Elaboración propia en base al documento “Plan de Adaptación al Cambio Climático en el Sector Energía 2018-2023”

2.2 Identificación de Nuevos Subsectores

Si bien la definición actual del sistema energético chileno es muy completa, en esta sección se lleva a cabo la identificación de nuevos subsectores energéticos que deben ser incorporados en la evaluación del sistema de índices de adaptación y resiliencia frente al cambio climático. La inclusión de estos nuevos subsectores es fundamental para ampliar la cobertura y precisión de los indicadores actuales, asegurando una evaluación más completa y detallada de los impactos climáticos sobre el sector energético chileno.

2.2.1 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía es un componente esencial en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y resilientes. Permite la integración eficiente de fuentes de energía renovables, como la solar y la eólica, al balancear la oferta y la demanda de electricidad y mejorar la estabilidad de la red. Existen varias tecnologías de almacenamiento de energía, cada una con características y aplicaciones específicas, incluyendo baterías de iones de litio, baterías de flujo, almacenamiento térmico, almacenamiento por bombeo hidráulico y almacenamiento de aire comprimido. Estas tecnologías permiten almacenar energía durante los períodos de baja demanda o alta producción renovable y liberarla durante los períodos de alta demanda o baja producción renovable.

Chile, con su creciente capacidad de generación de energía renovable, especialmente solar y eólica, necesita sistemas de almacenamiento de energía para asegurar un suministro energético constante y confiable. El almacenamiento de energía ayuda a mitigar la intermitencia de las fuentes renovables, proporcionando estabilidad y flexibilidad operativa a la red eléctrica. Además, permite maximizar el uso de la energía generada, evitando desperdicios y garantizando que la energía esté disponible cuando más se necesita. Este almacenamiento no solo facilita una mayor integración de las energías renovables en la matriz energética, sino que también mejora la resiliencia del sistema ante fluctuaciones en la demanda y eventos climáticos extremos.

El cambio climático puede influir en la eficacia y la operación de los sistemas de almacenamiento de energía de varias maneras. Las altas temperaturas pueden afectar la eficiencia y la vida útil de las baterías y otros sistemas de almacenamiento de energía. Por ejemplo, las baterías de iones de litio pueden experimentar una disminución en la capacidad de almacenamiento y una mayor tasa de degradación bajo condiciones de calor extremo. Además, inundaciones, tormentas y otros eventos climáticos extremos pueden dañar la infraestructura de almacenamiento de energía. Es esencial diseñar sistemas que sean resistentes a estos eventos para garantizar la continuidad del suministro energético. Los cambios en los patrones climáticos también pueden afectar la producción de energía renovable, aumentando la necesidad de sistemas de almacenamiento eficientes para balancear la oferta y la demanda.

Un reciente estudio sobre el almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023)[1] analiza la expansión óptima de capacidad para el período 2025-2032, identificando localizaciones y tamaños adecuados para minimizar costos de inversión y operación. El estudio resalta la importancia de adelantar la implementación de sistemas de almacenamiento de larga duración, especialmente en el norte del país, para maximizar la integración de energías renovables al sistema y mejorar la estabilidad operativa. Dentro de los hallazgos del estudio destacan los siguientes:

- El estudio identifica que, para el período 2026-2030, la capacidad óptima de almacenamiento en el norte del SEN se sitúa entre 1,000 y 4,000 MW, con una duración de 6 a 8 horas, dependiendo de los escenarios de costos. Este rango de capacidad es necesario para minimizar los costos totales de inversión, operación y fallas del sistema.
- Simulaciones realizadas muestran que adelantar la entrada en operación de 2000 MW de almacenamiento en baterías al año 2026, en lugar de esperar hasta 2030 o 2032, podría generar un ahorro económico sistémico de entre 65 y 170 millones de dólares debido a la reducción de costos operativos y menores recortes de energía renovable variable.
- La implementación de sistemas de almacenamiento permitiría una reducción de hasta un 40% en los recortes de energía renovable variable, comparado con un escenario sin almacenamiento. Este dato es relevante para considerar cómo los sistemas de almacenamiento pueden optimizar la utilización de fuentes renovables y reducir la necesidad de generación térmica.
- Los sistemas de almacenamiento de larga duración se recomiendan principalmente en áreas con alta concentración de generación renovable, como la zona norte de Chile, y podrían integrarse en centrales

[1] Estudio disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf

híbridas, que combinan generación renovable con almacenamiento.
- El estudio proyecta que los costos de inversión en baterías podrían disminuir un 30% hacia 2030, lo cual favorece un desarrollo más acelerado y económicamente viable de sistemas de almacenamiento.

Finalmente, cabe señalar que las condiciones de temperatura afectan directamente la eficiencia y la durabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía. Las tecnologías deben ser seleccionadas y diseñadas para operar eficientemente bajo un rango amplio de temperaturas. La capacidad de los sistemas de almacenamiento para resistir y operar durante eventos climáticos extremos es fundamental, lo que incluye el diseño de infraestructuras resistentes a inundaciones y tormentas. La capacidad de almacenamiento y el número de ciclos de carga y descarga que puede soportar un sistema afectan su viabilidad económica y operativa a largo plazo. Además, la localización estratégica de las instalaciones de almacenamiento puede minimizar los riesgos climáticos y maximizar la eficiencia de la integración con la red eléctrica.

2.2.2 Hidrógeno Verde

El hidrógeno verde, producido mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad generada a partir de fuentes renovables como la solar, eólica e hidráulica, es una de las soluciones más prometedoras actualmente para la descarbonización de diversos sectores industriales y de transporte en Chile. Este proceso, que no emite gases de efecto invernadero, permite generar un vector energético limpio y versátil que puede ser utilizado en una amplia gama de aplicaciones, desde la generación de electricidad hasta el almacenamiento de energía y el combustible para vehículos.

Se debe considerar además que los procesos de electrólisis para obtener hidrógeno tradicionalmente han requerido de agua en estado puro como materia prima, lo que implica, o bien utilizar agua dulce, un recurso cada vez más escaso debido a las consecuencias del calentamiento global, o la necesidad de desalinización previa cuando se utilizaba agua salada, lo que incrementa la complejidad y costos del proceso. Sin embargo, investigaciones recientes han demostrado la viabilidad de realizar la electrólisis directamente a partir del agua salada, sin la necesidad de incurrir en costos adicionales asociados a la desalinización previa, y quitándole presión al uso de agua dulce para estos fines.

Chile, con su enorme potencial en energías renovables, se encuentra en una posición privilegiada para ser un líder en la producción de hidrógeno verde. La disponibilidad de recursos renovables de alta calidad y el espacio geográfico adecuado para la instalación de infraestructuras de generación y almacenamiento de energía hacen de nuestro país una opción lógica en cuanto a la expansión de esta tecnología. La producción de hidrógeno verde no solo puede contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional, sino que también abre oportunidades de exportación, lo que podría posicionar a Chile como un proveedor clave de hidrógeno verde en el mercado global.

Sin embargo, el cambio climático presenta también desafíos para la producción de hidrógeno verde. La variabilidad en la producción de energía renovable, impulsada por los cambios en las condiciones climáticas, puede afectar la disponibilidad de electricidad necesaria para la electrólisis. La intermitencia en la generación de energía renovable puede llevar a una producción fluctuante de hidrógeno, lo que complicaría la planificación y la operación de plantas de hidrógeno verde.

El desarrollo del hidrógeno verde en Chile, especialmente como producto de exportación, enfrenta desafíos importantes relacionados con la infraestructura portuaria y los riesgos climáticos. La exportación de hidrógeno verde requiere instalaciones adecuadas para su almacenamiento y transporte, ya que este gas debe mantenerse a muy bajas temperaturas (alrededor de -253°C) o a altas presiones para evitar pérdidas y garantizar su seguridad. Los sistemas de almacenamiento criogénico, como tanques específicos para hidrógeno líquido, requieren de una infraestructura portuaria adaptada que pueda manejar estas exigencias técnicas y los riesgos asociados, como fugas o explosiones.

El cambio climático añade un nivel adicional de complejidad, aumentando la frecuencia e intensidad de eventos extremos como marejadas, tormentas e inundaciones, que pueden afectar tanto las instalaciones de almacenamiento como las operaciones portuarias. Estos fenómenos climáticos extremos podrían interrumpir las cadenas logísticas, retrasando la exportación del hidrógeno verde y afectando la capacidad de Chile para cumplir con sus compromisos contraídos. Además, las fluctuaciones de temperatura pueden impactar directamente la eficiencia y seguridad de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, haciendo necesario diseñar infraestructuras capaces de resistir estas variaciones climáticas.

Para mitigar estos riesgos, será fundamental no solo adaptar y fortalecer la infraestructura portuaria con defensas costeras y mejoras en la resistencia de las instalaciones, sino también invertir en tecnologías avanzadas de almacenamiento de hidrógeno que puedan operar de manera segura y eficiente bajo condiciones climáticas extremas. Esto incluiría la implementación de protocolos de respuesta rápida ante emergencias climáticas y el desarrollo de capacidades técnicas especializadas para el manejo seguro del hidrógeno. Estas acciones no solo protegerán la infraestructura y el suministro, sino que también consolidarán a Chile como un proveedor confiable de hidrógeno verde en un mercado global donde los impactos del cambio climático son cada vez más evidentes.

Categoría	Sector	SubSector	Definición del SubSector	Impactos del calentamiento global sobre el SubSector	Variables críticas asociadas a los impactos
Oferta Energética	Recursos Energéticos o Matriz Primaria	Hidrógeno Verde	Producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua utilizando energía renovable.	Variabilidad en la producción de energía renovable afecta la disponibilidad de hidrógeno, aumento de temperaturas disminuye la eficiencia de la electrólisis, sequías reducen la disponibilidad de agua, altas temperaturas y eventos climáticos extremos afectan la integridad y seguridad de los sistemas de almacenamiento, eventos climáticos extremos pueden interrumpir operaciones portuarias y limitar la capacidad de exportación.	Radiación solar, patrones de viento, temperatura ambiente, disponibilidad de agua, eficiencia de sistemas de electrólisis, ubicación de plantas de hidrógeno.
	Generación Eléctrica	Almacenamiento de Energía	Tecnologías como baterías de iones de litio, almacenamiento en sales fundidas, aire comprimido, entre otras, que permiten almacenar electricidad para su uso posterior.	Aumento de temperaturas reduce eficiencia y vida útil de sistemas de almacenamiento, eventos climáticos extremos pueden dañar las instalaciones, variabilidad en la producción de energía renovable incrementa la necesidad de almacenamiento.	Temperatura ambiente, eficiencia de sistemas de almacenamiento, resistencia de infraestructura, capacidad de almacenamiento, ubicación de instalaciones de almacenamiento.

Tabla 2. Tabla resumen con nuevos subsectores a incluir. Fuente: elaboración propia

3 Nuevo Set de Indicadores de Adaptación y Resiliencia a las variables climáticas exacerbadas por el calentamiento global

Este capítulo presenta un conjunto integral de indicadores desarrollados para evaluar distintos aspectos del sistema energético chileno en un contexto de cambio climático. Su objetivo principal es proporcionar herramientas cuantitativas que permitan medir y analizar la capacidad del sistema para responder a eventos climáticos adversos, identificar áreas críticas de vulnerabilidad y evaluar el impacto de estos eventos sobre la operación y la seguridad energética.

Se estructura en dos grandes secciones que reflejan los componentes clave del sistema energético:

Indicadores de Oferta Energética:

Esta sección abarca los indicadores relacionados con la disponibilidad y el uso de recursos energéticos primarios, así como con la generación de electricidad. Se subdivide en:

- Indicadores sobre Recursos Energéticos o Matriz Primaria: enfocados en evaluar la disponibilidad, diversificación y sostenibilidad de los recursos energéticos utilizados en el sistema. Estos indicadores permiten analizar la dependencia de fuentes específicas y la capacidad del sistema para adaptarse a cambios en la disponibilidad de recursos.

- Indicadores de Generación Eléctrica: orientados a medir el desempeño del sector de generación, considerando aspectos como la diversificación tecnológica, la eficiencia operativa y la capacidad instalada en áreas vulnerables. Estos indicadores son clave para entender cómo la generación eléctrica se adapta a las condiciones climáticas cambiantes.

Indicadores de Transporte de Energía:

en esta sección se analizan las infraestructuras relacionadas con el transporte de energía, tanto eléctrica como de combustibles y otros energéticos. Se divide en:

- Indicadores de Infraestructura Eléctrica Asociada al Transporte de Energía: evalúan la capacidad y estabilidad de la red eléctrica de transporte frente a eventos climáticos extremos, considerando elementos como la redundancia, la disponibilidad operativa y la exposición de la infraestructura a riesgos climáticos.

- Indicadores de Infraestructura Asociada al Transporte de Hidrocarburos y Energéticos no Eléctricos: incluyen indicadores diseñados para medir el desempeño de las infraestructuras de transporte y almacenamiento de combustibles fósiles y energéticos como el hidrógeno verde. Estos indicadores son esenciales para analizar la seguridad y eficiencia de estas cadenas de suministro en un entorno climático cada vez más desafiante.

Para cada indicador se presenta una ficha técnica que incluye los siguientes elementos:

- Nombre del Indicador
- Definición del Indicador
- Fórmula de Cálculo
- Interpretación del Resultado
- Tipo de Indicador: Cada indicador se clasifica según su orientación hacia la resiliencia, vulnerabilidad, impacto o riesgo.
- Factibilidad de Cálculo: Indica si el indicador puede ser calculado con los datos disponibles actualmente o si requiere información adicional.
- Desagregación Geográfica: Define el nivel territorial al que se puede aplicar el indicador (nacional, regional o local).
- Temporalidad: Establece la frecuencia de cálculo y actualización del indicador.
- Fuente de Información: Especifica las bases de datos, reportes o instituciones de donde se obtendrán los datos necesarios.

Es importante destacar que no todos los indicadores pueden ser calculados con los datos disponibles actualmente. Algunos han sido formulados para sentar las bases de su cálculo futuro, a medida que se implementen sistemas de monitoreo más detallados o se recolecte información adicional. Esto asegura que el sistema energético pueda seguir evaluándose y adaptándose de manera progresiva, conforme se desarrollen nuevas capacidades de análisis.

3.1 Indicadores de Oferta Energética

Esta sección aborda los indicadores que miden aspectos clave de la oferta energética, centrados en dos áreas específicas: la disponibilidad de recursos energéticos primarios y el desempeño del sector de generación

eléctrica. En primer lugar, se presentan indicadores relacionados con la matriz primaria, que permiten analizar la disponibilidad y el uso de recursos no eléctricos, como combustibles fósiles y energías renovables. Luego, se incluyen indicadores enfocados en la generación eléctrica, los cuales miden la capacidad instalada, la diversificación tecnológica y la eficiencia operativa de las plantas generadoras. Estos indicadores son fundamentales para evaluar la capacidad del sistema energético de satisfacer la demanda bajo diversas condiciones climáticas y operativas, proporcionando una base sólida para la planificación y gestión del sector.

3.1.1 Indicadores sobre Recursos Energéticos o Matriz Primaria

El cambio climático representa un desafío significativo para los sistemas energéticos, afectando tanto la disponibilidad como la estabilidad de los recursos primarios. Los indicadores de recursos energéticos son herramientas clave para evaluar la capacidad del sistema energético de Chile para adaptarse a estas nuevas condiciones. Estos indicadores permiten identificar vulnerabilidades críticas, medir la exposición a riesgos y evaluar la capacidad de resiliencia frente a eventos extremos. Al analizar aspectos como la disponibilidad de combustibles fósiles, recursos hídricos y generación renovable, se obtienen insumos fundamentales para la planificación y gestión estratégica del sector energético en un contexto de crisis climática.

Índice de Inventario/Stock de Combustibles Fósiles

El inventario de combustibles fósiles permite evaluar la capacidad del sistema energético para responder a interrupciones en el suministro. Este indicador es útil para medir la resiliencia, ya que un inventario suficiente asegura la continuidad de las operaciones durante eventos adversos, como desastres naturales o interrupciones logísticas. Un nivel bajo de inventario indica una mayor vulnerabilidad del sistema, incrementando el riesgo de fallas ante una interrupción prolongada en la cadena de suministro.

Índice de Confiabilidad de Abastecimiento de Gas Natural

El suministro confiable de gas natural es un componente clave de la seguridad energética. Este indicador mide la frecuencia y duración de interrupciones en el suministro, proporcionando una herramienta práctica para evaluar el riesgo asociado a eventos climáticos extremos. Un sistema con interrupciones frecuentes refleja una alta vulnerabilidad, mientras que uno con pocas o ninguna interrupción denota un nivel elevado de resiliencia frente a los desafíos del cambio climático.

Índice de Redundancia en Infraestructura Crítica

La redundancia en infraestructuras energéticas asegura que el sistema pueda continuar operando aun cuando ocurran fallas en componentes específicos. Este indicador es relevante para medir la resiliencia, ya que un sistema con suficiente redundancia puede mitigar el impacto de fenómenos climáticos extremos. Por el contrario, la falta de redundancia incrementa el riesgo de fallos críticos, destacando la importancia de contar con infraestructuras secundarias que respalden las operaciones principales.

Índice de Variabilidad de Recursos Hídricos para Hidroelectricidad

La disponibilidad de recursos hídricos está sujeta a variaciones cada vez más pronunciadas debido al cambio climático. Este indicador resulta útil para identificar la vulnerabilidad del sistema hidroeléctrico ante sequías o cambios abruptos en los patrones de precipitación. Una alta variabilidad en los recursos hídricos puede comprometer la capacidad de generación, mientras que una gestión eficaz, como el uso de embalses, puede mitigar estos riesgos, fortaleciendo la resiliencia.

Índice de Disponibilidad de Viento para generación Eólica

La generación eólica depende de la estabilidad en los patrones de viento. Este indicador permite evaluar la resiliencia del sistema eólico, ya que una alta disponibilidad de viento asegura un suministro constante de energía renovable. En cambio, una disminución en la disponibilidad o la presencia de vientos irregulares incrementa la vulnerabilidad, requiriendo medidas para diversificar o complementar la matriz energética.

Índice de Variabilidad de Irradiación Solar para Energía Solar

La variabilidad de la irradiación solar es útil para evaluar la estabilidad y previsibilidad de los sistemas fotovoltaicos. Este indicador destaca las vulnerabilidades asociadas con cambios en la irradiación debidos a la mayor nubosidad o contaminación atmosférica. Un sistema con baja variabilidad en la irradiación demuestra una mayor resiliencia, permitiendo una operación más consistente y predecible.

Índice de Capacidad de Embalses para Hidroelectricidad

La capacidad de los embalses para almacenar agua influye directamente en la resiliencia del sistema hidroeléctrico. Este indicador mide la capacidad de los embalses para mantener niveles operativos adecuados durante periodos de sequía o lluvias intensas. Una alta capacidad de almacenamiento reduce la vulnerabilidad del sistema ante variaciones climáticas, garantizando la generación de energía y la regulación del suministro hídrico.

Porcentaje de Dependencia de Energía Hidroeléctrica en Zonas de Sequía

Este indicador evalúa el grado de exposición del sistema hidroeléctrico a regiones con alta incidencia de sequías. Una alta dependencia de estas zonas incrementa el riesgo de insuficiencia energética durante períodos de escasez hídrica, subrayando la vulnerabilidad del sistema. Diversificar las fuentes de energía y reducir la exposición a estas regiones es una estrategia clave para mejorar la resiliencia frente a los efectos del cambio climático.

Los indicadores se detallan en la tabla siguiente.

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Menor Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
1	Índice de Inventario/Stock de Combustibles Fósiles	Mide la capacidad de almacenamiento de combustibles fósiles (gas natural, diésel) para asegurar el suministro ante interrupciones causadas por eventos climáticos extremos que afecten la producción o transporte. Un nivel adecuado de reservas aumenta la resiliencia del sistema energético al permitir continuar operando durante períodos de escasez.	(Días de stock-inventario de combustibles fósiles / Consumo diario promedio) en días	> 90 días: Alta resiliencia. 30 - 89 días: Resiliencia moderada. < 30 días: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	Información no es pública	Planta-Operador	Diaria	SEC
2	Índice de Confiabilidad de Abastecimiento de Gas Natural	Mide la estabilidad y confiabilidad del suministro de gas natural, considerando posibles interrupciones por eventos climáticos en zonas de producción o rutas de transporte. Una baja confiabilidad aumenta el riesgo y vulnerabilidad del sistema energético que depende del gas natural como fuente principal.	(Número de interrupciones de suministro de gas natural al año)	> 3 interrupciones/año: Alta vulnerabilidad y riesgo. 1 - 2 interrupciones/año: Vulnerabilidad moderada. 0 interrupciones/año: Alta resiliencia.	Riesgo, Vulnerabilidad	Información no es pública	Planta-Operador	Anual	SEC
3	Índice de Redundancia en Infraestructura Crítica	Mide la existencia de sistemas redundantes en infraestructuras críticas (como terminales de gas o oleoductos) que permiten mantener la operación ante fallas causadas por eventos climáticos. Una mayor redundancia aumenta la resiliencia del sistema energético.	(Número de infraestructuras críticas con redundancia / Número total de infraestructuras críticas) × 100%	> 70%: Alta resiliencia. 40% - 70%: Resiliencia moderada. < 40%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	Información base sin procesar	Planta-Operador	Anual	SEC
4	Índice de Variabilidad de Recursos Hídricos para Hidroelectricidad	Evalúa la fluctuación en la disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica debido a cambios en los patrones de precipitación y aumentos en las temperaturas.	Desviación estándar del caudal anual / Promedio del caudal anual × 100%	> 20%: Alta variabilidad (alta vulnerabilidad). 10% 20%: Variabilidad moderada. < 10%: Baja	Vulnerabilidad, Exposición	Existe información disponible	Curso de agua	Mensual	Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Menor Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		Una mayor variabilidad indica una mayor exposición y vulnerabilidad a eventos climáticos como sequías prolongadas, lo que puede afectar la capacidad de generación hidroeléctrica y la estabilidad del suministro eléctrico.		variabilidad (mayor resiliencia).					
5	Índice de Disponibilidad de Viento para Generación Eólica	Mide cómo las tendencias y variaciones en los patrones de viento, debido al cambio climático, afectan la capacidad de generación eólica. Una disminución en la disponibilidad o cambios erráticos en los vientos pueden reducir la eficiencia de los parques eólicos, aumentando la vulnerabilidad y el riesgo de interrupciones en la oferta energética.	(Horas de viento óptimo al año / Horas totales al año) × 100%	> 25%: Alta disponibilidad (alta resiliencia). 15% 25%: Disponibilidad moderada. < 15%: Baja disponibilidad (alta vulnerabilidad).	Vulnerabilidad, Resiliencia	Existe información disponible	XX	XX	XX
6	Índice de Variabilidad de Irradiación Solar para Energía Solar	Mide la variación en la irradiación solar debido a factores climáticos como aumento de nubosidad o contaminación atmosférica. Una mayor variabilidad puede afectar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, aumentando la vulnerabilidad del sistema energético que depende de la generación solar.	Desviación estándar de la irradiación solar anual / Promedio de irradiación solar anual × 100%	> 15%: Alta variabilidad (alta vulnerabilidad). 5% - 15%: Variabilidad moderada. < 5%: Baja variabilidad (mayor resiliencia).	Vulnerabilidad	Existe información disponible, pero muy dispersa para procesar.	Estación	Diaria	DMC
7	Índice de Capacidad de Embalses para Hidroelectricidad	Evalúa el estado y capacidad de los embalses para resistir eventos climáticos extremos, como sequías prolongadas o inundaciones. Una mayor capacidad indica que los embalses pueden mantener su funcionalidad y contribuir a la	(Cota de embalses / Cota máxima) × 100%	> 90%: Cota embalse alto (alta resiliencia). 70% - 90%: Cota del embalse moderado. < 70%: Cota de embalse bajo (alta vulnerabilidad).	Resiliencia, Vulnerabilidad	Existe información disponible	Embalse	Diaria	Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Menor Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		resiliencia del sistema energético.							
8	Porcentaje de Dependencia de Energía Hidroeléctrica en Zonas de Sequía 1	Mide la proporción de energía hidroeléctrica que proviene de zonas con alta frecuencia de sequías. Dado que el cambio climático afecta los patrones de precipitación, una alta dependencia de estas zonas aumenta la vulnerabilidad del sistema energético a reducciones en la generación hidroeléctrica, lo que puede comprometer el suministro eléctrico.	(Energía hidroeléctrica de zonas de sequía / Energía hidroeléctrica total) × 100%	> 50%: Alta vulnerabilidad a sequías. 20% 50%: Vulnerabilidad moderada. < 20%: Baja vulnerabilidad.	Vulnerabilidad	Si bien las centrales están georeferenciadas, habría que cruzar esa información con alguna otra capa que señale el nivel de sequía de cada zona.	Central	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
9	Porcentaje de Dependencia de Energía Hidroeléctrica en Zonas de Sequía 2	Mide la proporción de la capacidad hidroeléctrica instalada que proviene de zonas con alta frecuencia de sequías. Dado que el cambio climático afecta los patrones de precipitación, una alta dependencia de estas zonas aumenta la vulnerabilidad del sistema energético a reducciones en la generación hidroeléctrica, lo que puede comprometer el suministro eléctrico.	(Capacidad hidroeléctrica en zonas de sequía / Capacidad hidroeléctrica total) × 100%	> 50%: Alta vulnerabilidad a sequías. 20% 50%: Vulnerabilidad moderada. < 20%: Baja vulnerabilidad.	Vulnerabilidad	Si bien las centrales están georeferenciadas, habría que cruzar esa información con alguna otra capa que señale el nivel de sequía de cada zona.	Central	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional

Tabla 3. Indicadores sobre Recursos Energéticos o Matriz Primaria Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Indicadores de Generación Eléctrica

Dentro del sistema energético, la generación eléctrica se muestra como uno de los sectores con mayor capacidad de adaptación frente a los impactos del cambio climático. A pesar de los desafíos que representan la variabilidad climática y los eventos extremos, este sector demuestra una relativa estabilidad, en gran parte gracias a la diversificación tecnológica y la fuerte incorporación de fuentes renovables a la matriz energética, además del uso cada vez más extendido de los sistemas de almacenamiento de energía. Los indicadores de generación eléctrica permiten evaluar cómo se comporta este sector frente a cambios en la disponibilidad de recursos y aumentos en la demanda, proporcionando una base para medir la resiliencia y detectar posibles vulnerabilidades. Aunque es el segmento menos afectado en comparación con otros, el monitoreo continuo es esencial para asegurar que su desempeño siga siendo robusto en un entorno climático en constante evolución.

Capacidad Instalada Total por Tecnología

La capacidad instalada total por tecnología permite comprender la composición del sistema eléctrico, destacando la proporción de fuentes renovables y no renovables. Este indicador es útil para evaluar la resiliencia del sistema, ya que una matriz diversificada con mayor participación de energías renovables reduce la dependencia de combustibles fósiles, los cuales son más susceptibles a interrupciones. Además, una distribución equilibrada entre tecnologías permite una mejor respuesta ante los impactos climáticos.

Generación Total de Energía Eléctrica por Tecnología

Este indicador mide la cantidad de energía efectivamente generada por cada tipo de tecnología, reflejando su contribución al sistema eléctrico. Su importancia radica en que permite evaluar cómo diferentes tecnologías responden a las condiciones climáticas. Un balance adecuado entre renovables y no renovables mejora la resiliencia del sistema al proporcionar flexibilidad frente a variaciones en la disponibilidad de recursos energéticos.

Índice de Diversificación Tecnológica de Generación

La diversidad tecnológica en la generación es un factor relevante para garantizar la estabilidad del sistema frente a eventos climáticos. Este indicador mide la variedad de tecnologías utilizadas y su capacidad para distribuir el riesgo. Un sistema con alta diversificación es menos vulnerable, ya que puede compensar las limitaciones de una tecnología con el rendimiento de otras, mejorando así su capacidad de adaptación a condiciones climáticas cambiantes.

Margen de Reserva de Capacidad de Generación

El margen de reserva indica la capacidad adicional disponible para cubrir picos de demanda o pérdidas de generación. Este indicador es fundamental para medir la resiliencia del sistema, ya que un margen adecuado asegura que el sistema pueda operar sin interrupciones incluso durante eventos climáticos extremos o fallas inesperadas. Un margen insuficiente incrementa el riesgo de cortes en el suministro durante periodos de alta demanda.

Índice de Potencia de Suficiencia Disponible 1

Este indicador mide la capacidad operativa disponible en relación con la capacidad instalada total. Un sistema con una alta suficiencia operativa tiene mayor resiliencia, ya que puede satisfacer la demanda en condiciones normales y adversas. Por el contrario, un índice bajo refleja vulnerabilidad, indicando que la capacidad instalada no es completamente utilizable para cubrir la demanda en situaciones críticas.

Índice de Potencia de Suficiencia Disponible 2

Similar al indicador anterior, este mide la capacidad de generación garantizada frente a la demanda máxima esperada. Es relevante para evaluar la vulnerabilidad del sistema, especialmente en escenarios climáticos extremos donde la demanda puede superar lo habitual. Un índice alto asegura que el sistema puede responder a demandas pico sin comprometer su estabilidad.

Factor de Planta de Centrales Eléctricas

El factor de planta mide la eficiencia en la utilización de la capacidad instalada. Este indicador permite evaluar la vulnerabilidad y resiliencia del sistema, ya que un factor de planta alto indica un uso eficiente y constante de la infraestructura, mientras que factores bajos pueden reflejar limitaciones en la disponibilidad de recursos o condiciones operativas, exacerbadas por el cambio climático.

Índice de Penetración de Generación Renovable No Convencional

Este indicador mide la proporción de energía generada por fuentes renovables no convencionales, como la eólica y solar. Su relevancia radica en que estas tecnologías diversifican la matriz energética y reducen la exposición a la volatilidad de los precios de combustibles fósiles. Una alta penetración mejora la resiliencia al ofrecer fuentes de energía más estables frente a los impactos climáticos.

Índice de Capacidad Instalada en Zonas Vulnerables al Clima

La ubicación de la capacidad instalada determina su exposición a eventos climáticos adversos. Este indicador mide el porcentaje de capacidad instalada en áreas con alta vulnerabilidad climática, como zonas propensas a inundaciones o sequías. Una alta concentración en estas áreas incrementa el riesgo, destacando la importancia de

planificar la instalación de nueva capacidad en zonas menos expuestas.

Índice de Disponibilidad de Plantas de Generación

La disponibilidad operativa de las plantas de generación es un indicador clave para evaluar la capacidad del sistema de mantener la estabilidad del suministro eléctrico. Un alto nivel de disponibilidad significa que las plantas están operativas durante la mayor parte del tiempo, mejorando la resiliencia del sistema frente a condiciones adversas. Por otro lado, una baja disponibilidad incrementa la vulnerabilidad del sistema ante posibles fallas.

Edad Promedio de las Plantas de Generación

La edad promedio de las plantas es un reflejo de la modernización del sistema energético. Las plantas más antiguas suelen ser menos eficientes y más susceptibles a fallas, especialmente durante eventos climáticos extremos. Este indicador permite identificar vulnerabilidades relacionadas con la obsolescencia tecnológica, mientras que una menor edad promedio sugiere un sistema más resiliente y preparado para enfrentar condiciones climáticas cambiantes.

Índice de Capacidad de Respuesta Rápida

La capacidad de respuesta rápida mide la proporción de generación que puede activarse rápidamente para suplir déficits de suministro. Este indicador es esencial para la resiliencia, ya que permite al sistema reaccionar de manera eficiente ante eventos climáticos adversos o interrupciones inesperadas, garantizando la continuidad del suministro.

Índice de Capacidad de Generación con Almacenamiento Integrado

Este indicador mide la capacidad de generación que cuenta con sistemas de almacenamiento, como baterías, para gestionar la intermitencia de las fuentes renovables. La integración de almacenamiento mejora la resiliencia al permitir un suministro constante de energía incluso cuando las condiciones climáticas afectan la disponibilidad inmediata de recursos renovables.

Índice de Cobertura de Recortes con Almacenamiento

Este indicador mide la proporción de energía renovable recortada que podría ser aprovechada si se utilizara la capacidad de almacenamiento disponible. Este indicador es relevante para evaluar la resiliencia del sistema eléctrico frente a la variabilidad de las fuentes renovables, como la solar y la eólica, que generan excedentes en periodos de baja demanda. Un valor alto del indicador sugiere que el sistema de almacenamiento es adecuado para gestionar estos excedentes, mientras que un valor bajo indica una vulnerabilidad significativa, reflejando la necesidad de ampliar la capacidad de almacenamiento para evitar pérdidas de energía limpia.

Los indicadores se detallan en la tabla siguiente.

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
1	Capacidad Instalada Total por Tecnología	Capacidad total instalada de generación eléctrica en MW, por tipo de tecnología, lo que permite evaluar la estructura del sistema energético, destacando la participación de fuentes renovables y no renovables.	Suma de la capacidad instalada de todas las plantas de generación eléctrica, por tipo de tecnología.	Este indicador revela el grado de dependencia de cada tecnología y su capacidad para responder a la demanda, reflejando la flexibilidad y resiliencia del sistema frente a variaciones en disponibilidad y costos de energía.	Resiliencia	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
2	Generación Total de Energía Eléctrica por Tecnología	La generación eléctrica en MWh por tipo de tecnología muestra la contribución efectiva de cada fuente al suministro eléctrico, permitiendo evaluar su desempeño real frente a la demanda.	Suma de la energía generada de todas las plantas de generación eléctrica, por tipo de tecnología.	Este indicador refleja cómo las distintas tecnologías operan bajo condiciones específicas, evidenciando el equilibrio entre generación renovable y no renovable, y destacando la capacidad del sistema para satisfacer necesidades energéticas de manera sostenible y confiable.	Resiliencia	Existe información disponible	Región	Mensual	Coordinador Eléctrico Nacional
3	Índice de Diversificación Tecnológica de Generación	Mide la variedad de tecnologías de generación eléctrica utilizadas (hidroeléctrica, térmica, eólica, solar, geotérmica). Una mayor diversificación reduce la dependencia de una sola fuente y aumenta la resiliencia del sistema ante eventos climáticos que puedan afectar una tecnología específica. Esto es crucial ya que el cambio climático puede impactar de manera diferente a cada tipo de generación (por ejemplo, sequías afectan hidroeléctricas, mientras que tormentas pueden dañar instalaciones eólicas).	Índice de Shannon: $H = -\Sigma (pi \times \ln(pi))$, donde pi es la proporción de cada tecnología en la generación total.	$H > 1.5$: Alta diversificación (alta resiliencia). $1 \leq H \leq 1.5$: Diversificación moderada (resiliencia moderada). $H < 1$: Baja diversificación (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
4	Margen de Reserva de Capacidad de Generación	Mide el exceso de capacidad instalada de generación por encima de la demanda máxima. Un	((Capacidad instalada total - Demanda máxima) /	> 20%: Alto margen de reserva (alta resiliencia). 10% - 20%: Margen moderado (resiliencia moderada).	Resiliencia	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		mayor margen de reserva indica una mayor capacidad para enfrentar incrementos inesperados en la demanda o pérdidas de capacidad por fallas o eventos climáticos, aumentando la resiliencia del sistema eléctrico.	Demanda máxima) × 100%	< 10%: Bajo margen de reserva (alta vulnerabilidad).					
5	Índice de Potencia de suficiencia Disponible 1	Mide la capacidad de generación que se puede garantizar en momentos de máxima demanda, considerando las limitaciones por eventos climáticos. Una Potencia de suficiencia alta en relación a la demanda máxima asegura que el sistema puede satisfacer la demanda aun en condiciones adversas, aumentando la resiliencia y reduciendo la vulnerabilidad.	(Potencia de suficiencia disponible / Capacidad instalada total) × 100%	> 80% -100%: Alta resiliencia. 60% - 80%: Resiliencia moderada. < 60%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia, Vulnerabilidad	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
6	Índice de Potencia de suficiencia Disponible 2	Mide la capacidad de generación que se puede garantizar en momentos de máxima demanda, considerando las limitaciones por eventos climáticos. Una Potencia de suficiencia alta en relación a la demanda máxima asegura que el sistema puede satisfacer la demanda aun en condiciones adversas, aumentando la resiliencia y reduciendo la vulnerabilidad.	(Potencia de suficiencia disponible / Demanda máxima esperada) × 100%	> 100%: Alta resiliencia. 80% - 100%: Resiliencia moderada. < 80%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia, Vulnerabilidad	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
7	Factor de Planta de Centrales Eléctricas	Mide la eficiencia y el aprovechamiento de cada tipo de tecnología en el sistema energético, calculando la proporción entre la energía realmente generada y la capacidad máxima posible de generación (considerando un año completo de operación continua). Un factor de planta alto indica un uso efectivo de la capacidad instalada, mientras que un factor bajo puede reflejar limitaciones en la disponibilidad de recursos o en la confiabilidad de la tecnología frente a la crisis climática.	Energía generada por tipo de tecnología / (Capacidad instalada por tipo de tecnología x 8760 horas)	> 70%: Alto aprovechamiento (alta resiliencia). 30% - 70%: Moderado aprovechamiento (resiliencia moderada). <30%: Bajo aprovechamiento (alta vulnerabilidad).	Resiliencia, Vulnerabilidad	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
8	Índice de Penetración de Generación Renovable No Convencional	Mide la proporción de capacidad de generación proveniente de fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, geotérmica), que pueden diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles vulnerables a interrupciones por eventos climáticos. Una mayor capacidad de generación renovable no convencional aumenta la resiliencia del sistema eléctrico.	(Capacidad renovable no convencional / Capacidad instalada total) × 100%	> 25%: Alta resiliencia y diversificación. 10% - 25%: Diversificación moderada. < 10%: Baja diversificación (mayor vulnerabilidad).	Resiliencia	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
9	Índice de Capacidad Instalada en Zonas Vulnerables al Clima	Mide el porcentaje de capacidad de generación instalada en áreas susceptibles a eventos climáticos extremos	(Capacidad instalada en zonas vulnerables / Capacidad	> 40%: Alta exposición y vulnerabilidad. 20% - 40%: Exposición moderada. < 20%: Baja exposición (mayor resiliencia).	Exposición, Vulnerabilidad	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		(inundaciones, sequías, tormentas). Una mayor proporción indica una mayor exposición y riesgo de que eventos climáticos afecten significativamente la capacidad de generación, aumentando la vulnerabilidad del sistema eléctrico.	instalada total) × 100%						
	Índice de Disponibilidad de Plantas de Generación	Mide el tiempo durante el cual las plantas de generación están operativas y disponibles para producir energía, considerando mantenimientos y fallas causadas por eventos climáticos. Una alta disponibilidad indica una mayor resiliencia operativa del sistema de generación eléctrica.	(Horas operativas totales de las plantas / Horas totales posibles) × 100%	> 90%: Alta disponibilidad (alta resiliencia). 75% - 90%: Disponibilidad moderada. < 75%: Baja disponibilidad (alta vulnerabilidad).	Resiliencia, Vulnerabilidad	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
10	Edad Promedio de las Plantas de Generación	Indica la edad promedio de las instalaciones de generación eléctrica. Plantas más antiguas pueden ser más vulnerables a fallas y menos eficientes, y pueden no estar diseñadas para resistir condiciones climáticas extremas actuales. Una menor edad promedio puede indicar una mayor resiliencia del sistema de generación.	(Suma de las edades de las plantas por tecnología / Número total de plantas por tecnología)	Tecnología Térmica < 15 años: Alta resiliencia (tecnología actualizada y eficiente). 15 - 30 años: Resiliencia moderada (posible necesidad de modernización). > 30 años: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad a fallas y baja eficiencia). Hidroeléctrica < 30 años: Alta resiliencia (tecnología moderna y adaptable). 30 - 50 años: Resiliencia moderada (probable necesidad de actualización en componentes críticos). > 50 años: Baja resiliencia (riesgo de fallas, limitada adaptabilidad a condiciones climáticas actuales). Eólica < 10 años: Alta resiliencia (turbinas	Vulnerabilidad, Resiliencia	Existe información disponible	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
				actualizadas y eficientes). 10 - 20 años: Resiliencia moderada (probable pérdida de eficiencia, posible necesidad de reemplazo de componentes). > 20 años: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad a condiciones extremas y menor eficiencia). Solar Fotovoltaica < 10 años: Alta resiliencia (paneles actualizados, buena eficiencia). 10 - 15 años: Resiliencia moderada (posible pérdida de eficiencia, posible necesidad de modernización). > 15 años: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad, menor eficiencia).					
11	Índice de Capacidad de Respuesta Rápida	Mide la proporción de capacidad de generación que puede entrar en operación en un tiempo muy corto para suplir déficit de generación causados por eventos climáticos (por ejemplo, plantas de ciclo combinado o baterías de gran escala). Una mayor capacidad de respuesta rápida aumenta la resiliencia del sistema eléctrico ante contingencias inesperadas.	(Capacidad de respuesta rápida / Capacidad instalada total) × 100%	> 20%: Alta resiliencia. 10% - 20%: Resiliencia moderada. < 10%: Baja resiliencia.	Resiliencia	No existe información disponible			
12	Índice de Capacidad de Generación con Almacenamiento Integrado	Mide la proporción de capacidad de generación que incluye sistemas de almacenamiento de energía (por ejemplo, plantas solares con baterías), lo que permite gestionar la intermitencia y mantener la estabilidad del suministro ante variaciones climáticas.	(Capacidad con almacenamiento integrado por tecnología / Capacidad instalada total por tecnología) × 100%	> 10%: Alta resiliencia. 5% - 10%: Resiliencia moderada. < 5%: Baja resiliencia.	Resiliencia	Capacidad total de generación del sistema (desglosada por tecnologías). Capacidad de generación asociada específicamente con almacenamiento.	Región		Coordinador Eléctrico Nacional

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		Una mayor capacidad con almacenamiento integrado aumenta la resiliencia del sistema de generación.				Se calculará un indicador basado en este documento, con las limitantes propias de una tecnología que recién comienza a entrar a nuestro país.			
13	Índice de Cobertura de Recortes con Almacenamiento	Mide qué porcentaje de los recortes de energía renovable (energía vertida) podría ser aprovechado si se utilizara completamente la capacidad de almacenamiento disponible en el sistema.	(Capacidad de Almacenamiento Instalada (MWh)/Recortes de Energía Renovable (MWh)) x 100	> 100%: El sistema de almacenamiento puede cubrir completamente los recortes de energía renovable, con capacidad excedente para futuros incrementos en generación renovable. 80% - 100%: Alta cobertura, el almacenamiento es casi suficiente para evitar la mayoría de los recortes. 50% - 80%: Cobertura moderada, el sistema puede mitigar algunos recortes, pero aún se pierde una parte significativa de la energía renovable. < 50%: Baja cobertura, el sistema de almacenamiento es insuficiente y se desperdicia una gran proporción de la energía renovable generada.	Resiliencia, Impacto.				

Tabla 4. Indicadores de Generación Eléctrica

Fuente: Elaboración propia

3.2 Indicadores de Transporte de Energía

En esta sección se presentan los indicadores diseñados para evaluar el transporte de energía en el contexto del cambio climático. Estos indicadores permiten comprender cómo las variaciones climáticas afectan la infraestructura utilizada para la transmisión y distribución de energía, así como las instalaciones asociadas a los hidrocarburos. La evaluación se organiza en los siguientes sectores:

- Infraestructura eléctrica: Se incluyen indicadores que miden la eficiencia, capacidad y resiliencia de las redes de transmisión y distribución eléctrica frente a eventos climáticos extremos, tales como tormentas, olas de calor y fuertes vientos.

- Infraestructura asociada a hidrocarburos: Se presentan indicadores que evalúan la vulnerabilidad y capacidad de adaptación de terminales marítimos, plantas de refinación, oleoductos, gasoductos, plantas de regasificación y almacenamiento de combustibles frente a eventos climáticos extremos como marejadas, inundaciones y altas temperaturas.

3.2.1 Indicadores de Infraestructura Eléctrica Asociada al Transporte de Energía

La infraestructura eléctrica asociada al transporte de energía enfrenta desafíos significativos derivados del cambio climático, que incluyen eventos climáticos extremos y variaciones graduales como el aumento de las temperaturas. Estos factores pueden impactar la continuidad y calidad del suministro eléctrico, así como la eficiencia operativa del sistema. Los indicadores presentados permiten evaluar la exposición, vulnerabilidad y resiliencia de esta infraestructura, proporcionando información clave para la toma de decisiones y la planificación de estrategias de mitigación y adaptación. A través de su monitoreo, es posible identificar áreas críticas y fortalecer la capacidad del sistema para enfrentar los impactos climáticos de manera eficiente.

Disponibilidad del Sistema (SAIDI - Sistema)

La disponibilidad del sistema, medida a través del índice SAIDI, cuantifica la duración promedio de las interrupciones del suministro eléctrico por usuario al año, causadas por motivos climáticos. Este indicador permite evaluar la vulnerabilidad del sistema y su capacidad de recuperación frente a interrupciones prolongadas. Un SAIDI bajo refleja un sistema con alta resiliencia, capaz de minimizar los tiempos de interrupción y garantizar un suministro más estable.

Frecuencia de Interrupciones (SAIFI - Sistema)

El índice SAIFI mide la frecuencia promedio de interrupciones del suministro eléctrico por usuario al año. Este indicador complementa el SAIDI al enfocarse en la cantidad de interrupciones, en lugar de su duración. Una baja frecuencia de interrupciones indica un sistema más robusto y menos propenso a fallas recurrentes, reforzando su capacidad de mantener la continuidad operativa ante eventos climáticos.

Fiabilidad del Sistema

La fiabilidad mide el porcentaje de tiempo durante el cual la red está operativa sin interrupciones. Este indicador es fundamental para evaluar la resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos climáticos, ya que una alta fiabilidad refleja un sistema capaz de operar eficientemente incluso bajo condiciones adversas. Niveles de fiabilidad por encima del 99% indican un sistema con baja vulnerabilidad.

Tasa de Respuesta ante Interrupciones

Este indicador mide el tiempo promedio que toma restablecer el suministro eléctrico desde el inicio de una interrupción. Un tiempo de respuesta más corto evidencia una alta capacidad de recuperación y un sistema bien preparado para responder a emergencias climáticas. Este indicador es clave para evaluar la resiliencia operacional de las empresas distribuidoras y transportistas de energía.

Índice de Concentración de Interrupciones por Región

La concentración de interrupciones en ciertas regiones permite identificar áreas del sistema eléctrico con mayor exposición a riesgos climáticos. Este indicador es útil para evaluar la vulnerabilidad regional, destacando las zonas que requieren mayores esfuerzos de mitigación y adaptación. Una alta concentración regional puede ser síntoma de infraestructura débil o condiciones climáticas extremas recurrentes.

Número de Incidencias por Región

Este indicador cuenta el número total de incidencias relacionadas con interrupciones en el suministro eléctrico por región. A través de este indicador se puede evaluar la exposición y vulnerabilidad de cada área a los eventos climáticos que afectan la infraestructura eléctrica. Un número elevado de incidencias señala regiones más propensas a sufrir fallas, lo que puede requerir una intervención prioritaria.

Duración de Incidencia Más Severa

Registra la duración máxima de una sola incidencia durante el periodo analizado. Este indicador refleja la capacidad del sistema para manejar eventos climáticos extremos. Una duración prolongada sugiere una mayor vulnerabilidad y menor capacidad de respuesta, mientras que incidencias cortas indican un sistema más resiliente.

Duración Promedio de Incidencias

La duración promedio de todas las incidencias en un periodo dado permite analizar la eficiencia en la resolución de problemas en la red eléctrica. Este indicador mide tanto la capacidad técnica como operativa para enfrentar condiciones adversas, con una menor duración promedio que sugiere mayor resiliencia del sistema.

Interrupciones por Longitud de la Red de Transmisión

Este indicador relaciona la cantidad de interrupciones con la longitud total de la red de transmisión, permitiendo identificar vulnerabilidades específicas en función de la extensión de la red. Redes con mayor longitud tienden a enfrentar mayores riesgos, pero un índice bajo de interrupciones por kilómetro demuestra un buen estado y mantenimiento de la infraestructura.

Índice de Exposición de Infraestructura a Eventos Climáticos

Mide la proporción de la infraestructura eléctrica que se encuentra en zonas vulnerables a eventos climáticos extremos, como inundaciones o tormentas. Este indicador es crucial para identificar riesgos y planificar estrategias de adaptación que reduzcan la exposición del sistema eléctrico a estos eventos.

Índice de Redundancia de la Red Eléctrica

La redundancia en la red eléctrica es clave para asegurar la continuidad del suministro en caso de fallas. Este indicador mide la capacidad de la red para redirigir el flujo de energía a través de rutas alternativas, mejorando la resiliencia operativa frente a eventos climáticos extremos.

Índice de Infraestructura Subterránea

La infraestructura subterránea es menos susceptible a daños por eventos climáticos severos, como tormentas o fuertes vientos. Este indicador mide el porcentaje de la red que está enterrada, destacando su contribución a la resiliencia del sistema eléctrico.

Índice de Implementación de Sistemas de Almacenamiento Distribuido

Este indicador mide la capacidad instalada de almacenamiento distribuido, como baterías en subestaciones, que permite mantener el suministro durante interrupciones. Una mayor capacidad de almacenamiento refuerza la resiliencia del sistema eléctrico frente a interrupciones relacionadas con eventos climáticos.

Índice de Pérdida de Eficiencia por Temperatura

Este indicador mide cómo el aumento de la temperatura afecta la eficiencia de las líneas de transmisión eléctrica. A medida que la temperatura ambiente se incrementa, la resistencia eléctrica de las líneas también aumenta, reduciendo su capacidad para transmitir energía. Este indicador es relevante para evaluar la vulnerabilidad del sistema ante olas de calor y tendencias de calentamiento global, ya que mayores pérdidas de eficiencia implican una mayor exposición a interrupciones y sobrecargas. Un sistema con bajas pérdidas por temperatura demuestra mayor resiliencia operativa.

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factiblidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
1	Disponibilidad del Sistema (SAIDI - Sistema)	Mide la duración promedio de las interrupciones del suministro eléctrico por usuario al año, ocasionadas por motivos climáticos. Indica la vulnerabilidad y resiliencia del sistema ante eventos climáticos que causan interrupciones. Un SAIDI más bajo refleja un sistema más resiliente y menos vulnerable a interrupciones prolongadas.	SAIDI = (Suma de la duración de todas las interrupciones por motivos climáticos) / Número total de usuarios	< 2 horas/año: Alta resiliencia. 2 - 5 horas/año: Resiliencia moderada. > 5 horas/año: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Vulnerabilidad, Resiliencia	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC
2	Frecuencia de Interrupciones (SAIFI - Sistema)	Mide la frecuencia promedio de las interrupciones del suministro eléctrico por usuario al año, ocasionadas por motivos climáticos. Un SAIFI más bajo indica una menor vulnerabilidad y mayor resiliencia del sistema a eventos climáticos que causan interrupciones.	SAIFI = (Número total de interrupciones por motivos climáticos) / Número total de usuarios	< 1 interrupción/año: Alta resiliencia. 1 - 3 interrupciones/año: Resiliencia moderada. > 3 interrupciones/año: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Vulnerabilidad, Resiliencia	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC
3	Fiabilidad del Sistema	Mide el porcentaje del tiempo durante el cual la red de transmisión y distribución está operativa sin interrupciones. Una fiabilidad más alta indica una mayor resiliencia y menor vulnerabilidad del sistema a eventos climáticos que puedan causar fallas en la red.	(Tiempo operativo / Tiempo total) × 100%	> 99.9%: Alta resiliencia. 99% - 99.9%: Resiliencia moderada. < 99%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia, Vulnerabilidad	Tiempo operativo	Región	Anual	Coordinador Eléctrico Nacional
4	Tasa de Respuesta ante Interrupciones	Mide el tiempo promedio que toma restablecer el suministro eléctrico desde el inicio de una interrupción causada por eventos climáticos. Un tiempo de respuesta más corto refleja una mayor resiliencia y	(Suma de horas afectadas) / (Número de interrupciones) = SAIDI/SIFI	< 1 hora: Alta resiliencia. 1 - 3 horas: Resiliencia moderada. > 3 horas: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factiblidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		capacidad de respuesta del sistema ante emergencias climáticas.							
5	Índice de Concentración de Interrupciones por Región	Mide la concentración de interrupciones en áreas específicas comparando el número de interrupciones en cada región con el total nacional. Una alta concentración en ciertas regiones puede indicar una mayor exposición y vulnerabilidad de esas áreas a eventos climáticos que afectan la red eléctrica.	(Número de interrupciones en la región / Número total de interrupciones en el país) × 100%	> 15%: Alta concentración (mayor vulnerabilidad regional). 5% - 15%: Concentración moderada. < 5%: Baja concentración (mayor resiliencia regional).	Exposición, Vulnerabilidad	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC
6	Número de Incidencias por Región	Cuenta el número total de incidencias o interrupciones en el suministro eléctrico por región, causadas por eventos climáticos. Indica la exposición y vulnerabilidad de cada región a eventos climáticos que afectan la red de transmisión y distribución.	Número total de incidencias por región	Interpretación cualitativa basada en la comparación entre regiones. Regiones con un número significativamente mayor de incidencias pueden considerarse más vulnerables y expuestas a riesgos climáticos.	Exposición, Vulnerabilidad	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC
7	Duración de Incidencia Más Severa	Registra la duración máxima de una sola incidencia causada por eventos climáticos en el periodo analizado. Una mayor duración indica una mayor vulnerabilidad y menor resiliencia del sistema ante eventos climáticos extremos.	Duración máxima de una incidencia (en horas)	< 2 horas: Alta resiliencia. 2 - 6 horas: Resiliencia moderada. > 6 horas: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Vulnerabilidad, Resiliencia	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC
8	Duración Promedio de Incidencias	Mide la duración promedio de las incidencias causadas por eventos climáticos. Un menor tiempo promedio indica una mayor capacidad de respuesta y resiliencia del	(Suma de la duración de todas las incidencias) / (Número total de incidencias)	< 1 hora: Alta resiliencia. 1 - 3 horas: Resiliencia moderada. > 3 horas: Baja	Resiliencia	BBDD Interrupciones	Región	Mensual	SEC

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factiblidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		sistema de transmisión y distribución.		resiliencia (alta vulnerabilidad).					
9	Interrupciones por Longitud de la Red de Transmisión	Relaciona la frecuencia o duración de las interrupciones con la longitud de la red de transmisión, evaluando la resiliencia de la red en función de su extensión. Una mayor cantidad de interrupciones por unidad de longitud puede indicar vulnerabilidades en la infraestructura o su mantenimiento.	(Número de interrupciones / Longitud total de la red en km)	< 0.1 interrupciones/km: Alta resiliencia. 0.1 - 0.5 interrupciones/km: Resiliencia moderada. > 0.5 interrupciones/km: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Vulnerabilidad, Resiliencia	BBDD Interrupciones, Longitud Red	Región	Mensual	SEC, CEN
10	Índice de Exposición de Infraestructura a Eventos Climáticos	Mide el porcentaje de infraestructura de transmisión y distribución (líneas, subestaciones) ubicada en zonas susceptibles a eventos climáticos extremos como inundaciones, deslizamientos o tormentas. Una mayor exposición incrementa el riesgo y vulnerabilidad del sistema eléctrico a daños y fallas.	(Longitud de líneas y número de subestaciones en zonas de riesgo / Total de infraestructura) × 100%	> 30%: Alta exposición y vulnerabilidad. 10% - 30%: Exposición moderada. < 10%: Baja exposición (mayor resiliencia).	Exposición, Vulnerabilidad	Longitud de líneas y número de subestaciones en zonas de riesgo	Región	Mensual	SEC
11	Índice de Redundancia de la Red Eléctrica	Mide la capacidad del sistema de transmisión y distribución para redirigir el flujo eléctrico a través de rutas alternativas en caso de fallas por eventos climáticos. Una mayor redundancia aumenta la resiliencia y reduce la vulnerabilidad ante interrupciones del suministro.	(Número de rutas alternativas disponibles / Número total de rutas críticas) × 100%	> 50%: Alta resiliencia. 25% - 50%: Resiliencia moderada. < 25%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	Número de rutas alternativas disponibles, Rutas criticas	Región	Anual	SEC, CEN
12	Índice de Infraestructura Subterránea	Mide el porcentaje de la red de distribución que es subterránea, lo cual es	(Longitud de red subterránea / Longitud total de	> 50%: Alta resiliencia. 25% - 50%:	Resiliencia	Longitud de red subterránea, Longitud total	Región	Anual	SEC, CEN

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factiblidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		menos susceptible a daños por eventos climáticos como vientos fuertes o tormentas. Una mayor proporción de infraestructura subterránea aumenta la resiliencia del sistema eléctrico.	red de distribución) × 100%	Resiliencia moderada. < 25%: Baja resiliencia.					
13	Índice de Implementación de Sistemas de Almacenamiento Distribuido	Mide la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento de energía en la red de distribución (baterías en subestaciones, almacenamiento comunitario), lo que permite mantener el suministro durante interrupciones causadas por eventos climáticos. Una mayor capacidad de almacenamiento aumenta la resiliencia del sistema eléctrico.	(Capacidad de almacenamiento en distribución / Demanda promedio diaria) × 100%	> 10%: Alta resiliencia. 5% - 10%: Resiliencia moderada. < 5%: Baja resiliencia.	Resiliencia	Capacidad de almacenamiento en distribución, Demanda promedio diaria	Región	Anual	CEN
14	Índice de Pérdida de Eficiencia por Temperatura	Mide la disminución relativa de la capacidad operativa de las líneas de transmisión y distribución eléctrica debido al aumento de temperaturas ambientales.	IPET = (Delta P / P_nominal) * 100 Donde: Delta P: Pérdida de potencia por efecto térmico (MW). P_nominal: Potencia nominal de la línea bajo condiciones estándar (MW).	0% - 5% (Baja Pérdida) 6% - 15% (Moderada Pérdida) > 15% (Alta Pérdida)	Vulnerabilidad, Resiliencia, Impacto	Pérdida de potencia por efecto térmico, Potencia nominal de la línea bajo condiciones estándar	Región	Anual	SEC, CEN

Tabla 5. Indicadores sobre infraestructura eléctrica asociada a transporte de energía eléctrica Fuente: Elaboración propia

3.2.2 Indicadores de Infraestructura Asociada al Transporte de Hidrocarburos y Energéticos no Eléctricos

La infraestructura de almacenamiento y transporte de combustibles, como los hidrocarburos, y de energéticos no eléctricos como el hidrógeno verde, constituye un componente esencial del sistema energético. Sin embargo, tanto el transporte de hidrocarburos como la cadena de suministro del hidrógeno verde están cada vez más expuestos a los efectos del cambio climático, incluidos fenómenos como marejadas, inundaciones, deslizamientos de tierra y temperaturas extremas. Estos eventos no solo afectan la operación continua de estas infraestructuras, sino que también aumentan la vulnerabilidad y exposición del sistema energético, poniendo en riesgo tanto la seguridad energética como las oportunidades de exportación. Los indicadores presentados en esta sección permiten evaluar cuantitativamente estas vulnerabilidades, midiendo la resiliencia de las infraestructuras ante condiciones adversas, así como la efectividad de las estrategias de mitigación implementadas. A través de su monitoreo, se busca garantizar la continuidad operativa, reducir las pérdidas económicas y minimizar los impactos climáticos sobre el sector de hidrocarburos y energéticos.

Interrupciones por Marejadas en Terminales Marítimos

Este indicador mide la proporción de tiempo en que los terminales marítimos de hidrocarburos dejan de operar debido a marejadas. Las marejadas, que se han intensificado por el cambio climático, afectan la carga y descarga de hidrocarburos, incrementando la vulnerabilidad del sistema. Una alta proporción de interrupciones indica una exposición considerable, lo que resalta la necesidad de implementar medidas como protecciones físicas o sistemas de alerta temprana para minimizar las afectaciones. Por el contrario, una baja proporción refleja una infraestructura más resiliente, capaz de operar con menor interrupción frente a estos eventos climáticos.

Interrupciones por Altas Temperaturas en Refinación

Las altas temperaturas, exacerbadas por el cambio climático, pueden interrumpir los procesos de refinación al superar los límites operativos de las plantas. Este indicador mide el impacto de dichas interrupciones en relación con el tiempo total de operación. Una alta proporción de interrupciones refleja una vulnerabilidad importante, que puede mitigarse mediante tecnologías avanzadas de refrigeración o adaptación de procesos. Una menor proporción indica una infraestructura más preparada para operar en condiciones de calor extremo.

Interrupciones en Oleoductos y Gasoductos por Fenómenos Climáticos

Este indicador cuantifica el número de interrupciones en oleoductos y gasoductos debido a fenómenos como inundaciones o deslizamientos de tierra. Un porcentaje elevado de interrupciones por causas climáticas señala una alta exposición de la infraestructura a estos riesgos. La implementación de tecnologías de monitoreo y reforzamiento de los tramos vulnerables puede mejorar la resiliencia. Un porcentaje bajo indica un sistema menos expuesto y más resiliente frente a condiciones climáticas adversas.

Interrupciones en Plantas de Regasificación por Fenómenos Climáticos

Las plantas de regasificación de GNL son vulnerables a fenómenos climáticos extremos como tormentas y vientos fuertes. Este indicador mide la proporción de tiempo en que estas plantas no pueden operar debido a dichos eventos. Una alta proporción de interrupciones sugiere una vulnerabilidad significativa, que puede abordarse con mejoras en las estructuras de las plantas o sistemas de respaldo. Una baja proporción refleja una infraestructura más robusta y capaz de operar de manera continua.

Índice de Exposición de Infraestructura de Transporte a Eventos Climáticos

Este indicador mide la proporción de infraestructuras de transporte de hidrocarburos ubicadas en zonas propensas a eventos climáticos extremos. Una alta exposición incrementa la probabilidad de daños y fallas, poniendo en riesgo la operación del sistema. La planificación de nuevas infraestructuras en áreas menos vulnerables y la protección de las existentes pueden mejorar la resiliencia general. Una baja exposición refleja una estrategia adecuada de ubicación y mitigación de riesgos.

Índice de Automatización y Monitoreo en Oleoductos y Gasoductos

La automatización y el monitoreo en tiempo real son fundamentales para detectar y responder rápidamente a eventos climáticos adversos. Este indicador mide la proporción de oleoductos y gasoductos equipados con estas tecnologías. Un índice alto indica un sistema más resiliente, capaz de reaccionar eficazmente ante emergencias climáticas. Un índice bajo señala la necesidad de invertir en tecnologías de automatización para reducir la vulnerabilidad.

Índice de Redundancia en Infraestructura Crítica de Transporte

La redundancia en infraestructura crítica, como oleoductos paralelos o terminales alternativos, permite mantener la operación incluso en caso de fallas. Este indicador mide la proporción de capacidad redundante en el sistema de transporte de hidrocarburos. Una alta redundancia incrementa la resiliencia del sistema,

reduciendo la probabilidad de interrupciones severas. Por el contrario, una baja redundancia refleja una alta vulnerabilidad y una mayor dependencia de infraestructuras únicas.

Indicadores de Impacto Económico por Cierre de Puertos en la Exportación de Hidrógeno Verde

El cierre temporal de los puertos ya sea por eventos climáticos extremos o fallas operativas, puede generar pérdidas económicas significativas, tanto por la interrupción de exportaciones como por el desperdicio de energía renovable que no se utiliza en la producción. Los indicadores desarrollados en esta sección permiten cuantificar estas pérdidas, proporcionando una visión integral del impacto financiero y operativo de estas interrupciones. Al medir tanto la pérdida de ingresos por exportaciones no realizadas como el valor de la energía renovable no utilizada, estos indicadores se convierten en herramientas clave para planificar estrategias de mitigación y aumentar la resiliencia de la cadena de suministro.

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
1	Interrupciones por Marejadas en Terminales Marítimos	Mide el tiempo de interrupciones en las operaciones de los terminales marítimos de hidrocarburos debido a marejadas y eventos climáticos extremos en relación al tiempo de operación total. Las marejadas pueden afectar la carga y descarga de hidrocarburos, incrementando la vulnerabilidad y riesgo de interrupciones en el suministro energético. Una alta proporción de interrupciones indica una mayor exposición y vulnerabilidad del sistema de transporte marítimo de hidrocarburos ante el cambio climático.	(Horas de interrupciones por marejadas / Horas de operación total) × 100%	> 5%: Alta vulnerabilidad y exposición. 2% - 5%: Vulnerabilidad moderada. < 2%: Baja vulnerabilidad (mayor resiliencia).	Vulnerabilidad, Exposición	Data no disponible en forma pública	Puerto	Anual	DIRECTEMAR
2	Interrupciones por Altas Temperaturas en Refinación	Mide el tiempo de interrupciones en las operaciones de las refinerías debido a altas temperaturas en relación al tiempo de operación total. Las altas temperaturas pueden afectar los procesos de refinación y manejo de hidrocarburos, aumentando la vulnerabilidad del sistema energético. Una mayor proporción de interrupciones indica una mayor vulnerabilidad de las instalaciones de refinación al cambio climático.	(Horas de interrupciones por altas temperaturas / Horas de operación total) × 100%	> 3%: Alta vulnerabilidad. 1% - 3%: Vulnerabilidad moderada. < 1%: Baja vulnerabilidad (mayor resiliencia).	Vulnerabilidad	Data no disponible en forma pública	Refinería	Anual	SEC-ENAP
3	Interrupciones en Oleoductos y Gasoductos por Fenómenos Climáticos	Mide el número de interrupciones en las operaciones de oleoductos y gasoductos debido a fenómenos climáticos como inundaciones, deslizamientos o eventos extremos. Una mayor cantidad de interrupciones indica una mayor exposición y	(Número de interrupciones por fenómenos climáticos / Número total de interrupciones) × 100%	> 30%: Alta exposición y vulnerabilidad. 10% - 30%: Exposición moderada. < 10%: Baja exposición (mayor resiliencia).	Exposición, Vulnerabilidad	Data no disponible en forma pública	Región	Anual	DIRECTEMAR

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
		vulnerabilidad de la infraestructura de transporte terrestre de hidrocarburos al cambio climático.							
4	Interrupciones en Plantas de Regasificación por Fenómenos Climáticos	Mide el tiempo de interrupciones en las operaciones de regasificación de GNL (Gas Natural Licuado) debido a fenómenos climáticos como tormentas o vientos fuertes en relación al tiempo de operación total. Una mayor proporción de interrupciones indica una mayor vulnerabilidad y exposición de estas instalaciones al cambio climático.	(Horas de interrupciones por fenómenos climáticos / Horas de operación total) × 100%	> 5%: Alta vulnerabilidad y exposición. 2% - 5%: Vulnerabilidad moderada. < 2%: Baja vulnerabilidad (mayor resiliencia).	Vulnerabilidad, Exposición	Data no disponible en forma pública	Planta	Anual	SEC
5	Índice de Exposición de Infraestructura de Transporte a Eventos Climáticos	Mide el porcentaje de infraestructuras de transporte de hidrocarburos (oleoductos, gasoductos, terminales) ubicadas en zonas propensas a eventos climáticos extremos, como inundaciones, deslizamientos, marejadas o sismos. Una mayor exposición incrementa el riesgo y vulnerabilidad del sistema de transporte de hidrocarburos a daños y fallas.	(Longitud o número de infraestructuras en zonas de riesgo / Total de infraestructuras) × 100%	> 25%: Alta exposición y vulnerabilidad. 10% - 25%: Exposición moderada. < 10%: Baja exposición (mayor resiliencia).	Exposición, Vulnerabilidad	Data no disponible en forma pública	Anual		SEC
6	Índice de Automatización y Monitoreo en Oleoductos y Gasoductos	Mide el porcentaje de oleoductos y gasoductos equipados con sistemas de automatización y monitoreo en tiempo real que permiten detectar y responder rápidamente a los efectos asociados a eventos climáticos adversos. Una mayor automatización aumenta la resiliencia y reduce la vulnerabilidad del sistema de transporte de hidrocarburos.	(Longitud con sistemas de automatización / Longitud total de oleoductos y gasoductos) × 100%	> 60%: Alta resiliencia. 30% - 60%: Resiliencia moderada. < 30%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	Data no disponible en forma pública	Anual		SEC

N°	Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula de Cálculo	Interpretación del Resultado	Tipo de indicador	Factibilidad de cálculo	Desagregación Geográfica	Temporalidad	Fuente de información
7	Índice de Redundancia en Infraestructura Crítica de Transporte	Mide la existencia de sistemas redundantes en infraestructuras críticas de transporte (oleoductos paralelos, terminales alternativos) que permiten mantener la operación ante fallas causadas por eventos climáticos. Una mayor redundancia aumenta la resiliencia del sistema de transporte de hidrocarburos.	(Capacidad de transporte redundante / Capacidad total de transporte) × 100%	> 25%: Alta resiliencia. 10% - 25%: Resiliencia moderada. < 10%: Baja resiliencia (alta vulnerabilidad).	Resiliencia	Data no disponible en forma pública	Anual		SEC
8	Índice de Pérdida de Ingresos por Exportación de Hidrógeno Verde	Este indicador mide la proporción de ingresos potenciales perdidos debido a la interrupción de exportaciones por cierre de puertos, comparando los ingresos no realizados con el total exportable en un período.	Pérdida relativa (%) = Pérdida de ingresos por exportaciones no realizadas (USD) / (Pérdida de ingresos por exportaciones no realizadas (USD) + Ingresos totales reales)	> 5%: Alta vulnerabilidad económica. 1% - 5%: Vulnerabilidad moderada. < 1%: Baja vulnerabilidad.	Impacto, Vulnerabilidad	Data no disponible en forma pública	Región	Anual	SEC
9	Índice de Pérdida de Valor por Energía Renovable No Utilizada	Cuantifica el valor económico de la energía renovable generada que no puede ser utilizada para la producción de hidrógeno debido a la interrupción en la cadena de exportación. Evalúa el costo de la energía que no se redirige a otros usos y se desperdicia.	Pérdida de Valor Energético (USD) = Energía no Utilizada (MWh) x Costo de Generación renovable (USD/MWh)	> 5%: Alta vulnerabilidad operativa. 1% - 5%: Vulnerabilidad moderada. < 1%: Baja vulnerabilidad.	Impacto, Vulnerabilidad, Resiliencia	Data no disponible en forma pública	Región	Anual	SEC

Tabla 6. Indicadores sobre infraestructura asociada a almacenamiento y transporte de combustibles y energéticos. Fuente: Elaboración propia

4 Análisis Costo Beneficio Asociado a las Medidas Paliativas frente a las Amenazas de la Crisis Climática

El análisis costo-beneficio (CBA por su sigla en inglés) se ha aplicado a la evaluación de la reducción del riesgo de desastres por muchas décadas, existiendo incluso manuales sobre el uso del CBA y otros métodos de evaluación en el contexto del riesgo de desastres naturales.

Recientemente, en el contexto de la cooperación al desarrollo y temas ambientales ha cobrado protagonismo debido al interés de las instituciones financieras internacionales, los donantes y las ONG por medir la eficiencia económica de sus intervenciones. Además, el contexto de austeridad de muchos países parece exigir una consideración específica de la eficiencia económica.

Es importante entender en nuestro problema la diferencia entre riesgo e incertidumbre. El riesgo implica conocer las probabilidades de resultados potenciales y se puede evaluar usando modelos. El riesgo puede ser subjetivo u objetivo, y el riesgo subjetivo puede variar entre individuos. En estas circunstancias, podemos evaluar el riesgo ya que el conjunto de resultados es conocido junto con las probabilidades asociadas a cada resultado. La incertidumbre, en cambio, se da cuando las probabilidades de los resultados son desconocidas y no se pueden asignar probabilidades. En la evaluación de políticas, es clave identificar y evaluar las incertidumbres para mejorar la comprensión del proyecto, ya que las proyecciones futuras en un análisis costo-beneficio están inherentemente ligadas a la incertidumbre.

En un análisis retrospectivo, el riesgo actual se determina a través de eventos e impactos pasados. Las probabilidades de ciertos desastres y sus intensidades se estiman basándose en informes y observaciones disponibles. Aunque habrá una considerable incertidumbre en estas estimaciones, dicha información puede ser útil en el CBA siempre y cuando la incertidumbre sea reconocida en las estimaciones finales, ver Kull et al (2013).

El riesgo debe medirse y monetizarse según valores actuales, lo que significa que el peligro y la vulnerabilidad deben tener en cuenta las condiciones actuales. La vulnerabilidad y el peligro son fuerzas dinámicas y probablemente cambiarán con el tiempo. Por ejemplo, los peligros pueden intensificarse debido a cambios en los patrones climáticos, la exposición puede aumentar debido al crecimiento poblacional y la vulnerabilidad puede disminuir gracias a la mayor aplicación de medidas de protección contra desastres.

Los siguientes pasos metodológicos se pueden identificar para llevar a cabo un análisis costo-beneficio en el contexto de proyectos sujetos a riesgos (véase Mechler 2005):

I. Análisis de riesgos: Se debe estimar el riesgo en términos de impactos potenciales sin reducción de riesgo. Esto implica estimar y combinar peligros, exposición y vulnerabilidad para obtener una estimación del riesgo.

II. Identificación de medidas de reducción de riesgos y costos asociados: Se pueden identificar posibles proyectos y alternativas de reducción de riesgos, y medir sus costos.

III. Análisis de la reducción de riesgos: Dado que el riesgo de desastres es un riesgo negativo, los beneficios son los riesgos evitados. Los principales beneficios generados por las inversiones en la reducción del riesgo de desastres son la reducción de impactos y pérdidas futuras.

IV. Cálculo de la eficiencia económica: Finalmente, se evalúa la eficiencia económica comparando los beneficios y los costos utilizando diferentes métricas.

Las principales dificultades en el contexto de la reducción del riesgo de desastres están relacionadas con la medición del riesgo y la estimación de los riesgos evitados o reducidos debido a las intervenciones.

4.1 Metodología de evaluación

Desde el punto de vista económico, la energía eléctrica es un “bien” y como tal se rige por las leyes del mercado. Existe una demanda por el bien, la cual refleja la disposición a pagar por energía, equivalente al beneficio marginal, y existe una oferta que representa el costo marginal en que se incurre por generar y transportar dicha energía a los distintos puntos de consumo.

Para el caso particular del mercado de la energía supondremos que la curva de demanda es inelástica con respecto al precio, y la curva de oferta es infinitamente

elástica con respecto al precio, esto es el costo marginal se mantiene constante. Ambos supuestos son razonables y nos ayudan a simplificar el problema, sin ninguna pérdida de generalidad.

Esta situación se representa en el siguiente gráfico de oferta y demanda (ver Figura 1a), en la abscisa tenemos la cantidad de energía eléctrica (kWh), mientras que en la ordenada se representa el valor económico P, medido en $/kWh. El panel (a) del gráfico representa los beneficios sociales (privados más externalidades) de infraestructura existente, que brinda un servicio de energía de Q_1 a un precio P1. En este caso los beneficios para la sociedad de brindar el servicio vienen dados por el área bajo la curva de demanda (0AC), y los costos por el área bajo la curva de oferta ($0P_1BQ_1$). De esta forma el bienestar social neto vendría dado por el área P_1A[2]

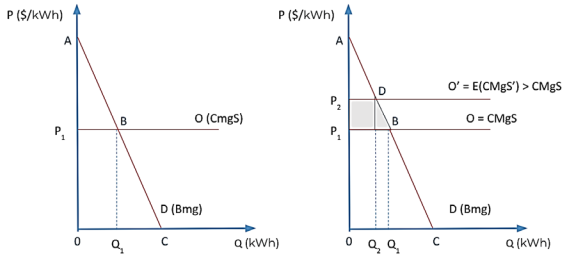


Figura 1. Costos sociales provocados por el cambio climático y otros desastres naturales.

Fuente: Elaboración propia

Dados los efectos del cambio climático, los costos de proveer el servicio aumentan y se vuelven probabilísticos en su naturaleza, esto debido a los mayores riesgos (en frecuencia y magnitud) que acarrean los eventos climáticos y los desastres naturales que pueden afectar negativamente el funcionamiento del sistema. Esta situación se ve representada en el panel (b) de la Figura 1. Los mayores costos sociales, ahora estocásticos, son mayores en valor esperado a los costos actuales, producto de los potenciales costos directos, mayores cortes de luz, e indirectos mayor necesidad de reposición y mantenimiento. Los costos sociales provocados por estos eventos pueden ser medidos por el área del rectángulo P_1P_2DB. Dada la inelasticidad del servicio de energía, es seguro suponer como menor la pérdida social representada por el triángulo adyacente que supone la disminución de Q.

Los proyectos que se desarrollen para mejorar la resiliencia de los sistemas energéticos precisamente buscarán recuperar estos costos sociales. De esta forma, los beneficios sociales de los proyectos de resiliencia serán equivalentes, en el mejor de los casos, al daño evitado por el cambio climático y los desastres naturales. Para capturar el hecho de que la mayor resiliencia del sistema no puede eliminar completamente el riesgo producto del clima y otros desastres, se estima que el proyecto podría alcanzar costos esperados equivalentes a E(CMgS''), asumiendo que CMgS' > CMgS'' > CMgS. En este contexto, los beneficios del proyecto de resiliencia vendrían dado por [E(CMgS') - E(CMgS'')]Q_1, lo que equivale a una reducción del potencial daño esperado producido.

Por otro lado, para que dichos proyectos sean rentables socialmente, sus costos e inversiones deberán ser menores que sus beneficios. A continuación, derivamos la rentabilidad de una medida de adaptación climática a partir del VAN social del proyecto (Valor Actual Neto).

Primero, presentamos la variación anual del bienestar social después de la inversión en adaptación:

$$\Delta BS_i = [E(CMgS_i') - E(CMgS_i'')]Q_{1,i} - C_{adaptar_i}$$

donde $C_{adaptar}$ es el costo de la adaptación climática, y E(·) el operador de valor esperado.

Si asumimos que la probabilidad de tener distintos costos marginales depende exógenamente del clima y otros eventos catastróficos, podemos asumir que la probabilidad de tener costos normales y costos catastróficos será la misma para ambos escenarios, con y sin proyecto. De igual forma, si también asumimos que, ante la ausencia de eventos climáticos o catastróficos, los costos serán iguales, tenemos que la variación anual del bienestar social después de la inversión en adaptación viene dada por:

$$\Delta BS_i = \Delta\widetilde{CMg}S_i \cdot Q_{1,i} - C_{adaptar_i} \qquad (1)$$

donde $\Delta\widetilde{CMg}S_i$ representa una variable aleatoria del incremento de costos producto de los eventos climáticos o catastróficos. En términos simples esta variable aleatoria puede ser simulada, por ejemplo, a partir de una proyección del número anual de episodios de cortes del sistema y su costo social. El número anual de episodios de cortes del sistema es una variable aleatoria que depende del clima, mientras que el costo social engloba costos de productividad para los hogares y empresas producto de los cortes, más externalidades, productos de medios menos eficientes de brindar el servicio. Recordemos que las medidas de mitigación y resiliencia sólo podrán aspirar a eliminar un porcentaje de estos costos.

[2]En el contexto del análisis costo-beneficio de medidas paliativas frente a los impactos climáticos en el sector energético, "bienestar social" se refiere al nivel agregado de satisfacción, utilidad o beneficio que la sociedad en su conjunto obtiene de la provisión y consumo de bienes y servicios, considerando tanto los costos como los beneficios asociados a las decisiones de inversión en adaptación y resiliencia. Este concepto incluye no solo los aspectos económicos directos, sino también los impactos indirectos sobre la calidad de vida, la seguridad energética, y la sostenibilidad ambiental.

Finalmente, en un análisis costo-beneficio (y en la economía en general), los flujos de costos y beneficios que ocurren en periodos futuros deben ser descontados, basándose en la "tasa de descuento". Esto se hace porque las personas valoran más el presente; los fondos invertidos ahora ofrecen oportunidades de beneficio en el futuro (por lo tanto, existen "costos de oportunidad" al utilizar fondos para otros fines) y hay incertidumbre sobre el futuro. La tasa de descuento representa el rendimiento promedio de una inversión pública en proyectos alternativos (Kull et al., 2013).

En este contexto, el valor actual neto (VAN) del proyecto viene dados por:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{\Delta BS_t}{(1+r_t)^t} \qquad (2)$$

Donde, r_t representa la tasa social de descuento, y n = el número de periodos.

Finalmente, es relevante destacar que la incorporación del riesgo y la incertidumbre mejora la evaluación del proyecto y de las políticas porque los costos y beneficios sociales no son valores deterministas, sino que están sujetos a variaciones bajo diferentes escenarios futuros. En el caso de evaluar la resiliencia del Sistema, las variables son estocásticas y varían significativamente debido a la incertidumbre en los eventos climáticos.

Una simulación Monte Carlo es una técnica basada en computadora que utiliza funciones de muestreo estadístico y distribución de probabilidad para simular los efectos de variables inciertas. Las simulaciones de Monte Carlo deben combinarse con un análisis de costo-beneficio social porque es significativo adjuntar distribuciones estadísticas para modelar la incertidumbre.

En la práctica, utilizamos una Distribución Normal para evaluar los costos y beneficios sociales de cada uno de los elementos más relevantes de la evaluación, e incorporamos la variación potencial en la tasa de eventos y catástrofes climáticas.

La simulación de Monte Carlo se ejecuta para 10.000 corridas multidimensionales y aplica una distribución normal, ver Eq. (3).:

$$F(x|m, pag^2) = \frac{1}{\sqrt{2ppag^2}} Es^{-\frac{(x-\mu)^2}{2pag^2}} \qquad (3)$$

En donde:

- μ = el valor esperado del beneficio
- σ = la desviación estándar del valor del beneficio
- x = el resultado simulado del valor del beneficio.

4.2 Revisión de la literatura

Tal como se ha señalado, el análisis costo-beneficio (CBA) es una herramienta fundamental para evaluar la viabilidad económica de proyectos y políticas en diversos sectores. En el contexto de la resiliencia y la adaptación al cambio climático, el CBA permite identificar y cuantificar los costos y beneficios de diferentes medidas de mitigación y adaptación, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones informadas. Esta revisión de la literatura se centra en la aplicación del CBA en el sector energético, especialmente en la resiliencia de los sistemas de energía eléctrica, la adaptación climática y la gestión de riesgos de desastres.

En la siguiente revisión se han seleccionado estudios relevantes que utilizan el CBA y, en muchos casos, simulaciones de Montecarlo para manejar la incertidumbre y el riesgo asociado con las proyecciones económicas. Estos estudios abordan una variedad de contextos, desde proyectos de almacenamiento de energía y expansión de redes de transmisión hasta estrategias de adaptación en el sector de la construcción y la gestión de riesgos de desastres. La revisión destaca la importancia de una evaluación integral que considere tanto los costos económicos como los beneficios sociales y ambientales, así como la necesidad de metodologías robustas para la cuantificación y mitigación de riesgos.

4.2.1 Análisis Costo-Beneficio e Incertidumbre

El capítulo 10 del libro "Social Cost Benefit Analysis and Economic Evaluation" (University of Queensland, 2022) aborda cómo manejar la incertidumbre en el análisis costo-beneficio (CBA). Los autores destacan la importancia de identificar y evaluar el riesgo y la incertidumbre para garantizar que las recomendaciones finales sean claras y precisas. Se presenta una distinción entre riesgo (cuando las probabilidades de los resultados potenciales son conocidas) e incertidumbre (cuando las probabilidades son desconocidas). Además, se introducen técnicas como el análisis de sensibilidad y el análisis de valor esperado para modelar la incertidumbre. Una de las metodologías destacadas es la simulación de Montecarlo, que permite evaluar la dispersión de los posibles resultados del proyecto mediante muestreo aleatorio repetido, proporcionando información sobre el valor esperado y la desviación estándar del valor presente neto (NPV). Este enfoque facilita una comprensión más profunda de los riesgos asociados con políticas, programas o proyectos, y mejora la toma de decisiones bajo incertidumbre.

Glenday, Shukla, Than, Kapoor, Maitra y Voetsch (2023) proporcionan una metodología detallada para la evaluación de proyectos en el sector público en su "Project Appraisal Practitioners' Guide". El documento enfatiza la importancia del análisis costo-beneficio (CBA) y la necesidad de considerar la incertidumbre y el riesgo en la evaluación de proyectos. Proponen el uso de análisis de sensibilidad y técnicas de gestión de riesgos para evaluar y mitigar los riesgos asociados a los

proyectos. Aunque no se menciona explícitamente el uso de simulaciones de Montecarlo, se discuten enfoques para evaluar y mitigar riesgos, incluyendo el uso de contratos y otras herramientas de mitigación. La guía abarca aspectos financieros, económicos y distributivos de los proyectos, proporcionando directrices prácticas para mejorar la toma de decisiones y garantizar que los proyectos seleccionados sean socioeconómicamente viables.

4.2.2 Análisis Costo-Beneficio y/o Riesgos en Sistemas Energéticos

Ciapessoni et al. (2023) desarrollan un marco de análisis costo-beneficio (CBA) para mejorar la resiliencia de los sistemas de energía eléctrica frente a eventos extremos, considerando cambios climáticos y apagones en cascada. Utilizan una metodología de Optimización vía Simulación (OvS) y simulaciones de Montecarlo para seleccionar la combinación óptima de medidas de mejora de la resiliencia. El estudio incluye modelos probabilísticos de cambios climáticos y simula potenciales apagones en cascada debido a fallos múltiples de componentes provocados por eventos extremos. La aplicación del marco en un sistema de prueba IEEE y en una porción de la red de transmisión italiana demuestra la efectividad del enfoque para identificar la mejor combinación de medidas de mejora de la resiliencia, dependiendo de las proyecciones de cambio climático y los costos de las medidas.

Sidhu et al. (2018) realizan un análisis costo-beneficio social (CBA) para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala (EES), utilizando un proyecto de batería de litio de 6 MW/10 MWh en el Reino Unido como caso de estudio. El estudio cuantifica tanto los costos como los beneficios sociales, incorporando incertidumbres mediante simulaciones de Montecarlo. Los resultados demuestran que, a pesar de los altos costos iniciales, la disminución futura de costos y la variedad de beneficios asociados con la EES pueden resultar en una mejora significativa del bienestar social. Este enfoque permite evaluar de manera integral las inversiones en EES, destacando su potencial para contribuir a un sistema eléctrico más fiable, asequible y limpio.

Felder y Petitet (2024) proponen un marco emergente para el análisis costo-beneficio probabilístico (PRRA) que abarca la confiabilidad, resiliencia y adaptabilidad de los sistemas eléctricos. Este marco integra la evaluación de las fallas dependientes e independientes, cuantificando las probabilidades y las incertidumbres asociadas mediante simulaciones de Montecarlo. Además, el análisis considera los costos sociales y económicos de los apagones, expandiendo el concepto de valor de la carga no suministrada (VOLL) para incluir factores como el tiempo, la frecuencia, magnitud y duración de los apagones, así como los diferentes tipos de consumidores afectados. El estudio destaca la importancia de considerar las adaptaciones de los consumidores y la implementación de políticas estratégicas para mejorar la resiliencia y la confiabilidad del sistema eléctrico.

ENTSO-E (2023) presenta la cuarta versión de las directrices para el análisis costo-beneficio (CBA) de proyectos de desarrollo de redes eléctricas. Este marco metodológico se utiliza para evaluar de manera consistente los beneficios y costos de proyectos de transmisión a nivel paneuropeo, incluyendo proyectos de interés común (PCI) y proyectos de interés mutuo (PMI). La metodología incluye simulaciones de mercado y de red, y utiliza técnicas de simulación, incluyendo Montecarlo, para evaluar la confiabilidad, resiliencia y adaptabilidad de los sistemas eléctricos frente a diferentes escenarios y sensibilidades. Este enfoque permite una evaluación integral y transparente de los beneficios socioeconómicos, ambientales y de seguridad de suministro de los proyectos de desarrollo de redes.

Leddy et al. (2023) proporcionan una revisión exhaustiva de la literatura sobre la medición y valoración de la resiliencia en el sector energético. El estudio destaca la importancia de definir claramente la resiliencia y diferenciarla de la confiabilidad. Los autores examinan diversas métricas de resiliencia, tanto basadas en atributos como en el rendimiento, y métodos para su cuantificación, incluyendo el uso de análisis probabilístico y técnicas avanzadas como simulaciones de Montecarlo. Además, se exploran metodologías para monetizar la resiliencia, como el valor de la carga no suministrada (VoLL) y funciones de daño al cliente (CDF), así como enfoques de análisis costo-beneficio para evaluar las mejoras en la resiliencia. Este marco metodológico es muy relevante para la planificación y toma de decisiones en inversiones en infraestructura resiliente, proporcionando una base sólida para el análisis de costos y beneficios en el contexto de la adaptación al cambio climático y la mejora de la resiliencia del sistema energético.

Panteli (2017) presenta un enfoque para evaluar la resiliencia de los sistemas de energía eléctrica frente a eventos climáticos extremos mediante el modelado de fragilidad y el uso de simulaciones de Montecarlo. El estudio introduce el sistema métrico de resiliencia "ΦΛΕΠ" para cuantificar la respuesta del sistema a eventos extremos, destacando la necesidad de un cambio de paradigma desde la confiabilidad hacia la resiliencia. Utilizando un estudio de caso de la red de transmisión del Reino Unido, el análisis probabilístico evalúa la probabilidad de falla y el rendimiento del sistema bajo diferentes escenarios de viento extremo. Los resultados muestran cómo las estrategias de adaptación, como mejorar la robustez de las líneas de transmisión y la capacidad de respuesta a eventos, pueden mejorar significativamente la resiliencia del sistema eléctrico.

Raoufi, Vahidinasab y Mehran (2020) proporcionan una revisión exhaustiva de las métricas de resiliencia en los sistemas de energía eléctrica. Los autores proponen un marco conceptual para clasificar las métricas de resiliencia, identificando variables clave y relaciones

entre ellas. Este marco abarca métricas basadas en el rendimiento y métricas no basadas en el rendimiento, con una subdivisión adicional en métricas específicas y generales. El análisis incluye el uso de simulaciones de Montecarlo para evaluar la probabilidad y el impacto de eventos extremos en los sistemas de energía. El estudio destaca la necesidad de desarrollar métricas estandarizadas y transparentes que permitan evaluar y mejorar la resiliencia de los sistemas de energía de manera efectiva.

Yuan et al. (2024) presentan un modelo de planificación de expansión de transmisión orientado a la resiliencia (RTEP) con un modelo de cambio de transmisión óptima (OTS) bajo condiciones de tifón. El modelo propuesto considera la incertidumbre de la vulnerabilidad de los componentes construyendo un conjunto de incertidumbre relacionado con el tifón donde la tasa de falla de los componentes varía según la intensidad del tifón. Utilizan un modelo de min-max-min para mejorar la resiliencia de la red de transmisión, minimizando la inversión en líneas de transmisión y optimizando la carga no suministrada esperada en el peor de los casos (WCEL). El estudio utiliza simulaciones de Montecarlo para evaluar la probabilidad de fallas y el rendimiento del sistema bajo diferentes escenarios de tifón. Los estudios de caso en un sistema modificado IEEE de 30 barras y un sistema de 261 barras de una región china demuestran que el método propuesto puede mejorar la resiliencia de la red de transmisión con menos inversión que los métodos tradicionales.

De Nooij (2011) realiza una evaluación crítica del análisis costo-beneficio social (CBA) subyacente a las decisiones de construir dos interconectores eléctricos en Europa: NorNed y el interconector Este-Oeste. El estudio destaca varias deficiencias en los análisis, incluyendo la falta de claridad sobre la demanda de capacidad de transmisión, errores en los análisis subyacentes y la omisión de los cambios en los planes de inversión de los generadores. A pesar de que los beneficios de la inversión se subestiman o sobreestiman en los casos estudiados, el análisis resalta la necesidad de mejorar la metodología del CBA para asegurar inversiones eficientes y adecuadas. Aunque no menciona explícitamente el uso de simulaciones de Montecarlo, el enfoque probabilístico y la evaluación de incertidumbres son componentes clave en la evaluación crítica presentada.

Borenstein, Bushnell y Mansur (2023) exploran la economía de la confiabilidad del suministro eléctrico en los Estados Unidos, destacando los desafíos únicos que presenta la electricidad debido a su almacenamiento costoso y su necesidad de producción en tiempo real. El estudio revisa la regulación y los mercados diseñados para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico y aborda cómo la transición hacia fuentes de energía intermitentes, como la eólica y la solar, introduce nuevos desafíos para mantener el equilibrio entre oferta y demanda. Los autores discuten la necesidad de mecanismos regulatorios y de mercado para asegurar la inversión a largo plazo en capacidad de generación y transmisión, y destacan la importancia de considerar la interdependencia de las regiones y la complejidad de la física de la red eléctrica. Aunque no se mencionan explícitamente las simulaciones de Montecarlo, el análisis incluye una evaluación probabilística de los riesgos y la incertidumbre en la planificación de la capacidad y la operación del sistema eléctrico.

Ciapessoni et al. (2023) exploran la definición y las propiedades de la resiliencia en sistemas de energía eléctrica, destacando la importancia de diferenciar entre confiabilidad y resiliencia. El estudio detalla cómo los sistemas eléctricos modernos enfrentan amenazas tanto naturales como provocadas por el hombre con mayor frecuencia. Utilizan simulaciones avanzadas, incluyendo técnicas de Montecarlo, para evaluar la resiliencia de los sistemas eléctricos y proponer modelos que representen la relación entre resiliencia y confiabilidad. Los autores discuten medidas clave para mejorar la resiliencia, tales como la anticipación, preparación, absorción, adaptación, recuperación rápida y mantenimiento de operaciones críticas del sistema, proporcionando un marco integral para mejorar la resiliencia frente a eventos extremos.

4.2.3 Análisis Costo-Beneficio y/o Riesgos en Resiliencia, Eventos Climáticos y Gestión de Desastres

Schubert (2020) proporciona una guía práctica para realizar análisis costo-beneficio (CBA) en el contexto de la programación de resiliencia. La guía resalta la importancia de identificar y monetizar tanto los costos como los beneficios de las intervenciones de resiliencia, utilizando datos cuantitativos para comparar alternativas y tomar decisiones informadas. El enfoque metodológico incluye la utilización de análisis de sensibilidad para manejar la incertidumbre y validar las proyecciones económicas bajo diferentes escenarios. Si bien no se menciona explícitamente el uso de simulaciones de Montecarlo, el análisis de sensibilidad es una técnica clave en la evaluación de riesgos e incertidumbres en los proyectos de resiliencia.

Shreve y Kelman (2014) revisan múltiples estudios de análisis costo-beneficio (CBA) enfocados en la reducción del riesgo de desastres (DRR). Los autores identifican la eficacia económica de diversas medidas de DRR y destacan la necesidad de realizar análisis de sensibilidad y evaluar los impactos del cambio climático en estos análisis. Aunque no todos los estudios incluidos utilizan simulaciones de Montecarlo, el documento enfatiza la importancia de considerar incertidumbres y escenarios de cambio climático para una evaluación más robusta y comprehensiva. El análisis revela que, a pesar de algunas limitaciones, los beneficios económicos de las medidas de DRR suelen superar los costos, proporcionando un argumento sólido para la inversión en estas intervenciones.

Woods y Gulliver (1990) presentan un análisis económico de proyectos de energía que aborda la incertidumbre

asociada a las proyecciones económicas. Utilizan un enfoque probabilístico para cuantificar la falta de precisión en los indicadores de viabilidad como la relación beneficio-costo (B/C), el valor presente neto (NPV) y la tasa interna de retorno (IRR). La metodología incluye el uso de simulaciones de Montecarlo para evaluar la dispersión de estos indicadores bajo diferentes escenarios de incertidumbre, proporcionando intervalos de confianza para los valores esperados. El caso de estudio aplicado a la viabilidad de un proyecto de minihidropower en St. Anthony Falls ilustra la utilidad de esta técnica para comprender y gestionar los riesgos económicos en proyectos de energía.

Kull, Mechler y Hochrainer-Stigler (2013) presentan un marco de análisis costo-beneficio probabilístico (CBA) para la gestión de riesgos de desastres (DRM) en un contexto de desarrollo, utilizando estudios de caso de reducción de riesgos de inundaciones y sequías en India y Pakistán. El estudio introduce un enfoque cuantitativo y estocástico para el CBA, que incorpora el uso de simulaciones de Montecarlo para evaluar la incertidumbre y el riesgo. Los resultados muestran que las intervenciones de DRM son económicamente eficientes, siendo los enfoques integrados más rentables y robustos que las intervenciones individuales. El estudio destaca la importancia de considerar las complejidades en la estimación del riesgo, la dependencia de los resultados en los datos, los efectos negativos de las intervenciones y los aspectos distributivos para una aplicación exitosa del CBA en la gestión de riesgos de desastres.

Mechler (2016) revisa la eficiencia económica de la gestión de riesgos de desastres (DRM) mediante el análisis costo-beneficio (CBA), destacando tanto las oportunidades como las limitaciones de este enfoque. El autor enfatiza la importancia de considerar el riesgo de manera probabilística para evitar la sobreestimación de beneficios y realizar una evaluación más precisa de las intervenciones de DRM. La revisión revela que, aunque la evidencia es limitada, el CBA de DRM muestra que, en promedio, los beneficios de invertir en la reducción de riesgos de desastres superan los costos por un factor de cuatro. El estudio también discute la aplicabilidad de herramientas alternativas de soporte a decisiones económicas, como el análisis costo-efectividad, el análisis multicriterio y enfoques de toma de decisiones robustos, para mejorar la evaluación de la eficiencia económica de las intervenciones de DRM.

Stewart (2013) analiza la viabilidad económica y el riesgo de estrategias de adaptación climática para viviendas frente a riesgos de viento en el sudeste de Australia. El estudio utiliza un análisis costo-beneficio (CBA) basado en riesgos y aplica simulaciones de Montecarlo para evaluar la incertidumbre y el riesgo asociado con diferentes escenarios de viento. Se consideran tres escenarios de patrones de viento hasta 2070: sin cambio, escenario de emisiones B1 y escenario de emisiones A1FI. Los resultados muestran que las estrategias de adaptación, como el fortalecimiento de las normas de diseño de viviendas para soportar mayores velocidades de viento, pueden reducir el riesgo en un 50-80 % a un costo aproximado del 1 % del valor de reemplazo de la vivienda. La evaluación económica sugiere que diseñar nuevas viviendas con clasificaciones de viento mejoradas es una estrategia de adaptación rentable para Brisbane, Sídney y Melbourne.

Qin y Stewart (2020) realizan un análisis costo-beneficio basado en riesgos para evaluar la efectividad de las medidas de adaptación climática en viviendas contemporáneas australianas sometidas a vientos extremos no ciclónicos. El estudio incorpora simulaciones de Montecarlo para considerar la variabilidad y la incertidumbre en la estimación de daños y pérdidas económicas debido a vientos extremos y lluvias asociadas. Se proponen varias medidas de adaptación, como el fortalecimiento de las conexiones del techo y la instalación de persianas en las ventanas, y se evalúan en términos de su viabilidad económica a lo largo de la vida útil de la vivienda. Los resultados muestran que, en particular, la instalación de persianas para ventanas es una medida de adaptación rentable para las viviendas en Brisbane, reduciendo significativamente los riesgos económicos asociados con los daños por viento y lluvia.

Proag y Proag (2014) examinan el análisis costo-beneficio (CBA) como una técnica para evaluar la resiliencia en sistemas vulnerables a riesgos físicos, sociales y económicos. El estudio propone una comparación cualitativa y cuantitativa de diferentes alternativas de resiliencia para determinar su grado de eficacia. Utilizando el CBA, los autores organizan y presentan los costos y beneficios, considerando las compensaciones inherentes y estimando la eficiencia económica de los proyectos. El análisis destaca la importancia de discutir la incertidumbre y realizar análisis de sensibilidad para comparar las opciones de proyectos de resiliencia, especialmente al abordar eventos con diferentes períodos de retorno, como inundaciones centenarias. Este enfoque permite seleccionar la mejor opción de resiliencia basada en la relación costo-beneficio.

Béné (2013) presenta un nuevo marco para medir la resiliencia, abordando desafíos identificados en la literatura reciente sobre resiliencia en relación con la seguridad alimentaria. El marco propuesto se basa en el concepto de "costos de resiliencia", que incluye las inversiones ex-ante y ex-post, las pérdidas y sacrificios que las personas deben realizar para superar un shock o evento adverso. Este enfoque busca proporcionar una métrica independiente y apropiada para medir la resiliencia en diferentes escalas y dimensiones. Béné destaca que la medición de resiliencia debe ser multi-dimensional y multi-escalar, incorporando costos económicos, ecológicos, sociales, psicológicos y nutricionales. El enfoque probabilístico y la evaluación de incertidumbres son componentes clave en la evaluación de resiliencia.

4.3 Análisis de Medidas Paliativas para la Infraestructura Energética ante Impactos Climáticos

Los principales impactos pueden categorizarse en las siguientes áreas clave: impactos en la disponibilidad de recursos energéticos, impactos en la infraestructura de generación y transporte de energía, e impactos operativos y financieros.

4.3.1 Caracterización de los tipos de impacto de la crisis climática en el sistema energético

A continuación, se detallan los principales tipos de impacto identificados, con un énfasis especial en aquellos que afectan la infraestructura de transporte y almacenamiento de energía, áreas que requieren mayor atención debido a su vulnerabilidad y relevancia para la continuidad del suministro energético nacional.

4.3.1.1 Impactos en la Disponibilidad de Recursos Energéticos

Escasez de Recursos Hídricos

La disminución de las precipitaciones y el incremento en la frecuencia y severidad de las sequías, atribuibles al cambio climático, han reducido significativamente los caudales de los ríos y los niveles de agua en embalses. Esto afecta directamente la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas, las cuales han sido históricamente una pieza fundamental en la matriz energética chilena. La menor disponibilidad de agua no solo reduce la generación hidroeléctrica, sino que también obliga al sistema a depender más de fuentes de energía alternativas, que pueden ser más costosas y menos sostenibles ambientalmente. Además, la variabilidad hidrológica dificulta la planificación y operación eficiente del sistema eléctrico, incrementando la incertidumbre en la oferta energética.

Variabilidad en la Producción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

El cambio en los patrones climáticos también afecta la disponibilidad y predictibilidad de recursos como la irradiancia solar y el viento. Las fluctuaciones en la intensidad y regularidad del sol y el viento, exacerbadas por fenómenos climáticos extremos, pueden disminuir la eficiencia y rendimiento de las plantas solares y eólicas. Eventos como nubes persistentes, tormentas de polvo o variaciones en los regímenes de viento pueden reducir la generación esperada de estas fuentes, complicando la integración de las ERNC al sistema eléctrico y afectando la estabilidad de la red.

4.3.1.2 Impactos en la Infraestructura de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

La infraestructura de transporte y distribución es crítica para la entrega confiable de energía eléctrica a lo largo del país. Sin embargo, esta infraestructura es altamente vulnerable a los efectos del cambio climático, especialmente a fenómenos meteorológicos extremos cuya frecuencia e intensidad están aumentando.

Daños Físicos por Fenómenos Climáticos Extremos

Eventos como tormentas severas, inundaciones, marejadas, deslizamientos de tierra e incendios forestales pueden causar daños significativos a líneas de transmisión y distribución, subestaciones, torres y otros componentes esenciales. Por ejemplo:

- **Tormentas e inundaciones**: Pueden derribar postes y torres, causar cortocircuitos y dañar equipos eléctricos sensibles.
- **Marejadas y erosión costera**: Amenazan instalaciones cercanas a la costa, como subestaciones y líneas que recorren zonas litorales.
- **Deslizamientos de tierra**: Pueden destruir infraestructuras en zonas montañosas o de pendiente, interrumpiendo la continuidad de las líneas de transmisión.
- **Incendios forestales**: Además de dañar físicamente las infraestructuras, pueden causar cortes preventivos de energía para evitar accidentes mayores.

Estos daños no solo generan costos elevados en reparaciones y reemplazos, sino que también provocan interrupciones en el suministro eléctrico que afectan a hogares, industrias y servicios esenciales, con impactos socioeconómicos significativos.

Vulnerabilidad Operacional y Mantenimiento

Las condiciones climáticas adversas dificultan las tareas de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. El acceso a zonas afectadas puede estar limitado, retrasando las reparaciones y prolongando las interrupciones del servicio. Además, el personal técnico enfrenta mayores riesgos al operar en condiciones extremas, lo que puede limitar la capacidad de respuesta ante emergencias.

4.3.1.3 Impactos en la Infraestructura de Almacenamiento y Transporte de Hidrocarburos y Otros Energéticos

La infraestructura relacionada con el almacenamiento y transporte de hidrocarburos y otros ensadergéticos es vital para el suministro continuo de energía en el país. Sin embargo, esta también es susceptible a los impactos del cambio climático.

Daños a Instalaciones por Fenómenos Climáticos Extremos

- **Terminales y Puertos**: Las marejadas, aumento del nivel del mar y tormentas pueden dañar muelles, almacenes y equipos de carga y descarga, interrumpiendo la importación y exportación de combustibles.

- **Oleoductos y Gasoductos**: Son vulnerables a deslizamientos de tierra, inundaciones y erosión, lo que puede provocar rupturas y fugas con graves consecuencias ambientales y de seguridad.

- **Tanques de Almacenamiento**: Las temperaturas extremas y eventos meteorológicos severos pueden comprometer la integridad estructural de los tanques, aumentando el riesgo de incendios o derrames.

Interrupciones en las Cadenas de Suministro

Los fenómenos climáticos pueden obstaculizar las rutas de transporte terrestre y marítimo, causando retrasos en la entrega de combustibles y otros energéticos. Por ejemplo, las carreteras pueden volverse intransitables debido a inundaciones o deslizamientos, y las condiciones marítimas adversas pueden impedir la navegación segura de buques tanque. Estas interrupciones en la cadena de suministro pueden llevar a escasez de combustibles, afectando la generación de energía y otros sectores dependientes.

4.3.1.4 Impactos en la Operación y Eficiencia del Sistema Energético

Efectos en la Eficiencia Operativa

Las temperaturas extremas pueden reducir la eficiencia de las centrales térmicas y aumentar las pérdidas en las redes de transmisión y distribución. Por ejemplo:

- **Centrales Térmicas**: Las altas temperaturas ambientales reducen la eficiencia de las turbinas y aumentan la temperatura del agua de enfriamiento, lo que puede limitar la capacidad de generación.

- **Redes Eléctricas**: El calor incrementa la resistencia en conductores eléctricos, aumentando las pérdidas de energía y reduciendo la capacidad de transporte de las líneas.

Incremento de Costos Operativos

La necesidad de adaptar las operaciones a las nuevas condiciones climáticas implica costos adicionales. Esto incluye inversiones en tecnologías de adaptación, mayor frecuencia de mantenimiento preventivo y correctivo, y posibles incrementos en los seguros para infraestructuras críticas.

4.3.1.5 Impactos en la Demanda Energética

Si bien los impactos en la demanda energética no son el foco principal de este estudio, es importante reconocer que los cambios en los patrones climáticos también afectan el consumo de energía.

Variaciones en la Demanda de Climatización

El aumento de las temperaturas promedio y la mayor frecuencia de olas de calor incrementan la demanda de energía para refrigeración en sectores residenciales y comerciales. Esto puede provocar picos de demanda eléctrica durante los meses de verano, poniendo presión adicional sobre el sistema energético y requiriendo mayor capacidad de generación y transmisión.

Cambios en los Patrones de Consumo

Las variaciones en las estaciones y eventos climáticos extremos pueden alterar los hábitos de consumo energético, complicando la planificación y previsión de la demanda. Esto puede llevar a desequilibrios entre oferta y demanda, afectando la estabilidad y confiabilidad del sistema.

4.3.2 Formas de Enfrentar los Impactos

Para enfrentar estos impactos, se identifican las siguientes estrategias y medidas paliativas:

- Mejoras en la infraestructura de generación y almacenamiento: La construcción de embalses adicionales, sistemas de almacenamiento de energía (como baterías para hidrógeno) y la instalación de tecnologías avanzadas de refrigeración son medidas destinadas a mitigar los impactos de la variabilidad climática en la producción de energía renovable.

- Refuerzo de infraestructura de transporte y distribución: Implementar el reforzamiento estructural de torres y líneas de transmisión, la instalación de cables subterráneos en zonas de alto riesgo, y la mejora de sistemas de drenaje en áreas propensas a inundaciones, con el fin de reducir el riesgo de daños físicos y las interrupciones del suministro eléctrico.

- Adaptación de infraestructura costera: La construcción de defensas costeras y la mejora de infraestructuras en terminales marítimos para hacer frente a marejadas y el aumento del nivel del mar, permitiendo mantener la operatividad de los terminales de hidrocarburos.

- Optimización de operaciones y mantenimiento: Implementar planes de mantenimiento preventivo y mejora continua en infraestructuras vulnerables, como oleoductos y gasoductos, utilizando materiales más resistentes y técnicas avanzadas para extender su vida útil y reducir los costos asociados a fallas.

En esta sección se presenta un análisis de las medidas paliativas propuestas para mitigar los principales impactos del cambio climático en la infraestructura energética de Chile, en línea con la metodología establecida en los puntos anteriores de este informe. Finalmente se construye una tabla resumen con los impactos y las medidas consideradas.

4.3.2.1 Reducción de caudal de los ríos disminuye la capacidad de generación de energía hidroeléctrica

Descripción del Impacto

La disminución del caudal de los ríos, resultado de la variabilidad hidrológica y el cambio climático, afecta directamente la capacidad de generación hidroeléctrica, comprometiendo la seguridad energética. Esta situación es particularmente crítica en sistemas eléctricos donde la generación hidroeléctrica representa una proporción significativa de la matriz energética. La reducción en los niveles de agua limita la producción de energía, incrementa la dependencia de fuentes alternativas y puede elevar los costos operativos.

Medidas paliativas

Una solución eficiente para mitigar este impacto es la implementación de Sistemas de Bombeo Reversible (*Pumped Storage Hydro, PSH*), utilizando embalses existentes o sistemas cerrados. Este enfoque aprovecha la infraestructura hidroeléctrica actual, eliminando la necesidad de construir nuevos embalses y reduciendo el impacto ambiental.

Los PSH funcionan mediante un ciclo de bombeo y generación:

- Bombeo de agua: Durante períodos de baja demanda eléctrica o cuando hay excedentes de generación renovable (por ejemplo, en horas de alta producción solar o eólica), se utiliza energía eléctrica para bombear agua desde un embalse inferior a uno superior.

- Generación de energía: En momentos de alta demanda eléctrica, el agua almacenada en el embalse superior se libera hacia el embalse inferior, pasando por turbinas que generan electricidad.

Estos sistemas actúan como baterías de gran escala, permitiendo almacenar energía y liberarla según las necesidades del sistema. Los PSH son altamente flexibles y pueden responder rápidamente a las fluctuaciones en la demanda, contribuyendo a la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica.

Costos asociados a las medidas

Los costos principales asociados a la implementación de PSH incluyen:

- Infraestructura:
  - Obras civiles: Construcción o adaptación de embalses, túneles, conductos y cámaras de máquinas.
  - Sitio y topografía: Estudios geotécnicos y adecuaciones del terreno.
- Equipamiento:
  - Maquinaria electromecánica: Instalación de bombas-turbinas y motores-generadores reversibles.
  - Sistemas de control y automatización: Tecnologías para la operación eficiente y segura del sistema.
- Operación y Mantenimiento (O&M):
  - Personal especializado: Capacitación y salarios del equipo operativo.
  - Mantenimiento preventivo y correctivo: Inspecciones periódicas y reparaciones necesarias para mantener la eficiencia.

Según el "*Pumped Storage Hydropower Valuation Guidebook*" del Departamento de Energía de EE.UU.[3], los costos de capital de PSH oscilan entre 1.700 y 2.500 USD por kW de capacidad instalada. Este rango depende de factores como:

- Topografía del sitio: La diferencia de altura entre embalses (desnivel) influye en la eficiencia y en la complejidad de las obras civiles.

- Reutilización de infraestructura existente: El uso de embalses y estructuras ya construidas reduce significativamente los costos de construcción y minimiza el impacto ambiental.

- Escalabilidad del sistema: Proyectos de mayor escala pueden beneficiarse de economías de escala, reduciendo el costo por unidad de capacidad instalada.

[3] https://publications.anl.gov/anlpubs/2021/03/166807.pdf

Beneficios esperados de las medidas y su forma de cuantificación

Almacenamiento de Energía

- Beneficio: Los PSH permiten almacenar grandes cantidades de energía, mejorando la flexibilidad y capacidad de respuesta del sistema eléctrico.
- Cuantificación:
    - Capacidad de almacenamiento: Medida en megavatios hora (MWh), calculada en función del volumen de agua movilizada y la altura entre embalses (desnivel).
    - Eficiencia del ciclo: Los PSH tienen una eficiencia energética entre el 70% y el 80%, indicando cuánta energía se recupera en el proceso de almacenamiento y generación.

Estabilidad de la Red

- Beneficio: Proporcionan servicios auxiliares como regulación de frecuencia, control de voltaje y capacidad de arranque rápido, mejorando la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.
- Cuantificación:
    - Tiempo de respuesta: Capacidad para alcanzar potencia máxima en minutos, esencial para cubrir picos de demanda o contingencias.
    - Contribución a la regulación de frecuencia: Medida a través de indicadores de calidad del suministro eléctrico y reducción de variaciones en la frecuencia de la red.

Integración de Energías Renovables:

- Beneficio: Facilitan la integración de fuentes renovables variables (solar y eólica) al absorber excedentes de generación y suministrar energía cuando la producción es baja.
- Cuantificación:
    - Incremento en la participación de ERNC: Porcentaje de energía renovable incorporada al sistema gracias al almacenamiento.
    - Reducción de vertimientos: Disminución de energía renovable no aprovechada por limitaciones de la red.

Reducción de Emisiones:

- Beneficio: Al disminuir la dependencia de centrales térmicas de respaldo, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Cuantificación:
    - Emisiones evitadas: Toneladas de CO_2 no emitidas, calculadas al comparar escenarios con y sin PSH.
    - Contribución a metas ambientales: Avance hacia los compromisos nacionales e internacionales de reducción de emisiones.

Impacto Ambiental Reducido:

- Beneficio: Al utilizar embalses existentes o sistemas cerrados, se minimiza el impacto sobre ecosistemas y comunidades locales.
- Cuantificación:
    - Superficie inundada adicional: Comparación con proyectos hidroeléctricos convencionales que requieren nuevos embalses.
    - Preservación de hábitats: Evaluación del impacto sobre flora y fauna y medidas de mitigación implementadas.

Beneficios Económicos a Largo Plazo:

- Beneficio: Aunque la inversión inicial es alta, los PSH ofrecen costos operativos bajos y una vida útil prolongada (más de 50 años), resultando en beneficios económicos sostenibles.

Cuantificación:

- Costo Nivelado de Energía (LCOE): Cálculo del costo total de generación por unidad de energía a lo largo de la vida útil del proyecto.
- Retorno de la Inversión (ROI): Análisis financiero considerando flujos de caja, ingresos por venta de energía y servicios auxiliares.

4.3.2.2 Daños a líneas de transmisión por tormentas y vientos fuertes causando interrupciones

Descripción del Impacto

Las líneas de transmisión de electricidad están expuestas a daños causados por tormentas, vientos fuertes y otros fenómenos climáticos extremos. Estos eventos pueden derribar torres de transmisión, romper cables y causar fallas en los sistemas de protección, resultando en interrupciones del suministro eléctrico que afectan tanto a clientes residenciales como industriales. Las interrupciones frecuentes no solo generan pérdidas económicas debido a la falta de electricidad, sino que también pueden provocar daños en equipos eléctricos sensibles, aumentar los costos operativos para las empresas de energía y afectar negativamente la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

Medidas Paliativas

Para mitigar los daños causados por tormentas y vientos fuertes, se pueden implementar las siguientes medidas:

1) Reforzamiento de las torres de transmisión

El reforzamiento de las torres de transmisión consiste en utilizar materiales más resistentes (como acero galvanizado y cables con recubrimientos más duraderos) y técnicas de construcción avanzadas para aumentar la estabilidad y resistencia de las torres y líneas contra vientos fuertes y tormentas. Esto incluye la actualización de diseños para soportar cargas de viento más elevadas y la implementación de programas de mantenimiento preventivo que permitan identificar y corregir posibles fallas estructurales.

- Mejora estructural: Aumentar la resistencia de las torres mediante el uso de materiales más robustos, como acero de alta resistencia, y el rediseño de componentes críticos para soportar cargas de viento más elevadas.

- Análisis y diseño estructural: Realizar estudios detallados de las cargas de viento y otros factores ambientales para optimizar el diseño de las torres, asegurando su estabilidad y resistencia.

- Mantenimiento preventivo: Implementar programas de inspección y mantenimiento regular para identificar y corregir debilidades estructurales antes de que ocurran fallas.

2) Soterramiento de líneas de transmisión:

El soterramiento de líneas de transmisión implica enterrar las líneas eléctricas en áreas particularmente vulnerables a eventos climáticos extremos, como zonas costeras o regiones con alta incidencia de tormentas. Esto protege los cables de daños físicos causados por el clima, reduce el riesgo de interrupciones y mejora la confiabilidad del suministro eléctrico.

- Conversión de líneas aéreas a subterráneas: Enterrar las líneas de transmisión en áreas propensas a tormentas y vientos fuertes para protegerlas de daños físicos.

- Selección de rutas y materiales adecuados: Elegir trayectorias y materiales que minimicen el riesgo de daños y faciliten el mantenimiento.

Ambas medidas buscan reducir la frecuencia y gravedad de las interrupciones causadas por daños a la infraestructura de transmisión, asegurando un suministro eléctrico más confiable y continuo.

Costos Asociados a las Medidas

Los costos asociados a estas medidas paliativas son los siguientes:

i. Soterramiento de líneas

Los costos incluyen:

- Obra civil: Excavación, instalación de ductos y relleno.
- Materiales: Cables subterráneos y sistemas de aislamiento.
- Instalación: Integración con el sistema existente, incluyendo estaciones terminales.
- Estudios y permisos: Evaluaciones geotécnicas, estudios de impacto ambiental y licencias regulatorias.

El soterramiento de líneas eléctricas presenta una amplia variación en costos dependiendo del contexto. Según la *California Public Utilities Commission* (CPUC), en Estados Unidos[4], el costo por milla varía entre $1,85 y $6,07 millones de dólares, lo que equivale a aproximadamente $1,15 a $3,78 millones por kilómetro, dependiendo de diversos factores:

- Densidad urbana: En áreas densamente pobladas, los costos aumentan debido a la complejidad de las excavaciones y la necesidad de manejar servicios subterráneos existentes.

- Tipo de terreno: Terrenos rocosos, con alto nivel freático o condiciones geológicas adversas incrementan significativamente los costos.

- Nivel de voltaje: Las líneas de transmisión de mayor voltaje requieren conductores y sistemas de aislamiento más sofisticados, elevando los costos generales.

El *Transmission Cost Estimation Guide* aporta un rango de costos más elevado para líneas subterráneas de alta tensión en el contexto del Medio Oeste de Estados Unidos. Para proyectos de transmisión de 345 kV, los costos pueden alcanzar hasta USD$10 millones por milla[5].

---

[4] https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/electric-reliability/undergrounding-program-description
[5] https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/07/Transmission-Planning-and-Benefit-Cost-Analyses.pdf

De acuerdo con el documento "*Underground Electric Transmission Lines*" del portal EEP[6], los costos de soterramiento se mueven en los siguientes rangos:

Líneas de Transmisión:

- 69 kV:
  - Una línea aérea de 69 kV de un solo circuito cuesta aproximadamente $285,000 por milla.
  - La misma línea soterrada cuesta alrededor de $1.5 millones por milla.
- 138 kV:
  - Una línea aérea de 138 kV cuesta aproximadamente $390,000 por milla.
  - La misma línea soterrada cuesta alrededor de $2 millones por milla.
- 345 kV:
  - Una línea aérea de 345 kV puede costar entre $2 y $3 millones por milla.
  - La misma línea soterrada puede costar de 10 a 15 veces más, es decir, entre $20 y $45 millones por milla.

Líneas de Distribución:

El costo de convertir líneas de distribución aéreas a soterradas varía ampliamente:

- Mínimo: entre $158,100 y $1 millón por milla.
- Máximo: entre $1.96 millones y $5 millones por milla.

ii. Reforzamiento estructural

Los ítems de costo abarcan:

- Materiales mejorados: Torres de acero reforzado y conductores de alta capacidad.
- Mano de obra especializada: Instalación y mantenimiento.
- Logística y transporte: Despliegue de equipos y materiales al sitio.
- Inspección y pruebas: Verificación estructural y pruebas de carga.

El costo de reforzar torres de transmisión varía dependiendo del nivel de reforzamiento necesario:

- Torres nuevas diseñadas para condiciones extremas: Según el informe de *The Institution of Engineering and Technology* (IET), en el Reino Unido[7], los costos oscilan entre $250,000 y $500,000 por torre, considerando materiales de alta resistencia y diseño adaptado a vientos fuertes y acumulaciones de nieve.
- Reforzamiento de torres existentes: De acuerdo a esta misma fuente, esta alternativa tiene un costo estimado de entre US$150.000 y US$300.000 por torre, dependiendo del estado de la estructura y las mejoras necesarias. Este enfoque es más económico que la construcción de torres nuevas y es aplicable en regiones donde se busca extender la vida útil de la infraestructura existente.

Beneficios esperados de las medidas y su forma de cuantificación

Las medidas de reforzamiento de infraestructura y enterramiento de cables subterráneos proporcionan varios beneficios significativos:

1) Soterramiento de líneas

Entre los beneficios esperados están los siguientes:

- Mayor confiabilidad: Las líneas subterráneas son menos susceptibles a interrupciones, asegurando un suministro constante incluso durante eventos climáticos extremos.
- Reducción de costos de mantenimiento: Las intervenciones son menos frecuentes y planificadas, disminuyendo costos operativos.
- Mejor aceptación social: La eliminación de estructuras aéreas mejora el paisaje y minimiza el impacto visual, aumentando la aceptación comunitaria.
- Menor riesgo de incendios: La infraestructura subterránea reduce significativamente la probabilidad de incendios relacionados con líneas eléctricas.

2) Reforzamiento estructural

Entre los beneficios esperados están los siguientes:

- Resiliencia mejorada: Las torres reforzadas pueden soportar condiciones climáticas extremas, como vientos de alta velocidad y acumulación de hielo, reduciendo el riesgo de fallas estructurales.
- Continuidad del servicio: Al disminuir las interrupciones causadas por daños en la

[6] https://electrical-engineering-portal.com/res/Underground-electric-transmission-lines.pdf
[7] https://www.theiet.org/media/9376/electricity-transmission-costing-study.pdf

infraestructura, se garantiza una mayor continuidad en el suministro eléctrico para consumidores y empresas.

- Reducción de costos asociados a interrupciones: Menores pérdidas económicas derivadas de fallas prolongadas, tanto para las compañías eléctricas como para los usuarios afectados.

La cuantificación de los beneficios se realiza mediante:

- Reducción en índices de interrupción: Monitoreo de indicadores como el SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema) y el SAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema) antes y después de la implementación de las medidas.

- Costos evitados: Comparación de los costos de reparación, mantenimiento y pérdidas económicas asociadas a interrupciones entre escenarios con y sin las medidas implementadas.

- Ahorros en costos operativos: Evaluación de la disminución en gastos de operación y mantenimiento a largo plazo, considerando la vida útil extendida de las infraestructuras mejoradas.

- Beneficios económicos para los usuarios: Cálculo de las pérdidas evitadas por interrupciones en el suministro eléctrico, incluyendo impactos en la productividad industrial y comercial.

4.3.2.3 Interrupciones de operaciones en terminales marítimos por marejadas y aumento del nivel del mar

Descripción del Impacto

Los terminales marítimos utilizados para el manejo de hidrocarburos y otros productos energéticos son altamente vulnerables a las marejadas, tormentas y al aumento del nivel del mar asociado al cambio climático. Estas condiciones pueden causar daños a la infraestructura portuaria, incluyendo muelles, rompeolas, sistemas de carga y descarga, y áreas de almacenamiento. Las interrupciones operativas en los terminales marítimos no solo afectan la seguridad de las operaciones, sino que también resultan en costos significativos asociados a la inactividad, retrasos en las exportaciones e importaciones, y pérdidas económicas debido a la falta de abastecimiento continuo de recursos energéticos.

Medidas paliativas

Para enfrentar los desafíos que presentan las marejadas y el incremento del nivel del mar en las operaciones portuarias, se proponen las siguientes medidas:

1) Construcción y mejora de defensas costeras

- Rompeolas: Estructuras ubicadas mar adentro diseñadas para disipar la energía de las olas antes de que lleguen a las instalaciones portuarias. Al reducir la intensidad del oleaje, protegen las infraestructuras y facilitan operaciones más seguras en el puerto.

- Diques: Barreras físicas que impiden el avance del agua hacia áreas protegidas, evitando inundaciones y daños en las instalaciones portuarias. Su construcción es esencial para mantener la integridad de las operaciones en condiciones climáticas adversas.

- Barreras costeras: Estructuras que protegen la línea de costa y las infraestructuras adyacentes de la erosión y las marejadas. Actúan como escudos, preservando la estabilidad del terreno y la seguridad de las instalaciones portuarias.

2) Mejoras en la infraestructura portuaria

- Elevación de plataformas portuarias: Incrementar la altura de muelles y plataformas reduce la probabilidad de inundaciones durante eventos de marejadas y aumento del nivel del mar, asegurando la continuidad operativa del puerto.

- Refuerzo de estructuras existentes: Fortalecer las infraestructuras actuales para que resistan fuerzas adicionales ejercidas por oleajes más intensos y condiciones climáticas adversas, prolongando su vida útil y funcionalidad.

- Implementación de sistemas de drenaje y bombeo: Desarrollar sistemas eficientes de drenaje y bombeo facilita la rápida evacuación del agua durante eventos de marejadas o lluvias intensas, reduciendo el riesgo de inundaciones y asegurando la continuidad operativa.

Costos Asociados a las Medidas

Los costos asociados a estas medidas son los siguientes:

1) Construcción y mejora de defensas costeras

- Rompeolas: Los costos asociados incluyen estudios de viabilidad, diseño estructural, adquisición de materiales (como rocas o bloques de hormigón), transporte de materiales al sitio, mano de obra especializada para la construcción y equipos pesados necesarios para la instalación. Además, se deben considerar los gastos de mantenimiento periódico para asegurar la integridad de la estructura a lo largo del tiempo.

- Diques: Los costos comprenden análisis geotécnicos del terreno, diseño de ingeniería, materiales de construcción (tierra, roca, concreto), maquinaria para excavación y compactación, mano de obra calificada y sistemas de drenaje integrados. También es esencial considerar los costos de monitoreo y mantenimiento para prevenir filtraciones o fallas estructurales.

- Barreras costeras: Los gastos incluyen estudios ambientales, diseño de la estructura, materiales resistentes a la corrosión y al desgaste marino, equipos de construcción especializados y mano de obra. Se deben contemplar también los costos de permisos y evaluaciones de impacto ambiental, así como el mantenimiento regular para garantizar su eficacia.

2) Mejoras en la infraestructura portuaria

- Elevación de plataformas portuarias: Implica costos de evaluación estructural de las instalaciones existentes, diseño de ingeniería para la elevación, materiales de construcción adicionales, equipos de elevación y soporte, y mano de obra especializada. Además, es necesario considerar posibles interrupciones en las operaciones durante la construcción y los costos asociados a estas.

- Refuerzo de estructuras existentes: Los costos abarcan inspecciones detalladas para identificar áreas vulnerables, diseño de soluciones de refuerzo, materiales como acero o concreto reforzado, equipos para la instalación y mano de obra calificada. También se deben incluir los gastos relacionados con la minimización de interrupciones operativas y las medidas de seguridad durante las obras.

- Implementación de sistemas de drenaje y bombeo: Los gastos incluyen estudios hidráulicos, diseño del sistema de drenaje, adquisición e instalación de tuberías, bombas y sistemas de control, excavación y preparación del terreno, y mano de obra especializada. Es fundamental considerar también los costos de operación y mantenimiento continuo para asegurar la eficiencia del sistema.

El rango de costos de las principales medidas es el siguiente:

1) Rompeolas y diques de contención

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID)[8]: En proyectos de puertos en América Latina y el Caribe, el costo de construcción de rompeolas se ha estimado entre 1,000 y 3,000 USD por metro lineal, dependiendo de si se utilizan bloques de hormigón prefabricados o rocas naturales. Estos costos suelen incluir estudios preliminares, diseño técnico y construcción.

- Proyecto de Defensa Marina de Cotonou (Benín)[9]: Este proyecto es un ejemplo emblemático de defensa costera en África Occidental. Con un presupuesto total de 100 millones de USD, el costo promedio por metro lineal de rompeolas fue de aproximadamente 2.500 USD, cubriendo trabajos como la colocación de escolleras, producción y transporte de bloques de hormigón, y relleno de playas para protección adicional.

- Global Investment Costs for Coastal Defense (2021)[10]: En estudios globales, el costo de diques en talud se estima entre 1,500 y 4,500 USD por metro lineal, con variaciones según la exposición a oleajes y las condiciones geográficas. Por ejemplo, en puertos europeos, las especificaciones técnicas y las regulaciones ambientales pueden incrementar los costos.

2) Elevación de plataformas portuarias

Cost and Materials Required to Retrofit US Seaports in Response to Sea Level Rise[11]: este estudio utiliza un modelo genérico de puertos para estimar los costos de elevar infraestructuras portuarias en Estados Unidos en 2 metros, considerando tanto el relleno necesario como la reconstrucción de infraestructuras asociadas.

- Elevar y reconstruir 100 puertos comerciales costeros de EE. UU. a una altura de 2 metros costaría entre $57 mil millones y $78 mil millones (dólares de 2012).

- El costo por kilómetro cuadrado oscila entre $151 millones y $206 millones para infraestructura genérica de puerto.

---

[8] https://www.idbinvest.org/es/publicaciones/riesgo-climatico-y-puertos-guia-practica-sobre-el-fortalecimiento-de-la-resiliencia
[9] https://www.baird.com/case-studies/proyecto-de-defensa-marina-de-cotonou/?lang=es
[10] https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3338183
[11] https://www.mdpi.com/2077-1312/5/3/44

- Se requieren 704 millones de metros cúbicos de material de relleno, equivalentes a aproximadamente cuatro años de dragado total realizado por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de EE. UU. en 2012.

- Los costos varían según la región. Por ejemplo, en la Costa Oeste, elevar los puertos costaría entre $16,6 mil millones y $22,7 mil millones, mientras que en la Costa Este los costos oscilarían entre $19,5 mil millones y $26,6 mil millones.

Beneficios esperados de las medidas y su forma de cuantificación

Las medidas de construcción de defensas costeras y mejora de infraestructuras portuarias proporcionan los siguientes beneficios:

- Minimización de interrupciones operativas: Al proteger los terminales marítimos de los efectos de las marejadas y el aumento del nivel del mar, se reducen significativamente las interrupciones operativas, lo que permite mantener la continuidad de las exportaciones e importaciones de hidrocarburos.
- Reducción de pérdidas económicas: Al reducir el tiempo de inactividad de las operaciones portuarias y evitar daños mayores a la infraestructura, se disminuyen las pérdidas económicas asociadas a cierres forzados y retrasos en el abastecimiento.
- Mejora en la seguridad y longevidad de las instalaciones portuarias: Las infraestructuras reforzadas son más seguras frente a condiciones climáticas extremas, reduciendo los riesgos de accidentes y extendiendo la vida útil de las instalaciones.
- Protección del capital natural y humano: Las defensas costeras pueden ayudar a proteger no solo las instalaciones, sino también los entornos naturales y las comunidades locales, que pueden verse afectadas por la erosión costera y las inundaciones.

La forma de cuantificación de los beneficios se puede resumir de la siguiente manera:

- Análisis de la frecuencia de interrupciones antes y después de las defensas: Medición de la reducción en el número de interrupciones operativas en los terminales marítimos utilizando datos históricos y registros operativos.
- Cálculo de pérdidas económicas evitadas por reducción de cierres operativos: Estimación de los costos asociados a la inactividad o los retrasos antes y después de la implementación de las defensas costeras y las mejoras, incluyendo ingresos perdidos y costos adicionales por demoras.
- Incremento en la vida útil de las infraestructuras: Evaluación del impacto de las mejoras en la durabilidad y la vida útil de las instalaciones portuarias, utilizando análisis de desgaste y deterioro, y comparando con la vida útil esperada sin las mejoras.
- Valoración de la protección del entorno natural y humano: Uso de métodos de valoración económica como el análisis de costo de oportunidad y costo social para estimar los beneficios derivados de la protección de comunidades locales y ecosistemas costeros, incluyendo la prevención de daños ambientales y costos asociados a desastres naturales.

4.3.2.4 Daños a oleoductos y gasoductos por deslizamientos de tierra e inundaciones

Descripción del Impacto

Los oleoductos y gasoductos son infraestructuras críticas para el transporte seguro y eficiente de hidrocarburos y gas natural a través de diversas regiones, incluyendo áreas montañosas y terrenos propensos a deslizamientos de tierra e inundaciones. El cambio climático ha incrementado la frecuencia e intensidad de eventos meteorológicos extremos, aumentando el riesgo de deslizamientos e inundaciones que pueden afectar la integridad de estas infraestructuras.

- Deslizamientos de tierra: Pueden provocar desplazamientos o deformaciones en tramos de tuberías, causando rupturas, fugas y derrames de hidrocarburos. Esto no solo interrumpe el suministro, sino que también genera riesgos ambientales y de seguridad significativos.
- Inundaciones: Pueden socavar las bases de apoyo de las tuberías, exponerlas a daños por erosión y aumentar el riesgo de impactos con escombros arrastrados por el agua. Las inundaciones también pueden dificultar el acceso para mantenimiento y reparaciones, prolongando las interrupciones del servicio.

Estos incidentes pueden resultar en:

- Interrupciones prolongadas del suministro: Afectando la disponibilidad de hidrocarburos y gas natural para consumo doméstico e industrial.
- Altos costos de reparación: Incluyendo la restauración de las infraestructuras dañadas y la remediación ambiental en caso de derrames.
- Impactos ambientales severos: Contaminación de suelos y cuerpos de agua, afectando ecosistemas y biodiversidad.
- Riesgos para la seguridad de las comunidades cercanas: Posibles explosiones, incendios y exposición a sustancias tóxicas.

Medidas paliativas

Para mitigar los riesgos asociados a deslizamientos de tierra e inundaciones, se proponen las siguientes medidas:

Reubicación de tramos vulnerables

- Descripción: Trasladar secciones críticas de oleoductos y gasoductos fuera de zonas de alto riesgo identificadas mediante estudios geotécnicos y de riesgo climático. Esto implica diseñar nuevas rutas que eviten pendientes inestables, zonas de erosión activa y áreas propensas a inundaciones recurrentes.

- Aplicación: Realizar análisis detallados del terreno para identificar zonas seguras y planificar la reubicación minimizando el impacto ambiental y social.

Reforzamiento estructural de oleoductos y gasoductos

- Descripción: Fortalecer las tuberías existentes mediante el uso de materiales más resistentes a la corrosión y a las fuerzas mecánicas, como aceros de alta resistencia y recubrimientos avanzados. Implementar técnicas de anclaje y estabilización en tramos expuestos a movimientos del terreno.

- Aplicación: Instalar sistemas de soporte adicionales, como pilotes y anclajes al terreno firme, y aplicar recubrimientos protectores contra la corrosión y la abrasión.

Instalación de sistemas de monitoreo y alerta temprana

- Descripción: Implementar tecnologías de monitoreo en tiempo real que detecten movimientos del terreno, deformaciones en las tuberías, cambios de presión y posibles fugas. Los sistemas pueden incluir sensores sísmicos, geotécnicos y de presión, así como comunicaciones remotas para alertar a operadores.

- Aplicación: Integrar sensores y dispositivos de monitoreo en puntos críticos de la infraestructura, conectados a centros de control para una respuesta rápida ante anomalías.

Costos asociados a las medidas

1) Reubicación de tramos vulnerables

- Costos de planificación y diseño:
  - Estudios geotécnicos y ambientales para identificar rutas alternativas seguras.
  - Diseño de ingeniería para las nuevas secciones de tubería.
- Costos de construcción:
  - Excavación y preparación del nuevo trazado.
  - Adquisición e instalación de tuberías y accesorios.
  - Restauración ambiental y paisajística de las áreas afectadas.
- Costos adicionales:
  - Compensaciones por derechos de vía y permisos.
  - Gestión de residuos y manejo ambiental durante la construcción.
- Rango de costos: Los costos pueden variar ampliamente dependiendo de la longitud a reubicar y las condiciones del terreno. Se estima que el costo de instalación de oleoductos y gasoductos terrestres oscila entre 1 y 5 millones de USD por kilómetro, considerando factores como diámetro de la tubería, presión de operación y complejidad geográfica.

2) Reforzamiento estructural de oleoductos y gasoductos

- Costos de materiales:
  - Tubos de acero reforzado y recubrimientos anticorrosivos avanzados.
  - Sistemas de anclaje y estabilización.
- Costos de instalación:
  - Mano de obra especializada para trabajos en condiciones difíciles.
  - Equipos y maquinaria para instalación en terrenos complicados.
- Costos de mantenimiento:
  - Inspecciones periódicas y mantenimiento preventivo de las estructuras reforzadas.
  - Rango de costos: El reforzamiento estructural puede costar entre 500,000 y 2 millones de USD por kilómetro, dependiendo del nivel de reforzamiento necesario y las tecnologías empleadas.

3) Instalación de sistemas de monitoreo y alerta temprana

- Costos de equipamiento:
  - Sensores geotécnicos, de presión y detección de fugas.
  - Sistemas de comunicación y energía autónoma (por ejemplo, paneles solares).
- Costos de instalación y configuración:
  - Instalación de sensores y sistemas en campo.
  - Integración con centros de control y software de monitoreo.
- Costos de operación y mantenimiento:
  - Mantenimiento de equipos, calibración de sensores y actualización de software.
  - Personal para el monitoreo y análisis de datos.
- Rango de costos: La implementación de sistemas de monitoreo puede costar entre 100,000 y 500,000 USD por kilómetro, variando según la densidad de sensores y complejidad del sistema.

Beneficios Esperados de las Medidas y su Forma de Cuantificación

Las medidas de reubicación y reforzamiento de oleoductos y gasoductos proporcionan varios beneficios:

Reducción del riesgo de daños y fugas

- Beneficios:
    - Disminución en la probabilidad de rupturas y fugas, evitando desastres ambientales y costos elevados de limpieza y remediación.
    - Mejora en la seguridad pública y ambiental al prevenir accidentes graves.
- Cuantificación:
    - Reducción en el número de incidentes: Comparación de la frecuencia de eventos antes y después de las medidas.
    - Costos evitados en limpieza y sanciones: Estimación de los gastos que se habrían incurrido en caso de derrames o fugas, incluyendo multas ambientales y costos de remediación.

Mejora en la seguridad del suministro de hidrocarburos

- Beneficios:
    - Asegura la continuidad del transporte de hidrocarburos y gas natural, minimizando interrupciones que pueden afectar la economía y la seguridad energética.
    - Estabilidad en la distribución y precios de los combustibles y el gas natural.
- Cuantificación:
    - Disponibilidad del servicio: Medición del tiempo promedio de interrupción y mejora en la confiabilidad del sistema.
    - Impacto económico evitado: Cálculo de las pérdidas económicas que se evitaron por mantener la continuidad del suministro, incluyendo impactos en industrias dependientes.

Reducción de costos de reparación y limpieza

- Beneficios:
    - Menores gastos asociados a reparaciones de emergencia y limpieza de derrames.
    - Ahorro en costos legales y reputacionales por incidentes ambientales.
- Cuantificación:
    - Ahorros en costos de reparación: Comparación de los costos de mantenimiento preventivo versus reparaciones correctivas mayores.
    - Ahorros en costos de limpieza: Estimación de costos evitados por no tener que realizar operaciones de remediación ambiental.

Minimización del impacto ambiental y social

- Beneficios:
    - Protección de ecosistemas sensibles y recursos hídricos al evitar derrames y contaminación.
    - Reducción de riesgos para las comunidades locales cercanas a las infraestructuras.
- Cuantificación:
    - Valor económico de los daños ambientales evitados: Uso de metodologías de valoración económica ambiental, como el costo de restauración o disposición a pagar por la conservación.
    - Mejora en indicadores de salud pública: Reducción en incidencias de enfermedades o afectaciones derivadas de contaminación ambiental.

Cat	Sector	Impacto	Medidas paliativas	Explicación de la medida	Explicación de costos asociados a las medidas	Rango de costos de las medidas (USD)	Fuente de información sobre el valor de los costos	Explicación de los beneficios esperados	Forma de cuantificación de los beneficios
Oferta Energética	Generación Eléctrica	Reducción de caudal de ríos disminuye la capacidad de generación de energía hidroeléctrica.	Sistemas de bombeo reversible (PSH)	Almacena energía bombeando agua a un embalse superior para usarla en momentos de alta demanda.	Altos costos de instalación y operación; beneficios en eficiencia energética y estabilidad del suministro.	1,700-2,500 USD/kW	Estudios de referencia internacionales y proyectos locales.	Mayor estabilidad en la generación hidroeléctrica y reducción de cortes de suministro.	Incremento en la capacidad de generación en momentos críticos.
Transporte de Energía	Infraestructura Eléctrica	Daños a líneas de transmisión por tormentas y vientos fuertes causando interrupciones.	Reforzamiento de las torres y líneas de transmisión; soterración de líneas en zonas críticas.	Implementar materiales más resistentes y técnicas de construcción avanzadas para evitar interrupciones y reducir vulnerabilidad a eventos climáticos extremos.	Costos de materiales avanzados, mano de obra especializada para reforzamiento, costos de instalación subterránea, y costos de permisos/regulaciones locales.	Inversión inicial: 50-300 millones; Costos anuales: 3-10 millones	National Renewable Energy Laboratory (NREL), European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E)	Reducción de la frecuencia y duración de las interrupciones, mayor estabilidad del suministro eléctrico, y disminución de costos de reparación de infraestructura.	Análisis de la frecuencia y duración de interrupciones antes y después de las mejoras; uso del costo de falla de la CNE (USD/MWh) para cuantificar reducción de costos por interrupciones evitadas.
		Daños a redes de distribución por inundaciones, tormentas y deslizamientos de tierra.	Enterramiento de líneas eléctricas en zonas urbanas vulnerables y mejora de sistemas de drenaje.	Reducir la exposición de la infraestructura de distribución a daños climáticos mediante el enterramiento y la mejora de la gestión del agua en áreas propensas a inundaciones.	Costos de excavación, instalación de cables subterráneos, construcción de sistemas de drenaje eficientes y costos de permisos de construcción.	Inversión inicial: 100-400 millones; Costos anuales: 5-12 millones	International Energy Agency (IEA), Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO)	Reducción del riesgo de daños por eventos climáticos extremos, menor frecuencia de interrupciones, y disminución de costos asociados a reparaciones y seguros.	Evaluación de la disminución de la frecuencia y gravedad de las interrupciones; uso del costo de falla de la CNE (USD/MWh) para calcular beneficios por reducción de interrupciones y reparaciones.

Cat	Sector	Impacto	Medidas paliativas	Explicación de la medida	Explicación de costos asociados a las medidas	Rango de costos de las medidas (USD)	Fuente de información sobre el valor de los costos	Explicación de los beneficios esperados	Forma de cuantificación de los beneficios
Infraestructura Hidrocarburos	Terminales Marítimos	Interrupciones de operaciones en terminales marítimos por marejadas y aumento del nivel del mar.	Construcción de defensas costeras y mejora de la infraestructura resistente a marejadas.	Fortalecer y adaptar infraestructuras portuarias mediante la construcción de defensas costeras y el uso de materiales más resistentes a la corrosión y el impacto del agua salina.	Costos de ingeniería, construcción de defensas, mejora de materiales, mantenimiento de infraestructuras marítimas, y costos adicionales por cierres temporales durante la construcción.	Inversión inicial: 200-600 millones; Costos anuales: 10-20 millones	United Nations Environment Programme (UNEP), World Bank	Minimización de interrupciones operativas, reducción de pérdidas económicas asociadas a cierres forzados, y mejora en la seguridad y longevidad de las instalaciones portuarias.	Análisis de la frecuencia de interrupciones antes y después de las defensas; cálculo de pérdidas económicas evitadas por reducción de cierres operativos; incremento en la vida útil de las infraestructuras portuarias.
	Oleoductos y Gasoductos	Daños a oleoductos y gasoductos por deslizamientos de tierra e inundaciones.	Reubicación de tramos vulnerables y reforzamiento estructural de oleoductos y gasoductos.	Prevenir daños y minimizar interrupciones mediante la reubicación de infraestructuras a zonas menos vulnerables y el uso de materiales y técnicas de construcción avanzadas.	Costos de análisis geotécnico, reubicación de tramos, refuerzo de tuberías, y costos de permisos ambientales.	Inversión inicial: 150-450 millones; Costos anuales: 5-15 millones	Pipeline & Gas Journal, American Society of Civil Engineers (ASCE)	Reducción del riesgo de daños y costos de reparación, mejora en la seguridad del suministro de hidrocarburos, y disminución de interrupciones prolongadas.	Cálculo de la reducción en el número de interrupciones y costos de reparación; uso de costos de transporte de hidrocarburos y estimaciones de continuidad del suministro antes y después de las medidas.

Tabla 7. Medidas paliativas para la infraestructura energética ante impactos climáticos y su descripción de costos y beneficios

4.4 Una aplicación al Sistema Eléctrico Chileno

En este ejercicio se evaluarán tres medidas paliativas dirigidas a mitigar los efectos de eventos climáticos extremos sobre el sistema eléctrico nacional.

4.4.1 Análisis Costo-Beneficio para la Implementación de Sistemas de Bombeo Reversible (PSH)

La implementación de Sistemas de Bombeo Reversible (*Pumped Storage Hydro*, PSH) es una solución efectiva para mitigar el impacto de la reducción del caudal de los ríos en la generación hidroeléctrica. Este análisis costo-beneficio tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica y los beneficios asociados a la implementación de un proyecto PSH en Chile.

Objetivos del Análisis

- Realizar un ejercicio que determine la rentabilidad económica de implementar un sistema PSH.
- Cuantificar los costos asociados al proyecto, incluyendo inversión inicial y costos operativos.
- Estimar los beneficios económicos y ambientales derivados de la implementación del PSH.
- Realizar un análisis de sensibilidad para identificar los parámetros críticos que afectan la viabilidad del proyecto.

Metodología

El análisis se desarrollará siguiendo estos pasos:

1. **Identificación de Parámetros y Supuestos**: Definir los valores y rangos de los parámetros clave.
2. **Estimación de Costos**: Calcular la inversión inicial y los costos operativos del proyecto PSH.
3. **Estimación de Beneficios**: Cuantificar los beneficios económicos y ambientales, incluyendo ahorros operativos, ingresos por venta de energía y reducción de emisiones.
4. **Análisis Financiero**: Calcular indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación.
5. **Análisis de Sensibilidad**: Evaluar cómo las variaciones en los parámetros clave afectan los resultados del análisis.

1. Identificación de Parámetros y Supuestos

- **Capacidad Instalada del PSH**: 500 MW.
- **Factor de Utilización**: 15% (rango entre 10% y 20%).
- **Vida Útil del Proyecto**: 50 años.
- **Costo de Inversión Inicial**: Entre 1.700 y 2.500 USD por kW instalado. Se asume un promedio de **2.100 USD/kW**.
- **Costo Operativo y de Mantenimiento (O&M)**: 2% del costo de inversión anual.
- **Precio de Compra de Energía para Bombeo**: 30 USD/MWh.
- **Precio de Venta de Energía Generada**: 60 USD/MWh.
- **Eficiencia del Ciclo de Bombeo-Generación**: 75% (rango entre 70% y 80%).
- **Tasa de Descuento**: 8% anual.
- **Emisiones de CO_2 Evitadas**: 0,5 toneladas de CO_2 por MWh generado.
- **Precio del Carbono**: 15 USD por tonelada de CO_2.

2. Estimación de Costos

a. Inversión Inicial (CapEx)

Cálculo de la inversión inicial:

- **Inversión Inicial** = Capacidad Instalada × Costo por kW

Inversión Inicial = 500.000 kW × 2.100 USD/kW = **1.050.000.000 USD**

b. Costos Operativos y de Mantenimiento (OpEx)

- **Costo O&M Anual** = Inversión Inicial × 2%

Costo O&M Anual = 1.050.000.000 USD × 0,02 = **21.000.000 USD por año**

c. Costos de Energía para Bombeo

- **Energía Bombeada Anual (MWh)** = Capacidad Instalada × Horas del Año × Factor de Utilización

Energía Bombeada Anual = 500 MW × 8.760 horas × 0,15 = **657.000 MWh por año**

- **Costo de Energía para Bombeo** = Energía Bombeada Anual × Precio de Compra de Energía

Costo de Energía para Bombeo = 657.000 MWh × 30 USD/MWh = **19.710.000 USD por año**

3. Estimación de Beneficios

a. Ingresos por Venta de Energía Generada

- **Energía Generada Anual (MWh)** = Energía Bombeada Anual × Eficiencia del Ciclo

Energía Generada Anual = 657.000 MWh × 0,75 = **492.750 MWh por año**

- **Ingresos Anuales por Venta de Energía** = Energía Generada Anual × Precio de Venta de Energía

Ingresos Anuales = 492.750 MWh × 60 USD/MWh = **29.565.000 USD por año**

b. Beneficios por Reducción de Emisiones

- **Emisiones Evitadas Anualmente (ton CO_2)** = Energía Generada Anual × 0,5 ton CO_2/MWh

Emisiones Evitadas = 492.750 MWh × 0,5 ton CO_2/MWh = **246.375 ton CO_2 por año**

- **Beneficio por Emisiones Evitadas** = Emisiones Evitadas × Precio del Carbono

Beneficio por Emisiones Evitadas = 246.375 ton CO_2 × 15 USD/ton CO_2 = **3.695.625 USD por año**

c. Beneficios Totales Anuales

- **Beneficios Totales Anuales** = Ingresos Anuales + Beneficio por Emisiones Evitadas

Beneficios Totales Anuales = 29.565.000 USD + 3.695.625 USD = **33.260.625 USD por año**

4. Análisis Financiero

a. Flujo de Caja Anual

- **Flujo de Caja Anual** = Valor presente de los Beneficios Totales Anuales - Valor presente del Costo O&M Anual – Inversión inicial
    - VP de Costos: - 1,405,561,876 USD
    - VP de Beneficios: 563,152,868 USD
    - **VAN: - 842,409,008 USD**

5. Análisis de Sensibilidad

Podemos analizar cómo afectan las variaciones en los parámetros al VAN.

a. Sensibilizar el Precio de Venta de Energía

El análisis revela una alta sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de venta de la energía almacenada. A medida que este precio aumenta, el VAN mejora de forma lineal. Sin embargo, incluso en escenarios con precios elevados, el VAN permanece negativo, destacando la inviabilidad económica del proyecto bajo las condiciones actuales.

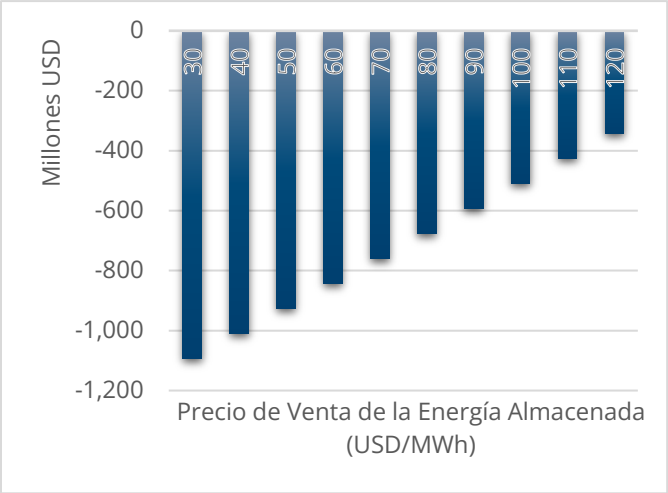


Figura 2 Sensibilización del VAN ante variaciones en el Precio de Venta de la Energía Fuente: Elaboración propia

b. Sensibilizar el Costo de Inversión Inicial

La sensibilidad al costo de inversión inicial muestra una relación negativa lineal con el VAN: incrementos en el costo de inversión agravan el déficit económico. En el rango analizado, desde 1,700,000 USD/MW hasta 2,500,000 USD/MW, se observa que menores costos de inversión mitigan las pérdidas, pero no son suficientes para alcanzar la rentabilidad del proyecto.

c. Simulación de Montecarlo

Se simularon o asignaron distribuciones de probabilidad a las siguientes variables aleatorias:

- Factor de Utilización
- Vida Útil del Proyecto
- Costo de Inversión Inicial
- Costo Operativo y de Mantenimiento (O&M)
- Precio de Compra de Energía para Bombeo
- Precio de Venta de Energía
- Eficiencia del Ciclo de Bombeo-Generación

Los resultados de la simulación del VAN se presentan en el gráfico 2

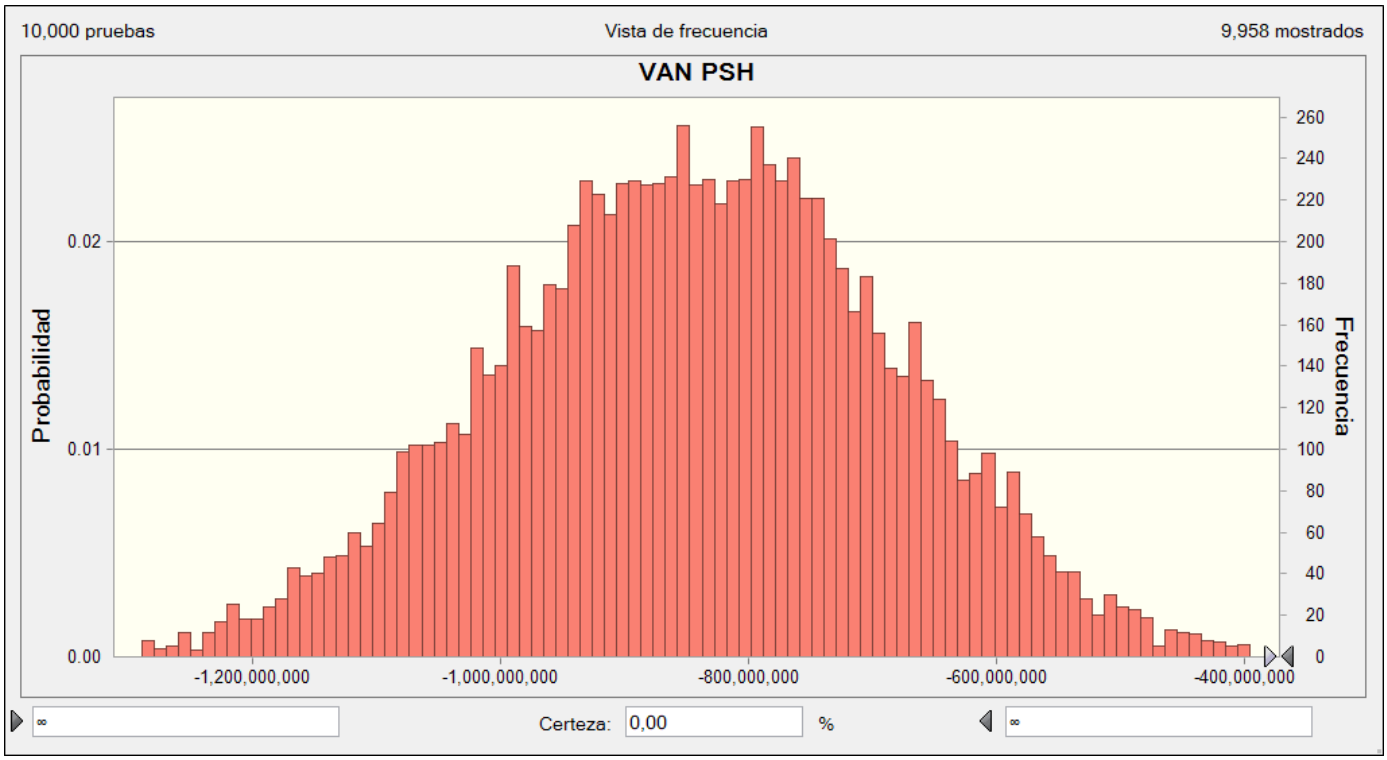


Figura 3. Gráfico de simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de PSH Fuente: Elaboración propia

El histograma de simulación Montecarlo del VAN para el proyecto PSH muestra una distribución normal asimétrica centrada alrededor de valores negativos, lo que indica que la mayoría de los resultados sugieren un proyecto no rentable en el escenario actual. Los valores de VAN oscilan principalmente entre -1,200 millones USD y -400 millones USD, con un pico de mayor frecuencia cercano a -800 millones USD. Esta variabilidad refleja la sensibilidad del proyecto a las principales incertidumbres en los parámetros financieros y operativos. Además, la distribución indica que las probabilidades de obtener un VAN positivo son prácticamente nulas bajo los supuestos evaluados, lo que refuerza la necesidad de ajustes en los costos o ingresos para mejorar la viabilidad del proyecto.

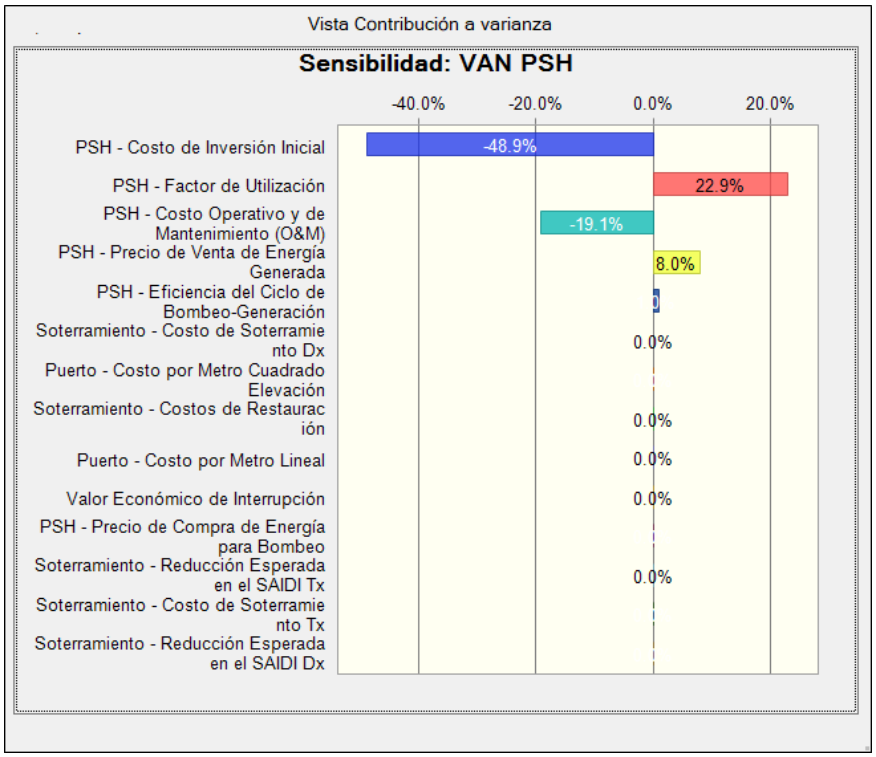


Figura 4. Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), PSH Fuente: Elaboración propia

El análisis de sensibilidad revela que el costo de inversión inicial es, con un 48.9%, el principal factor que influye negativamente en la variabilidad del VAN, lo que subraya la necesidad de optimizar este componente para reducir riesgos financieros. El factor de utilización también tiene un impacto significativo, contribuyendo en un 22.9% de manera positiva, lo que sugiere que mejorar la operación del sistema podría mitigar las pérdidas. Otros factores relevantes incluyen los costos operativos y de mantenimiento (O&M) y el precio de venta de la energía generada, con impactos del -19.1% y 8.0%, respectivamente. Por otro lado, variables relacionadas con soterramientos o costos portuarios no tienen una influencia perceptible, indicando que su peso es marginal en este contexto.

4.4.2 Análisis Costo-Beneficio para el Soterramiento de Líneas de Transmisión y Distribución

El soterramiento de líneas eléctricas busca mejorar la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos climáticos extremos. Aunque implica altos costos iniciales, los beneficios asociados a la reducción de interrupciones pueden ser significativos a largo plazo.

En este análisis, actualizaremos los costos del soterramiento de líneas de **transmisión** y **distribución** utilizando los datos proporcionados recientemente. Se presentarán rangos de costos y se recalcularán los indicadores financieros clave. La tasa social de descuento utilizada es del **5,5%**, acorde con la práctica en Chile.

Objetivos del Análisis

- **Actualizar los costos asociados** al soterramiento de líneas de transmisión y distribución, proporcionando rangos basados en los nuevos datos.
- **Recalcular los indicadores financieros**, como el Valor Actual Neto (VAN), para evaluar la rentabilidad de ambos proyectos con los costos actualizados.
- **Proporcionar recomendaciones** basadas en los resultados del análisis actualizado.

4.4.2.1 Identificación de Parámetros y Supuestos Actualizados

a. Parámetros Generales

- Tasa de Descuento (r): 5,5% anual.
- Vida Útil del Proyecto (n):
  - Transmisión: 40 años.
  - Distribución: 40 años.
- SAIDI Actual:
  - Transmisión: 4 horas/año.
  - Distribución: 6 horas/año.
- Reducción Esperada en el SAIDI:
  - Transmisión: 50%.
  - Distribución: 60%.
- Costo de Falla: 5.690 USD/MWh.

Parámetros Específicos de Transmisión

- **Nivel de Voltaje**: Asumiremos líneas de **345 kV** (alta tensión).
- **Extensión de la Línea a Soterrar**: 16 kilómetros (equivalente a 10 millas).
- **Costo de Soterramiento por Kilómetro**:

- **Rango**: 12.427.424 USD/km a 27.461.704 USD/km.
  - Calculado a partir de $20 millones a $45 millones por milla, convertido a kilómetros:
    - **$20 millones/milla**: $20.000.000 / 1.60934 km/milla ≈ **12.427.424 USD/km**.
    - **$45 millones/milla**: $45.000.000 / 1.60934 km/milla ≈ **27.461.704 USD/km**.
- **Carga Media Afectada**: 100 MW.

Parámetros Específicos de Distribución

- **Extensión de la Línea Para Soterrar**: 80 kilómetros (equivalente a 50 millas).
- **Costo de Soterramiento por Kilómetro**:
  - **Rango**: 98.249 USD/km a 3.106,856 USD/km.
    - Calculado a partir de $158.100 a $5 millones por milla, convertido a kilómetros:
      - **$158.100/milla**: $158.100 / 1,60934 km/milla ≈ **98.249 USD/km**.
      - **$5 millones/milla**: $5.000.000 / 1,60934 km/milla ≈ **3.106.856 USD/km**.
- **Número de Clientes Afectados**: 50.000 clientes.
- **Demanda Promedio por Cliente**: 2 kW.
- **Carga Media Afectada**: 100 MW.

4.4.2.2 Estimación de Costos Actualizados

Costos del Soterramiento de Líneas de Transmisión

- Costo por Kilómetro:
  - Mínimo: 12.427.424 USD/km.
  - Máximo: 27.461.704 USD/km.
  - Extensión Total: 16 km.
- Inversión Inicial:
  - Mínima:
    - Inversión Inicial = Costo Mínimo × Extensión Total.
    - Inversión Inicial = 12.427.424 USD/km × 16 km = 198.838.784 USD.
  - Máxima:
    - Inversión Inicial = Costo Máximo × Extensión Total.
    - Inversión Inicial = 27.461.704 USD/km × 16 km = 439.387.264 USD.
- Costos de Restauración (15% de la inversión inicial):
  - Mínimo:
    - Costo de Restauración = Inversión Inicial × 15% = 29.825.818 USD.
  - Máximo:
    - Costo de Restauración = Inversión Inicial × 15% = 65.908.090 USD.
- Inversión Total (Transmisión):
  - Mínima:
    - Inversión Total = Inversión Inicial + Costo de Restauración = 228.664.602 USD.
  - Máxima:
    - Inversión Total = Inversión Inicial + Costo de Restauración = 505.295.354 USD.

Costos del Soterramiento de Líneas de Distribución

- Costo por Kilómetro:
  - Mínimo: 98.249 USD/km.
  - Máximo: 3.106.856 USD/km.
  - Extensión Total: 80 km.
- Inversión Inicial:
  - Mínima:
    - Inversión Inicial = Costo Mínimo × Extensión Total.
    - Inversión Inicial = 98,249 USD/km × 80 km = 7.859.920 USD.
  - Máxima:
    - Inversión Inicial = Costo Máximo × Extensión Total.
    - Inversión Inicial = 3,106,856 USD/km × 80 km = 248.548.480 USD.
- Costos de Restauración (15% de la inversión inicial):
  - Mínimo:
    - Costo de Restauración = Inversión Inicial × 15% = 1.178.988 USD.
  - Máximo:
    - Costo de Restauración = Inversión Inicial × 15% = 37.282.272 USD.
- Inversión Total (Distribución):
  - Mínima:
    - Inversión Total = Inversión Inicial + Costo de Restauración = 9.038.908 USD.
  - Máxima:
    - Inversión Total = Inversión Inicial + Costo de Restauración = 285.830.752 USD.

4.4.2.3 Estimación de Beneficios

Los beneficios permanecen sin cambios, ya que los parámetros operativos y el costo de falla no han variado.

Beneficios del Soterramiento de Líneas de Transmisión

- Reducción del SAIDI:
  - Reducción del SAIDI = SAIDI Actual × Reducción Esperada.
  - Reducción del SAIDI = 4 horas/año × 50% = 2 horas/año.
- Energía No Suministrada Evitada (ENS):
  - ENS = Reducción del SAIDI × Carga Media Afectada.
  - ENS = 2 horas/año × 100 MW = 200 MWh/año.
- Beneficio Anual:
  - Beneficio Anual = ENS × Costo de Falla.
  - Beneficio Anual = 200 MWh/año × 5,690 USD/MWh = 1.138.000 USD/año.

Beneficios del Soterramiento de Líneas de Distribución

- Reducción del SAIDI:
  - Reducción del SAIDI = SAIDI Actual × Reducción Esperada.
  - Reducción del SAIDI = 6 horas/año × 60% = 3,6 horas/año.
- Energía No Suministrada Evitada (ENS):
  - ENS = Reducción del SAIDI × Carga Media Afectada.
  - ENS = 3.6 horas/año × 100 MW = 360 MWh/año.
- Beneficio Anual:
  - Beneficio Anual = ENS × Costo de Falla.
  - Beneficio Anual = 360 MWh/año × 5.690 USD/MWh = 2.048.400 USD/año.

4.4.2.4 Análisis Financiero

a. Flujo de Caja Anual

- Flujo de Caja Anual = Valor presente de los Beneficios Totales Anuales - Inversión inicial
  - VP de Costos: USD
  - VP de Beneficios: 563,152,868 USD
  - **VAN: -842,409,008 USD**

4.4.2.5 Análisis de Sensibilidad

A continuación, se analizan cómo afectan las variaciones en los principales parámetros al VAN.

Sensibilizar el Costo de Soterramiento

El VAN disminuye de forma lineal al aumentar el costo de soterramiento por kilómetro. Con costos elevados, cercanos a 27 millones USD/km, las pérdidas económicas se agravan, alcanzando valores muy negativos, superiores a -3,000 millones USD. Esto refleja la necesidad de optimizar los costos de inversión en transmisión para mejorar la viabilidad económica del proyecto.

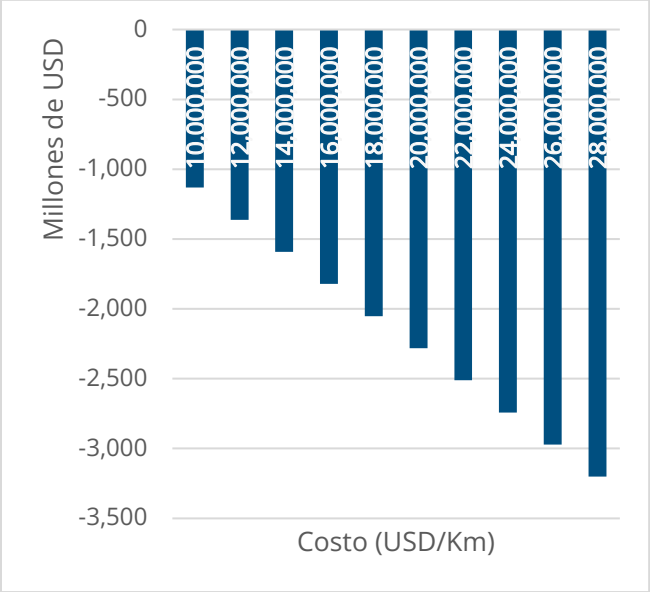


Figura 5 Sensibilización del VAN ante variaciones en el Costo de Soterramiento – Transmisión Fuente: Elaboración propia

Para la distribución, el análisis muestra que el VAN igualmente disminuye significativamente al aumentar el costo de soterramiento por kilómetro, lo cual es evidente en el rango evaluado, que varía entre aproximadamente 98,249 USD/km (equivalente a 158,100 USD/milla) y 3,106,856 USD/km (equivalente a 5 millones USD/milla). Los costos más elevados agravan las pérdidas económicas, alcanzando valores negativos en el VAN superiores a -300 millones USD. Esto subraya la importancia de optimizar estos costos para acercarse a una viabilidad económica más favorable o buscar subsidios que reduzcan la carga financiera.

b. Sensibilizar la Reducción Esperada en el SAIDI

Para la transmisión, el gráfico muestra que el VAN mejora de manera lineal conforme aumenta la reducción en el SAIDI, destacando una relación positiva entre estos parámetros. Sin embargo, incluso con reducciones altas del 70-80%, el VAN permanece negativo. Esto evidencia que, aunque las mejoras en el SAIDI aportan beneficios, no son suficientes para compensar los altos costos de soterramiento en transmisión.

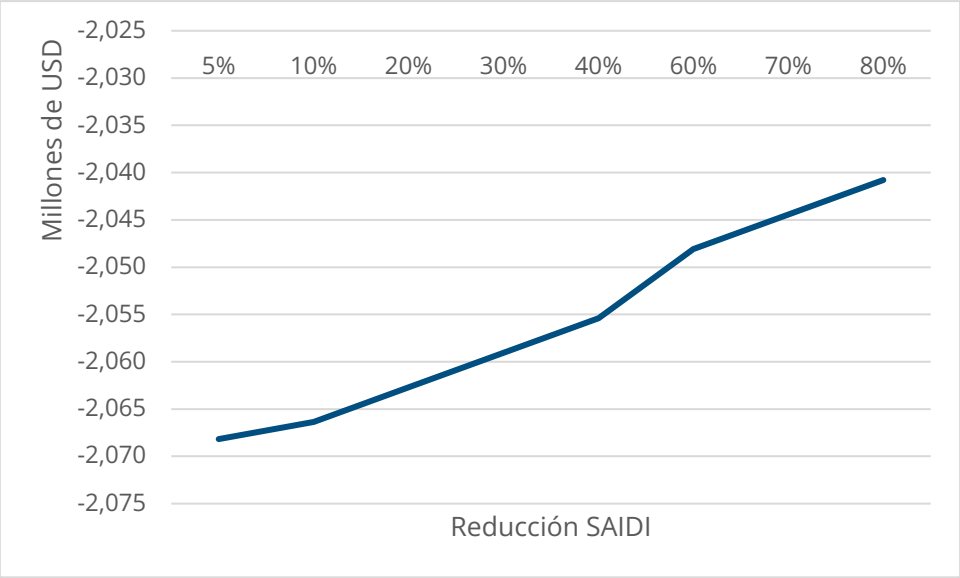


Figura 6: Sensibilización del VAN ante variaciones en el Costo de Inversión Inicial Fuente: Elaboración propia

De manera similar al caso de transmisión, para la distribución el VAN mejora conforme aumenta la reducción en el SAIDI, aunque la pendiente de mejora es algo más pronunciada. Esto indica que las mejoras en el SAIDI tienen un impacto ligeramente mayor en distribución. A pesar de ello, el VAN sigue siendo negativo en todos los escenarios evaluados, lo que sugiere que las reducciones en el SAIDI, aunque útiles, no son suficientes para asegurar la viabilidad del proyecto.

c. Simulación de Montecarlo

Se simularon o asignaron distribuciones de probabilidad a las siguientes variables aleatorias:

- Costos de Restauración
- Costo de Soterramiento
- Reducción Esperada en el SAIDI

Los resultados de la simulación de Montecarlo del VAN se presentan en los siguientes gráficos.

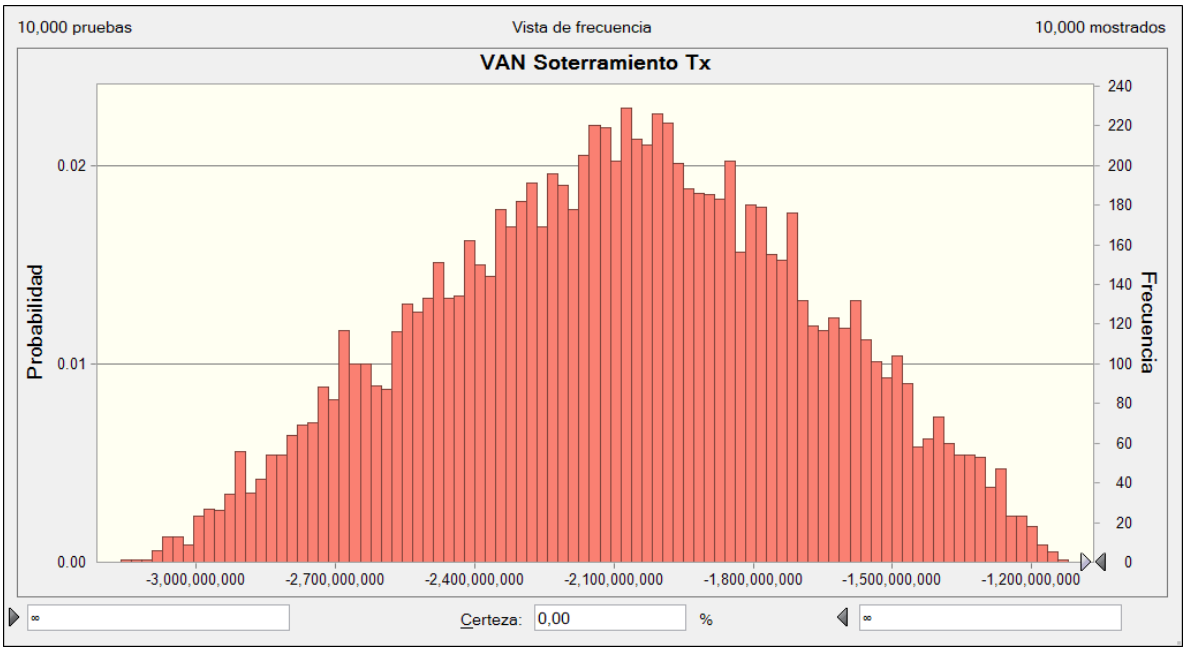


Figura 7: Simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de Soterramiento de Líneas – Transmisión Fuente: Elaboración propia

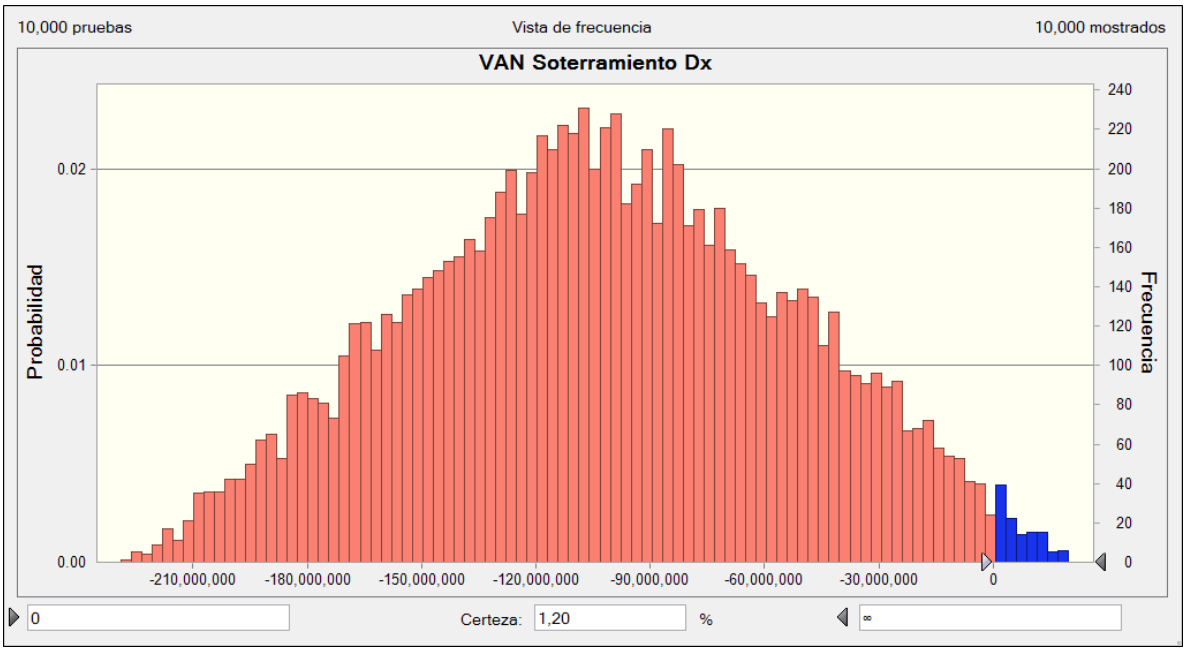


Figura 8: Simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de Soterramiento de Líneas – Distribución Fuente: Elaboración propia

El histograma del soterramiento de transmisión (Tx) muestra una distribución normal asimétrica centrada en valores fuertemente negativos, con la mayoría de las simulaciones entre -3,000 millones USD y -1,200 millones USD, destacando que el proyecto tiene un VAN consistentemente negativo en todos los escenarios simulados. Por su parte, el histograma del soterramiento de distribución (Dx) presenta una menor escala de valores negativos, oscilando entre -210 millones USD y ligeros valores positivos, con una probabilidad muy baja de alcanzar rentabilidad (área azul del gráfico). Esto indica que, aunque ambos proyectos enfrentan desafíos económicos, las condiciones para distribución son relativamente más manejables que para transmisión, donde la viabilidad parece prácticamente inexistente bajo los supuestos actuales.

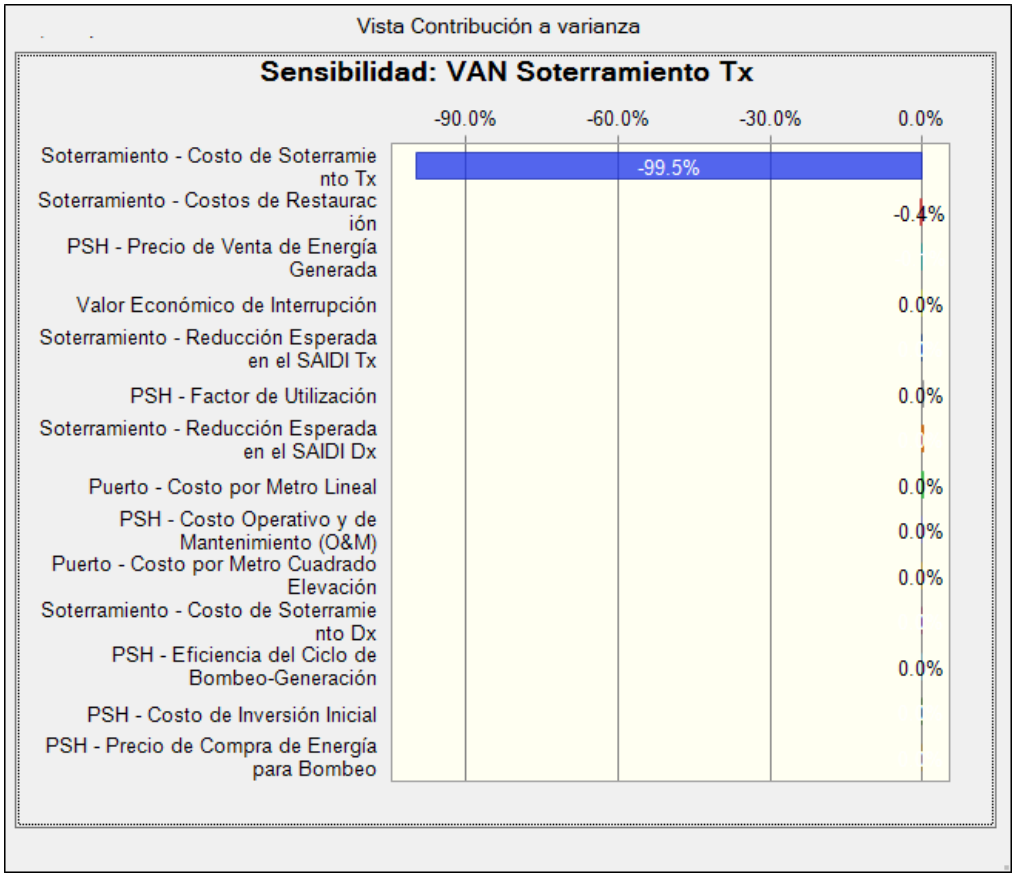


Figura 9. Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), Soterramiento Tx Fuente: Elaboración propia

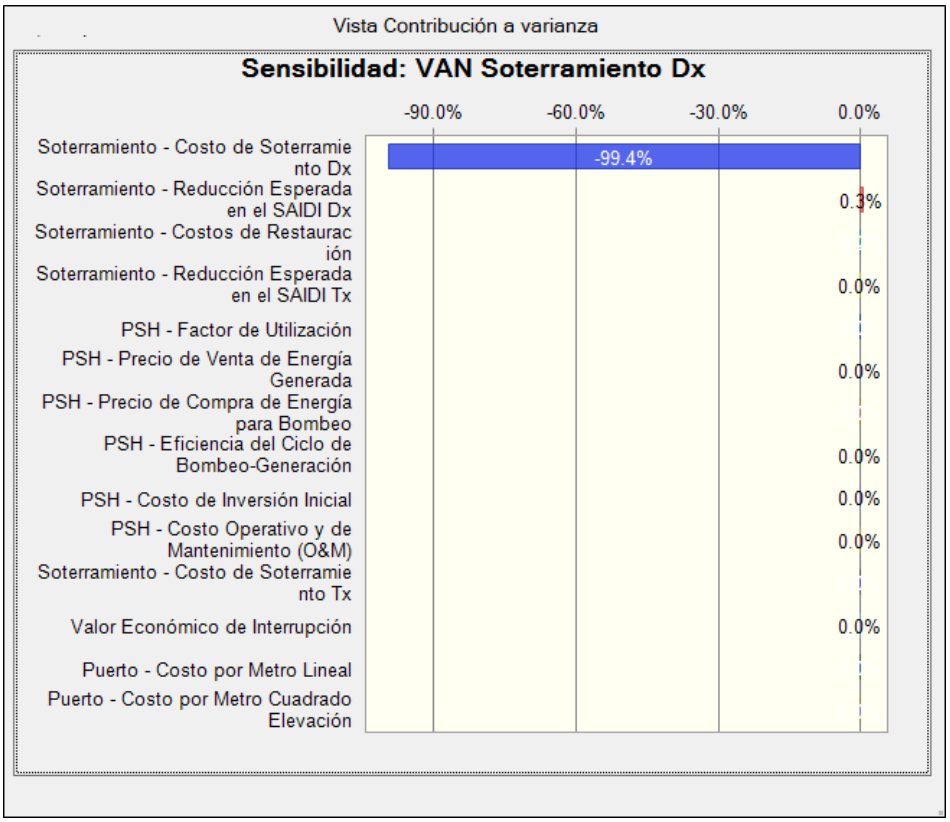


Figura 10. Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), Soterramiento Dx Fuente: Elaboración propia

Los análisis de sensibilidad muestran que el costo de soterramiento es el principal factor que explica la variabilidad del VAN tanto en transmisión (99.5%) como en distribución (99.4%), lo que enfatiza la importancia de optimizar este parámetro para mejorar la viabilidad económica de ambos proyectos. Otros factores, como los costos de restauración o las reducciones esperadas en el SAIDI, tienen contribuciones insignificantes en comparación, indicando que el impacto financiero del soterramiento es abrumadoramente dominado por el costo inicial de la infraestructura. Esto refuerza la necesidad de evaluar alternativas más económicas o explorar subsidios y financiamiento externo para estos proyectos.

4.4.3 Análisis Costo-Beneficio para la Mejora de Infraestructuras Portuarias ante Marejadas y Aumento del Nivel del Mar

Los terminales marítimos son infraestructuras críticas para el manejo y transporte de hidrocarburos y otros productos energéticos. El cambio climático ha incrementado la frecuencia e intensidad de marejadas, tormentas y el aumento del nivel del mar, afectando significativamente la operación segura y eficiente de los puertos. Estos eventos pueden causar daños a muelles, rompeolas, sistemas de carga y descarga, y áreas de almacenamiento, resultando en interrupciones operativas, pérdidas económicas y riesgos ambientales.

Para mitigar estos impactos, se proponen medidas como la construcción y mejora de defensas costeras y mejoras en la infraestructura portuaria. Este análisis costo-beneficio evalúa la viabilidad económica de implementar estas medidas en un puerto representativo, considerando los costos asociados y los beneficios esperados en términos de reducción de interrupciones y pérdidas económicas evitadas.

4.4.3.1 Identificación de Parámetros y Supuestos

Características del Puerto

- **Tipo de Puerto**: Terminal marítimo para hidrocarburos y productos energéticos.
- **Ubicación**: Costa expuesta a marejadas y susceptible al aumento del nivel del mar.
- **Volumen de Carga Anual**: 10 millones de toneladas métricas (suponiendo un puerto de tamaño mediano).

Medidas Propuestas

1) Construcción de Rompeolas

- Longitud del Rompeolas: 2.000 metros (valor asumido para cubrir la zona crítica del puerto).
- Costo por Metro Lineal: USD 2.500 (promedio basado en datos proporcionados).

2) Elevación de Plataformas Portuarias

- Área Total Para Elevar: 500.000 metros cuadrados (equivalente a 0,5 km^2).
- Altura de Elevación: 2 metros (para compensar el aumento del nivel del mar y marejadas).

- Costo por Metro Cuadrado: USD 200 (basado en costos promedio de USD 151 millones a USD 206 millones por km²).

Parámetros Financieros

- Vida Útil del Proyecto: 40 años.
- Tasa de Descuento: 5.5% anual

Supuestos Adicionales

- **Frecuencia de Interrupciones Actuales**: 5 eventos por año, con una duración promedio de 2 días cada uno.
- **Reducción de Interrupciones Esperada**: 80% (basado en la eficacia de las medidas propuestas).
- **Valor Económico de la Interrupción**: USD 500.000 por día de inactividad (considerando pérdidas por ingresos no percibidos y costos adicionales).

4.4.3.2 Estimación de Costos

Construcción de Rompeolas

- **Costo de Construcción**:

Costo = Longitud del Rompeolas × Costo por Metro Lineal

Costo = 2.000 metros × USD 2.500/metro = **USD 5.000.000**

- **Costos Adicionales**:
    - **Estudios de Viabilidad y Diseño**: 10% del costo de construcción

Estudios = USD 5.000.000 × 0,10 = **USD 500.000**

    - **Mantenimiento Anual**: 1% del costo de construcción

Mantenimiento Anual = USD 5.000.000 × 0,01 = **USD 50.000**

Elevación de Plataformas Portuarias

- Costo de Elevación:
    - Costo = Área Total × Costo por Metro Cuadrado
    - Costo = 500.000 m² × USD 200/m² = USD 100.000.000
- Costos Adicionales:
    - Interrupción de Operaciones Durante la Construcción:
    - Se asume una interrupción de 30 días.
    - Pérdida Económica = 30 días × USD 500.000/día = USD 15.000.000
- Total de Costos de Mejora de Infraestructura:
    - Costo Total = Costo de Elevación + Pérdida por Interrupción

Costo Total = USD 100.000.000 + USD 15.000.000 = **USD 115.000.000**

Inversión Inicial Total

- **Inversión Total**:

Inversión Total = Costo de Rompeolas + Estudios + Costo de Elevación + Pérdida por Interrupción

Inversión Total = USD 5.000.000 + USD 500.000 + USD 100.000.000 + USD 15.000.000 = **USD 120.500.000**

4.4.3.3 Estimación de Beneficios

a. Reducción de Interrupciones Operativas

- Interrupciones Actuales:
    - Número de Eventos Anuales: 5
    - Duración Promedio por Evento: 2 días
    - Total de Días de Inactividad Anual: 5 eventos × 2 días = 10 días
- Interrupciones Después de las Medidas:
    - Reducción Esperada: 80%
    - Nuevos Eventos Anuales: 5 eventos × (1 - 0,80) = 1 evento
    - Nuevos Días de Inactividad Anual: 1 evento × 2 días = 2 días
- Reducción de Días de Inactividad:
    - Días Evitados = 10 días - 2 días = 8 días/año
    - Beneficio Económico Anual por Reducción de Interrupciones:
    - Beneficio Anual = Días Evitados × Valor Económico de la Interrupción
    - Beneficio Anual = 8 días × USD 500.000/día = USD 4.000.000/año

b. Incremento en la Vida Útil de las Instalaciones

- **Vida Útil Extendida**: Se asume que las mejoras incrementan la vida útil en 20 años adicionales.

- **Beneficio Asociado**: Diferimiento de inversiones futuras en nuevas infraestructuras. Para simplificar, este beneficio no se cuantificará en este análisis.

c. Otros Beneficios No Cuantificados

- **Protección del Capital Natural y Humano**: Beneficios ambientales y sociales por la protección de ecosistemas y comunidades locales. No se cuantifican monetariamente en este análisis.

4.4.3.4 Análisis Financiero

A continuación, se analizan cómo afectan las variaciones en los principales parámetros al VAN.

a. Sensibilizar el Costo por Metro Lineal de Rompeolas

El análisis muestra que el VAN disminuye linealmente a medida que se incrementa el costo unitario del rompeolas. En el rango analizado, de 1,000 USD/m a 4,000 USD/m, el VAN se reduce de aproximadamente -50 millones USD a -75 millones USD. Esto subraya la importancia de optimizar los costos unitarios para mitigar las pérdidas económicas asociadas.

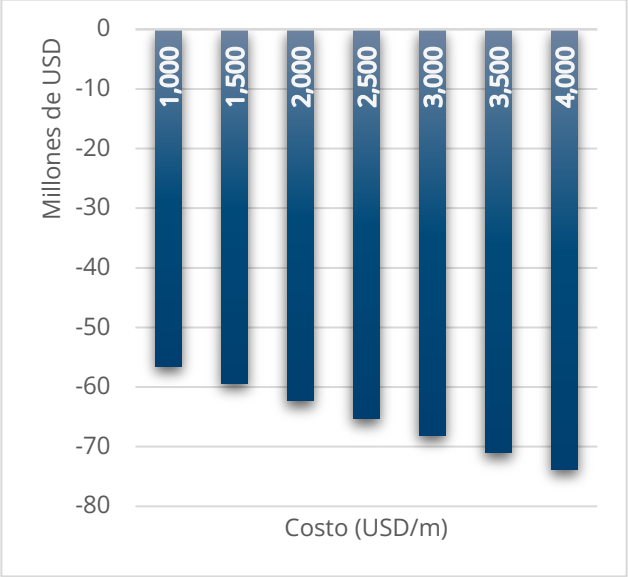


Figura 11: Sensibilización del VAN ante variaciones en el Costo por Metro Lineal de Rompeolas Fuente: Elaboración propia

Sensibilizar el Costo por Metro Cuadrado de Elevación

La sensibilidad al costo por metro cuadrado de elevación es notablemente alta, mostrando una caída del VAN de -20 millones USD a -110 millones USD al pasar de 125 USD/m² a 275 USD/m². Este impacto sugiere que la reducción de costos de elevación o el acceso a financiamiento externo son estrategias fundamentales para mejorar la viabilidad del proyecto.

Simulación de Montecarlo

Se simularon o asignaron distribuciones de probabilidad a las siguientes variables aleatorias:

- Valor económico de interrupción
- Costo por metro lineal rompeolas
- Costo por metro cuadrado elevación

Los resultados de la simulación de Montecarlo del VAN se presentan en el siguiente gráfico.

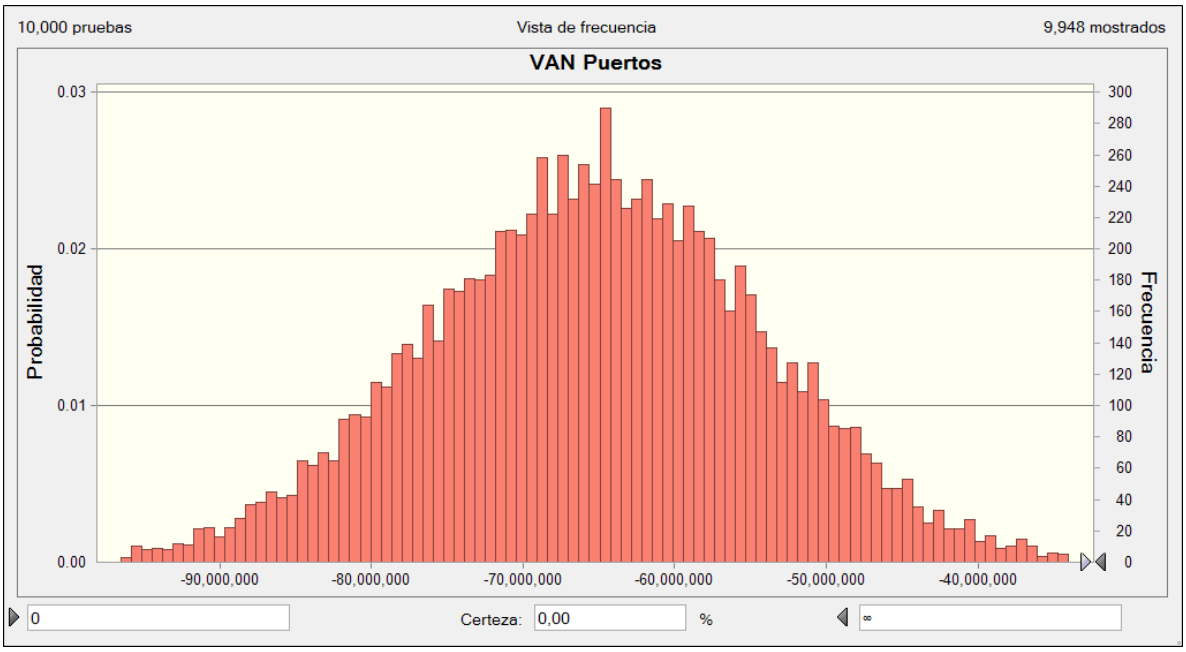


Figura 12: Simulación de Montecarlo del VAN del Proyecto de Reforzamiento Portuario Fuente: Elaboración propia

El histograma para el VAN del proyecto de reforzamiento portuario muestra una distribución centrada en valores negativos, con un rango principal de entre -90 millones USD y -40 millones USD, y un pico de frecuencia alrededor de -70 millones USD. Esto indica que, bajo los parámetros actuales, el proyecto es consistentemente no rentable en la mayoría de los escenarios simulados. Aunque la dispersión en los resultados es moderada, no se observa ninguna probabilidad significativa de que el proyecto alcance un VAN positivo, lo que refuerza la necesidad de reducir costos o incrementar los beneficios esperados.

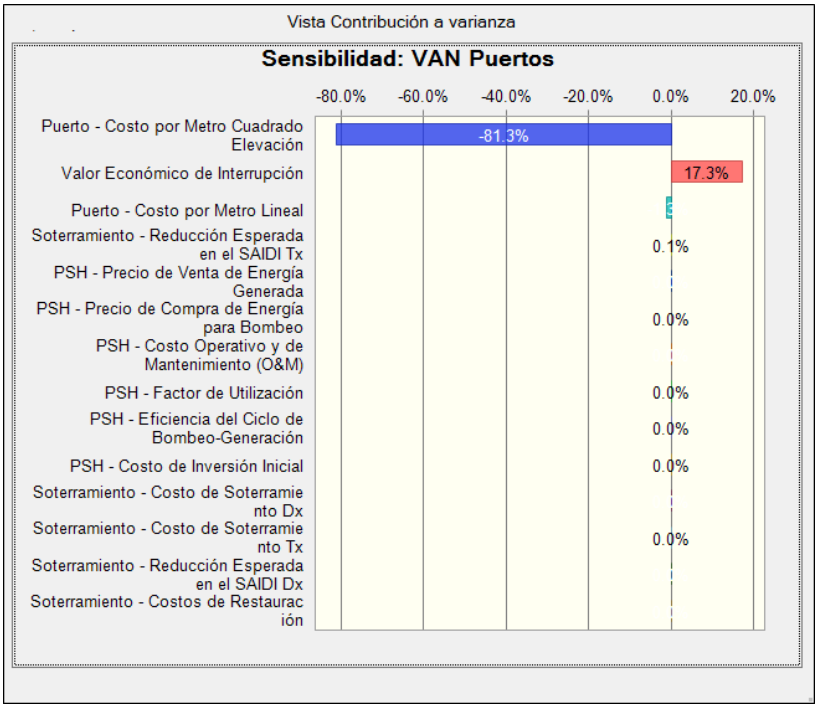


Figura 13: Gráfico de contribución a la varianza (sensibilidad), Reforzamiento portuario Fuente: Elaboración propia

El análisis de sensibilidad destaca que el costo por metro cuadrado de elevación es el factor dominante que explica el 81.3% de la variabilidad del VAN, subrayando la importancia de optimizar este parámetro para mejorar la viabilidad del proyecto. El valor económico de las interrupciones tiene un impacto positivo y secundario, representando el 17.3% de la variabilidad, lo que indica que cualquier mejora en la reducción de interrupciones podría contribuir significativamente a mitigar las pérdidas. Otros factores, como el costo por metro lineal del rompeolas o los beneficios ambientales, no tienen una influencia perceptible en la variabilidad del VAN. Esto sugiere que los esfuerzos deben enfocarse principalmente en gestionar los costos de elevación y maximizar los beneficios operativos asociados a la reducción de interrupciones.

5 Conclusiones y Recomendaciones

Las principales conclusiones y recomendaciones del estudio son las siguientes:

5.1 Inclusión de Nuevos Subsectores Energéticos

El capítulo analiza la necesidad de actualizar y ampliar los subsectores energéticos considerados en la evaluación de vulnerabilidad y resiliencia del sistema energético chileno frente al cambio climático. Se identifica que la inclusión de nuevos subsectores, específicamente el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde, es esencial para afrontar los desafíos actuales y futuros que el cambio climático impone al sector.

Principales conclusiones

- El cambio climático afecta significativamente al sector energético chileno: Impacta tanto la oferta como la demanda de energía, introduciendo desafíos como la variabilidad climática, eventos extremos, reducción de precipitaciones y aumento del nivel del mar.

- Los subsectores energéticos actuales no cubren completamente las nuevas realidades climáticas: Aunque la clasificación existente es completa, no considera plenamente las necesidades de adaptación y resiliencia frente a los impactos crecientes del cambio climático.

- El almacenamiento de energía es un subsector de mucha importancia para la resiliencia energética: Permite integrar eficientemente las energías renovables variables, balancear la oferta y la demanda, y mejorar la estabilidad de la red eléctrica ante fluctuaciones y eventos climáticos extremos.

- El hidrógeno verde representa una oportunidad y un desafío: Es clave para la descarbonización y diversificación energética, aprovechando el potencial renovable de Chile, pero enfrenta desafíos en infraestructura y riesgos climáticos, especialmente en la logística portuaria y almacenamiento.

- La incorporación de nuevos subsectores mejora la evaluación de vulnerabilidad y resiliencia: Permite una mayor precisión y cobertura en los índices, identificando áreas críticas y facilitando la planificación estratégica para enfrentar el cambio climático.

Principales recomendaciones

- Incorporar el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde en los índices de evaluación: Actualizar el sistema de índices cuantitativos para incluir estos subsectores, reflejando su importancia en la resiliencia y adaptación al cambio climático.

- Desarrollar metodologías específicas para los nuevos subsectores: Crear herramientas y criterios de evaluación que consideren las particularidades del almacenamiento de energía y el hidrógeno verde, incluyendo sus vulnerabilidades y fortalezas frente al cambio climático.

- Analizar el impacto del cambio climático en las tecnologías de almacenamiento: Realizar estudios detallados sobre cómo las variaciones de temperatura y eventos extremos afectan la eficiencia y vida útil de los sistemas de almacenamiento de energía.

- Evaluar y fortalecer la infraestructura relacionada con el hidrógeno verde: Identificar los riesgos climáticos en instalaciones portuarias y de almacenamiento, implementando medidas de adaptación y mitigación para asegurar la continuidad operativa y seguridad.

- Promover la planificación estratégica considerando los nuevos subsectores: Integrar el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde en la planificación energética nacional, asegurando que las políticas y decisiones reflejen su papel en la resiliencia frente al cambio climático.

5.2 Nuevo Set de Indicadores de Adaptación y Resiliencia a las Variables Climáticas Exacerbadas por el Calentamiento Global

El capítulo presenta un conjunto detallado de indicadores diseñados para evaluar diversos aspectos del sistema energético chileno en el contexto del cambio climático. Estos indicadores ofrecen herramientas cuantitativas para medir la capacidad del sistema para responder a eventos climáticos adversos, identificar vulnerabilidades críticas y evaluar el impacto de estos eventos en la operación y seguridad energética.

Conclusiones

- Desarrollo de indicadores específicos: Se creó un conjunto integral de indicadores que abarcan la oferta energética y el transporte de energía, proporcionando una evaluación multidimensional del sistema energético frente al cambio climático.

- Identificación de áreas vulnerables: Los indicadores permiten identificar subsectores y regiones del sistema energético que son particularmente vulnerables a las variables climáticas exacerbadas por el calentamiento global.

- Limitaciones en la disponibilidad de datos: Se constató que no todos los indicadores pueden ser calculados con los datos actualmente disponibles, lo que limita la capacidad de evaluar plenamente la vulnerabilidad y resiliencia del sistema.

- Necesidad de monitoreo continuo: La efectividad de los indicadores depende de la actualización y monitoreo constantes, resaltando la importancia de establecer sistemas que permitan recopilar y analizar datos de manera regular.

- Herramienta para la planificación estratégica: Los indicadores propuestos sirven como una base sólida para la planificación y gestión estratégica del sector energético, facilitando la toma de decisiones informadas y orientadas a mitigar los impactos del cambio climático.

Recomendaciones

- Implementar sistemas de recolección de datos específicos: Desarrollar e implementar sistemas de monitoreo que permitan recopilar la información necesaria para calcular los indicadores que actualmente carecen de datos, enfocándose en las variables críticas identificadas.

- Integrar los indicadores en la gestión del sector energético: Utilizar los indicadores desarrollados como herramientas centrales en la planificación y gestión del sector, permitiendo una evaluación continua de la vulnerabilidad y resiliencia ante el cambio climático.

- Priorizar la evaluación de subsectores críticos: Enfocar esfuerzos en los subsectores y regiones identificados como más vulnerables, utilizando los indicadores para diseñar e implementar medidas de adaptación específicas.

- Actualizar periódicamente los indicadores: Establecer un cronograma de revisión y actualización de los indicadores para asegurar que reflejen las condiciones actuales y anticipen futuros desafíos climáticos.

- Fortalecer la infraestructura de datos: Mejorar las capacidades tecnológicas y humanas para la gestión y análisis de datos, asegurando la calidad y disponibilidad de la información necesaria para los indicadores.

- Utilizar los indicadores para informar políticas públicas: Incorporar los resultados de los indicadores en la formulación de políticas y regulaciones, garantizando que las decisiones estén basadas en evaluaciones cuantitativas de riesgo y resiliencia.

- Desarrollar metodologías para indicadores futuros: Continuar la investigación y desarrollo de nuevos indicadores que puedan ser relevantes a medida que evoluciona el sistema energético y se dispone de más datos.

A pesar de su clara necesidad, el desarrollo y la aplicación de indicadores de adaptación y resiliencia presentan grandes desafíos. La disponibilidad y la calidad de los datos pueden limitar la eficacia de las mediciones de los indicadores. Además, los elevados costos iniciales de las medidas de refuerzo de la resiliencia pueden disuadir de invertir, sobre todo considerando que el sector y país enfrentan desafíos inmediatos en términos de inversión y costos. Para hacer frente a estos retos es necesario mejorar la cooperación entre entes públicos y privados, generar mayores capacidades en los servicios públicos en términos de incorporar variables e indicadores de resiliencia en el análisis, y poder evaluar mejor sus costos, y generar mecanismos adecuados y oportunos de financiación.

En el futuro, los avances tecnológicos, como la inteligencia artificial y la vigilancia por satélite, pueden mejorar la precisión y el poder predictivo de estos indicadores. Además, la integración de estos indicadores en objetivos de desarrollo sostenible más amplios puede amplificar su impacto, garantizando que los sistemas energéticos contribuyan a la resiliencia climática global.

5.3 Análisis Costo Beneficio Asociado a las Medidas Paliativas Frente a las Amenazas de la Crisis Climática

En el capítulo se realizó un análisis detallado de las medidas paliativas frente a los impactos del cambio climático en la infraestructura energética chilena, utilizando el Análisis Costo-Beneficio (CBA) como herramienta principal. Se evaluaron específicamente tres medidas: la implementación de Sistemas de Bombeo Reversible (PSH), el soterramiento de líneas de transmisión y distribución, y la mejora de infraestructuras portuarias ante marejadas y aumento del nivel del mar.

Conclusiones

- Los proyectos evaluados presentan rentabilidad económica negativa bajo los parámetros actuales: Los análisis costo-beneficio realizados indican que las medidas paliativas, **estudiadas en forma exploratoria**, no son económicamente viables en las condiciones actuales, ya que los costos iniciales y operativos superan significativamente los beneficios monetizados obtenidos por la reducción de riesgos y daños.

- Los costos de inversión son el factor más influyente en la viabilidad de los proyectos: Los altos costos de inversión inicial, especialmente en el soterramiento de líneas y en la implementación de PSH, son los principales responsables de los resultados negativos en el VAN. Los costos de construcción y materiales representan una proporción significativa del total de costos del proyecto.

- Los beneficios económicos directos no compensan los costos: Los beneficios monetizados, basados en la reducción de interrupciones del servicio y pérdidas económicas evitadas, no son suficientes para equilibrar los altos costos de las medidas, incluso considerando escenarios optimistas en las variables de sensibilidad.

- La sensibilidad del VAN a variables clave es alta: Los análisis de sensibilidad y las simulaciones de Monte Carlo muestran que variables como el costo de inversión, el factor de utilización y el costo de soterramiento tienen un impacto significativo en la variabilidad del VAN, lo que indica una alta sensibilidad del resultado económico a cambios en estos parámetros.

- La inclusión de beneficios no monetizados podría alterar la evaluación: Aunque no se cuantificaron en el análisis, beneficios ambientales, sociales y de largo plazo, como la reducción de emisiones de CO_2, protección de ecosistemas y mejora en la resiliencia del sistema energético, podrían aportar valor adicional a las medidas evaluadas.

- El CBA es una herramienta efectiva para evaluar medidas de adaptación: La aplicación del análisis costo-beneficio, incluyendo la consideración de riesgos e incertidumbres, permite una evaluación integral de las medidas paliativas, identificando fortalezas y debilidades económicas que son cruciales para la toma de decisiones informadas.

Recomendaciones

- Reevaluar las medidas considerando fuentes de financiamiento alternativas: Explorar opciones de financiamiento que puedan reducir el impacto de los altos costos iniciales, como asociaciones público-privadas, subsidios gubernamentales o financiamiento internacional destinado a proyectos de adaptación al cambio climático.

- Incorporar beneficios ambientales y sociales en el análisis: Ampliar el alcance del CBA para incluir y monetizar, cuando sea posible, beneficios adicionales como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mejoras en la biodiversidad, y beneficios sociales relacionados con la seguridad y calidad de vida de las comunidades afectadas.

- Optimizar y reducir costos de implementación: Investigar y aplicar tecnologías y metodologías que permitan disminuir los costos de inversión y operativos, como el uso de materiales innovadores, técnicas de construcción más eficientes o economías de escala en la adquisición de equipos y materiales.

- Priorizar medidas con mejor relación costo-beneficio: En función de los resultados obtenidos, focalizar los recursos y esfuerzos en aquellas medidas que, aunque no sean plenamente rentables bajo los parámetros actuales, presentan una mejor relación entre costos y beneficios o son críticas para la resiliencia del sistema energético.

- Realizar análisis adicionales con escenarios futuros: Considerar proyecciones de aumento en el costo de las interrupciones, cambios en los precios de la energía, avances tecnológicos y posibles regulaciones ambientales que puedan afectar positivamente la rentabilidad de las medidas en el mediano y largo plazo.

- Evaluar alternativas complementarias o más rentables: Analizar otras opciones de adaptación que puedan ofrecer beneficios similares con menores costos, como sistemas de alerta temprana, programas de mantenimiento preventivo intensivo, o soluciones descentralizadas de generación y almacenamiento de energía.

- Mejorar la precisión de los datos y parámetros utilizados: Fortalecer la recolección y análisis de datos relevantes, como costos actualizados de fallas, valores más precisos de disposición a pagar por mejoras en la resiliencia, y estimaciones más detalladas de los costos asociados a eventos climáticos extremos.

Referencias

- Béné, C. (2013). Towards a Quantifiable Measure of Resilience. IDS Working Paper 434, Institute of Development Studies. https://doi.org/10.1111/j.2040-0209.2013.00434.x
- Borenstein, S., Bushnell, J., & Mansur, E. (2023). The Economics of Electricity Reliability. Journal of Economic Perspectives, 37(4), 181-206. https://doi.org/10.1257/jep.37.4.181
- Ciapessoni, E., Cirio, D., & Pitto, A. (2023). A cost–benefit analysis framework for power system resilience enhancement based on optimization via simulation considering climate changes and cascading outages. Energies, 16(5160). https://doi.org/10.3390/en16135160
- Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., Van Harte, M., & Panteli, M. (2023). Power System Resilience: Definition, Features, and Properties. CIGRE CSE, 30, October 2023.
- De Nooij, M. (2011). Social cost-benefit analysis of electricity interconnector investment: A critical appraisal. Energy Policy, 39(5), 3096-3105. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.049
- ENTSO-E. (2023). Benefit Analysis of Grid Development Projects. 4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. Retrieved from https://www.entsoe.eu/Documents/CBA_Guideline.pdf
- Felder, F. A., & Petitet, M. (2024). An emerging framework for the probabilistic cost-benefit analysis of the reliability, resiliency, and adaptability of electric power systems. Working Paper.
- Glenday, G., Shukla, G. P., Than, J., Kapoor, D., Maitra, A., & Voetsch, R. (2023). The Project Appraisal Practitioners' Guide. USAID/India REFORM Project.
- Kull, D., Mechler, R., & Hochrainer-Stigler, S. (2013). Probabilistic Cost–Benefit Analysis of Disaster Risk Management in a Development Context. Disasters, 37(3), 374-400. https://doi.org/10.1111/disa.12002
- Leddy, L., Jenket, D., Thomas, D.-M., Ericson, S., Cox, J., Grue, N., & Hotchkiss, E. (2023). Measuring and Valuing Resilience: A Literature Review for the Power Sector. National Renewable Energy Laboratory. https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/87053.pdf
- Mechler R (2005) Cost–benefit analysis of natural disaster risk management in developing countries. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Arbeitskonzept, Eschborn.
- Mechler, R. (2016). Reviewing estimates of the economic efficiency of disaster risk management: Opportunities and limitations of using risk-based cost–benefit analysis. Natural Hazards, 81(3), 2121-2147. https://doi.org/10.1007/s11069-016-2170-y
- Panteli, M. (2017). Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modelling, Probabilistic Impact Assessment and Adaptation Measures. CIGRE Workshop, Santiago, Chile, 27th March 2017.
- Panteli, M., & Mancarella, P. (2024). Influence of Extreme Weather and Climate Change on the Resilience of Power Systems: Impact and Possible Mitigation Strategies. School of Electrical and Electronic Engineering, The University of Manchester.
- Proag, S.-L., & Proag, V. (2014). The Cost Benefit Analysis of Providing Resilience. Procedia Economics and Finance, 18, 361-368. https://doi.org/10.1016/S2212-5671(14)00951-4
- Qin, H., & Stewart, M. G. (2020). Risk-based cost–benefit analysis of climate adaptation measures for Australian contemporary houses under extreme winds. Journal of Infrastructure Preservation and Resilience, 1(3). https://doi.org/10.1186/s43065-020-00002-1
- Raihan, A., & Said, M. N. M. (2021). Cost–Benefit Analysis of Climate Change Mitigation Measures in the Forestry Sector of Peninsular Malaysia. Earth Systems and Environment. https://doi.org/10.1007/s41748-021-00241-6
- Raoufi, H., Vahidinasab, V., & Mehran, K. (2020). Power Systems Resilience Metrics: A Comprehensive Review of Challenges and Outlook. Sustainability, 12(22), 9698. https://doi.org/10.3390/su12229698
- Schubert, K. (2020). Resilience Measurement Practical Guidance Note Series 7: Cost-Benefit Analysis (CBA) in Resilience Programming. Mercy Corps como parte del Resilience Evaluation, Analysis and Learning (REAL) Associate Award. Retrieved from https://www.fsnnetwork.org/REAL
- Shreve, C. M., & Kelman, I. (2014). Does Mitigation Save? Reviewing Cost-Benefit Analyses of Disaster Risk Reduction. International Journal of Disaster Risk Reduction, 10, 213-235. https://doi.org/10.1016/j.ijdrr.2014.08.004
- Sidhu, A. S., Pollitt, M. G., & Anaya, K. L. (2018). A social cost benefit analysis of grid-scale

electrical energy storage projects: A case study. Applied Energy, 212, 881-894. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.085

- Stewart, M. G. (2013). Risk and economic viability of housing climate adaptation strategies for wind hazards in southeast Australia. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, 20(4), 601-622. https://doi.org/10.1007/s11027-013-9510-y
- Umunnakwe, A., Huang, H., Oikonomou, K., & Davis, K. R. (2021). Quantitative analysis of power systems resilience: Standardization, categorizations, and challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149, 111252. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111252
- University of Queensland. (2022). Chapter 10: Dealing With Uncertainty – Social Cost Benefit Analysis and Economic Evaluation. In *Social Cost Benefit Analysis and Economic Evaluation*. Retrieved from https://uq.pressbooks.pub/socialcba/chapter/dealing-with-uncertainty/
- Villena, M. J., & Osorio, H. (2023). On the social discount rate for South American Countries. Applied Economics Letters, 30(4), 429-434.
- Woods, J., & Gulliver, J. S. (1990). Economic Analysis of Energy Projects with Uncertainty. Journal of Energy Engineering, 116(1), 1-16. https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9402(1990)116:1(1)
- Yuan, Y., Zhang, H., Cheng, H., & Wang, Z. (2024). Resilience-oriented Transmission Expansion Planning with Optimal Transmission Switching Under Typhoon Weather. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 10(1), 129-137. https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.07840

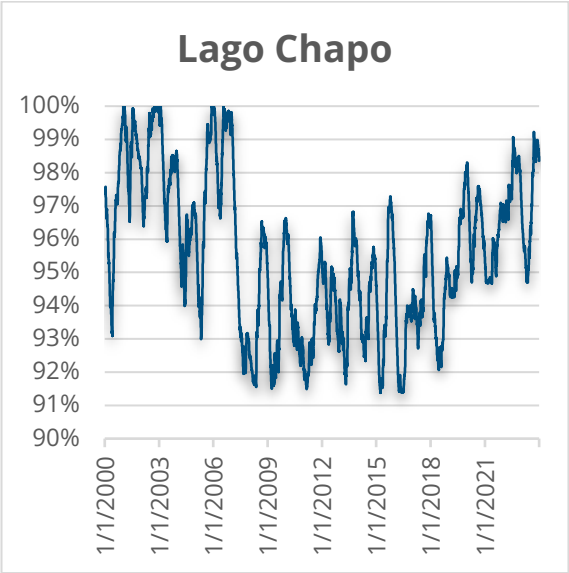
Anexo 1. Indicadores calculados

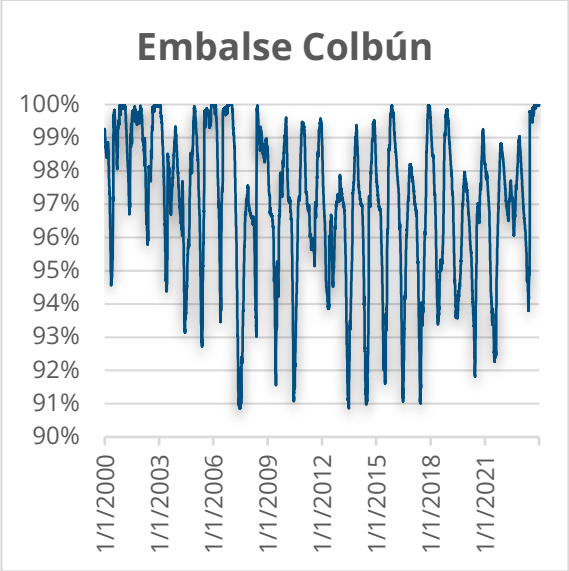
A continuación, se presentan los indicadores calculados, para los cuales se contó con los datos necesarios para su elaboración.

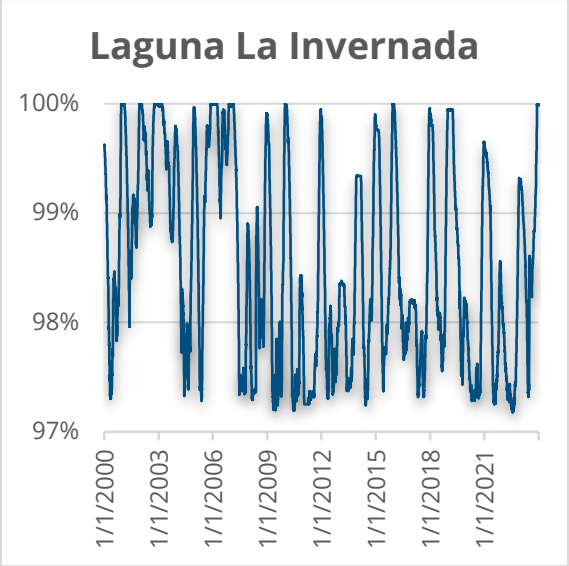
Indicadores de oferta energética

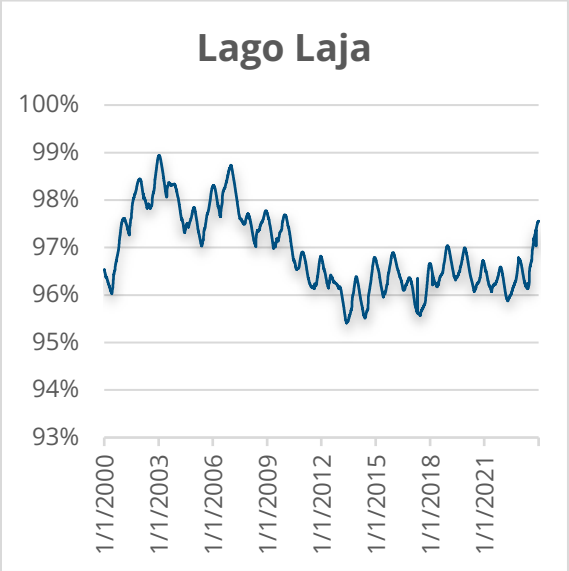
Índice de Capacidad de Embalses para Hidroelectricidad

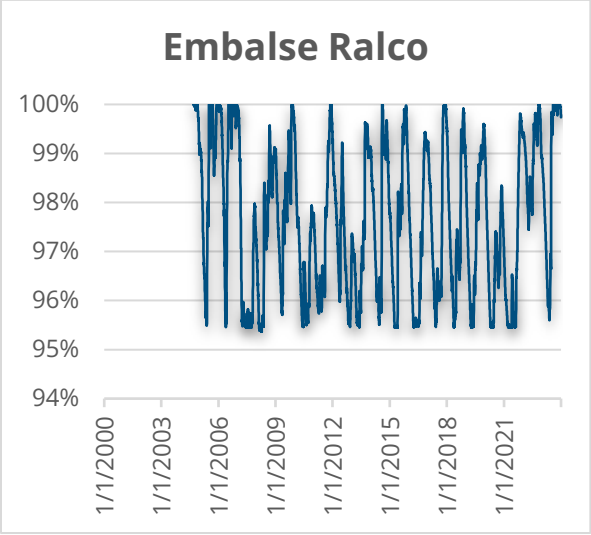
Evalúa el estado y capacidad de los embalses para resistir eventos climáticos extremos, como sequías prolongadas o inundaciones. Una mayor capacidad indica que los embalses pueden mantener su funcionalidad y contribuir a la resiliencia del sistema energético.

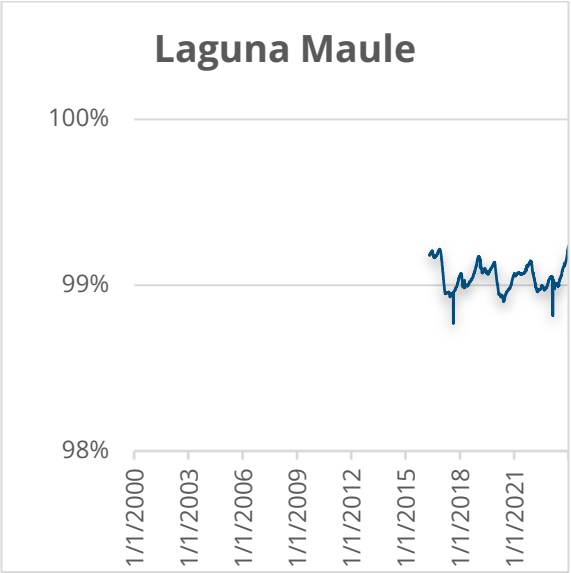


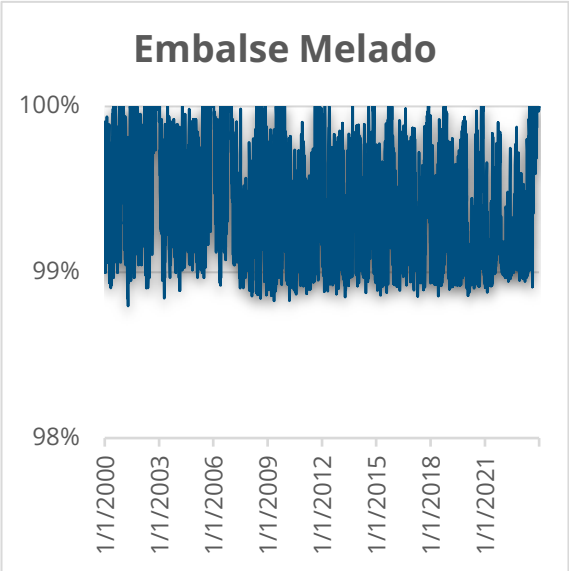


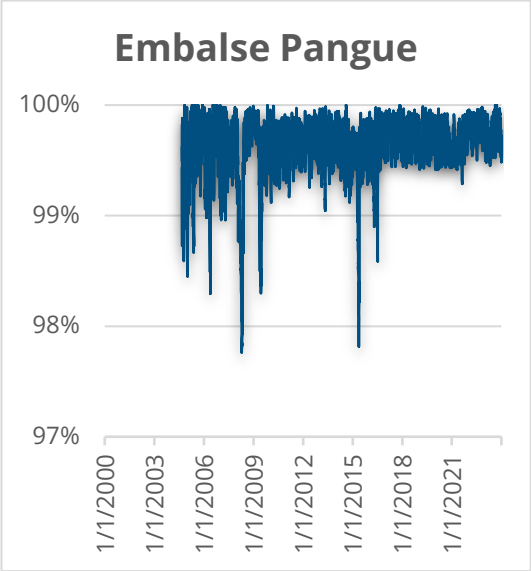












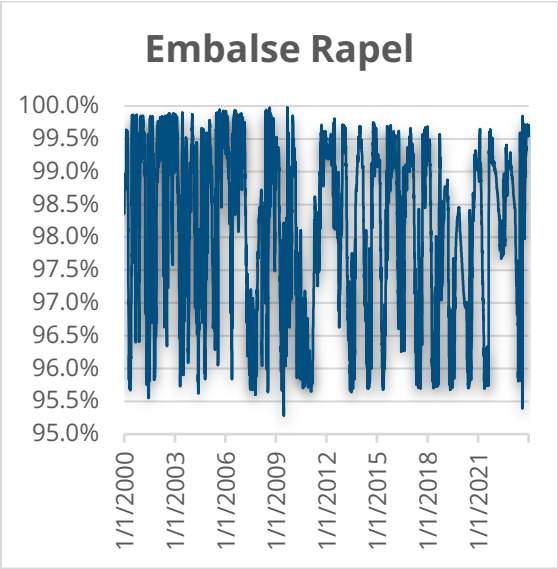


Figura 14: Índice de Capacidad de Embalses para Hidroelectricidad, para diferentes embalses

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Este indicador (1.7) se define como (cota de embalses / cota máxima) multiplicado por 100%. Sus umbrales de clasificación son:

- Mayor a 90%: embalse alto (alta resiliencia).
- Entre 70% y 90%: embalse moderado.
- Menor a 70%: embalse bajo (alta vulnerabilidad).

En los siete gráficos se observa, a lo largo de los años (aproximadamente desde 2000 hasta 2023), cómo varían los niveles de cada embalse en relación con su cota máxima. De manera general, casi todos han oscilado en rangos cercanos o superiores al 90%, lo cual implica que, en la mayor parte del tiempo, se encuentran en niveles altos de resiliencia. En ciertos períodos, sin embargo, descienden hacia la zona de 90% o incluso por debajo, lo que indicaría momentos con un margen de maniobra más reducido y, por lo tanto, un aumento de la vulnerabilidad si coincide con demandas elevadas de agua o generación eléctrica.

Estas fluctuaciones pueden responder tanto a la disponibilidad hídrica (lluvias, deshielos) como a la operación programada de cada embalse. Aunque el historial muestra que la mayoría ha mantenido niveles altos, es importante considerar la tendencia de fondo: si los episodios de sequía o cambios en la precipitación se hacen más frecuentes o intensos, algunos embalses podrían permanecer más tiempo en la franja moderada (70%–90%) o llegar a niveles inferiores, aumentando la vulnerabilidad del sistema eléctrico que depende de estas reservas hídricas.

Indicadores de Generación Eléctrica

Capacidad Instalada Total por Tecnología

Capacidad total instalada de generación eléctrica en MW, por tipo de tecnología, lo que permite evaluar la estructura del sistema energético, destacando la participación de fuentes renovables y no renovables.

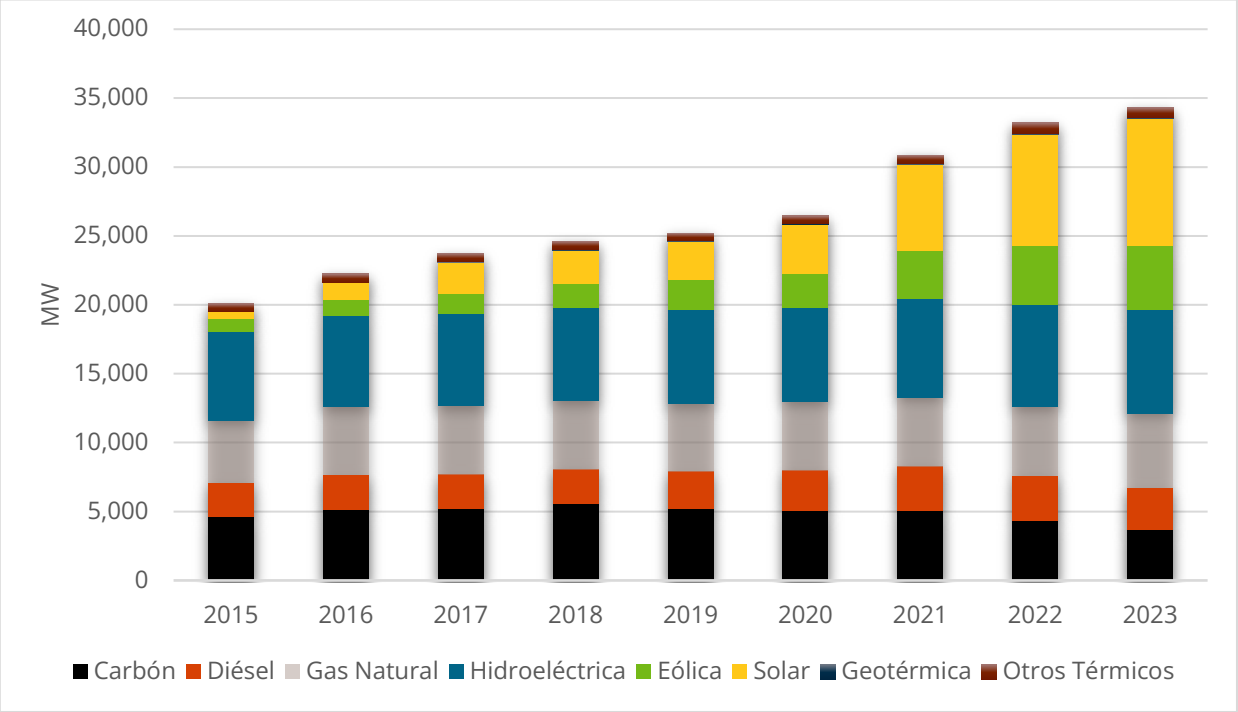


Figura 15: Capacidad Instalada Total por Tecnología a nivel nacional Fuente: CEN

El Gráfico 10 muestra la evolución de la Capacidad Instalada Total en MW desde 2015 hasta 2023, a nivel nacional, desagregada por distintas tecnologías: carbón, diésel, gas natural, hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y otros térmicos. Según la definición del Indicador 2.1, este mide la estructura del sistema energético, evaluando la participación relativa de cada fuente y evidenciando cambios en la matriz de generación a lo largo del tiempo.

Se aprecia un aumento sostenido de la capacidad total (pasando de alrededor de 20 000 MW en 2015 a más de 35 000 MW en 2023). Además, se observa que las energías renovables no convencionales (particularmente eólica y solar) han incrementado significativamente su participación, contribuyendo a diversificar la matriz y, por ende, reforzar la resiliencia general del sistema frente a eventos climáticos o variaciones de combustible. La expansión de la capacidad hidroeléctrica permanece estable o con incrementos moderados, mientras que tecnologías como carbón y gas van variando su aporte de manera más pausada.

En conjunto, el aumento en la participación de fuentes renovables y el crecimiento de la capacidad instalada total apuntan a un mayor margen para responder a la demanda y una reducción gradual de la dependencia de fuentes más sensibles a interrupciones externas (combustibles fósiles, precio internacional, etc.). De esta forma, el indicador también permite dimensionar la flexibilidad del sistema, dado que, a mayor capacidad instalada en distintas tecnologías, menor es la probabilidad de falla global ante un evento climático que afecte solo a una o dos fuentes energéticas específicas.

Generación Total de Energía Eléctrica por Tecnología

La generación eléctrica en MWh por tipo de tecnología muestra la contribución efectiva de cada fuente al suministro eléctrico, permitiendo evaluar su desempeño real frente a la demanda.

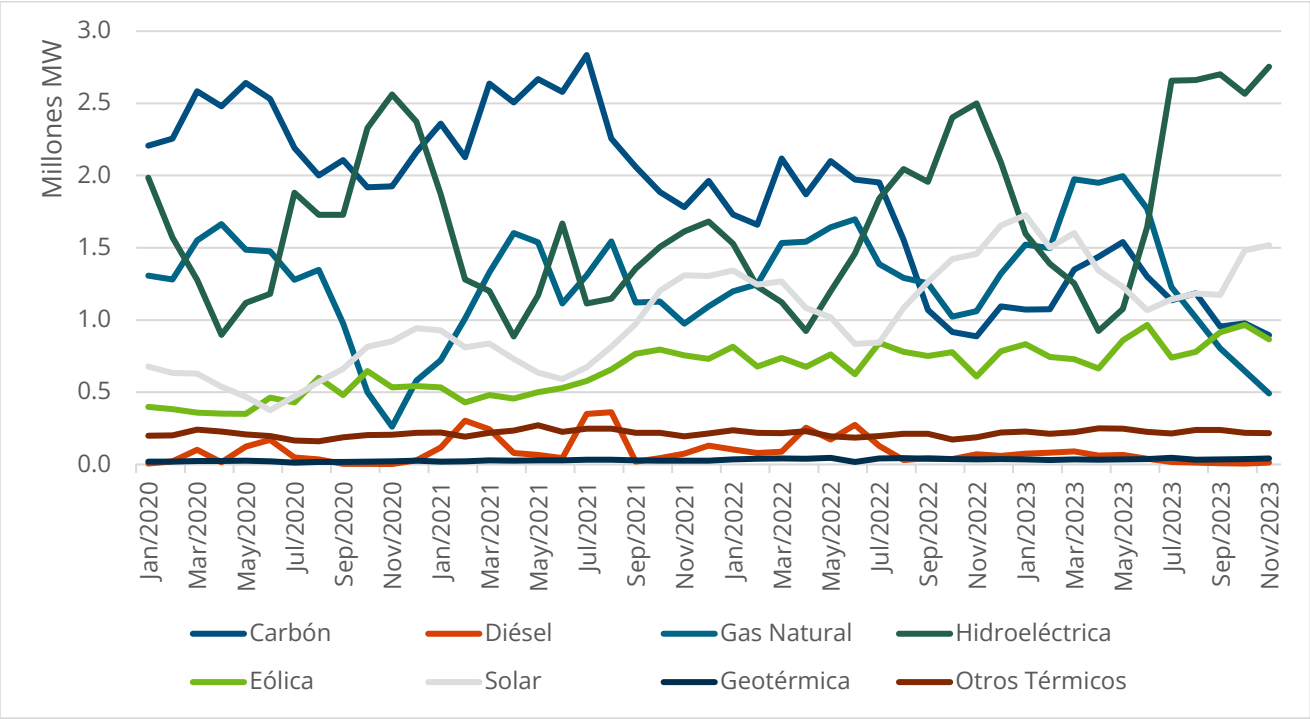


Figura 16: Generación Total de Energía Eléctrica por Tecnología Fuente: CEN

El Gráfico 11 expone con líneas de distintos colores para cada tecnología (carbón, diésel, gas natural, hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y otros) la evolución de la generación eléctrica mensual desde inicios de 2020 hasta fines de 2023. Se aprecia cómo algunas fuentes renovables (eólica y solar) tienden a crecer paulatinamente, mientras que tecnologías más tradicionales (carbón e hidroeléctrica) mantienen niveles de aporte relevantes con fluctuaciones. También se observan alzas y bajas estacionales o coyunturales en cada fuente; por ejemplo, variaciones de la hidroeléctrica según disponibilidad hídrica y ajustes de carbón o diésel en respuesta a la demanda y costos. Este indicador revela el desempeño real de cada tecnología y ayuda a entender la dinámica de la matriz energética bajo diferentes condiciones operativas y climáticas.

Índice de Diversificación Tecnológica de Generación

Mide la variedad de tecnologías de generación eléctrica utilizadas (hidroeléctrica, térmica, eólica, solar, geotérmica). Una mayor diversificación reduce la dependencia de una sola fuente y aumenta la resiliencia del sistema ante eventos climáticos que puedan afectar una tecnología específica. Esto es crucial ya que el cambio climático puede impactar de manera diferente a cada tipo de generación (por ejemplo, sequías afectan hidroeléctricas, mientras que tormentas pueden dañar instalaciones eólicas).

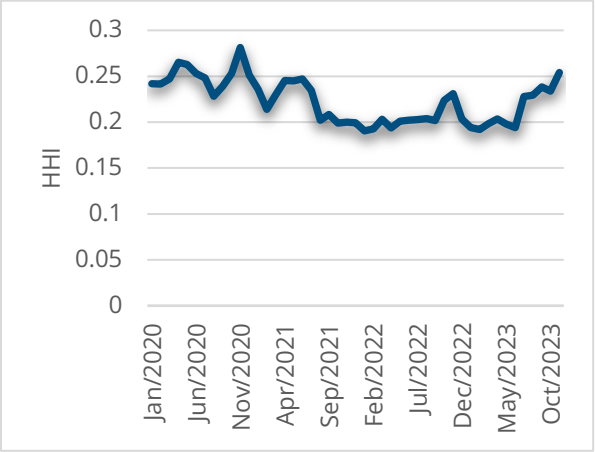


Figura 17: Índice de Diversificación Tecnológica de Generación

Margen de Reserva de Capacidad de Generación

Mide el exceso de capacidad instalada de generación por encima de la demanda máxima. Un mayor margen de reserva indica una mayor capacidad para enfrentar incrementos inesperados en la demanda o pérdidas de capacidad por fallas o eventos climáticos, aumentando la resiliencia del sistema eléctrico.

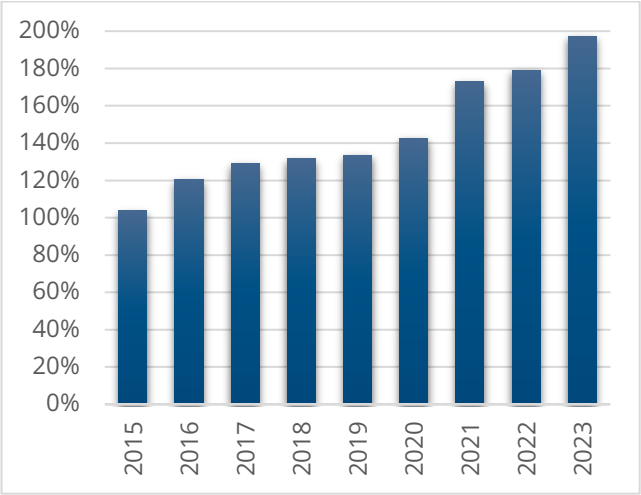


Figura 18: Margen de Reserva de Capacidad de Generación

Este indicador compara la capacidad instalada total con la demanda máxima, y se calcula como ((capacidad instalada total - demanda máxima) / demanda máxima) por 100%. Los umbrales indican que más de 20% de margen se considera alta resiliencia.

En la gráfica, que va aproximadamente de 2015 a 2023, los valores superan con creces el 100%, e incluso se acercan al 200% en los últimos años. Eso significa que la capacidad instalada ha venido creciendo en relación con la demanda punta, generando un margen de reserva bastante holgado. Bajo los criterios de la tabla, esto denota un sistema altamente resiliente en términos de enfrentar incrementos repentinos de demanda o fallas/eventos climáticos que puedan indisponer parte de la capacidad de generación.

Índice de Potencia de suficiencia Disponible 1

Mide la capacidad de generación que se puede garantizar en momentos de máxima demanda, considerando las limitaciones por eventos climáticos. Una Potencia de suficiencia alta en relación con la demanda máxima asegura que el sistema puede satisfacer la demanda aun en condiciones adversas, aumentando la resiliencia y reduciendo la vulnerabilidad.

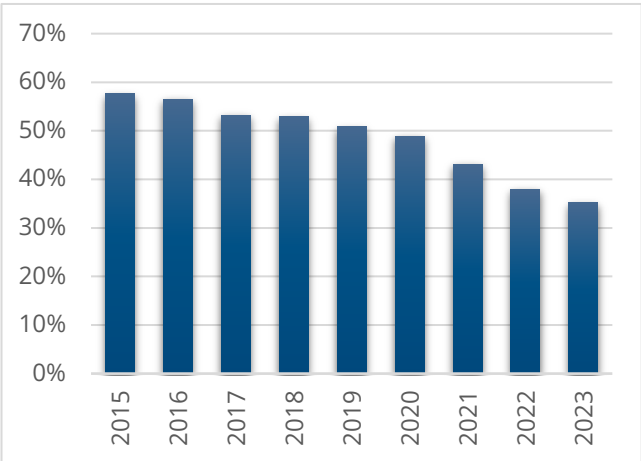


Figura 19: Índice de Potencia de suficiencia Disponible 1

Este indicador se obtiene dividiendo la potencia de suficiencia disponible por la capacidad instalada total, y luego multiplicando por 100%. Sus umbrales indican que más de 80% es alta resiliencia, entre 60% y 80% es moderada, y menos de 60% es baja.

En la gráfica, se aprecia una tendencia decreciente desde 2015 a 2023, con valores que pasan de una zona cercana o ligeramente por encima de 60% hacia porcentajes en torno a 40%–50%. Eso implica que, a medida que aumenta la capacidad total, la parte "efectivamente garantizable" en momentos de máxima exigencia va en descenso proporcional. Al caer por debajo de 60%, el sistema se clasificará en "baja resiliencia", lo que puede traducirse en mayor vulnerabilidad si hay condiciones climáticas adversas o fallas de componentes críticos.

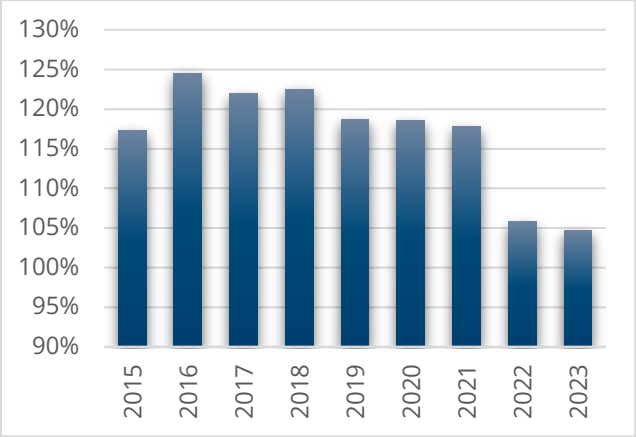


Figura 20: Índice de Potencia de suficiencia Disponible 2

Este otro indicador se calcula como (potencia de suficiencia disponible / demanda máxima esperada) por 100%. Sus umbrales son:

- Sobre 100% indica alta resiliencia.
- Entre 80% y 100% resiliencia moderada.
- Bajo 80% baja resiliencia.

El gráfico (2015 a 2023) refleja valores que parten sobre el 100% en los primeros años y exhiben una disminución paulatina, pero se mantienen cercanos a la línea del 100%. Esto sugiere que, pese al ligero descenso, el sistema todavía se ubica en una franja de resiliencia alta o moderada, ya que en la práctica mantiene un nivel de potencia garantizable (en momentos de máxima demanda) aún superior o muy próximo a la propia demanda máxima.

Factor de Planta de Centrales Eléctricas

Mide la eficiencia y el aprovechamiento de cada tipo de tecnología en el sistema energético, calculando la proporción entre la energía realmente generada y la capacidad máxima posible de generación (considerando un año completo de operación continua). Un factor de planta alto indica un uso efectivo de la capacidad instalada, mientras que un factor bajo puede reflejar

limitaciones en la disponibilidad de recursos o en la confiabilidad de la tecnología frente a la crisis climática.

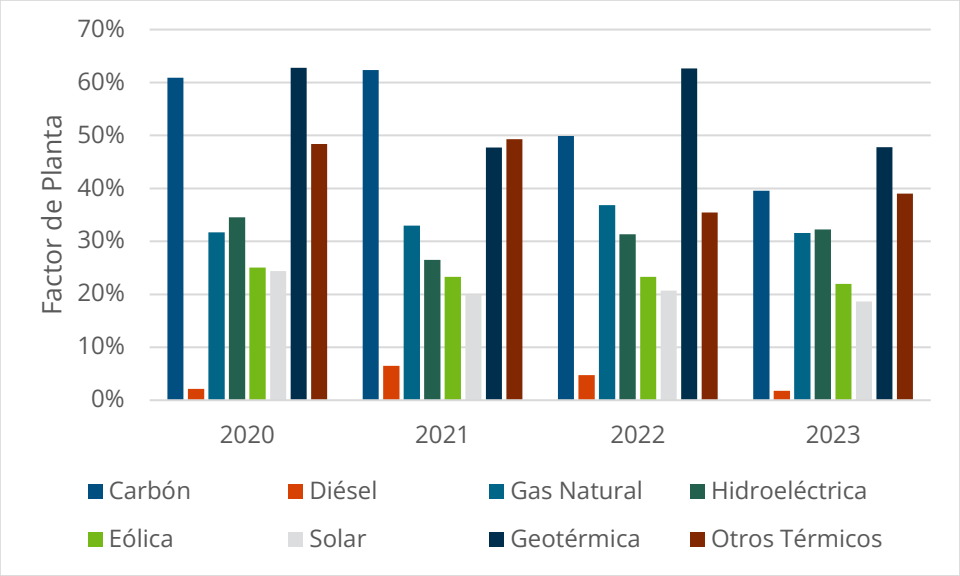


Figura 21:Factor de Planta de Centrales Eléctricas

El factor de planta mide qué porcentaje de la capacidad teórica de una central se utiliza realmente a lo largo del año. Valores altos (sobre 70%) indican alto aprovechamiento y, usualmente, mayor resiliencia; entre 30% y 70% es moderado; por debajo de 30% refleja bajo uso (y potencialmente mayor vulnerabilidad si se depende de esa tecnología y no puede producir).

La gráfica muestra, para cada año (2020 a 2023), el factor de planta medio por tecnología. Se ve que el carbón y la geotermia suelen tener factores de planta altos o moderados, mientras que el diésel permanece con valores muy bajos (se emplea mayormente como respaldo). La hidroeléctrica, eólica y solar fluctúan en valores intermedios, en parte por su variabilidad estacional y disponibilidad natural. En términos de resiliencia, un mix en el que varias tecnologías mantienen factores de planta razonables reduce la dependencia de una sola fuente.

Índice de Penetración de Generación Renovable No Convencional

Mide la proporción de capacidad de generación proveniente de fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, geotérmica), que pueden diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles vulnerables a interrupciones por eventos climáticos. Una mayor capacidad de generación renovable no convencional aumenta la resiliencia del sistema eléctrico.

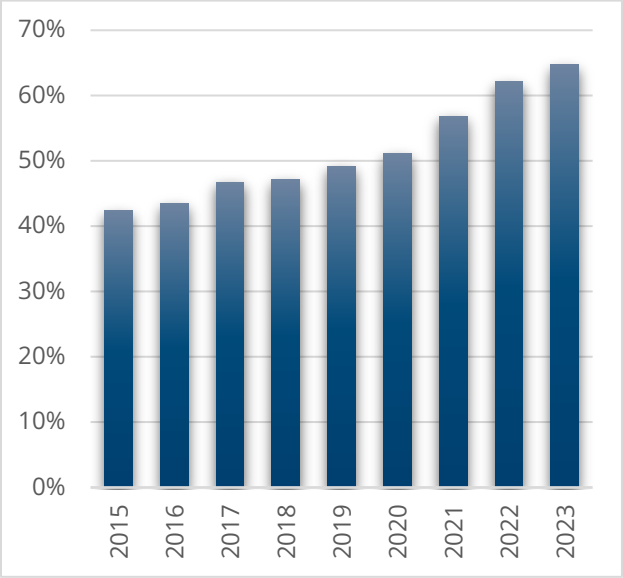


Figura 22: Índice de Penetración de Generación Renovable No Convencional

Este índice calcula la proporción de capacidad instalada proveniente de fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, geotérmica) respecto al total. El umbral superior (sobre 25%) indica alta resiliencia y diversificación.

La gráfica (2015 a 2023) muestra un incremento sostenido de esa proporción, pasando de valores cercanos a 40–45% hasta superar incluso el 60% o más en los últimos años. Esto implica una creciente participación de energías renovables no convencionales, lo que se asocia con menor dependencia de los combustibles fósiles y mayor flexibilidad para enfrentar restricciones de suministro o fluctuaciones de precios. Por tanto, bajo los criterios de la tabla, el sistema presenta una alta resiliencia en este aspecto.

Indicadores de transporte de energía eléctrica

A continuación, se presenta un comentario integrado sobre los ocho indicadores de infraestructura eléctrica (de la Tabla siguiente) mostrados en el panel de datos.

Mes	Región	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8
ene-2024	1	0.146	0.049	99.98%	3.001	0.004	333	138.5	4.5
feb-2024	1	0.198	0.087	99.97%	2.286	0.005	287	18.5	3.7
mar-2024	1	0.181	0.117	99.98%	1.550	0.009	375	20.7	3.4
abr-2024	1	0.144	0.056	99.98%	2.567	0.004	402	45.5	4.0
may-2024	1	0.201	0.049	99.97%	4.122	0.003	462	50.6	4.4
jun-2024	1	0.096	0.043	99.99%	2.235	0.002	381	24.3	3.2
jul-2024	1	0.431	0.256	99.94%	1.685	0.024	497	19.5	3.8
ago-2024	1	0.192	0.075	99.97%	2.559	0.001	284	71.7	4.2
sept-2024	1	0.055	0.033	99.99%	1.637	0.004	253	66.1	3.8
ene-2024	2	0.077	0.390	99.99%	0.197	0.056	463	27.2	2.6
feb-2024	2	0.077	0.072	99.99%	1.074	0.007	475	111.2	3.5
mar-2024	2	0.280	0.288	99.96%	0.975	0.038	508	30.2	2.8
abr-2024	2	0.246	0.133	99.97%	1.851	0.015	569	25.8	3.8
may-2024	2	0.099	0.084	99.99%	1.186	0.008	421	17.7	3.4
jun-2024	2	0.418	0.191	99.94%	2.182	0.016	429	44.8	3.5
jul-2024	2	0.901	0.348	99.88%	2.588	0.057	529	33.0	3.5
ago-2024	2	0.119	0.090	99.98%	1.315	0.003	494	81.1	3.7
sept-2024	2	0.122	0.075	99.98%	1.633	0.016	435	18.4	3.1
ene-2024	3	0.855	0.460	99.89%	1.860	0.038	430	26.2	3.2
feb-2024	3	0.133	0.282	99.98%	0.472	0.016	378	21.0	2.5
mar-2024	3	0.128	0.189	99.98%	0.679	0.014	353	14.3	2.7
abr-2024	3	0.607	0.087	99.92%	7.010	0.006	380	57.9	5.1
may-2024	3	0.074	0.041	99.99%	1.808	0.002	288	28.5	3.3
jun-2024	3	0.095	0.130	99.99%	0.727	0.006	345	24.6	3.1
jul-2024	3	0.064	0.035	99.99%	1.834	0.003	273	45.4	3.3
ago-2024	3	0.196	0.070	99.97%	2.810	0.001	405	37.0	3.1
sept-2024	3	0.126	0.137	99.98%	0.923	0.017	281	23.7	2.8
ene-2024	4	0.107	0.044	99.99%	2.413	0.011	671	24.8	3.4
feb-2024	4	0.193	0.093	99.97%	2.068	0.016	726	25.6	3.2
mar-2024	4	0.169	0.108	99.98%	1.569	0.025	797	27.2	3.3
abr-2024	4	0.367	0.230	99.95%	1.591	0.046	930	25.1	2.9
may-2024	4	0.520	0.253	99.93%	2.059	0.045	1,164	29.2	3.5
jun-2024	4	0.370	0.196	99.95%	1.887	0.029	1,199	49.6	3.5
jul-2024	4	0.074	0.051	99.99%	1.446	0.015	882	19.0	3.2
ago-2024	4	0.604	0.221	99.92%	2.741	0.012	878	56.2	4.1
sept-2024	4	0.099	0.130	99.99%	0.767	0.049	709	35.3	3.1
ene-2024	5	0.263	0.069	99.96%	3.790	0.047	3,041	744.0	4.7
feb-2024	5	1.868	0.529	99.73%	3.534	0.239	7,358	696.0	205.4
mar-2024	5	0.460	0.151	99.94%	3.053	0.093	5,620	744.0	220.2
abr-2024	5	0.259	0.053	99.96%	4.844	0.028	4,354	720.0	141.0
may-2024	5	0.862	0.139	99.88%	6.214	0.065	6,605	744.0	87.1
jun-2024	5	0.789	0.153	99.89%	5.162	0.059	7,669	720.0	64.3
jul-2024	5	0.216	0.049	99.97%	4.451	0.037	4,556	744.0	102.5
ago-2024	5	2.781	0.214	99.63%	13.000	0.031	6,579	744.0	79.8
sept-2024	5	0.245	0.056	99.97%	4.355	0.057	3,637	720.0	121.6
ene-2024	6	0.203	0.220	99.97%	0.926	0.066	1,701	48.0	2.7
feb-2024	6	0.681	0.640	99.90%	1.064	0.129	2,466	75.7	2.4
mar-2024	6	0.123	0.126	99.98%	0.979	0.035	1,224	29.6	2.9
abr-2024	6	0.399	0.236	99.94%	1.688	0.056	1,671	29.5	3.3
may-2024	6	0.591	0.290	99.92%	2.041	0.060	2,371	32.2	3.4

Mes	Región	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8
jun-2024	6	0.992	0.366	99.86%	2.715	0.063	2,899	209.5	4.3
jul-2024	6	0.105	0.090	99.99%	1.163	0.031	1,730	25.4	2.7
ago-2024	6	14.533	1.197	98.05%	12.145	0.076	3,217	271.3	18.4
sept-2024	6	0.289	0.231	99.96%	1.254	0.104	1,476	19.3	2.5
ene-2024	7	0.405	0.487	99.95%	0.832	0.185	4,469	31.4	2.4
feb-2024	7	0.905	0.678	99.87%	1.335	0.172	4,448	51.3	2.6
mar-2024	7	0.253	0.153	99.97%	1.649	0.053	2,718	28.8	3.0
abr-2024	7	0.618	0.290	99.91%	2.134	0.086	3,902	33.3	3.6
may-2024	7	0.255	0.158	99.97%	1.615	0.041	3,476	149.6	3.3
jun-2024	7	2.760	0.956	99.62%	2.886	0.208	7,031	102.6	5.7
jul-2024	7	0.323	0.381	99.96%	0.848	0.164	3,878	23.8	2.4
ago-2024	7	3.099	0.766	99.58%	4.045	0.061	4,629	105.2	7.2
sept-2024	7	0.241	0.158	99.97%	1.530	0.089	2,623	33.4	2.8
ene-2024	8	0.260	0.228	99.96%	1.143	0.112	2,652	68.1	3.3
feb-2024	8	0.423	0.226	99.94%	1.875	0.075	2,580	76.5	3.7
mar-2024	8	0.270	0.308	99.96%	0.877	0.138	2,339	100.5	3.5
abr-2024	8	1.464	0.514	99.80%	2.847	0.198	3,499	122.5	6.4
may-2024	8	0.336	0.233	99.95%	1.445	0.079	3,050	146.6	4.4
jun-2024	8	1.057	0.479	99.85%	2.205	0.136	3,572	114.9	5.4
jul-2024	8	1.022	0.340	99.86%	3.009	0.190	2,861	336.6	7.6
ago-2024	8	7.767	1.266	98.96%	6.137	0.132	5,721	465.7	20.4
sept-2024	8	0.215	0.138	99.97%	1.563	0.101	2,102	62.9	3.8
ene-2024	9	0.265	0.204	99.96%	1.296	0.067	3,287	69.2	3.9
feb-2024	9	0.435	0.409	99.94%	1.063	0.090	4,414	124.5	4.0
mar-2024	9	0.404	0.298	99.95%	1.356	0.089	3,794	76.5	4.2
abr-2024	9	1.400	0.671	99.81%	2.086	0.172	6,229	146.7	6.2
may-2024	9	0.488	0.306	99.93%	1.597	0.069	4,399	102.3	5.1
jun-2024	9	0.935	0.512	99.87%	1.826	0.096	5,315	166.8	5.7
jul-2024	9	3.232	0.588	99.57%	5.500	0.219	4,579	359.7	9.2
ago-2024	9	16.174	1.824	97.83%	8.866	0.127	8,588	732.7	25.9
sept-2024	9	0.408	0.410	99.94%	0.994	0.201	4,048	99.3	3.8
ene-2024	10	0.199	0.162	99.97%	1.225	0.048	2,625	735.0	4.5
feb-2024	10	0.272	0.109	99.96%	2.497	0.021	2,282	70.5	4.7
mar-2024	10	0.803	0.563	99.89%	1.426	0.150	2,955	84.3	4.2
abr-2024	10	3.833	0.548	99.47%	6.993	0.126	4,514	125.0	10.5
may-2024	10	0.430	0.179	99.94%	2.404	0.036	3,080	68.3	4.9
jun-2024	10	0.270	0.152	99.96%	1.782	0.026	2,709	124.1	4.5
jul-2024	10	1.021	0.198	99.86%	5.146	0.066	3,163	176.8	7.7
ago-2024	10	2.089	0.741	99.72%	2.821	0.046	4,397	150.1	9.0
sept-2024	10	0.516	0.244	99.93%	2.112	0.107	2,371	215.3	5.9
ene-2024	11	0.577	0.670	99.92%	0.862	0.023	392	29.4	2.3
feb-2024	11	0.469	0.454	99.93%	1.033	0.011	359	25.9	2.7
mar-2024	11	0.180	0.309	99.98%	0.581	0.010	290	18.0	2.7
abr-2024	11	0.241	0.189	99.97%	1.276	0.005	265	21.8	2.7
may-2024	11	0.203	0.134	99.97%	1.509	0.003	331	74.0	3.7
jun-2024	11	0.863	0.334	99.88%	2.585	0.007	389	48.7	4.2
jul-2024	11	0.132	0.153	99.98%	0.862	0.006	438	39.5	2.0
ago-2024	11	0.116	0.095	99.98%	1.217	0.001	182	23.1	2.5
sept-2024	11	0.518	0.245	99.93%	2.120	0.013	279	140.5	3.1
ene-2024	12	0.037	0.137	99.99%	0.273	0.007	97	5.8	1.6
feb-2024	12	0.639	0.489	99.91%	1.306	0.017	162	6.9	2.4
mar-2024	12	0.011	0.009	100.00%	1.185	0.000	90	6.3	2.7
abr-2024	12	0.024	0.031	100.00%	0.749	0.001	98	5.0	1.8
may-2024	12	0.050	0.042	99.99%	1.188	0.002	109	6.0	2.1
jun-2024	12	0.066	0.221	99.99%	0.299	0.007	128	5.8	1.5
jul-2024	12	0.007	0.007	100.00%	0.904	0.000	125	7.6	1.9
ago-2024	12	0.012	0.027	100.00%	0.436	0.000	97	5.9	2.4

Mes	Región	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8
sept-2024	12	0.008	0.005	100.00%	1.680	0.000	122	5.7	1.9
ene-2024	13	0.137	0.111	99.98%	1.230	0.223	3,580	744.0	2.8
feb-2024	13	0.115	0.108	99.98%	1.066	0.145	3,517	696.0	3.4
mar-2024	13	0.048	0.127	99.99%	0.380	0.232	2,775	744.0	2.6
abr-2024	13	0.076	0.089	99.99%	0.855	0.139	2,655	720.0	3.1
may-2024	13	0.954	0.368	99.87%	2.592	0.511	11,842	744.0	6.5
jun-2024	13	0.614	0.228	99.91%	2.692	0.263	7,706	720.0	5.2
jul-2024	13	0.047	0.037	99.99%	1.257	0.085	3,708	68.6	3.8
ago-2024	13	15.721	1.101	97.89%	14.275	0.468	14,551	359.2	30.4
sept-2024	13	0.057	0.043	99.99%	1.334	0.128	3,205	41.1	3.0
ene-2024	14	0.273	0.132	99.96%	2.076	0.017	1,091	120.2	3.4
feb-2024	14	0.352	0.395	99.95%	0.891	0.035	1,250	69.7	3.9
mar-2024	14	0.577	0.613	99.92%	0.942	0.074	1,557	60.5	4.0
abr-2024	14	1.573	0.726	99.78%	2.167	0.075	2,061	84.1	5.9
may-2024	14	0.367	0.305	99.95%	1.204	0.028	1,347	45.9	4.0
jun-2024	14	1.000	0.469	99.86%	2.133	0.036	1,579	81.2	4.8
jul-2024	14	2.286	0.580	99.69%	3.939	0.087	1,252	318.6	12.1
ago-2024	14	14.871	1.588	98.00%	9.362	0.045	2,848	519.9	29.1
sept-2024	14	0.256	0.284	99.96%	0.902	0.056	1,228	76.4	3.5
ene-2024	15	0.310	0.470	99.96%	0.661	0.029	497	23.9	2.3
feb-2024	15	0.108	0.168	99.98%	0.644	0.007	343	18.6	2.8
mar-2024	15	0.157	0.337	99.98%	0.465	0.019	351	23.2	2.6
abr-2024	15	0.111	0.180	99.98%	0.613	0.009	281	21.6	3.3
may-2024	15	0.735	0.881	99.90%	0.834	0.037	383	23.5	2.9
jun-2024	15	0.129	0.588	99.98%	0.220	0.021	280	45.8	2.7
jul-2024	15	0.174	0.190	99.98%	0.914	0.013	264	17.1	3.6
ago-2024	15	0.088	0.238	99.99%	0.372	0.003	256	31.7	3.4
sept-2024	15	0.083	0.136	99.99%	0.611	0.012	170	15.8	2.5
ene-2024	16	0.303	0.384	99.96%	0.789	0.069	1,148	23.1	2.6
feb-2024	16	0.363	0.180	99.95%	2.020	0.022	1,098	249.6	3.6
mar-2024	16	0.254	0.187	99.97%	1.356	0.031	981	30.7	3.2
abr-2024	16	1.023	0.339	99.86%	3.022	0.048	1,267	49.7	4.6
may-2024	16	0.309	0.216	99.96%	1.434	0.027	1,170	119.7	3.3
jun-2024	16	1.019	0.458	99.86%	2.227	0.047	1,724	119.9	4.7
jul-2024	16	0.242	0.123	99.97%	1.968	0.025	904	85.0	3.7
ago-2024	16	2.964	0.571	99.60%	5.189	0.022	1,816	201.5	9.8
sept-2024	16	0.351	0.291	99.95%	1.206	0.078	1,014	49.5	3.1

Tabla 8. Indicadores de transporte de energía eléctrica

Disponibilidad del Sistema (SAIDI – 3.1)

Este indicador mide las horas (o fracción de horas) promedio de interrupción del servicio eléctrico por usuario en un período, atribuibles a eventos climáticos.

La mayoría de las regiones y meses exhiben valores bastante bajos (por debajo de 1 hora), lo cual sugiere un buen desempeño del sistema, con interrupciones cortas o muy puntuales.

Sin embargo, se aprecian algunos repuntes significativos: por ejemplo, en la Región 8 en agosto de 2024 (7.767 horas) o la Región 13 en agosto de 2024 (15.721 horas). Esos picos implican que allí ocurrieron incidentes graves o prolongados, elevando notablemente el promedio de horas sin servicio.

Frecuencia de Interrupciones (SAIFI – 3.2)

Refleja cuántas veces, en promedio, un usuario experimenta una interrupción por eventos climáticos en el período.

En la mayoría de los casos, los valores (0.1 a 0.4 aproximadamente) indican una frecuencia relativamente baja de fallas, aunque en ciertos meses y regiones sube por encima de 0.6 o 0.7 (por ejemplo, Región 7 en febrero o junio de 2024).

Una frecuencia elevada combinada con una duración prolongada (SAIDI alto) agrava la vulnerabilidad de la zona, pues los usuarios no solo sufren más cortes, sino que estos pueden ser largos.

Fiabilidad del Sistema (3.3)

Mide el porcentaje de tiempo que la red está operativa sin interrupciones.

De forma general, casi todas las lecturas superan el 99.90 %, lo cual denota un sistema muy confiable durante gran parte del tiempo.

Los descensos más notorios se dan en episodios críticos (por ejemplo, Región 6 en agosto de 2024 cae a 98.05 % o Región 8 en agosto de 2024 a 98.96 %), revelando meses de alta incidencia de fallas.

Tasa de Respuesta ante Interrupciones (3.4)

Corresponde al tiempo medio de restablecimiento del servicio, desde que inicia una interrupción hasta su solución.

En los datos se observan valores muy variables, desde fracciones de hora (0.20–0.30) hasta cifras que superan varias horas (por ejemplo, 14.275 horas en la Región 13, agosto de 2024). Un valor alto denota lentitud en la respuesta y, por ende, menor resiliencia en ese período o región concreta.

Donde la Tasa de Respuesta se mantiene baja (entre 1 y 2 horas), indica mayor capacidad de las cuadrillas y la red para reponer el servicio con rapidez.

Índice de Concentración de Interrupciones por Región (3.5)

Muestra qué proporción de las interrupciones totales del país se concentra en cada región, expresado como un número menor a 1 (si lo consideramos en forma decimal) o en porcentajes.

Generalmente, los valores se mueven entre 0.00x y 0.1x, lo que significa que las interrupciones se distribuyen sin sobresalir mucho una sola región.

En algunos casos, sin embargo, se ven valores por encima de 0.40 o 0.50 (por ejemplo, Región 13 en mayo y agosto de 2024 o Región 8 en determinados meses), revelando que un porcentaje importante de las interrupciones a nivel nacional se concentra ahí, lo que sugiere mayor vulnerabilidad regional.

Número de Incidencias por Región (3.6)

Es el recuento total de cortes o incidencias, sin normalizar por número de usuarios, lo que permite identificar cuántas interrupciones se produjeron en cada periodo y lugar.

En regiones con alta población o infraestructura extensa, como la 5 o la 9, suelen verse cifras más elevadas (por ejemplo, 7,358 en febrero de 2024 o 8,588 en agosto de 2024).

Un aumento de incidencias no necesariamente implica peor desempeño si el tiempo de restablecimiento es bajo, pero sí indica que la zona está expuesta a numerosos eventos que pueden escalar la vulnerabilidad si no se gestionan eficazmente.

Duración de Incidencia Más Severa (3.7)

Marca el número de horas (o minutos) de la interrupción más larga registrada en cada región y mes.

Es común observar valores de algunas decenas de horas, pero hay picos muy relevantes: en ciertas regiones los valores superan 200 o 300 horas (por ejemplo, la Región 8 en julio de 2024 con 336.6 horas o la Región 13 en agosto con 359.2 horas), equivalentes a incidencias que perduran por más de 10 días.

Tales episodios prolongados reflejan una situación de alta vulnerabilidad para usuarios y equipamiento, pues la red tardó mucho tiempo en recuperarse tras el evento.

Duración Promedio de Incidencias (3.8)

Calcula el promedio de horas de todas las incidencias en el período.

En la mayoría de los casos, oscila entre 2 y 5 horas, pero puede subir significativamente en escenarios críticos. Regiones como la 13 o la 8 en meses con eventos grandes muestran promedios de 7 u 8 horas, e incluso valores por encima de 20 horas en casos extremos (por ejemplo, la Región 8 en agosto de 2024 reporta 20.4 horas de promedio).

Un alza en la duración promedio, acompañada de un incremento en la duración máxima, indica menor resiliencia y mayor afectación de la población al no contar con suministro eléctrico estable.

En síntesis, estos datos muestran que la mayoría de las regiones suele mantener buenos niveles de fiabilidad (cercanos o por encima de 99.9 %) y un SAIDI bajo, lo cual sugiere una red razonablemente robusta. Sin embargo, en meses con eventos climáticos intensos (por ejemplo, agosto de 2024 en varias regiones), se observan interrupciones prolongadas y un incremento en la concentración de incidencias, elevando tanto la duración más severa como la duración promedio. Este comportamiento pone de manifiesto la importancia de seguir reforzando la resiliencia (por ejemplo, mejorando la tasa de respuesta y la capacidad de recuperación) y reduciendo la vulnerabilidad de las zonas donde se disparan repentinamente los indicadores de fallas.

www.energypartnership.cl