



“Desarrollo de una metodología para la incorporación de atributos de seguridad, resiliencia y capacidad adaptativa en la planificación energética para dar cumplimiento al plan sectorial de mitigación y adaptación al cambio climático de energía”

INFORME FINAL

POR:

E2BIZ

**INVESTIGACIÓN APLICADA EN LAS ÁREAS DE ENERGÍA, MEDIO
AMBIENTE, ECONOMÍA Y TERRITORIO**

PARA:

**Ministerio de Energía
Santiago – 2025**

Autores

Jacques Clerc Parada, E2BIZ

Camilo Prats Fuentealba, E2BIZ

Revisión

Isabella Villanueva García, Ministerio de Energía

Matías Paredes Vergara, Ministerio de Energía

Pablo Fernández Aros, Comisión Nacional de Energía

Lilian Hernández Carrasco, Comisión Nacional de Energía

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada para el Ministerio de Energía de Chile, que es la institución contraparte. Sin perjuicio de lo anterior, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile.

Santiago de Chile, 19 de diciembre de 2025.

CONTENIDO

Contenido	2
1 Resumen Ejecutivo	5
2 Introducción	9
3 Entendimiento y diagnóstico de la incorporación de resiliencia en la planificación energética chilena	11
3.1 Una introducción al concepto de resiliencia en el sistema eléctrico	11
3.2 Impactos Típicos de Eventos Extremos en Generación y Transmisión	13
3.3 Distinciones con conceptos afines y precisiones sobre el concepto de resiliencia	14
3.3.1 Confiabilidad, Suficiencia y Seguridad Operacional	14
3.3.2 Marco de atributos de resiliencia	15
3.3.3 Resiliencia de Servicio versus Resiliencia de Infraestructura	16
3.3.4 Resiliencia Ex Ante versus Ex Post	17
3.4 Métricas de Resiliencia	18
3.5 PELP, PEAT y Resiliencia	24
3.5.1 El proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)	24
3.5.2 Enfoque de Resiliencia en la PELP	25
3.5.3 Enfoque de Resiliencia en el PEAT	27
3.5.4 Diagnóstico de resiliencia en la planificación energética nacional	29
4 Análisis histórico de interrupciones de suministro	32
4.1 Tendencias generales	33
4.2 Análisis detallado de Transmisión Nacional y Transmisión Zonal	37
5 Propuesta metodológica para la PELP	44
5.1 Métricas priorizadas en el contexto de la PELP	45
5.1.1 Estructura funcional	46
5.1.2 Energía no suministrada (ENS)	46
5.1.3 Inercia del sistema (proxy de estabilidad de frecuencia)	47
5.1.4 Costos operacionales del sistema	48
5.1.5 Margen de reserva	48
5.1.6 Emisiones asociadas al despacho	49

5.2	Visión general de la propuesta metodológica.....	50
5.3	Flujo de Geoprocesamiento para Evaluación de Riesgos.....	51
5.3.1	Carga y preparación de los mapas de amenaza y líneas de transmisión.....	52
5.3.2	Intersecciones espaciales por amenaza.....	53
5.3.3	Uniones espaciales, consolidación de capa resultante y resultados.....	56
5.4	Resiliencia y Señales de Localización en el contexto de la PELP.....	59
6	Propuesta metodológica para el PEAT	63
6.1	Métricas Priorizadas en el Contexto PEAT.....	63
6.1.1	Núcleos y familias de métricas en el contexto del PEAT.....	63
6.1.2	Métricas priorizadas	65
6.2	Justificación económica de infraestructura de transmisión por criterios de resiliencia	68
6.2.1	Justificación conceptual.....	68
6.2.2	Un ejercicio ilustrativo.....	70
i.	Caso base.....	70
ii.	Incorporación de incertidumbre.....	72
6.2.3	Reflexiones en torno a la justificación de obras de transmisión.....	76
6.3	Análisis de riesgos: caso aplicado.....	77
6.3.1	Caso evaluado PEAT.....	77
6.3.2	Metodología de resiliencia CNE: capas de información, ajustes metodológicos y geoprocesos.....	79
6.3.3	Resultados.....	88
6.3.4	Señales de localización: índice agregado multi-amenaza.....	92
6.3.5	Visualización cartográfica de ENS.....	95
6.4	Metodología práctica de implementación en el PEAT.....	97
6.5	Incentivos para la localización de proyectos de transmisión en zonas estratégicas para la resiliencia.....	99
6.5.1	Revisión Internacional.....	99
6.5.2	Propuesta de incentivos.....	102
7	Costos, beneficios y marco de implementación para la resiliencia en la planificación energética.....	107
7.1	Análisis económico de costos y beneficios de la resiliencia en la PELP y el PEAT.....	107

7.1.1	Marco económico de la resiliencia en transmisión eléctrica: triple dividendo y costos de adaptación.....	108
7.1.2	Análisis de costos y beneficios en la PELP.....	116
7.1.3	Análisis de costos y beneficios en el PEAT.....	138
7.1.4	Indicadores de vulnerabilidad socioambiental como complemento a la toma de decisiones de inversión	145
7.2	Flujo de costos y beneficios de la implementación de resiliencia en transmisión.....	150
7.2.1	Contexto tarifario 2025 y orden de magnitud del impacto.....	150
7.2.2	Propuesta Metodológica.....	153
7.3	Mejoras metodológicas a la PELP para la internalización de resiliencia y capacidad adaptativa.....	156
7.4	Plan de acción de políticas, regulación e instrumentos económicos para la resiliencia energética	158
7.4.1	Acción 1. Integrar explícitamente la resiliencia en la PELP y el PEAT mediante un piloto de criterios y métricas, con opción de posterior formalización regulatoria.....	158
7.4.2	Acción 2. Mesa de gobernanza y observatorio de costos, beneficios e impactos distributivos de la resiliencia.....	159
7.4.3	Acción 3. Estándares mínimos y planes de resiliencia de empresas de transmisión con reporte de desempeño.....	160
7.4.4	Acción 4. Diseñar una hoja de ruta y pilotos de señalización de costos de resiliencia, como base para una eventual transición a cargos de transmisión con componente localizado pro-resiliencia.....	160
7.4.5	Acción 5. Operacionalizar regulaciones e incentivos para inversiones resilientes en transmisión mediante pilotos acotados, como antesala a eventuales ajustes regulatorios	162
8	Conclusiones.....	165
9	Bibliografía	170
10	Anexos	173
10.1	Cálculo de riesgos del análisis de caso.....	173
10.2	Otras potenciales fuentes de información y su potencial impacto el caso de las capas de tsunami.....	179

RESUMEN EJECUTIVO

La creciente exposición del sistema eléctrico chileno a amenazas climáticas y ambientales- tales como eventos hidrológicos extremos, incendios forestales, aluviones y sismos- ha evidenciado la urgencia de trascender el enfoque tradicional de seguridad de suministro. En el escenario actual, ya no basta con que el sistema cumpla estándares de confiabilidad bajo condiciones operativas normales; es imperativo avanzar hacia una mirada explícita de resiliencia y capacidad adaptativa. Este nuevo paradigma exige que el sistema esté preparado para enfrentar eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP), limitando sus impactos y asegurando la recuperación en plazos razonables. En este contexto, el presente estudio desarrolla una arquitectura metodológica diseñada para integrarse en los dos instrumentos principales de planificación del sector: la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y el Plan de Expansión Anual de la Transmisión (PEAT), en plena consistencia con el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía.

En términos operativos, la propuesta aborda la transición desde la teoría hacia la planificación concreta de infraestructura mediante tres pilares fundamentales: primero, el tránsito desde el diseño para el "caso promedio" hacia la gestión de eventos de cola larga (baja probabilidad, pero impacto catastrófico); segundo, la evolución de modelos abstractos hacia un screening georreferenciado de amenazas sobre activos críticos, utilizando capas de riesgo y geoprocesos sistemáticos; y tercero, la traducción de conceptos generales de resiliencia en métricas accionables, tales como la Energía No Suministrada (ENS), indicadores de desempeño bajo estrés y métricas de riesgo financiero y operativo tipo VaR (Value at Risk) y CVaR (Conditional Value at Risk).

El diagnóstico de este estudio establece que la resiliencia es un atributo complementario, pero cualitativamente distinto a la confiabilidad. Mientras la confiabilidad se enfoca en estándares bajo contingencias de diseño (N-1), la resiliencia aborda la capacidad de anticipar, absorber, recuperar y aprender ante desastres extraordinarios. El objetivo no es la predicción exacta del próximo evento extremo, sino la preparación del sistema para desempeñarse con solidez frente a un conjunto de escenarios físicamente plausibles. Actualmente, si bien la PELP y el PEAT han dado pasos hacia la incorporación de análisis de estrés, la resiliencia aún carece de métricas normalizadas. Por ello, este trabajo propone indicadores que permiten caracterizar tanto las pérdidas esperadas como la exposición a eventos de cola. Estas métricas no reemplazan los análisis de estrés, sino que los refuerzan, permitiendo explorar configuraciones críticas más allá de la experiencia histórica disponible.

Para la PELP, se propone una metodología acoplada al flujo de trabajo de largo plazo que integra el análisis geoespacial sistemático con modelos de optimización. Mediante geoprocesos estandarizados, se cruzan las trazas de transmisión con capas de amenaza oficiales para identificar corredores y zonas de riesgo prioritario. Sobre estos corredores se construyen escenarios comparativos "con" y "sin" infraestructura refuerzo, utilizando simulaciones de Monte Carlo y procesos de Poisson para modelar la frecuencia y severidad de las amenazas. Este proceso permite cuantificar un "dividendo de resiliencia" asociado a obras específicas, capturando

beneficios que los modelos de costo mínimo tradicionales suelen omitir.

A nivel de obras concretas en el PEAT, la metodología se adapta para evaluar proyectos de transmisión nacional y zonal mediante las herramientas propias de la Comisión Nacional de Energía (CNE). El enfoque se centra en comparaciones bajo escenarios de estrés, valorando los beneficios mediante un triple dividendo: la reducción de la ENS y costos directos (dividendo 1), los beneficios económicos inducidos (dividendo 2) y los impactos socioambientales positivos en territorios vulnerables (dividendo 3). De este modo, la PELP orienta la estrategia en zonas críticas y el PEAT materializa esas señales en proyectos con alta resolución técnica y territorial.

Finalmente, el estudio analiza la viabilidad financiera y el impacto en el usuario final. Se estima que cada millón de dólares invertido en resiliencia y reconocido en el sistema implica un impacto tarifario medio de aproximadamente 0,001 US\$/MWh al repartirse sobre la demanda total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Si bien este efecto unitario es marginal, el desarrollo de portafolios de gran escala justifica una atención específica a los efectos distributivos. En respuesta, se sugiere una hoja de ruta institucional que incluye la creación de una gobernanza de riesgos, el fortalecimiento de la calidad de datos geoespaciales y el despliegue de pilotos regulatorios. En síntesis, esta arquitectura metodológica dota al Estado de criterios replicables y basados en evidencia para priorizar carteras de proyectos costo-efectivas, asegurando que la infraestructura eléctrica sostenga el desarrollo del país frente a los desafíos del cambio climático.

EXECUTIVE SUMMARY

The growing exposure of the Chilean electrical system to climate and environmental threats—such as extreme hydrological events, wildfires, mudflows, and earthquakes—has highlighted the urgency of transcending the traditional approach to security of supply. In the current landscape, it is no longer sufficient for the system to meet reliability standards under normal operating conditions; it is imperative to move toward an explicit focus on resilience and adaptive capacity. This new paradigm requires the system to be prepared to face High-Impact, Low-Probability (HILP) events, limiting their consequences and ensuring recovery within reasonable timeframes. In this context, this study develops a methodological architecture designed to be integrated into the sector's two main planning instruments: Long-Term Energy Planning (PELP) and the Annual Transmission Expansion Plan (PEAT), in full alignment with the Sectoral Climate Change Mitigation and Adaptation Plan for Energy.

In operational terms, the proposal addresses the transition from theory to concrete infrastructure planning through three fundamental pillars: first, the shift from designing for the "average case" toward managing "long-tail" events (low probability, but catastrophic impact); second, the evolution from abstract models toward georeferenced screening of threats to critical assets, utilizing risk layers and systematic geoprocessing; and third, the translation of general resilience concepts into actionable metrics, such as Energy Not Served (ENS), stress-performance indicators, and financial and operational risk metrics like VaR (Value at Risk) and CVaR (Conditional Value at Risk).

The diagnosis of this study establishes that resilience is a complementary attribute, yet qualitatively distinct from reliability. While reliability focuses on standards under design contingencies (N-1), resilience addresses the capacity to anticipate, absorb, recover, and learn from extraordinary disasters. The goal is not the exact prediction of the next extreme event, but rather preparing the system to perform robustly against a set of physically plausible scenarios. Currently, although PELP and PEAT have taken steps toward incorporating stress analysis, resilience still lacks standardized metrics. Therefore, this work proposes indicators that allow for the characterization of both expected losses and exposure to tail events. These metrics do not replace stress analyses; rather, they reinforce them, allowing for the exploration of critical configurations beyond available historical experience.

For PELP, a methodology is proposed that is coupled with the long-term workflow, integrating systematic geospatial analysis with optimization models. Through standardized geoprocessing, transmission paths are intersected with official threat layers to identify priority corridors and risk zones. For these corridors, comparative "with" and "without" reinforcement infrastructure scenarios are constructed, using Monte Carlo simulations and Poisson processes to model the frequency and severity of threats. This process allows for the quantification of a "resilience dividend" associated with specific works, capturing benefits that traditional least-cost models typically overlook.

At the level of concrete works within the PEAT, the methodology is adapted to evaluate national and zonal transmission projects using the specific tools of the National Energy Commission (CNE). The focus is centered on comparisons under stress scenarios, valuing benefits through a "triple dividend": the reduction of ENS and direct costs (Dividend 1), induced economic benefits (Dividend 2), and positive socio-environmental impacts in vulnerable territories (Dividend 3). In this way, PELP guides strategy in critical zones, and PEAT operationalizes those signals into projects with high technical and territorial resolution.

Finally, the study analyzes financial viability and the impact on the end-user. It is estimated that every million dollars invested in resilience and recognized within the system implies an average tariff impact of approximately 0.001 USD/MWh when distributed across the total demand of the National Electrical System (SEN). While this unit effect is marginal, the development of large-scale portfolios justifies specific attention to distributive effects. In response, an institutional roadmap is suggested, including the creation of a risk governance framework, the strengthening of geospatial data quality, and the deployment of regulatory pilots. In summary, this methodological architecture provides the State with replicable, evidence-based criteria to prioritize cost-effective project portfolios, ensuring that electrical infrastructure sustains the country's development in the face of climate change challenges.

1 INTRODUCCIÓN

La creciente exposición del sistema energético chileno a amenazas climáticas y ambientales – como eventos hidrológicos extremos, olas de calor, incendios forestales, aluviones y otros fenómenos de alta severidad– ha puesto en evidencia la necesidad de complementar el enfoque tradicional de seguridad de suministro con una mirada explícita de resiliencia y capacidad adaptativa. En particular, la infraestructura de transmisión y la planificación de largo plazo del sector deben ser capaces no solo de garantizar suficiencia y eficiencia en condiciones normales, sino también de resistir, absorber, adaptarse y recuperarse frente a eventos extremos, manteniendo un desempeño aceptable desde la perspectiva técnica, económica y social.

En este contexto, el presente estudio se desarrolla en el marco de los instrumentos de planificación estratégicos del sector eléctrico chileno –la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), a cargo del Ministerio de Energía y el Plan de Expansión Anual de la Transmisión (PEAT), a cargo de la Comisión Nacional de Energía. Su propósito central es avanzar hacia una integración coherente y trazable de los atributos de seguridad, resiliencia y capacidad adaptativa en ambos procesos, de modo que las decisiones de inversión y operación reflejen de mejor forma los riesgos climáticos y sus impactos potenciales sobre el sistema eléctrico y la sociedad.

La relevancia de este trabajo radica en que tributa directamente al Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía, que, a través de su medida A1.A “Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector eléctrico” busca incorporar estos atributos en los procesos, regulación e instrumentos del sector. Dicho plan propone revisar y perfeccionar la metodología de expansión (PEAT) y proponer cómo incorporar atributos de seguridad, resiliencia y adaptación en la planificación energética (PELP), con énfasis en lineamientos operativos, métricas cuantificables y recomendaciones de implementación en los modelos actuales. Este estudio aporta esa arquitectura metodológica y los insumos técnicos para su adopción gradual en los procesos oficiales de planificación y evaluación.

El estudio se organiza en torno a un objetivo general y cuatro objetivos específicos, que orientan tanto el desarrollo metodológico como la elaboración de casos ilustrativos, el análisis de costos y beneficios, y las propuestas de implementación y difusión. A continuación, se presentan los objetivos que guían este trabajo:

Objetivo general: Proponer una metodología integral y robusta para la incorporación de atributos de seguridad, resiliencia y capacidad adaptativa al cambio climático en la planificación del sector energético, abarcando tanto el Plan de Expansión Anual de la Transmisión (PEAT) de la Comisión Nacional de Energía (CNE) como la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, definida en el artículo 83 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en coherencia entre ambos instrumentos y considerando los lineamientos del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía (PSMA);

Objetivo específico 1: Proponer una metodología integral para la incorporación de atributos de resiliencia y capacidad adaptativa al cambio climático en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), para el segmento eléctrico, que esté alineada con los objetivos climáticos nacionales y los requerimientos técnicos y regulatorios del sector eléctrico, y la promoción de incentivos para la localización de proyectos en zonas clave para la resiliencia;

Objetivo específico 2: Proponer una metodología práctica y adaptada para incorporar los atributos de resiliencia y capacidad adaptativa en la infraestructura del Plan de Expansión Anual de la Transmisión (PEAT), desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, alineándola con los principios y enfoques definidos en la metodología del objetivo específico anterior, y asegurando su integración efectiva en las políticas y prácticas de la Comisión Nacional de Energía.;

Objetivo específico 3: Cuantificar de manera detallada los costos y beneficios asociados con la implementación de las metodologías prácticas, usando como base los casos ilustrativos desarrollados en los objetivos específicos N°s 1 y 2, enfocándose en los impactos económicos, operativos y financieros de incorporar resiliencia y capacidad adaptativa en la infraestructura energética. Además, proponer un enfoque práctico para internalizar estos costos y beneficios en el proceso de PELP y PEAT, tomando en cuenta sus respectivos reglamentos, asegurando una infraestructura y operación que sea resiliente, confiable y segura, desde un enfoque costo-efectivo, particularmente en áreas clave como los polos de generación y transmisión.

Objetivo específico 4: Desarrollar e implementar un plan de difusión y capacitación de los resultados y metodologías desarrolladas, asegurando la transferencia de conocimiento tanto dentro del Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, como entre otros actores clave del sector energético, incluidos reguladores, empresas, instituciones académicas y la sociedad civil.

2 ENTENDIMIENTO Y DIAGNÓSTICO DE LA INCORPORACIÓN DE RESILIENCIA EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA CHILENA

2.1 Una introducción al concepto de resiliencia en el sistema eléctrico

La resiliencia en sistemas eléctricos ha evolucionado como un concepto fundamental que trasciende las métricas tradicionales de confiabilidad, abarcando la capacidad de los sistemas para enfrentar eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP por sus siglas en inglés). La literatura especializada presenta múltiples enfoques conceptuales que, aunque divergen en su operacionalización, convergen en elementos centrales que definen esta capacidad adaptativa.

El Ministerio de Energía, en el Informe Definitivo PELP 2023-2027 (Ministerio de Energía, 2025), ha adoptado como referencia la definición de resiliencia propuesta por el Task Force IEEE PES para sistemas de potencia, que la entiende como la *"capacidad para limitar la extensión, impacto sistémico y duración de la degradación con miras a mantener servicios críticos posterior a un evento extraordinario. Las habilitantes claves de una respuesta resiliente incluyen la capacidad para anticipar, absorber, recuperarse rápidamente de, adaptarse a, y aprender de tal evento. Los eventos extraordinarios para un sistema de potencia pueden estar causados por amenazas naturales, accidentes, fallas de equipos, ataques físicos deliberados y ciber-ataques"*. En este enfoque se releva que la resiliencia no se circunscribe únicamente a los activos físicos, sino que también abarca el servicio eléctrico provisto.

En línea con lo anterior, la PELP ha incorporado este marco y lo ha articulado con el enfoque de política climática nacional mandatado por la Ley Marco de Cambio Climático N° 21.455 (Ministerio de Medio Ambiente, 2022) y operacionalizado, a nivel sector energía, mediante el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía (Ministerio de Energía, 2024). Para el caso de la infraestructura eléctrica, se reconoce la necesidad de avanzar hacia definiciones de resiliencia operativas y acotadas al funcionamiento del sistema de potencia.

Por su parte, la literatura especializada aporta distintos matices:

- El National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos define la resiliencia del sistema eléctrico como la capacidad de anticipar, prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes, así como resistir, responder y recuperarse rápidamente de interrupciones mediante soluciones de planificación técnica adaptables y holísticas. Esta definición establece un marco temporal amplio que incorpora tanto medidas proactivas como reactivas, diferenciándose claramente de la confiabilidad tradicional que se orienta principalmente hacia fallas más frecuentes de menor magnitud (NREL, 2025).
- El Electric Power Research Institute (EPRI), a través de su programa Climate READi, define la resiliencia como la capacidad del sistema eléctrico para anticiparse, prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes, así como resistir, responder y recuperarse rápidamente de perturbaciones mediante soluciones de planificación técnica adaptables y holísticas. Su marco metodológico propone una estructura analítica del riesgo físico fundamentada en la interacción de tres componentes esenciales: peligro (hazard), exposición y vulnerabilidad. Se

distingue explícitamente entre procesos de vulnerabilidad de activos y mecanismos de respuesta/adaptación, incorporando una secuencia operativa que incluye: definición de alcance, identificación de peligros y caracterización de exposición, evaluación de vulnerabilidades, preparación de resultados, e identificación y priorización de estrategias de adaptación (EPRI, 2025)

- Sandia National Laboratories enfatiza que la resiliencia debe definirse siempre en relación con amenazas concretas, integrando explícitamente la incertidumbre y la medición cuantitativa de consecuencias, incluyendo energía no suministrada, costos asociados e impactos sobre la vida humana. Su enfoque subraya que la resiliencia es inherentemente relativa a un sistema específico y requiere vínculos explícitos entre amenaza, probabilidad de ocurrencia y magnitud de las consecuencias como condición fundamental para una evaluación robusta (SANDIA, 2015).

Mientras EPRI estructura su marco separando explícitamente los procesos de vulnerabilidad y respuesta para canalizarlos hacia modelos cuantitativos de capacidad, suficiencia y confiabilidad de transmisión, Sandia subraya la necesidad de establecer vínculos matemáticos explícitos entre amenaza específica, función de probabilidad de ocurrencia y cuantificación de consecuencias como condición sine qua non para una evaluación robusta y científicamente válida. La cuantificación temporal emerge como otro elemento diferenciador, donde algunos marcos incorporan métricas dependientes del tiempo basadas en la "curva trapezoidal de resiliencia", que captura las fases de degradación del sistema, tiempo de residencia en estado degradado, y velocidad de recuperación.

Las distintas fuentes convergen en torno a un ciclo común de cuatro fases fundamentales: preparar/anticipar, absorber, recuperar y aprender/adaptar, aunque difieren significativamente en su grado de operacionalización y métricas de evaluación. La fase de preparación incluye todas las medidas proactivas necesarias para fortalecer el sistema ante disrupciones futuras, abarcando desde la caracterización de amenazas hasta el diseño de sistemas redundantes y planes de emergencia. La capacidad de absorción se refiere a la habilidad del sistema para recibir y resistir perturbaciones con daño mínimo y sin pérdida de funcionalidad crítica. La recuperación implica el retorno a un estado funcional después de una disrupción, aunque no necesariamente al 100% de las condiciones previas, ya que el sistema puede haber evolucionado o las condiciones pueden haber cambiado permanentemente. Finalmente, la adaptación representa la capacidad de ajustar sistemas construidos, naturales o sociales en anticipación o respuesta a disrupciones, aprovechando oportunidades beneficiosas y reduciendo impactos negativos.

Esta evolución conceptual refleja el reconocimiento creciente de que los sistemas eléctricos modernos enfrentan amenazas cada vez más complejas e impredecibles, requiriendo marcos analíticos que trasciendan las métricas tradicionales de confiabilidad para abordar la capacidad adaptativa y de transformación ante eventos extremos.

Tabla 1: Definiciones de resiliencia.

Fuente Institución /	Definición / Enfoque	Elementos Clave	Métricas / Indicadores
EEE PES Task Force (adoptada por el Ministerio de Energía de Chile)	Capacidad de limitar la extensión, el impacto sistémico y la duración de las perturbaciones; mantener servicios críticos; aprender y adaptarse.	Resiliencia entendida no solo como atributo de los activos físicos, sino también del servicio eléctrico entregado.	Concentración de la generación/ inercia del sistema
NREL (National Renewable Energy Laboratory)	Resiliencia como la capacidad de prepararse, absorber, adaptarse y recuperarse ante interrupciones. Diferencia resiliencia de confiabilidad (centrada en fallas frecuentes y de menor magnitud).	Enfoque basado en el ciclo completo del evento (antes, durante y después) y la valoración del desempeño bajo condiciones extremas.	Expected Energy Not Served (EENS), Loss of Load Expectation (LOLE), tiempo de restauración, tasa de recuperación, y energía suministrada durante evento. (Murphy et al., 2020)
EPRI Climate READi	Enfoque estructurado de riesgo físico basado en los componentes de peligro (hazard), exposición y vulnerabilidad. Propone procesos separados para evaluación de vulnerabilidad y de respuesta/adaptación.	Introduce el concepto de <i>Climate Data Pipeline</i> y los pasos de planificación integrada: alcance, identificación de peligros, caracterización de vulnerabilidades, preparación de resultados e identificación de estrategias de adaptación.	Valor monetario de interrupciones, beneficio neto de medidas de adaptación, métricas de reducción de riesgo. (EPRI, 2024)
Sandia National Laboratories / Synapse Energy Economics	Resiliencia ligada a amenazas concretas, considerando incertidumbre, consecuencias y desempeño del sistema ante eventos de baja probabilidad y alto impacto.	Introduce el concepto de <i>Resilience Event Performance Metrics</i> , que diferencia el desempeño en días normales y días de evento extremo.	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI, EENS, número de clientes afectados, energía no suministrada (MWh) y duración media de interrupciones en eventos mayores (TMED). (Synapse & Sandia, 2021)

Fuente: Elaboración propia.

2.2 Impactos Típicos de Eventos Extremos en Generación y Transmisión

En el contexto de la infraestructura eléctrica, los eventos de baja probabilidad y alto impacto (HILP, por sus siglas en inglés) pueden generar daños significativos tanto en infraestructura de generación (Gx) como de transmisión (Tx), afectando directamente la continuidad y la resiliencia del suministro. En generación, los impactos típicos se relacionan con la pérdida súbita de capacidad por fallas en componentes críticos, restricciones operativas por condiciones extremas de temperatura, o daños en equipos auxiliares. En transmisión, los efectos más comunes incluyen fallas en boquillas, colapso de torres, cortocircuitos por incendios o inundaciones, y degradación acelerada de aisladores. Estos impactos no solo comprometen la operación inmediata, sino que además implican largos tiempos de recuperación y elevados costos de reparación, convirtiéndose en factores centrales al evaluar la vulnerabilidad del sistema frente a eventos HILP.

Tabla 2: Impactos Típicos de Eventos Extremos en Generación y Transmisión.

Amenaza	Transmisión – mecanismos típicos	Generación – mecanismos típicos
Inundación	Aniego de subestaciones (descargas, daño en sistemas de control); socavación de torres; contaminación húmeda en aisladores	Hidro: vertidos, sedimentos y escombros; Térmica: tomas de enfriamiento y salas eléctricas; Fotovoltaico: anegamiento/inversores
Aluvión/Deslizamiento	Impacto dinámico y colapso de torres; pérdida de accesos; desalineación de vanos	Hidro: bocatomas y abrasión de turbinas; Eólica/ Fotovoltaico: cimentaciones en laderas.
Incendio forestal	Daño térmico a torres/aisladores/cables de fibra óptica; descargas por humo; caída de vegetación	Fotovoltaico: humo/ensuciamiento y fallas a tierra; Eólica: calor en equipos auxiliares; Térmica: hollín conductor
Terremoto	Subestaciones con alta vulnerabilidad (aisladores, barras); fundaciones de torres	Hidro: presas/túneles/casas de máquinas; Térmica: tuberías/auxiliares; Eólica/Fotovoltaico: anclajes
Tsunami	Inmersión salina, impacto de escombros, corrosión	Plantas costeras: enfriamiento y equipos auxiliares; daño estructural; acceso

Fuente: elaboración propia.

2.3 Distinciones con conceptos afines y precisiones sobre el concepto de resiliencia

La comprensión del concepto de resiliencia en sistemas eléctricos requiere distinguirlo claramente de otros términos usados en la ingeniería de potencia y la planificación energética, como confiabilidad, suficiencia y seguridad operacional (NERC, 2023). Aunque comparten fundamentos, la distinción clave es que la resiliencia se define y evalúa, principalmente, en relación con la capacidad del sistema para enfrentar eventos extremos tipo HILP, incorporando dimensiones dinámicas de respuesta, recuperación y aprendizaje frente a perturbaciones de gran magnitud (Murphy et al., 2020)). En este sentido, los eventos HILP se entienden como “shocks” raros, con incertidumbre extrema, sorpresa y, a menudo, sin precedentes históricos (o combinaciones inéditas de riesgos conocidos), que pueden quedar fuera de los umbrales tradicionales de mitigación de riesgo. La definición cuantitativa de estos eventos es compleja porque tanto la probabilidad de ocurrencia como impactos (costos, víctimas u otras consecuencias) son contextuales y dependen de la tolerancia al riesgo de cada país o sector (Pescaroli, 2025).

Las distinciones que se abordan en esta sección contribuyen a una incorporación adecuada de la resiliencia en los instrumentos de PELP y PEAT, donde se requiere evaluar explícitamente la capacidad del sistema eléctrico de Chile para anticipar, resistir y recuperarse ante eventos extremos HILP.

A continuación, se presentan las principales distinciones identificadas en la literatura técnica.

2.3.1 Confiabilidad, Suficiencia y Seguridad Operacional

La North American Electric Reliability Corporation (NERC) establece que la confiabilidad del sistema de potencia se compone fundamentalmente de dos dimensiones complementarias (NERC, 2023):

- **Suficiencia (“adequacy”):** se define como la capacidad del sistema para contar con recursos suficientes que proporcionen a los clientes un suministro continuo de electricidad con el voltaje y frecuencia adecuados, prácticamente todo el tiempo. Esta dimensión se asocia con las condiciones de estado estacionario del sistema y la planificación a largo y corto plazo (NERC, 2023).
- **Confiabilidad operativa o seguridad:** corresponde a la capacidad del sistema de potencia para soportar perturbaciones súbitas e inesperadas, como cortocircuitos o pérdida no anticipada de elementos del sistema debido a causas naturales, sin comprometer la operación segura (NERC, 2023).

La resiliencia se diferencia sustancialmente de la confiabilidad en que aborda específicamente eventos extremos de baja probabilidad y alto impacto, así como los procesos de recuperación del servicio tras dichos eventos. En contraste, la confiabilidad tradicional se centra en el cumplimiento probabilístico de desempeño frente a condiciones esperadas y contingencias consideradas en el diseño del sistema (FERC, 2023), (Panteli, 2017), (Sandia, 2021).

Desde la perspectiva metodológica, la confiabilidad se mide habitualmente con indicadores establecidos como Loss of Load Expectation (LOLE), Loss of Load Probability (LOLP), Expected Energy Not Served (EENS), y a nivel de calidad de servicio, System Average Interruption Duration Index (SAIDI) y System Average Interruption Frequency Index (SAIFI). Sin embargo, estos indicadores tradicionales no capturan adecuadamente por sí solos la degradación progresiva del servicio, la velocidad de recuperación tras eventos extraordinarios, ni la capacidad adaptativa del sistema, aspectos que constituyen elementos centrales del concepto de resiliencia (Panteli, 2017), (Hexstream, s.f.), (Ajenikoko, 2021), (NREL, 2022).

2.3.2 Marco de atributos de resiliencia

Para caracterizar la resiliencia, la European Distribution System Operators (E.DSO) propone entender la resiliencia de los sistemas eléctricos a partir de cuatro atributos que operan de forma complementaria (E.DSO, 2024):

- **Robustez:** capacidad de los activos y del sistema para soportar fuerzas disruptivas (viento, calor extremo, inundaciones, fallas múltiples) sin perder desempeño de manera significativa. Ejemplos: sobredimensionar estructuras, elevar subestaciones, robustecer protecciones, aumentar la inercia disponible.
- **Redundancia:** grado en que existen elementos o rutas sustitutas capaces de cumplir la misma función cuando un componente falla o queda aislado. Ejemplos: doble alimentación a hospitales, mallado de transmisión, reservas de generación y almacenamiento con diversidad tecnológica.
- **Capacidad de respuesta (resourcefulness):** habilidad organizacional y técnica para diagnosticar, priorizar y activar soluciones durante la contingencia, movilizandando recursos materiales, financieros, informacionales, tecnológicos y humanos. Ejemplos: centros de control con protocolos escalonados, logística para cuadrillas, contratos de demanda controlable, acuerdos intersectoriales (agua, telecomunicaciones).

- **Rapidez (rapidity):** velocidad de restauración del servicio hasta niveles aceptables, acotando pérdidas y evitando interrupciones prolongadas. Ejemplos: tiempos objetivo de reposición por tipo de activo, reconfiguración automática de red, planes de arranque en negro y de islas con recursos locales.

Dentro de este marco, la literatura técnica distingue entre robustez (o “endurecimiento”) y resiliencia como conceptos relacionados, pero no equivalentes. La robustez alude principalmente a medidas físicas o técnicas que elevan la resistencia intrínseca del sistema—reforzamiento de activos, incremento de inercia, soterramiento de líneas, materiales de mayor especificación. Estas acciones reducen la probabilidad o severidad del daño físico ante choques externos y son especialmente efectivas frente a amenazas recurrentes y bien caracterizadas (Panteli, 2017).

No obstante, la resiliencia es un concepto más amplio: además de resistencia estructural (robustez) y redundancia, abarca la continuidad del servicio durante el evento (protección de cargas críticas y gestión de la calidad), la recuperación posterior en plazos aceptables, el aprendizaje organizacional y la adaptabilidad del sistema ante condiciones cambiantes (nuevos patrones climáticos, mix tecnológico, interdependencias) (Mishra, 2024) (Panteli, 2017).

En términos de diseño de portafolio, esto implica equilibrar inversiones de endurecimiento (robustez) y redundancias, con capacidades operacionales que mejoran la respuesta y rapidez ante eventos adversos. La capacidad de respuesta (resourcefulness) se traduce en contar, ex ante, con protocolos, datos, herramientas y contratos que permitan diagnosticar rápidamente, priorizar cargas y movilizar recursos (equipos, cuadrillas, repuestos críticos, comunicación con usuarios y sectores esenciales). La rapidez (rapidity) exige objetivos y medios concretos para restaurar la funcionalidad a tiempo de modo de minimizar impactos socioeconómicos adversos.

2.3.3 Resiliencia de Servicio versus Resiliencia de Infraestructura

La práctica de planificación de sistemas eléctricos reconoce que la resiliencia puede analizarse desde dos perspectivas complementarias que requieren enfoques metodológicos diferenciados (Panteli, 2017):

- **Resiliencia de servicio:** se refiere a la capacidad operativa para mantener o recuperar el suministro a los usuarios finales y a los servicios críticos durante y después de eventos disruptivos. Esta perspectiva se centra en indicadores operacionales como la cantidad de capacidad de generación (MW) y demanda de carga (MW) que permanecen conectados y disponibles durante el evento.
- **Resiliencia de infraestructura:** corresponde a la capacidad física y estructural de los activos para resistir daños directos causados por eventos extremos. Se mide típicamente a través de indicadores como el número de líneas de transmisión que permanecen en línea durante el evento.

El Informe Definitivo PELP 2023-2027 (Ministerio de Energía, 2025) adopta esta visión integral, vinculando la resiliencia con la continuidad del servicio eléctrico más allá de la mera protección física de los equipos.

2.3.4 Resiliencia Ex Ante versus Ex Post

La integración de la resiliencia en el ciclo de planificación y operación de sistemas eléctricos puede abordarse a través de dos enfoques temporales complementarios, ex ante y ex post, que requieren metodologías y herramientas diferenciadas (RIIS, 2025), (Oladigbolu, 2025). El enfoque ex ante se refiere a la preparación y medidas implementadas antes de la ocurrencia de un evento HILP, mientras que el ex post corresponde a la respuesta, recuperación y aprendizaje después de ocurrido el evento:

Ex ante (planificación y diseño): incorporación de consideraciones de resiliencia en etapas previas al evento HILP, mediante (NREL, 2022):

- Desarrollo de escenarios y pruebas de estrés que incluyan condiciones extremas más allá de las contingencias de diseño tradicionales¹.
- Desarrollo y aplicación de funciones de vulnerabilidad y análisis de riesgos específicos para eventos de baja probabilidad y alto impacto (HILP). Según NREL (2022), estos eventos incluyen fenómenos meteorológicos severos como vientos extremos, tormentas y olas de calor, cuya frecuencia e intensidad se espera aumenten con el cambio climático, generando mayores exigencias sobre la infraestructura eléctrica y la planificación de su resiliencia.
- Inclusión de opciones tecnológicas flexibles y criterios de adaptabilidad en modelos de expansión y suficiencia del sistema.

Según el Electric Power Research Institute (EPRI), estos insumos metodológicos deben integrarse sistemáticamente en modelos de capacidad, suficiencia, producción y confiabilidad de transmisión existentes (EPRI, 2020)

- **Ex post (operación, recuperación y aprendizaje):** gestión de resiliencia durante y después del evento disruptivo para (NREL, 2022):
 - Mantener servicios críticos durante la perturbación mediante operación adaptativa.
 - Acelerar los procesos de recuperación y restauración del sistema.
 - Incorporar aprendizajes en planificación, diseño y operación futura.

NREL resume estas fases en el ciclo conceptual preparar-absorber-adaptar-recuperar, que proporciona un marco estructurado para la evaluación de resiliencia a lo largo del tiempo. Por su parte, EPRI en su marco “Asset Response” detalla metodológicamente la identificación y caracterización de opciones de adaptación, incluyendo protección física, rediseños de ingeniería, modificaciones operacionales, estrategias de mantenimiento y planes de emergencia, incorporando análisis de costos y beneficios cuando resulta metodológicamente factible (NREL,

¹ Según NREL (2022), el desarrollo de escenarios y pruebas de estrés puede avanzar progresivamente en su nivel de integración y complejidad. En una primera etapa, los análisis pueden basarse en capas de riesgo históricas (por ejemplo, incendios, aluviones, inundaciones o sequías), que permiten identificar infraestructura expuesta y aplicar shocks específicos sobre esos activos críticos. Este enfoque entrega resultados rápidos y territorialmente relevantes sin requerir acoplamientos complejos. En etapas más avanzadas, es posible evolucionar hacia modelos integrados de planificación energética y climática, donde se incorporan datos meteorológicos y proyecciones extremas dentro de los modelos de expansión o de operación (mediante simulaciones estocásticas o de optimización bajo incertidumbre). De esta manera, el sistema analítico puede transitar desde una evaluación descriptiva del riesgo hacia una representación dinámica y probabilística de la resiliencia.

2022), (EPRI, 2020).

Esta distinción temporal es relevante para la planificación integrada de resiliencia, ya que permite la coordinación efectiva y aprendizaje entre las fases de preparación del sistema y las capacidades de respuesta y recuperación, optimizando así la asignación de recursos limitados para el fortalecimiento de la resiliencia del sistema eléctrico.

La resiliencia de infraestructura y la resiliencia de servicio se vinculan directamente con los enfoques ex ante y ex post del ciclo de planificación. Por un lado, la resiliencia de infraestructura se materializa principalmente ex ante, mediante decisiones de diseño, localización y endurecimiento físico (robustez y redundancia) que reducen la vulnerabilidad de los activos ante eventos extremos. Mientras que, por otro lado, la resiliencia de servicio se evidencia con mayor claridad ex post, al evaluarse la capacidad operativa del sistema para mantener el suministro a cargas críticas, recuperarse con rapidez y adaptarse tras la perturbación (resourcefulness y rapidity). En conjunto, ambas perspectivas conforman un marco integrado: ex ante se definen la prevención (medidas estructurales y criterios operativos mínimos) y las métricas objetivo; ex post se mide el desempeño real, se identifican cuellos de botella y se retroalimenta el diseño y la operación futuros.

2.4 Métricas de Resiliencia

La medición de la resiliencia en sistemas eléctricos ha evolucionado considerablemente, abarcando tanto análisis cualitativos como cuantitativos dedicados a evaluar la capacidad de los sistemas para resistir, absorber, adaptarse y recuperarse ante perturbaciones severas. Distintas fuentes destacan que, a diferencia de la confiabilidad tradicional centrada en la frecuencia y duración de interrupciones comunes, la resiliencia enfatiza la respuesta ante disrupciones extremas, destacando su utilidad para escenarios de baja probabilidad y alto impacto. Organismos como ENTSO-E (Europa) y NERC (Norteamérica) han consolidado definiciones y metodologías para medir estos atributos, tanto a futuro (ex ante) con modelos probabilísticos, como post-evento (ex post) con datos operacionales reales.

En esta literatura es recurrente el uso de representaciones visuales como la curva o el trapecio de resiliencia (Figura 1), que permiten cuantificar los déficits de desempeño asociados a eventos extremos a través de variables como el área perdida, el tiempo de degradación y recuperación, y el desempeño mínimo alcanzado. Además, existe un consenso entre operadores de red respecto al valor de vincular estas métricas con funciones de vulnerabilidad de activos, modelos probabilísticos de suficiencia e indicadores de cobertura para cargas críticas.

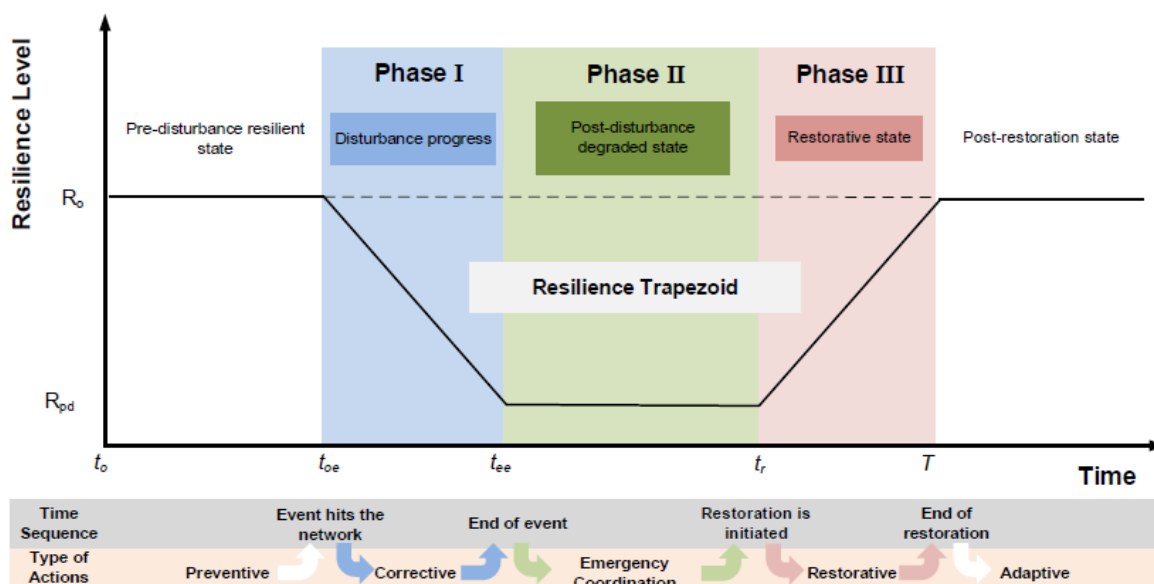


Figura 1: El trapezoide de resiliencia.

Fuente: (Panteli, 2017).

Diversas publicaciones ponen énfasis en la integración metodológica de datos históricos de peligros, capacidades topológicas/físicas de la red y recursos de simulación, así como en el ciclo de retroalimentación entre métricas ex ante y ex post para mejorar la evaluación y la gestión operativa del riesgo. Este enfoque exhaustivo permite comparar alternativas, priorizar inversiones y, finalmente, fortalecer la adaptación sectorial frente a amenazas crecientes y cambiantes.

En este contexto, las métricas de resiliencia cumplen una doble función:

1. Analítica, al proporcionar parámetros cuantitativos que permiten comparar escenarios, evaluar vulnerabilidades y valorar medidas de mitigación o adaptación.
2. Operativa y estratégica, al guiar las decisiones de inversión, priorización territorial y políticas públicas con base en evidencia objetiva y comparable.

Las métricas de resiliencia se pueden clasificar en tres grandes grupos según la etapa del ciclo de gestión en que se aplican y el tipo de información que utilizan:

1. Métricas Ex Ante (model-based):

- Se construyen a partir de modelos de planificación y simulación (expansión, despacho, simulación dinámica, flujos de potencia, análisis de estados de emergencia).
- Permiten anticipar vulnerabilidades y cuantificar el desempeño bajo escenarios de amenaza (olas de calor, sequías prolongadas, incendios forestales, vientos extremos).
- Resultan útiles para evaluar el impacto de distintas carteras de inversión en resiliencia, al comparar el costo del daño evitado y el nivel de servicio bajo condiciones de estrés.
- Ejemplo: energía no suministrada en un escenario extremo o la capacidad efectiva de recursos variables bajo condiciones de sequía severa o baja irradiancia por humo.

2. Métricas Ex Post (data-based):

- Se calculan a partir de datos observados en eventos reales: interrupciones, fallas de equipos, trayectorias de restauración, mapas de impacto territorial.
- Son esenciales para validar modelos predictivos, extraer lecciones operativas y retroalimentar la planificación.
- Ejemplo: duración media de interrupciones (SAIDI) o tiempo de restauración observado durante un incendio forestal que afectó líneas troncales.

3. Métricas Híbridas

- Combinan datos simulados y observados.
- Permiten ajustar modelos de simulación con base en evidencia empírica, o bien usar métricas en tiempo real para calibrar planes de restauración durante un evento.
- Ejemplo: curvas de resiliencia que integran parámetros de simulación con trayectorias históricas de recuperación.

La complejidad de los sistemas eléctricos y de las amenazas que los afectan requiere un portafolio de métricas complementarias, en lugar de depender de un único indicador. Distintos organismos internacionales (EPRI, NREL, DOE, Sandia) suelen organizar estas métricas en cuatro familias principales:

1. Métricas de servicio:

- Evalúan el impacto directo sobre usuarios y cargas críticas.
- Incluyen indicadores como: energía no suministrada bajo eventos extremos de demanda crítica abastecida, número de clientes interrumpidos o trayectoria de recuperación (curvas de resiliencia).
- Son especialmente relevantes para conectar el análisis técnico con la continuidad de servicios esenciales como salud, agua potable, telecomunicaciones o centros de datos.

2. Métricas de operación:

- Reflejan el desempeño del sistema bajo estrés climático u operativo.
- Incorporan indicadores tradicionales de confiabilidad (LOLP, LOLE), ajustados a condiciones extremas, y métricas de flexibilidad como ramping stress index.
- Su uso permite determinar si el sistema cuenta con reservas y rampas suficientes para enfrentar trayectorias de demanda y generación renovable condicionadas a eventos extremos.

3. Métricas de vulnerabilidad de activos y red:

- Evalúan la exposición y sensibilidad de la infraestructura frente a amenazas climáticas y geográficas siendo en general un insumo en para la modelación de escenarios
- Incluyen índices de derating térmico de líneas y transformadores, exposición de corredores eléctricos a incendios o inundaciones, y funciones de fragilidad de equipos frente a ráfagas de viento o temperaturas extremas.

- Son críticas para priorizar inversiones en reforzamiento, soterramiento o seccionamiento selectivo.

4. Métricas económicas y de decisión:

- Estiman el valor económico de la resiliencia en términos de costos de falla evitados, pérdidas económicas reducidas o beneficios sociales de asegurar la continuidad de servicios críticos.
- Facilitan la integración de la resiliencia en evaluaciones costo-beneficio o multicriterio, otorgando una base para justificar inversiones en adaptación o endurecimiento de la infraestructura.

En la tabla siguiente, se presenta un cuadro con la definición de métricas para la evaluación de resiliencia, así como su clasificación, ventajas y desventajas.

Tabla 3: Métricas de resiliencia de uso común.

Indicador	Definición	Fórmula simple	Explicación de términos	Datos requeridos	Tipo	Ventajas	Desventajas	Uso internacional
Energía no suministrada (ENS)	Energía total no suministrada durante un evento (MWh).	$ENS = \sum P_i^{no} \times \Delta t$	P_i^{no} : potencia no suministrada en nodo i (MW); Δt : duración del intervalo (h)	Mediciones de carga y pérdidas por nodo y tiempo	Ex ante/Ex post	Captura impacto energético directo; comparable entre estudios	Sensible a calidad de datos y supuestos de falla	Planificación NREL; ENTSO-E
ENS Esperada (EENS)	ENS promedio ponderada por probabilidad de escenarios de falla.	$EENS = \sum p_s \times ENS_s$	p_s : probabilidad del escenario s; ENS_s : ENS en escenario s	Probabilidades de falla; resultados de simulaciones	Ex ante	Incorpora riesgo; útil para costo-beneficio	Requiere distribución probabilística fiable	Estudios AEMO; NERC
Loss of Load Expectation (LOLE)	Horas/años con déficit de suministro esperado.	$LOLE = \sum t_s \times p_s$	t_s : duración de déficit en escenario s (h); p_s : probabilidad de ese escenario	Probabilidades de falla horarias	Ex ante	Ligado a criterios N-1; fácil de interpretar	No refleja magnitud de déficit; solo tiempo	Regulación NERC; criterios IEC
LOLP	Probabilidad de déficit de suministro en un periodo dado.	$LOLP = \sum p_s$	p_s : probabilidad de que ocurra déficit en escenario s	Probabilidades de falla de componentes	Ex ante	Mide riesgo de ocurrencia; simple	No mide severidad ni duración	Estudios ENTSO-E; NERC
SAIDI	Duración media anual de interrupciones por usuario (min).	$SAIDI = \sum (U_i \times N_i) / N_t$	U_i : duración de interrupción i; N_i : usuarios afectados por i; N_t : total usuarios	Registros de eventos de interrupción	Ex post	Fácil de comunicar; estándar regulatorio	No distingue causas ni severidad	IEEE Std; CEER
SAIFI	Frecuencia media anual de interrupciones por usuario.	$SAIFI = \sum N_i / N_t$	N_i : usuarios afectados en interrupción i; N_t : total usuarios	Registros de interrupciones	Ex post	Indica frecuencia de fallas; estándar	No refleja duración	IEEE Std; CEER

Indicador	Definición	Fórmula simple	Explicación de términos	Datos requeridos	Tipo	Ventajas	Desventajas	Uso internacional
CAIDI	Duración media por interrupción por usuario (min).	$CAIDI = SAIDI / SAIFI$	SAIDI y SAIFI según definiciones anteriores	Cálculo derivado de SAIDI y SAIFI	Ex post	Evalúa eficiencia de restauración	Depende de calidad de datos SAIDI/SAIFI	IEEE Std
Inercia del sistema (H_{sys})	Inercia total del sistema, proxy de resistencia a cambios de frecuencia (MVA·s).	$H_{sys} = \sum H_j \times S_j$	H_j : constante de inercia de generador j (s); S_j : potencia base de j (MVA)	Datos técnicos de cada generador	Ex ante/Ex post	Representa capacidad dinámica; clave en sistemas renovables	No captura inercia de inversores o baterías	AEMO; ERCOT
Margen de Reserva (RM)	Exceso de capacidad disponible sobre demanda máxima (%).	$RM = (C_{av} - D_{max}) / D_{max} \times 100\%$	C_{av} : capacidad disponible (MW); D_{max} : demanda máxima esperada (MW)	Capacidad instalada; pronóstico de demanda	Ex ante/Ex post	Fácil de calcular; ligado a confiabilidad N-1	No mide resiliencia ante múltiples fallas correlacionadas	NERC; ENTSO-E
Rate of Change of Frequency (RoCoF)	Velocidad de cambio de frecuencia tras contingencia (Hz/s).	$RoCoF = \Delta f / \Delta t$	Δf : cambio de frecuencia (Hz); Δt : intervalo de medición (s)	Data de frecuencia	Ex ante/Ex post	Mide dinámica de frecuencia; crítico para desconexiones	Requiere alta resolución; sensible a ruido	ENTSO-E; ERCOT

Fuente: elaboración propia.

2.5 PELP, PEAT y Resiliencia

2.5.1 El proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)

La PELP es un proceso quinquenal establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (artículos 83° a 86°). Su finalidad es proyectar la oferta y demanda energética del país en un horizonte de al menos 30 años, con una amplia participación ciudadana, para informar la planificación de la transmisión eléctrica. Los tres grandes entregables de cada proceso quinquenal son:

1. Definición de escenarios energéticos de largo plazo: Se pueden decretar un máximo de cinco escenarios futuros de manera participativa.
2. Proyecciones de oferta y demanda energética: Se identifican las necesidades energéticas del país y la oferta requerida para cubrirlas.
3. Polos de desarrollo de generación eléctrica: Se identifican zonas idóneas para el desarrollo sustentable de energías renovables. La ley también define los polos de desarrollo como zonas con recursos renovables cuyo aprovechamiento, mediante un sistema de transmisión único, es de interés público y económicamente eficiente. Para el período 2023-2027, se identificaron y evaluaron polos de desarrollo en las provincias de Antofagasta y Tocopilla.

El proceso PELP se desarrolla cada cinco años, con la posibilidad de actualizaciones anuales en proyecciones de demanda y variables macroeconómicas, entre otros. Esta continuidad permite que el proceso se mantenga actualizado permanentemente.

La modelación en el proceso vigente se puede resumir de la siguiente manera:

1. Escenarios Energéticos: Se construyen visiones de futuros posibles a partir de insumos de la ciudadanía, regiones, compromisos climáticos y la Política Energética Nacional.
2. Demanda Energética: Se proyectan los usos de energía requeridos por los distintos sectores de la sociedad (residencial, transporte, industria, etc.).
3. Oferta Energética: Se identifica la oferta necesaria (electricidad, combustibles, biomasa) para abastecer la demanda, esperando un aumento sustancial de la electrificación (directa e indirecta, como el hidrógeno verde) para cumplir con objetivos de largo plazo. Se proyecta que la electricidad pase de contribuir con un 26% de la oferta actual a más del 40% en 2050.
4. Expansión de Infraestructura: Se determina la infraestructura necesaria, especialmente la eléctrica, para cumplir con la demanda en el largo plazo, mediante un enfoque sistémico de minimización de costos bajo condiciones de operación segura.

2.5.2 Enfoque de Resiliencia en la PELP

El artículo 15° del Decreto Exento N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de planificación energética de largo plazo establece que: “Para la elaboración de los Escenarios Energéticos preliminares se utilizarán criterios de modo que las soluciones sean óptimas, al menos desde el punto de vista técnico y económico, y resilientes frente a distintas variaciones en las variables modeladas”

El informe final de la PELP 2023–2027, adoptando la definición de la Task Force de IEEE PES, incorpora la resiliencia como un concepto central para la planificación de sistemas energéticos, reconociendo su complejidad y su vulnerabilidad frente a múltiples amenazas. Se destaca que el enfoque tradicional, centrado en la seguridad y confiabilidad (eventos de alta probabilidad y bajo impacto), se ha ampliado para incluir la resiliencia, que aborda amenazas de baja probabilidad y alto impacto. Estas amenazas pueden ser de origen natural (terremotos, ráfagas de viento) o antrópico (accidentes, ciberataques).

La resiliencia del sistema se habilita a través de cinco acciones clave: anticipar, absorber, recuperarse rápidamente, adaptarse y aprender de dichos eventos. La PELP destaca cómo un evento extraordinario degrada tanto la infraestructura física como el servicio que esta provee, y cómo las fases de la respuesta resiliente se despliegan en el tiempo para superar la perturbación. El objetivo del análisis de resiliencia es evaluar si la infraestructura de generación y transmisión propuesta por el modelo de la PELP para cada escenario energético es resiliente.

En el Informe Definitivo de la PELP 2023-2027 este análisis se centra en la capacidad del sistema para limitar la degradación de su operación frente a variaciones en los recursos renovables, específicamente la energía hidráulica y eólica. Para ello, se utiliza un modelo de operación de corto plazo que toma como datos de entrada las inversiones en generación, almacenamiento y transmisión definidas por el modelo de expansión de la capacidad del SEN. El análisis se enfoca en el año 2030 como un horizonte representativo del mediano plazo.

Se realizaron dos análisis específicos para evaluar las "holguras" o márgenes de seguridad del sistema propuesto para el año 2030 bajo condiciones de estrés.

1. Holgura ante una Reducción del Recurso Eólico en el Norte

- **Identificación de Nodos Críticos:** Se utilizó un indicador de concentración de generación renovable variable para identificar los nodos que concentran gran parte del abastecimiento de la demanda del sistema en base a estas fuentes². Los resultados para 2030 señalaron a la zona de Parinas y el polo de desarrollo B2³ como los más críticos, debido a su alta capacidad de generación eólica (aproximadamente 5,600 MW en el

² Se define como el cociente entre la generación de una tecnología específica (en este caso, eólica) y la demanda total del sistema, a nivel horario, por barra.

³ El Polígono se emplaza en la comuna de Taltal, a 95Km aprox. de la ciudad de Taltal. Por el Oeste, dista a aprox. 1Km de los restos de la Oficina Salitrera Catalina. La infraestructura eléctrica más cercana se encuentra en dirección Norte, a unos 4 Km aprox. y corresponde a la S/E Guanaco y LT [≤66 Kv], ambos propiedad de Guanaco Compañía Minera Spa. Coordenadas (UTM 19S): Este 440.000; Norte 721.5000. Fuente: <https://energia.gob.cl/pelp/polo-de-desarrollo-antofagasta/proyecto-pdgc-antofagasta>

escenario de Carbono Neutralidad).

- **Simulación del Evento:** Se simuló una reducción del recurso eólico en estos dos nodos de entre un 30% y un 50%. Este evento se aplicó en un mes con baja disponibilidad hídrica (agosto) y durante las horas de la madrugada, cuando los sistemas de almacenamiento intradiario ya se habrían descargado.

Los resultados revelan que, a nivel de sistema, la infraestructura propuesta para 2030 es capaz de soportar la reducción del recurso eólico sin alterar significativamente la operación. La principal respuesta fue un leve aumento en la generación a gas y cambios menores en el uso del almacenamiento. En cuanto a su distribución espacial, el sistema compensó la falta de energía en el norte redistribuyendo la generación, utilizando la energía eólica disponible en la zona Centro y Sur. La conclusión es que la expansión del sistema es poco vulnerable frente a este tipo de contingencia. Este resultado subraya la importancia de contar con un sistema de transmisión robusto y con holguras operativas que permitan gestionar la variabilidad de los recursos renovables.

2. Niveles de Inercia frente a Hidrologías con Cambio Climático

Se estudió cómo varía la inercia del sistema⁴ (un factor clave para la estabilidad de la red) al considerar 34 modelos climáticos distintos para proyectar los caudales de las centrales hidroeléctricas, todos bajo un escenario climático desfavorable (RCP 8.5). El análisis se realizó también para el mes de agosto de 2030, por ser el de menor aporte hidroeléctrico.

Los resultados muestran que la inercia en 2030 es aportada principalmente por centrales hidráulicas y de gas natural. Se observa una reducción de la inercia durante las horas de máxima generación solar, cuando se despacha menos gas natural. Los niveles mínimos de inercia se sitúan entre 22 GVAs y 26 GVAs, dependiendo del escenario. Estos valores se consideran adecuados para el año 2030, ya que se proyecta que para 2027 ya estarán operativos condensadores síncronos que aportarán inercia adicional al sistema.

La conclusión es que las soluciones propuestas por el modelo de largo plazo son poco vulnerables a una variación de la hidrología desde la perspectiva de la inercia, ya que la variabilidad entre los distintos modelos climáticos no tuvo una incidencia significativa en la disponibilidad de este recurso.

⁴ La inercia es una propiedad de las máquinas rotatorias (como las centrales hidroeléctricas o de gas) que ayuda a mantener la estabilidad de la frecuencia de la red. En este análisis, se midió el nivel total de inercia (en GVAs) que el sistema eléctrico era capaz de proveer en cada hora bajo diferentes condiciones

2.5.3 Enfoque de Resiliencia en el PEAT

El análisis de resiliencia en el sistema eléctrico chileno tiene su origen en la Ley N° 20.936/2016 (LGSE), que exige que la planificación de la transmisión minimice los riesgos de abastecimiento ante eventualidades como desastres naturales, aunque no utiliza explícitamente el término "resiliencia". Posteriormente, el Decreto Supremo N° 37, de 2021, del Ministerio de Energía, detalla esta exigencia, instruyendo a la Comisión Nacional de Energía a determinar proyectos de expansión que brinden seguridad frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto, como terremotos, maremotos y aluviones.

La experiencia en Chile con desastres naturales ha demostrado que el impacto varía significativamente según el segmento del sistema eléctrico (CNE, 2025):

- **Distribución:** Es el segmento más afectado en la mayoría de los desastres, sufriendo daños extensos y duraderos en su infraestructura, como postes y líneas en zonas urbanas. Tras el terremoto de 2010, el colapso de la red de distribución fue la causa principal de los cortes de suministro prolongados que afectaron a millones de personas.
- **Transmisión:** El sistema de transmisión nacional suele ser más robusto. Tras el sismo de 2010, los daños en alta tensión fueron menores y rápidamente solucionables. Sin embargo, eventos como maremotos sí han afectado infraestructura crítica, como una línea que cruzaba el río Bío Bío. El riesgo por incendios forestales también es una amenaza creciente para las líneas de transmisión.
- **Generación:** Generalmente, la salida de centrales (por ejemplo, por alertas de maremoto en la costa) no compromete el suministro global debido a la capacidad de respaldo del sistema. No obstante, la descarbonización y el retiro de centrales térmicas costeras están cambiando el perfil de riesgo.

La CNE define la resiliencia como "la habilidad para anticipar, resistir, absorber, responder, adaptarse y recuperarse de una perturbación". Se diferencia de la confiabilidad en que se enfoca en eventos de muy baja probabilidad y alto impacto, a menudo catalogados como de "fuerza mayor" (CNE, 2025).

Las medidas para mejorar la resiliencia no solo buscan evitar fallas, sino también disminuir el impacto y acelerar la recuperación. Se clasifican en (CNE, 2025):

- **Medidas de reforzamiento (largo plazo):** Incluyen el soterramiento de líneas, reforzamiento de estructuras, reubicación de subestaciones, creación de líneas redundantes y desarrollo de microrredes.
- **Estrategias operacionales (corto plazo):** Comprenden la gestión de la demanda, la reconfiguración de la red, la operación en isla y la planificación de reservas y capacidad de arranque autónomo (black-start).

Para analizar la resiliencia, la CNE propone una metodología estructurada en cuatro etapas para evaluar y mitigar los riesgos (CNE, 2025):

1. Definición del Alcance: Se determinan las amenazas a analizar (incendios, tsunamis, volcanismo y aluviones) y se utilizan fuentes de datos oficiales como ONEMI, MEN y SERNAGEOMIN.
2. Análisis de Impacto (Matriz de Riesgo): Se construye una matriz de riesgo evaluando dos dimensiones para cada amenaza:
 - Probabilidad de Ocurrencia: Se calcula un índice basado en qué proporción de una instalación se encuentra en una zona de peligro (por ejemplo, zona de inundación por tsunami o de alta densidad de incendios).
 - Severidad del Impacto: Se mide en función de la criticidad del servicio, considerando la energía no suministrada (ENS) ponderada por el tiempo de reposición del servicio y el número de clientes afectados.
3. Análisis de Riesgo: Con la matriz, se priorizan los proyectos o instalaciones que presentan un mayor riesgo para enfocar las inversiones en mitigación. Se establecerá un presupuesto anual máximo para obras de resiliencia.
4. Definición y Evaluación de Alternativas: Para los casos priorizados, se evalúan distintas soluciones, que pueden pertenecer tanto al segmento de transmisión (para ser incluidas en el Plan de Expansión) como al de distribución (promovidas mediante servicios complementarios).

Finalmente, la CNE reconoce que la evaluación económica tradicional no es adecuada para proyectos de resiliencia, ya que los beneficios de evitar fallas poco frecuentes a menudo no justifican la inversión. Por ello, se subraya que no es posible alcanzar un sistema 100% resiliente y que la priorización de inversiones es fundamental.

En el PEAT del año 2024 se buscó determinar las obras de expansión de transmisión necesarias para asegurar el suministro eléctrico ante eventos de baja probabilidad, pero alto impacto. Para este informe, se evaluó solo el comportamiento del sistema frente a dos contingencias específicas: (i) un aumento (shock) en los costos de combustibles y (ii) condiciones hidrológicas extremas.

- **Shock de Precios de Combustibles**

Este análisis mide cómo reaccionan las obras de expansión propuestas ante una variación brusca en los precios de los combustibles. La metodología consistió en simular una disminución del 75% en el precio del GNL, lo que altera el orden de mérito económico del despacho. Este shock se aplicó de forma independiente en los años 2029 y 2037.

- Al enfrentar el shock de precios en 2029, el sistema con el plan de expansión presenta menores costos de operación que el caso base (sin expansión). Sin embargo, no muestra una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios. La razón principal es que las obras de transmisión estructurales más importantes del plan tienen su puesta en servicio después del año 2029.

- Cuando el shock ocurre en 2037, el sistema con el plan de expansión demuestra una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios evaluados, con beneficios que varían entre 40 y 110 millones de dólares. Los beneficios se amplifican en comparación con el escenario de 2029. Esto se debe a dos factores principales: (1) El ingreso de obras estructurales que aumentan la capacidad para evacuar energías renovables, permitiendo un mejor uso de los recursos, (2) El crecimiento de la demanda, que hace necesario un sistema con mayores holguras ("flexibilidad") para un abastecimiento eficiente.

• **Hidrologías Extremas**

Este análisis evaluó la reacción del sistema de transmisión frente a dos condiciones hidrológicas extremas: una serie extremadamente seca y otra extremadamente húmeda. Se compararon los costos operacionales del sistema con y sin los proyectos de expansión propuestos.

- Resultados con Hidrología Extrema Seca: El sistema con los proyectos de expansión presenta mejores (menores) costos operacionales que el sistema sin proyectos en todos los escenarios. Además, el plan de expansión otorga una mayor capacidad de resiliencia al sistema, ya que las holguras en la transmisión permiten optimizar de mejor manera la diversa matriz de generación. Se concluyó que el sistema puede responder adecuadamente a estos eventos, por lo que no es necesario incorporar obras adicionales para esta contingencia.
- Resultados con Hidrología Extrema Húmeda: Al igual que en el caso seco, el sistema con los proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales en todos los escenarios. Se determinó que el sistema también puede responder de buena forma a esta eventualidad, por lo que tampoco se requieren obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas.

2.5.4 Diagnóstico de resiliencia en la planificación energética nacional

La incorporación de la resiliencia en la planificación energética de largo plazo (PELP) y en la planificación anual de expansión de la transmisión (PEAT) en Chile se encuentra en un proceso de unificación y estandarización, orientado a consolidar definiciones operativas, criterios y métricas comunes que aseguren una aplicación consistente en ambos instrumentos. Si bien el marco normativo vigente, que incluye la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Reglamento de la PELP y de la Planificación de la Transmisión, así como políticas públicas sectoriales, tales como el Plan de Mitigación y Adaptación del Sector Energía, mandatado por la Ley Marco de Cambio Climático, mencionan explícitamente la necesidad de integrar la seguridad y la resiliencia en la planificación, todavía no existe una definición operacional uniforme ni un conjunto estandarizado de indicadores que permitan evaluar este atributo de manera consistente dentro de los procesos regulares.

- **Situación actual**

- PELP: El análisis de resiliencia en el Informe Definitivo 2023-2027 se enfocó en variabilidad hidrológica y de perfil eólico, sin considerar explícitamente modos de falla inducidos por amenazas físicas como incendios forestales, aluviones, inundaciones o terremotos.
- PEAT: El PEAT 2024 representa un avance relevante al realizar una “etapa de análisis de resiliencia”, incorporando escenarios de hidrología extrema y shocks de precios de combustibles en la evaluación de proyectos de transmisión bajo condiciones adversas. Sin embargo, este esfuerzo sigue siendo parcial frente al desafío de sistematizar la resiliencia en toda la cadena de planificación del sistema eléctrico. Con todo, todavía persisten limitaciones relevantes. No se incluyen métricas relacionadas con la exposición a amenazas climáticas y naturales como criterio en la priorización de proyectos. El núcleo de la planificación sigue siendo la confiabilidad tradicional y la eficiencia económica, relegando la resiliencia a un atributo secundario sin indicadores normalizados.

- **Principales barreras y brechas identificadas**

- Conceptuales y Normativas
 - No existe una definición oficial ni estandarizada de resiliencia en el marco legal chileno, a pesar de que se exige como atributo en la LGSE y en los reglamentos vigentes.
 - Falta un conjunto acordado de métricas cuantitativas para aplicar tanto en PELP como en PEAT, lo que dificulta la comparabilidad entre proyectos o escenarios.
- Metodológicas
 - La planificación, tanto en la PELP como PEAT, privilegia sensibilidades ex ante (hidrología, combustibles), pero carece de una metodología sistemática de ensayos de estrés frente a amenazas múltiples (climáticas, geológicas, antrópicas).
 - No hay integración explícita de información territorial en el análisis. No se utilizan con regularidad mapas de riesgo ni estudios espaciales de exposición de infraestructura a incendios, inundaciones, aluviones o sismos.
 - Los modelos de planificación empleados no se encuentran parametrizados con funciones de vulnerabilidad de activos, ni utilizan eventos extremos históricos traducidos en indisponibilidades o reducciones de capacidad (derates).
- Institucionales y de capacidades
 - Existen responsabilidades dispersas entre MEN, CNE y CEN, sin protocolos ni lineamientos comunes en resiliencia energética.
 - Los registros de fallas y daños durante eventos extremos no siempre son sistemáticos ni de libre acceso, lo que complica la calibración de modelos de planificación.
 - Los equipos sectoriales presentan experiencia consolidada en confiabilidad, pero no en resiliencia, lo que genera una asimetría conceptual y metodológica

- **Pasos necesarios para avanzar**

- Definición y estandarización: establecer una definición oficial de resiliencia compatible con estándares internacionales (IEEE PES, EPRI) y consensuar un conjunto mínimo de indicadores aplicables a PELP y PEAT.
- Integración territorial y climática: utilizar mapas de riesgo y generar inventarios de vulnerabilidad de activos con funciones de fragilidad y derating.
- Fortalecimiento metodológico ex ante: adaptar los modelos de planificación para incluir pruebas de estrés basadas en evidencia histórica e integrar métricas de resiliencia en evaluaciones económicas y de priorización.
- Uso de métricas ex post para calibración: estandarizar la recolección de datos de fallas y desempeño (ENS, SAIDI/SAIFI, curvas de recuperación) y establecer un mecanismo de retroalimentación hacia los modelos de simulación.
- Coordinación institucional y fortalecimiento de capacidades: conformar una instancia permanente MEN-CNE-CEN para resiliencia eléctrica, desarrollar programas de capacitación en metodologías internacionales y promover el acceso abierto a datos.

3 ANÁLISIS HISTÓRICO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO

El análisis histórico de interrupciones constituye un insumo importante para caracterizar la exposición y vulnerabilidad del sistema eléctrico ante eventos disruptivos. A partir de registros operacionales del periodo 2019–2023, se examina la energía no suministrada (ENS) y el número de interrupciones, con el propósito de identificar tendencias, causas predominantes y patrones espaciales que orienten la definición de escenarios de resiliencia y la priorización de medidas de mitigación. En el futuro pueden darse eventos no previstos o desconocidos que pueden alterar lo que se desprende de los datos históricos. Por lo anterior, y para reducir esta fuente de incertidumbre, la información histórica debe complementarse con modelaciones climáticas que permitan anticipar cambios en la frecuencia y magnitud de eventos como incendios o temporales.

Como punto de partida, se tomó como referencia el último Estudio de Continuidad de Suministro Eléctrico 2024 (CEN, 2025) publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)⁵, el cual sistematiza las causas físicas y operacionales de interrupciones en el Sistema Eléctrico Nacional entre 2019 y 2023. Dicho marco permite disponer de una taxonomía estandarizada para la clasificación de eventos, asegurando la trazabilidad entre registros históricos, análisis de ENS y futuras evaluaciones de resiliencia.

El registro histórico del CEN incorpora una amplia tipología de causas físicas de interrupción, que abarca desde accidentes (ACC1–ACC5), interferencias de terceros o animales (ANI1, ARB1–ARB2), fallas operacionales o de material (OPE1–OPE26), eventos de vandalismo o sabotaje (VAN1–VAN4), hasta condiciones ambientales o climáticas (CLI1–CLI3) e incendios (INC1–INC2), entre muchas otras. Esta clasificación refleja la diversidad de factores que pueden generar la pérdida de continuidad de suministro, tanto por causas naturales como antrópicas, y permite identificar aquellas con mayor recurrencia o severidad en el sistema eléctrico.

- Para los fines del presente estudio, el análisis se acotó a eventos cuyas causas están directamente asociadas a amenazas climáticas y ambientales que inciden en la resiliencia del sistema, tales como eventos meteorológicos extremos, efectos del viento e incendios. Este conjunto incluye eventos que pueden aproximarse al dominio de los HILP en el sentido de que su criticidad se infiere a partir de la severidad observada (ENS y duración) y de su recurrencia histórica, aun cuando la delimitación exacta de probabilidad e impacto sea necesariamente contextual. CLI1: *Eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño*, que incluyen vientos intensos, lluvias, nieve, temporales o descargas eléctricas.
- CLI2: *Objetos arrastrados por el viento hacia los conductores*, tales como ramas, materiales o elementos livianos impulsados por ráfagas, que provocan cortocircuitos o daños localizados.
- INC1: *Incendios bajo una línea o en proximidad de instalaciones eléctricas*, ya sea de origen natural o antrópico (por ejemplo, quema de pastizales o incendios forestales cercanos).

INC2 ni CLI3 no presentan registros durante el periodo 2019–2023, por lo que el análisis se centró en INC1, CLI1 y CLI2.

⁵ Disponible en: [Continuidad de Suministro | Coordinador Eléctrico Nacional](#)

En estos casos, es posible vincular de forma consistente los registros de interrupciones (ENS y frecuencia) con (i) capas de amenaza y evidencia histórica, y (ii) medidas típicas de mitigación y adaptación en infraestructura y operación (gestión de vegetación, criterios de diseño por viento y precipitación, endurecimiento frente a incendio y protocolos operacionales). Con todo, se reconoce que el enfoque basado en evidencia histórica no excluye la posibilidad de eventos desconocidos o no previstos. Por lo anterior, en los capítulos siguientes el análisis se complementa con una lógica de pruebas de estrés orientada a evaluar tolerancias del sistema bajo condiciones severas pero plausibles, más que a predecir exhaustivamente la ocurrencia de cada evento.

3.1 Tendencias generales

El análisis entre 2019 y 2022 muestra una evolución fuertemente variable tanto en la ENS como en la frecuencia de interrupciones. En el periodo, los valores de energía no suministrada fluctuaron entre 771 y 3.883 MWh por año, con una leve tendencia a la baja en el número de eventos. Sin embargo, 2023 presenta un salto abrupto a 22.647 MWh atribuible a un evento de gran magnitud en la transmisión dedicada⁶, pese a registrar menos interrupciones que en años previos.

Este comportamiento evidencia la presencia de eventos extremos aislados con consecuencias sistémicas, donde una sola interrupción de gran magnitud puede superar en varios órdenes de magnitud las pérdidas energéticas promedio. Se trata de un patrón típico de eventos HILP (High Impact Low Probability). Este resultado pone en evidencia la naturaleza no lineal del riesgo, donde un único evento puede concentrar una proporción significativa de la ENS total del quinquenio.

Tabla 4: Evolución de energía no suministrada y número de interrupciones.

Año	ENS (MWh)	Nº Interrupciones	Consumo Anual (GWh)
2019	3.003	63	71.069
2020	3.883	50	71.324
2021	771	41	74.616
2022	1.924	56	76.500
2023	22.647	46	77.281

Fuente: Elaboración propia.

⁶ El 23 de junio de 2023, a las 21:55 horas, se registró una interrupción en el sistema eléctrico debido al colapso de la estructura N°4 de la línea de 154 kV Tap Minera Valle Central - Minera Valle Central, provocada por la crecida del río Cachapoal durante un fuerte temporal. La falla afectó las instalaciones de Minera Valle Central S.A., ocasionando la apertura automática de los interruptores de la línea 154 kV Sauzal - Tap MVC - Rancagua.

El evento generó perturbaciones adicionales: la barra de 110 kV N°1 de la subestación Sauzal operó en condición de isla, lo que causó una sobretensión temporal en la Central Sauzal y la actuación de protecciones de sobrevoltaje. La potencia total desconectada fue de 36,67 MW, equivalente al 0,366% de la demanda del sistema (10.011 MW), por lo que no se clasificó como apagón. Los principales consumos afectados correspondieron a la Minera Valle Central, con una pérdida de 34,5 MW, y a usuarios regulados abastecidos desde la subestación Sauzal (Machalí y Requínoa), con una pérdida de 2,17 MW.

La energía no suministrada total alcanzó 19.946,7 MWh, casi en su totalidad atribuida a Minera Valle Central debido a la prolongada indisponibilidad de su línea (578 horas). Los consumos regulados se restablecieron el mismo día a las 23:29 horas, mientras que la línea troncal Sauzal - Rancagua fue normalizada el 25 de junio a las 02:05, tras aislar el tramo hacia la minera. No obstante, la conexión Tap Off MVC - MVC permanecía fuera de servicio al 17 de julio de 2023.

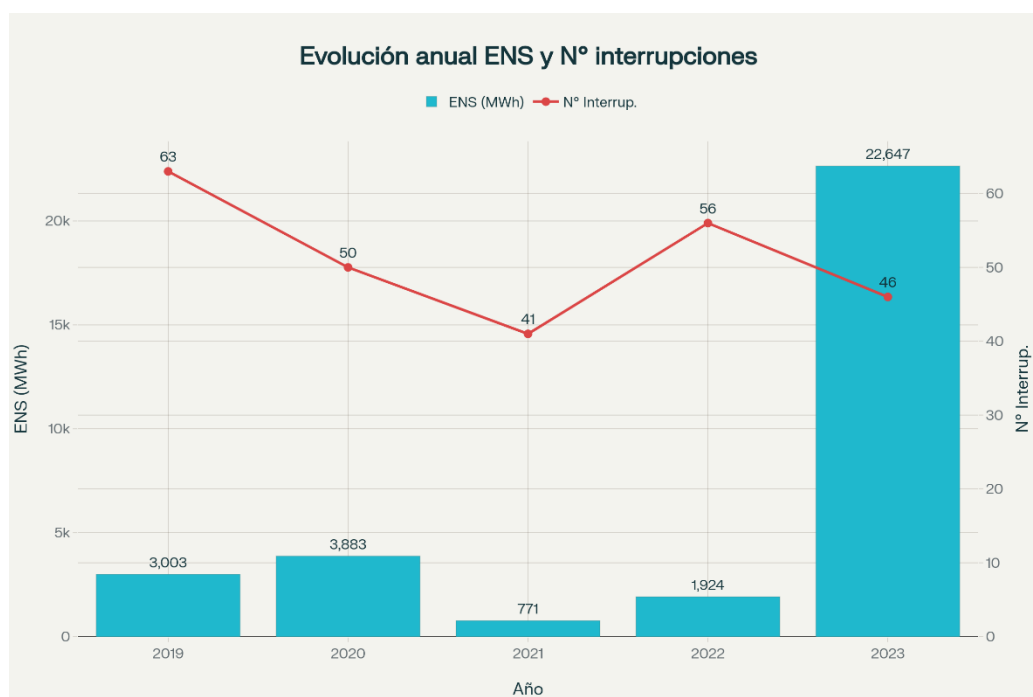


Figura 2: Evolución de energía no suministrada y número de interrupciones

Fuente: Elaboración propia.

La desagregación por tipo de infraestructura revela una clara dominancia de la transmisión zonal (TZ) como fuente de interrupciones, tanto por frecuencia como por energía no suministrada. En casi todos los años, TZ explica entre 80 y 90% de los eventos y más del 70% de la ENS total, mientras que la transmisión nacional (TN) presenta pocos eventos, pero con ENS promedio más alta por incidente. En 2023 se observa un evento anómalo en transmisión dedicada (TD) con ENS de 19.947 MWh, que explica la casi totalidad del salto interanual en la ENS total del sistema.

Tabla 5: Detalle de Interrupciones y ENS por Origen y Año.

Año	Origen	Interrupciones	ENS (MWh)	Duración Prom (h)
2019	G	1	0,9	0,45
	O	4	430,7	2,73
	TD	20	966,07	31,46
	TN	1	12,36	0,28
	TZ	37	1593,11	2,2
2020	G	1	0,62	0,05
	TD	5	211	6,6
	TN	2	625,4	0,67
	TZ	42	3046,26	3,62
2021	TD	6	583,28	3,5
	TN	2	1,55	0,11
	TZ	33	186,24	1,46
2022	G	1	0	4,57
	TD	10	1053	4,37
	TN	1	9,44	0,14
	TZ	44	861,68	2,03

Año	Origen	Interrupciones	ENS (MWh)	Duración Prom (h)
2023	G	1	0	1,83
	TD	11	20817,15	9,72
	TN	2	353,48	0,35
	TZ	32	1476,08	3,02

Fuente Elaboración propia.

G: Generación, O: Otros, TD: Transmisión Dedicada, TN: Transmisión Nacional, TZ: Transmisión Zonal.

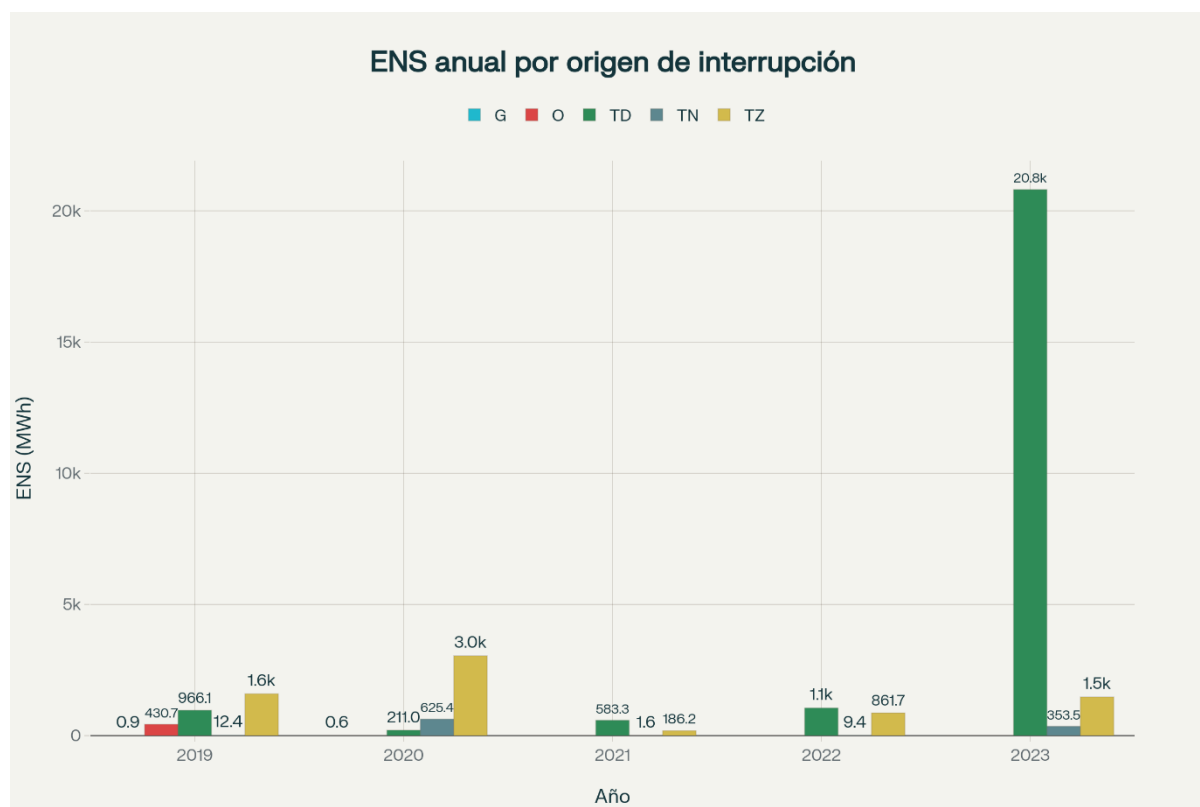


Figura 3: ENS por origen de interrupción.

Fuente: Elaboración propia.

Al examinar por causas, la energía no suministrada (ENS) se concentra principalmente en eventos climáticos directos (CLI1), que en conjunto suman más de dos tercios del total del periodo, con un máximo excepcional en 2023 (21.246 MWh). Los incendios (INC1) muestran una presencia sostenida entre 2019 y 2022, con valores entre 188 y 2.647 MWh, aportando una fracción importante del total anual en esos años. Los eventos por objetos arrastrados por el viento (CLI2) son de menor magnitud, con máximos moderados en 2020 (724 MWh) y baja incidencia posterior. En síntesis, los datos reflejan una alta variabilidad interanual y una transición en la causa dominante: de incendios e incidencias menores en los primeros años hacia un claro predominio de fenómenos climáticos intensos en 2023.

En Generación (G), la energía no suministrada es marginal y se asocia exclusivamente a eventos climáticos directos (CLI1), con un total de 2 MWh en cinco años. En Transmisión Dedicada (TD) predomina con claridad la causa CLI1, que acumula más de 22.900 MWh en el periodo, impulsada por el evento de 2023. Los incendios (INC1) aportan 511 MWh y los eventos CLI2, 194 MWh, ambos con valores secundarios frente al peso de CLI1. En Transmisión Nacional (TN), la ENS total asciende a 1.001 MWh, repartida principalmente entre incendios (474 MWh) y eventos climáticos directos (527 MWh); no se registran casos por CLI2. En Transmisión Zonal (TZ) la ENS se distribuye de forma más equilibrada: CLI1 alcanza 818 MWh, CLI2 suma 1.590 MWh y los incendios (INC1) representan 4.756 MWh, siendo esta última la causa dominante en la red zonal.

Tabla 6: Detalle de Interrupciones y ENS por Origen, Causa y Año.

Origen	CLI1 (ENS MWh)	CLI2 (ENS MWh)	INC1 (ENS MWh)	Total
2019				
G	1	–	–	1
O	372	4	55	431
TD	646	70	250	966
TN	12	–	–	12
TZ	381	264	948	1.593
Total 2019	1.412	339	1.252	3.003
2020				
G	1	–	–	1
TD	161	0	50	211
TN	151	–	474	625
TZ	200	724	2.123	3.047
Total 2020	513	724	2.647	3.884
2021				
TD	371	86	126	583
TN	2	–	–	2
TZ	30	95	61	186
Total 2021	402	181	188	771
2022				
TD	978	24	51	1.053
TN	9	–	–	9
TZ	83	414	365	862
Total 2022	1.070	438	416	1.924
2023				
TD	20.769	14	34	20.817
TN	353	–	–	353
TZ	124	93	1.259	1.476
Total 2023	21.246	107	1.293	22.646

Fuente Elaboración propia.

3.2 Análisis detallado de Transmisión Nacional y Transmisión Zonal

A partir de este punto, el análisis se enfoca exclusivamente en los segmentos de Transmisión Nacional (TN) y Transmisión Zonal (TZ). En el periodo 2019–2023, en estos segmentos se registraron 196 interrupciones relacionadas con causas ambientales y climáticas (CLI1, CLI2, INC1), que en conjunto representan una energía no suministrada total de 8.165,6 MWh. Estas cifras constituyen la base empírica para caracterizar la severidad y recurrencia de los eventos, y para evaluar comparativamente el desempeño de ambos niveles de transmisión frente a amenazas de origen climático y ambiental.

Comparando por segmento, la transmisión nacional (TN) registra solo el 4% de las interrupciones, pero con ENS promedio de 125 MWh por evento, casi tres veces el promedio de la red zonal (38 MWh). Esto refleja su mayor criticidad sistémica, ya que una falla en TN afecta flujos de potencia de gran escala. Por su parte, la transmisión zonal (TZ) acumula 96% de los eventos y 88% de la ENS total, con duraciones promedio cinco veces mayores (5,06 h vs. 0,72 h). Estas cifras confirman que el riesgo operativo se concentra en la red zonal, donde confluyen mayor exposición territorial y menor redundancia estructural. En términos de resiliencia, esto implica que las acciones de “endurecimiento” y gestión de vegetación en la red zonal tienen un potencial relevante de reducción de riesgo. No obstante, esta conclusión podría modificarse en el futuro si se materializan eventos de carácter extraordinario o no observados en los registros históricos, que alteren de manera significativa los patrones actuales de riesgo.

Tabla 7: Análisis de transmisión nacional versus zonal en periodo 2019-2023.

Origen	Interrupciones	ENS Total (MWh)	ENS Promedio (MWh)	Duración Máx (h)	Duración Prom (h)
TN	8 (4%)	1.002,23 (12%)	125,28	2,37	0,72
TZ	188 (96%)	7.163,37 (88%)	38,1	146,88	5,06

Fuente Elaboración propia.

La distribución de la energía no suministrada presenta un patrón de “cola larga”, caracterizado por numerosos eventos de baja magnitud y un número muy reducido de eventos extremos que concentran la mayor parte de la ENS total. Este comportamiento refleja la naturaleza no lineal del riesgo en los sistemas eléctricos: la severidad acumulada no depende de la frecuencia de interrupciones, sino de la ocurrencia ocasional de eventos de alta magnitud.

Tabla 8: Distribución de Interrupciones por Rangos de ENS en periodo 2019-2023.

Rango ENS (MWh)	Interrupciones	Porcentaje (%)	Duración Promedio (h)
0–10 MWh	121	61,7%	2,88
10–50 MWh	45	23,0%	6,45
50–100 MWh	13	6,6%	5,29
100–500 MWh	15	7,7%	14,25
500–1556 MWh	2	1,0%	18,08

Fuente Elaboración propia.

A continuación, se presentan las estadísticas descriptivas para las interrupciones de Energía No Suministrada (ENS)

Tabla 9: Estadísticas descriptivas en periodo 2019-2023.

Origen	Conteo	Desv. Est. (MWh)	Media (MWh)	Mediana (MWh)	Q25 (MWh)	Q75 (MWh)	Máximo (MWh)
TN	8	181,09	125,28	19,92	7,34	194,77	474,37
TZ	188	134,57	38,10	4,93	1,16	22,75	1556,40
TN+TZ	196	137,26	41,66	5,26	1,16	23,92	1556,40

Fuente Elaboración propia.

- **Conteo:** Indica el número total de interrupciones registradas en cada categoría. Se observa que la categoría TZ (Transmisión Zonal) tiene una alta frecuencia de interrupciones (188 eventos), mientras que TN (Transmisión Nacional) registra un número mucho menor (8 eventos).
- **Media:** Representa el promedio de ENS por interrupción en cada categoría. A pesar del bajo conteo, las interrupciones en TN tienen una ENS media significativamente alta (125,28 MWh), lo que sugiere eventos de alto impacto. En contraste, las interrupciones en TZ, aunque mucho más frecuentes, presentan una ENS media menor (38,10 MWh). La media combinada TN+TZ (41,66 MWh) refleja ambas realidades.
- **Desviación estándar:** Mide la dispersión de los datos alrededor de la media. Un valor alto, especialmente en TN (181,09 MWh) y TN+TZ (137,26 MWh), indica gran variabilidad, con algunos eventos considerablemente mayores que el promedio. En TZ, la desviación estándar también es alta (134,57 MWh), sugiriendo la presencia de eventos extremos.
Mediana: Es el valor central de ENS cuando los datos se ordenan. Para TN+TZ (5,26 MWh) y TZ (4,93 MWh), las medianas son considerablemente más bajas que sus medias respectivas, lo que confirma la presencia de interrupciones de muy alto impacto que elevan el promedio. En el caso de TN, la mediana (19,92 MWh) es también inferior a la media, pero el rango intercuartílico (Q75-Q25) es notablemente amplio (187,43 MWh), reflejando alta variabilidad.
- **Q25 (Primer Cuartil):** Indica que el 25% de las interrupciones en esa categoría tienen una ENS igual o inferior a este valor. **Q75 (Tercer Cuartil):** El 75% tienen una ENS igual o inferior a este valor (o el 25% son mayores). La diferencia Q75-Q25 (rango intercuartílico) sugiere la dispersión en la mitad central de los datos. La categoría TN muestra un Q75 (194,77 MWh) considerablemente alto, señalando que los eventos de mayor impacto son de magnitud muy superior.

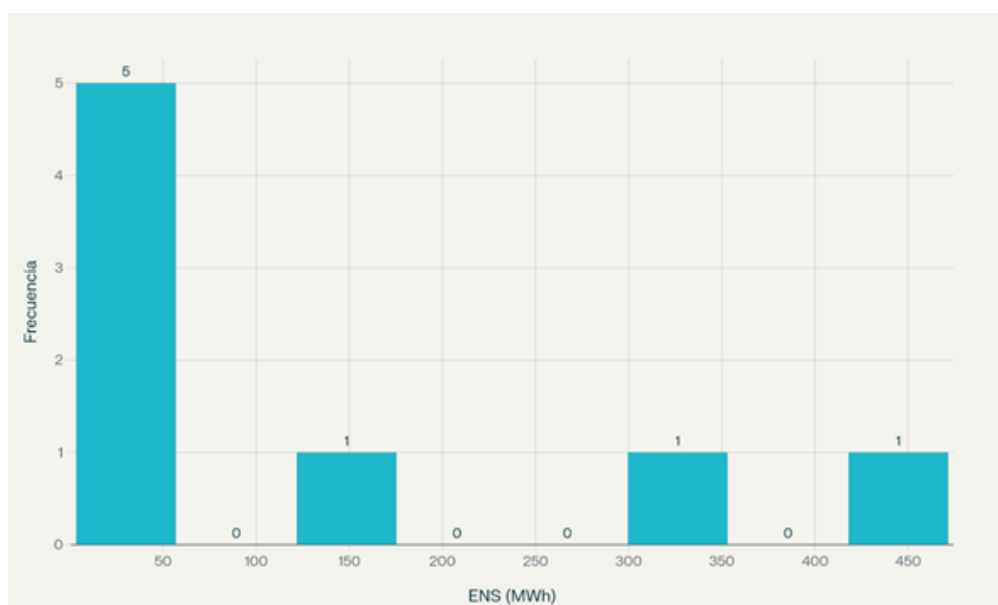


Figura 4: Histograma de ENS por evento en Transmisión Nacional.

Fuente: Elaboración propia.

El histograma de energía asociado a transmisión nacional revela que la mayoría de los eventos se concentran en rangos bajos y medios de ENS, pero existe una dispersión importante, con al menos un evento que destaca por su magnitud considerablemente mayor. Esta variabilidad se aprecia en la presencia de barras de distintos tamaños y en la evidente brecha entre los valores mínimos y máximos. Además, al ser solo 8 interrupciones, cada barra representa un número entero de eventos bien identificable, resaltando así la escasa frecuencia y el alto impacto relativo de las interrupciones en TN.

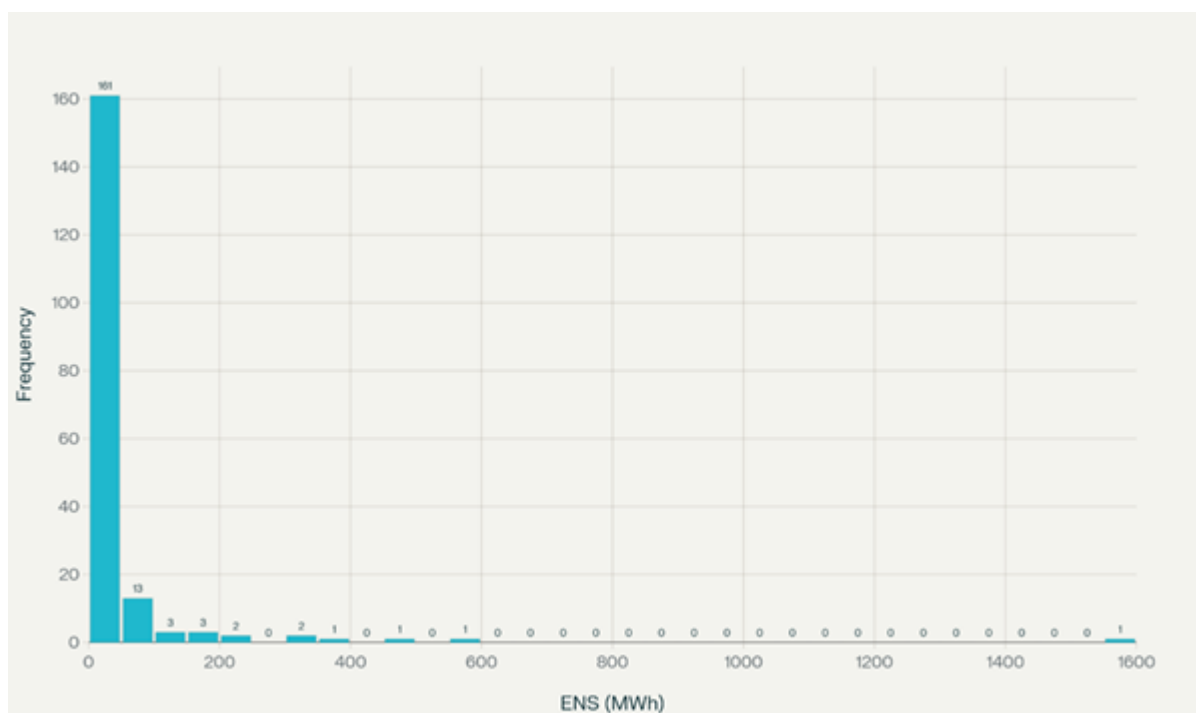


Figura 5: Histograma de ENS por evento en Transmisión Zonal.

Fuente: Elaboración propia.

La distribución de la energía no suministrada (ENS) por evento en la transmisión zonal (TZ) revela una marcada asimetría y alta concentración en valores bajos. La mayoría de las interrupciones se agrupan en los primeros intervalos de ENS, con más de la mitad de los eventos registrando pérdidas inferiores a 10 MWh. A medida que se incrementa la magnitud de la ENS, la frecuencia de eventos disminuye rápidamente, siendo muy poco frecuente la ocurrencia de interrupciones de alto impacto (mayores a 100 MWh). Esto indica que, aunque los eventos de gran ENS son escasos, representan situaciones de riesgo considerable y contribuyen de forma significativa al total de la ENS acumulada en este segmento del sistema. Esta alta dispersión y predominancia de pequeños eventos es característica de sistemas donde predominan fallas localizadas o de menor duración, pero donde el riesgo sistémico está dado por unos pocos eventos mayores.

En la transmisión nacional, la mayoría de las interrupciones (88%) tiene origen climático (CLI1), asociadas a temporales, descargas o viento, acumulando 527,86 MWh (53%) de la ENS total. Sin embargo, un solo evento por incendio (INC1) representa el 47% restante, con 474 MWh en una sola ocurrencia. Esto ilustra el peso de los eventos singulares de gran severidad en el perfil de riesgo nacional, y justifica incorporar escenarios específicos de incendios de gran extensión en corredores estratégicos del sistema nacional.

Tabla 10: Análisis por causa de interrupción para transmisión nacional en periodo 2019-2023.

Causa	Interrupciones	% Interrupciones	ENS Total (MWh)	% ENS	ENS Promedio (MWh)	Duración Promedio (h)
CLI1 (Climático)	7	87,5%	527,86	53%	75,41	0,61
INC1 (Incendio)	1	12,5%	474,37	47%	474,37	1,45

Fuente Elaboración propia.

El segmento de transmisión zonal presenta una estructura causal distinta:

- Incendios (INC1): 27% de las interrupciones, pero 66% de la ENS total (4.756 MWh).
- Eventos climáticos tipo CLI2 (objetos arrastrados por viento): 49% de los casos, 22% de la ENS.
- Eventos climáticos directos (CLI1): 24% de los casos, 12% de la ENS.

Los incendios se consolidan como la principal amenaza para la continuidad de servicio en la red zonal, especialmente por su duración y recurrencia en zonas rurales, lo que coincide con los mapas de riesgo histórico de incendios forestales.

Tabla 11: Análisis por causa de interrupción para transmisión zonal en periodo 2019-2023.

Causa	Interrupciones	% Interrupciones	ENS Total (MWh)	% ENS	ENS Promedio (MWh)	Duración Promedio (h)
INC1 (Incendios)	51	27,1%	4755,97	66,4%	93,25	8,02
CLI2 (Climático 2)	92	48,9%	1590,17	22,2%	17,28	3,2
CLI1 (Climático 1)	45	23,9%	817,23	11,4%	18,16	5,51

Fuente: Elaboración propia.

El comportamiento temporal confirma las tendencias descritas para ambos segmentos:

- **Transmisión nacional (TN):** La ENS por evento varía entre 0,5 y 474,4 MWh, sin una tendencia definida a lo largo de los años. Esto evidencia que, aunque los eventos son poco recurrentes, pueden ocasionar niveles de ENS muy elevados que impactan significativamente la seguridad del suministro.
- **Transmisión zonal (TZ):** La ENS total anual muestra valores consistentemente altos en 2019 (1.593 MWh), 2020 (3.046 MWh) y 2023 (1.476 MWh), años en los que predominan eventos asociados tanto a temporales como a incendios de gran magnitud. En 2021 y 2022 la ENS es menor, pero la recurrencia anual evidencia una mayor exposición de la red zonal a eventos críticos.

Tabla 12: Análisis histórico en periodo 2019-2023.

Año	TN Interrupciones	TN ENS (MWh)	TZ Interrupciones	TZ ENS (MWh)
2019	1	12,36	37	1593,11
2020	2	625,4	42	3046,26
2021	2	1,55	33	186,24
2022	1	9,44	44	861,68
2023	2	353,48	32	1476,08

Fuente Elaboración propia.

Las interrupciones de mayor ENS corresponden casi exclusivamente a la red zonal y a causas de incendio (INC1). Los 10 primeros eventos suman más de 6 GWh. La mayoría de estos eventos tuvo duraciones superiores a 5 horas, y en algunos casos se extendieron por más de 24 horas, evidenciando la dificultad de acceso y reparación en zonas rurales y boscosas. Estos casos dan luces para definir escenarios críticos de referencia.

Tabla 13: Interrupciones con mayor ENS en periodo 2019-2023.

Número	TN/TZ	Causa	ENS (MWh)	Duración (h)	Estudio de Análisis de Falla (EAF)
1	TZ	INC1	1.556 ⁷	26,9	EAF 071-2020
2	TZ	INC1	569	9,3	EAF 072-2023
3	TZ	INC1	475	146,9	EAF 086-2023
4	TN	INC1	474	1,4	EAF 090-2020
5	TZ	INC1	385	6,8	EAF 429-2019
6	TZ	CLI2	343	1	EAF 045-2020
7	TN	CLI1	326	2,4	EAF 156-2023
8	TZ	INC1	310	6,5	EAF 056-2020
9	TZ	CLI2	237	11,7	EAF 258-2022
10	TZ	INC1	205	4	EAF 441-2019
11	TZ	INC1	171	8	EAF 045-2022
12	TZ	CLI2	170	5,9	EAF 050-2020
13	TZ	CLI1	158	9,5	EAF 236-2019

⁷ La interrupción resultó en la desconexión de 52.54 MW, lo que representó un 0.520% de la demanda previa del sistema (9725.4 MW)

Número	TN/TZ	Causa	ENS (MWh)	Duración (h)	Estudio de Análisis de Falla (EAF)
14	TN	CLI1	151	0,7	EAF 234-2020
15	TZ	INC1	145	2	EAF 004-2023
16	TZ	INC1	114	3,1	EAF 438-2019
17	TZ	CLI2	113	4	EAF 273-2019
18	TZ	INC1	94	6,2	EAF 458-2022
19	TZ	INC1	91	7,8	EAF 108-2020
20	TZ	CLI1	88	2,7	EAF 244-2019

Fuente Elaboración propia.

Las 20 interrupciones con mayor duración corresponden en su totalidad a la transmisión zonal (TZ) y están asociadas principalmente a incendios (INC1). Los valores de duración varían entre 8,9 h y 146,9 h, con un conjunto importante de eventos que superan las 24 h. Los registros más extensos —por sobre las 30 h— presentan ENS muy dispares, desde valores prácticamente nulos hasta casos con varios cientos de megavatios-hora, lo que indica que una interrupción prolongada no siempre implica una alta ENS. En contraste, los pocos eventos de causa CLI1 que figuran en la tabla tienen duraciones menores (entre 10 h y 18 h) y ENS moderada, mostrando un perfil temporal distinto al de los incendios, que tienden a extenderse por más tiempo. En conjunto, la información evidencia que las interrupciones prolongadas se concentran en eventos de incendio dentro de la red zonal, mientras que las de causa climática son de menor duración relativa.

Tabla 14: Interrupciones de mayor duración en periodo 2019-2023.

Número	TN/TZ	Causa	ENS (MWh)	Duración (h)
1	TZ	INC1	475	146,9
2	TZ	INC1	30	91,4
3	TZ	INC1	0	49,5
4	TZ	INC1	25	33,2
5	TZ	INC1	27	32,0
6	TZ	INC1	6	29,1
7	TZ	INC1	1.556	26,9
8	TZ	INC1	17	24,0
9	TZ	INC1	5	23,6
10	TZ	INC1	4	21,7
11	TZ	CLI1	5	18,6
12	TZ	INC1	0	12,5
13	TZ	INC1	237	11,7
14	TZ	INC1	30	11,1
15	TZ	INC1	1	10,5
16	TZ	INC1	65	10,0
17	TZ	INC1	158	9,5
18	TZ	INC1	1	9,4
19	TZ	INC1	569	9,3
20	TZ	INC1	59	8,9

Fuente Elaboración propia.

El análisis por distritos identifica que la macrozona centro-sur —zonas como Peñaflor, Pitruquén, Marchigüe, Loncoche y Panguipulli— presenta las mayores ENS acumuladas. Estos sectores comparten características comunes: alta densidad de vegetación, líneas aéreas expuestas y antecedentes de incendios o temporales. Los patrones observados permiten anticipar zonas de alta vulnerabilidad climática y baja redundancia eléctrica, que deben considerarse en el diseño de escenarios de resiliencia regional.

Tabla 15: Distritos con mayor ENS en el periodo 2019-2023.

Distrito	Origen	ENS (MWh)	Interrupciones	Duración máxima (h)	Duración promedio (h)
PEÑAFLO	TZ	590,1	2	9,3	4,2
PITRUFQUÉN	TZ	566,1	7	26,9	2,1
MARCHIGÜE	TZ	423,5	3	146,9	13,1
LONCOCHE	TZ	386,8	3	26,2	15,4
PANGUIPULLI	TZ	365,9	2	24,1	8,1
TALAGANTE	TZ	316,3	4	5,9	2,5
YERBAS BUENAS	TZ	314,5	2	6,5	2,4
VILLARICA	TZ	306,6	4	26,1	9,4
LOS ANDES	TZ	224,7	13	18,6	4,8
PUCÓN	TZ	216,7	6	8,9	3,0
VALPARAÍSO	TZ	204,8	1	4,0	2,7
SAN FELIPE	TZ	181,4	1	6,8	4,7
LOS ÁNGELES	TZ	158,3	1	9,5	9,3
SAN PEDRO	TZ	156,5	3	6,8	2,7
PUDAHUEL	TZ	153,8	6	11,7	1,8
CURACAVÍ	TZ	123,6	5	11,7	4,4
PUERTO MONTT	TN	117,1	2	0,9	0,6
SAN PEDRO DE LA PAZ	TZ	99,0	6	2,7	0,6
MACHALÍ	TN	94,7	1	2,4	2,4
OSORNO	TN	88,7	2	1,0	0,8

Fuente: Elaboración propia.

En términos de subestaciones, se observa que aquellas con mayor frecuencia de interrupciones no coinciden necesariamente con aquellas que concentran la mayor Energía No Suministrada (ENS). En TN, el ranking por frecuencia está liderado por S/E PID (6), seguida de S/E Castro (5), S/E Chonchi (5), S/E Ancud (5) y S/E Dalcahue (5); en cambio, la mayor ENS se concentra en S/E El Cobre (CODELCO) (94,67 MWh), S/E Melipulli (67,32 MWh), S/E Osorno (64,83 MWh), S/E Picarte (41,91 MWh) y S/E Puerto Varas (38,84 MWh). Para TZ, la mayor frecuencia se registra en S/E Corral (15), S/E Juncal Portillo (9), S/E Curacautín (8), S/E Pitruquén (7) y S/E Traiguén (7), mientras que el ranking de ENS está encabezado por S/E Malloco (590,05 MWh), S/E Pitruquén (566,11 MWh), S/E Loncoche (386,78 MWh), S/E Panguipulli (365,82 MWh) y S/E Marchigüe (353,46 MWh). La S/E Pitruquén destaca por aparecer simultáneamente con alta frecuencia y ENS elevada.

4 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA PELP

Este capítulo tiene por objetivo proponer una metodología para incorporar atributos de resiliencia y capacidad adaptativa frente al cambio climático en la PELP. La propuesta amplía el enfoque tradicional de planificación a costo mínimo mediante un ciclo de evaluación en dos dimensiones: un análisis territorial georreferenciado que identifica la exposición de la infraestructura a amenazas críticas, y pruebas de estrés operacionales bajo condiciones climáticas extremas. A partir de métricas priorizadas, como energía no suministrada y costos operacionales, la metodología contribuye a entregar señales de localización y criterios de inversión con enfoque adaptativo.

La planificación de expansión de capacidad de generación, almacenamiento y transmisión del SEN busca definir qué activos energéticos construir o retirar, en qué momento y en qué lugar, de manera que el sistema eléctrico pueda operar de forma confiable, resiliente y a mínimo costo en el largo plazo. La planificación alinea decisiones de inversión con metas regulatorias, políticas de descarbonización y expectativas de la demanda.

En general, organismos internacionales coinciden con distintos principios para este tipo de procesos (EPRI, 2025) (NREL, 2022):

- **Co-optimización de generación y transmisión:** considerar ambas dimensiones conjuntamente permite identificar interdependencias y evitar planes subóptimos.
- **Uso de datos climáticos actualizados y espaciales:** imprescindible para proyectar el desempeño de activos bajo condiciones futuras.
- **Representación de condiciones normales y de estrés:** incluir en el modelado periodos típicos y extremos.
- **Funciones de vulnerabilidad de activos:** permiten representar cómo el clima afecta la capacidad de generación y transmisión.
- **Proyecciones de demanda realistas:** deben reflejar tanto dependencia climática (ej. mayor demanda de aire acondicionado) como cambios tecnológicos (electrificación).
- **Incorporación de medidas de adaptación:** se debe comparar inversiones en capacidad nueva con alternativas de endurecimiento (robustez) o refuerzo de infraestructura existente.

De esta forma, el proceso entrega un plan de expansión inicial que se somete luego a pruebas más rigurosas de suficiencia, confiabilidad y emisiones. Los ajustes iterativos permiten refinarlo hasta cumplir con todos los criterios de desempeño.

Según EPRI, la planificación tradicional se centra en minimizar costos bajo supuestos económicos y técnicos estables. Sin embargo, el cambio climático y los eventos extremos obligan a ampliar el alcance:

- **Planificación informada por el clima (climate-informed):** actualiza parámetros de los modelos (curvas de carga, eficiencia, disponibilidad de recursos renovables, vida útil de

activos) en función de escenarios climáticos futuros.

- **Planificación resiliente (resilient capacity planning):** además de ser “climate-informed”, introduce explícitamente la gestión de eventos extremos de baja probabilidad y alto impacto (olas de calor, fríos extremos, sequías, incendios, inundaciones).

La distinción es analítica: todo plan resiliente debe ser previamente *climate-informed*. Lo innovador en la planificación resiliente es tratar los eventos extremos como stress-tests: no como probabilidades ponderadas en la función objetivo, sino como condiciones que el sistema debe ser capaz de resistir dentro de ciertos umbrales críticos (ej. límite de energía no suministrada).

Un proceso de planificación resiliente puede recomendar medidas que la planificación tradicional no detectaría. Entre las más destacadas:

- **Endurecimiento de activos existentes (hardening):** retrofits como enfriadores de aire en turbinas, sistemas anti-hielo en aerogeneradores, soterramiento de líneas o elevación de subestaciones.
- **Diseños menos vulnerables en nuevos activos:** paneles bifaciales en climas con nieve, plantas diseñadas para operar en temperaturas más altas de lo histórico, almacenamiento más robusto ante frío extremo.
- **Decisiones de localización:** diversificación espacial para reducir concentración de riesgos (ej. no sobredimensionar generación en áreas expuestas a incendios o sequías).
- **Atención a clientes expuestos:** ubicar activos estratégicos (ej. baterías protegidas contra inundaciones en zonas urbanas críticas).
- **Cambios en cronogramas de inversión y retiro:** postergar cierres de plantas que aportan resiliencia, o adelantar transmisión que otorga flexibilidad.
- **Redundancia selectiva:** refuerzos de transmisión o back-ups de combustible en plantas a gas.
- **Diversificación tecnológica:** portafolios menos dependientes de un solo recurso vulnerable (ej. equilibrar entre solar, eólica, almacenamiento y despacho térmico flexible).

En general, la planificación resiliente debe tender a priorizar la optimización del portafolio antes que el crecimiento indiscriminado de nueva capacidad.

4.1 Métricas priorizadas en el contexto de la PELP

La literatura especializada coincide en que no existe una métrica única capaz de representar de manera integral la resiliencia del sistema eléctrico (Murphy et al., 2020; E.DSO, 2024). En consecuencia, se adopta un portafolio complementario de métricas que, en conjunto, permiten evaluar ex ante el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ante eventos de baja probabilidad y alto impacto (HILP).

En coordinación con el Ministerio de Energía, se priorizaron aquellas métricas que permiten anticipar y cuantificar, de forma coherente con los estándares internacionales, la respuesta del SEN frente a shocks climáticos y operativos, considerando tres núcleos funcionales y su relación con familias de métricas.

4.1.1 Estructura funcional

La evaluación ex ante de la resiliencia requiere distinguir para qué y qué se mide. Por este motivo, en la justificación de estas métricas se definen núcleos funcionales que especifican el propósito de cada una dentro del proceso de planificación. Es decir, si buscan proteger el resultado del servicio, describir las condiciones que lo sostienen o apoyar la decisión frente a objetivos múltiples. A su vez, y tal como es práctica común en la literatura, las familias de métricas organizan los indicadores según el tipo de información que entregan a lo largo del ciclo técnico (desde vulnerabilidad hasta desempeño económico). Esta estructura permite mantener coherencia entre fines, medios y decisiones, evitando duplicidades y facilitando la trazabilidad metodológica en el análisis del Sistema Eléctrico Nacional.

Núcleos (para qué se mide):

1. **Resultado (servicio y estabilidad):** mide la capacidad del sistema para mantener el suministro y la estabilidad frente a perturbaciones. *Indicadores:* Energía No Suministrada (ENS), Inercia del sistema.
2. **Desempeño del Sistema (condiciones y costo):** mide la holgura técnica y económica requerida para sostener la resiliencia. *Indicadores:* Margen de reserva, Costos operacionales del sistema.
3. **Co-objetivos y Decisión (clima/economía):** evalúa las implicancias climáticas y económicas de estrategias resilientes. *Indicador:* Emisiones asociadas al despacho.

Familias (qué se mide en el ciclo técnico):

1. Vulnerabilidad (insumos de exposición y fragilidad).
2. Operación y suficiencia (inercia, márgenes, costos).
3. Servicio (continuidad, ENS/EENS).
4. Economía y decisión (emisiones, beneficios socioeconómicos).

Esta articulación evita confundir fines (resiliencia como resultado) con medios (condiciones operativas o costos asociados), y otorga trazabilidad metodológica al análisis ex ante.

4.1.2 Energía no suministrada (ENS)

- **Núcleo:** Resultado
- **Familia:** Servicio
- **Qué mide:** el impacto directo en los usuarios cuando el sistema no logra satisfacer la demanda durante un evento disruptivo.
- **Relevancia:** conecta los escenarios de estrés (climáticos u operativos) con la continuidad de servicios esenciales y permite definir umbrales de tolerancia a la pérdida de carga.
- **Fórmula sencilla (para un horizonte simulado):**

$$ENS = \sum_{t=1}^T \max(0, D_t - S_t) \cdot \Delta t$$

donde:

- D_t : demanda eléctrica en el intervalo t.
- S_t : generación en t.
- Δt : duración del intervalo de tiempo (ej. 1 hora).
- T: número total de intervalos analizados.
- **Datos requeridos:** series horarias de demanda, disponibilidad y mantenimientos de generación, tasas de falla, y restricciones relevantes de transmisión o distribución.
- **Uso ex ante:** permite definir umbrales de diseño para la pérdida de carga admisible y evaluar la sensibilidad del sistema frente a distintos shocks climáticos u operativos (por ejemplo, indisponibilidades simultáneas, olas de calor o restricciones hídricas).
- **Limitaciones:** no refleja la calidad del suministro (voltaje o frecuencia) ni distingue la criticidad de las cargas afectadas; por ello, se recomienda complementarla con métricas operativas o criterios de priorización de cargas esenciales.

4.1.3 Inercia del sistema (proxy de estabilidad de frecuencia)

- **Núcleo:** Resultado.
- **Familia:** Operación.
- **Qué mide:** la capacidad del sistema para amortiguar caídas súbitas de frecuencia tras una pérdida de generación.
- **Relevancia:** en sistemas con alta penetración renovable, la baja inercia incrementa el riesgo de desconexiones⁸.
- **Fórmula simple:**

$$I = \sum_{u \in U} H_u \cdot P_{nom,u}$$

Donde:

- I: inercia agregada
- U: conjunto de unidades síncronas en servicio.
- H_u : constante de inercia de la unidad u
- $P_{nom,u}$: potencia nominal (o potencia en servicio si se dispone).

⁸ La inercia refleja la energía cinética almacenada en masas giratorias síncronas (turbinas/alternadores) que amortiguan la caída inicial de frecuencia tras una pérdida súbita de generación. En sistemas con alta penetración de renovables no síncronas, la inercia disponible puede ser baja, aumentando el riesgo de desconexiones por subfrecuencia. El modelo de planificación no calcula RoCoF (tasa de cambio de frecuencia), pero la inercia agregada es un proxy práctico: a menor inercia, mayor velocidad de caída de frecuencia ante la misma pérdida neta. Por eso fijar umbrales mínimos de inercia por bloque horario reduce la probabilidad de colapso de frecuencia en eventos severos.

- **Datos Necesarios:** Listado de unidades síncronas operando en cada hora, constantes H, potencia nominal/en servicio; escenarios de contingencia (pérdida neta creíble).
- **Enfoque ex ante:** Definir umbrales mínimos de inercia agregada por bloque horario y exigir reservas/medidas (p.ej., condensadores síncronos o mínimos térmicos) cuando el umbral no se cumple.
- **Limitaciones:** La inercia sintética de convertidores no es idéntica a la inercia mecánica (respuesta temporal y robustez distintas), pero puede complementar cuando se parametriza y verifica operativamente⁹.

4.1.4 Costos operacionales del sistema

- **Núcleo:** Desempeño del Sistema.
- **Familia:** Operación.
- **Qué mide:** el costo total de operar de forma segura ante condiciones extremas (reservas adicionales, desvíos o pérdidas de eficiencia). Mide el “precio de la resiliencia”: cuánto cuesta prevenir/contener impactos sin perder continuidad.
- **Fórmula sencilla (día/ semana representativa o año):**

$$CT = \sum_{i,t} G_{i,t} \cdot cv_i + \sum_t CPP_t + \sum_t CF_t \cdot ENS_t$$

Donde:

- $G_{i,t}$: energía generada por unidad i en t
 - cv_i : costo variable de la unidad i
 - CPP_t : costos de ciclos térmicos y otros desvíos en t.
 - CF_t : costo de falla o costo social/técnico asignado a la energía no suministrada
 - ENS_t : energía no suministrada en t
- **Datos necesarios.** Costos variables, límites técnicos, topología de red, requisitos de reservas, costos de falla
 - **Enfoque ex ante.** Cuantifica trade-offs entre seguridad y eficiencia cuando se imponen medidas preventivas.
 - **Limitaciones.** No incluye por defecto costos de emisiones ni externalidades de usuarios (se complementa con la métrica de emisiones y análisis socioeconómicos).

4.1.5 Margen de reserva

- **Núcleo:** Desempeño del Sistema.
- **Familia:** Operación / Suficiencia.

⁹ La denominada inercia sintética corresponde a la capacidad de algunos convertidores de electrónica de potencia (por ejemplo, inversores de aerogeneradores o baterías) de emular una respuesta inercial a cambios de frecuencia. Sin embargo, a diferencia de la inercia mecánica de las máquinas síncronas (energía cinética almacenada en masas giratorias), esta respuesta es controlada por software y depende de parámetros de ajuste y disponibilidad de potencia. Por ello, su robustez y velocidad de respuesta no son idénticas a las de la inercia física, aunque puede complementar eficazmente cuando está bien parametrizada, verificada y coordinada operativamente.

- **Qué mide:** la holgura estática para cubrir la demanda de punta considerando indisponibilidades razonables.
- **Fórmula sencilla:**

$$RM = \frac{PF - DP}{DP} \cdot 100$$

Donde:

- *RM*: Margen de reserva
 - *PF*: capacidad “firme” que efectivamente puede contarse en punta (por tecnología, con derates y factores de contribución a punta).
 - *DP*: Demanda de Punta: máxima demanda esperada en el periodo de análisis, idealmente con su incertidumbre (p. ej., p95).
- **Datos necesarios.** Proyecciones de demanda, estimación de capacidad firme por tecnología, intercambios, restricciones de red.
 - **Enfoque ex ante.** Apoya criterios de expansión y fijación de holguras por zona/hora de riesgo.
 - **Limitaciones.** No refleja rampas ni riesgos compuestos (p. ej., calor + incendios + limitaciones de transmisión); por eso se usa junto con ENS/EENS e inercia.

4.1.6 Emisiones asociadas al despacho

- **Núcleo:** Co-objetivos y Decisión
- **Familia:** Economía / Decisión
- **Qué mide:** las emisiones resultantes del despacho energético bajo escenarios de estrés.
- **Relevancia:** permite evaluar el equilibrio resiliencia–costo–clima, garantizando que las medidas resilientes no comprometan los compromisos climáticos.
- **Fórmula sencilla:**

$$E = \sum_{i,t} G_{i,t} \cdot f_i$$

Donde:

- $G_{i,t}$: energía de la unidad/tecnología *i* en *t*.
 - f_i : tCO₂/MWh (u otro contaminante) por tecnología/unidad.
- **Datos necesarios.** Despachos por unidad/tecnología, factores de emisión oficiales
 - **Enfoque ex ante.** Habilita análisis multiobjetivo y comparaciones entre carteras de medidas resilientes con menor huella.
 - **Limitaciones.** Factores genéricos pueden sub-/sobre-estimar; idealmente usar factores específicos por activo/combustible.

Este portafolio, coherente con estándares internacionales, entrega una base operativa e intuitiva para: (i) anticipar riesgos climáticos, (ii) evaluar trade-offs entre seguridad, costo y emisiones, y (iii) justificar inversiones que eleven la resiliencia del sistema eléctrico nacional.

4.2 Visión general de la propuesta metodológica

La propuesta metodológica se estructura en un ciclo iterativo de planificación y verificación, en el que la expansión preliminar del Sistema Eléctrico Nacional (generación, transmisión y almacenamiento) se contrasta con la exposición territorial a riesgos y con el desempeño operativo bajo escenarios críticos. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** resume este flujo: desde la definición inicial de la expansión, pasando por la evaluación georreferenciada de amenazas y la simulación de operación de corto plazo con métricas de resiliencia, hasta llegar a una trayectoria óptima y robusta, capaz de responder de manera adaptativa frente a choques climáticos y operativos.



Figura 6: Esquema preliminar y conceptual de la Integración de resiliencia en el proceso PELP.

Fuente: Ministerio de Energía.

Etapas del proceso

1. **Definir alcance y métricas de resiliencia (Scoping).** Se determinan los riesgos a evaluar y las métricas relevantes para medir la resiliencia del sistema. Entre ellas destacan la energía no suministrada (ENS/EENS), los costos operacionales adicionales, las emisiones asociadas al despacho, la inercia del sistema y el margen de reserva. En esta etapa se fijan también los umbrales de desempeño aceptables, considerando una mirada sistémica. .
2. **Plan inicial de capacidad (largo plazo).** El modelo de expansión de generación, almacenamiento y transmisión (equivalente a un problema de unit commitment con inversiones) formula un plan preliminar de capacidad sin incluir eventos extremos. Esta etapa entrega la expansión a mínimo costo bajo los distintos escenarios de la PELP.
3. **Evaluación preliminar de riesgos (Risk Screening).** El plan inicial se cruza con las capas oficiales de amenaza territorial (incendios, inundaciones, sismos, tsunamis, volcanes). Esta etapa identifica dónde y cuándo el sistema proyectado es más vulnerable.

4. **Selección de eventos de alto estrés.** Se seleccionan eventos críticos plausibles, que combinan vulnerabilidades reales con condiciones climáticas y operativas adversas (ejemplo: incendio). Estos eventos se formulan como shocks representativos en un día o semana de un año representativo.
5. **Prueba de desempeño (corto plazo).** El plan preliminar se somete a simulaciones de operación del SEN en el modelo de corto plazo (problema de unit commitment sin expansión de capacidad), incorporando los eventos críticos como restricciones adicionales. Aquí se evalúan las métricas de resiliencia para verificar si la expansión soporta el estrés manteniendo niveles aceptables de servicio y estabilidad.
6. **Iteraciones.** Si el plan no cumple con los umbrales definidos, se identifican candidatos para corregir dichas vulnerabilidades y se corre nuevamente el modelo de expansión (punto 2), incorporando dichos candidatos (almacenamiento, refuerzos de transmisión, condensadores síncronos, flexibilidad adicional). El ciclo se repite hasta converger en un portafolio robusto y resiliente.

Finalmente, se recomienda explorar distintos niveles de exigencia en los umbrales de resiliencia de la etapa 5. Este análisis permite visualizar los trade-offs entre mayores costos de inversión y los impactos evitados (energía no suministrada, fallas en servicios críticos, emisiones adicionales), apoyando la toma de decisiones.

4.3 Flujo de Geoprocesamiento para Evaluación de Riesgos

En esta sección se presentan los pasos seguidos para un ejercicio de prueba de cruce entre líneas de transmisión (LT) y capas de amenazas. La misma secuencia constituye la base para la automatización, permitiendo procesar de manera sistemática distintos escenarios y años de la PELP. Todos los geoprocesos fueron realizados en QGIS por ser un software libre el cual además presenta capacidad de automatización a través de Python.

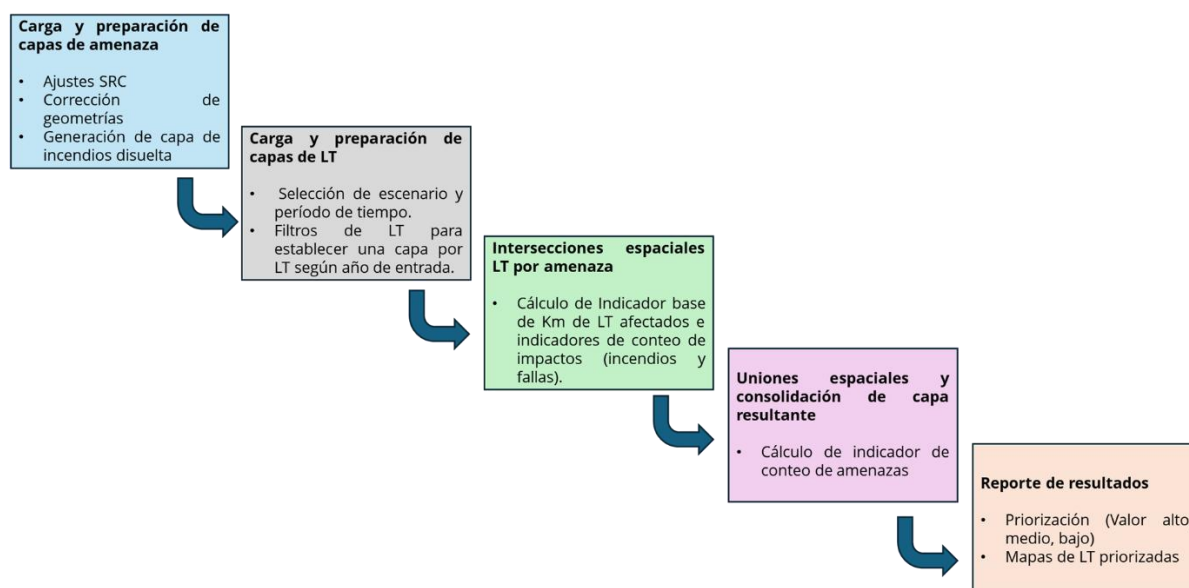


Figura 7: Flujo de geoprocesamiento para la evaluación de riesgos del ejercicio.

Fuente: Elaboración propia.

4.3.1 Carga y preparación de los mapas de amenaza y líneas de transmisión

Las amenazas utilizadas en el ejercicio son las consideradas en el informe CVAT¹⁰ (Criterios y Variables ambientales y territoriales), las que posteriormente se cruzan con el caso de LT. Las fuentes de información se describen en la tabla a continuación.

Tabla 16: Capas de amenaza del CVAT según fuente.

Amenazas CVAT	Fuente	Capa
Amenaza volcánica	SERNAGEOMIN	Capa de puntos + Capa de buffer 15km
Remoción en masa	SERNAGEOMIN	Capa de puntos (catastro de eventos)
Inundación por Tsunami	SHOA (1997)	Cota 30
Fallas geológicas	SERNAGEOMIN	Capa de líneas (fallas)
Inundaciones	SERNAGEOMIN	No existe a nivel nacional, sólo en algunas áreas.
Incendios forestales	CONAF	Capa "Densidad de Incendios Forestales" (temporada 2002-2003 a 2018-2019).

Fuente: Elaboración propia en base a informe CVAT (MEN, 2025).

Los procedimientos cartográficos básicos que considera el trabajo con las capas de amenaza se describen a continuación:

- Las amenazas fueron en primera instancia ajustadas para que todas quedaran en sistemas de UTM¹¹ para facilitar las mediciones de distancia.
- Se corrigieron las geometrías de las capas para permitir posteriores operaciones cartográficas como las intersecciones.

Se desarrollaron algunos procedimientos cartográficos específicos en esta etapa, los cuales son relevantes para el cálculo posterior de indicadores. Por ejemplo, para la capa de incendios, se generó un duplicado "disuelto" que permitiera tener una capa unitaria de polígonos. La capa original superpone múltiples polígonos históricos y se utilizó como un mecanismo para medir el conteo de incendios sobre las LT.

Para el caso de LT, se consideró el caso de las LT proyectadas en la PELP para el período 2030-2035 bajo un escenario de carbono neutralidad (CN). La capa se obtiene de la información disponible en la web de la PELP, donde es posible descargar un archivo en formato .csv el cual contiene las coordenadas de los puntos de la LT. Se filtran todos aquellos datos de LT que no cuentan con los puntos necesarios para construir una línea. Se considera, además, como línea de referencia, la correspondiente al año de entrada de la LT, de modo de no tener múltiples líneas con el mismo nombre en el ejercicio. Este archivo es geoprocesado para transformarlo en una capa visible de las líneas.

¹⁰ MEN (2025). Informe "Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión"

¹¹ Sistema Universal Transversal de Mercator.

Con los pasos descritos, se cuenta con la información geoespacial base del ejercicio, el cual se muestra en la Figura 8: Ejercicio caso de LT en escenario de CN 2030-2035 (PELP) y amenazas CVAT.

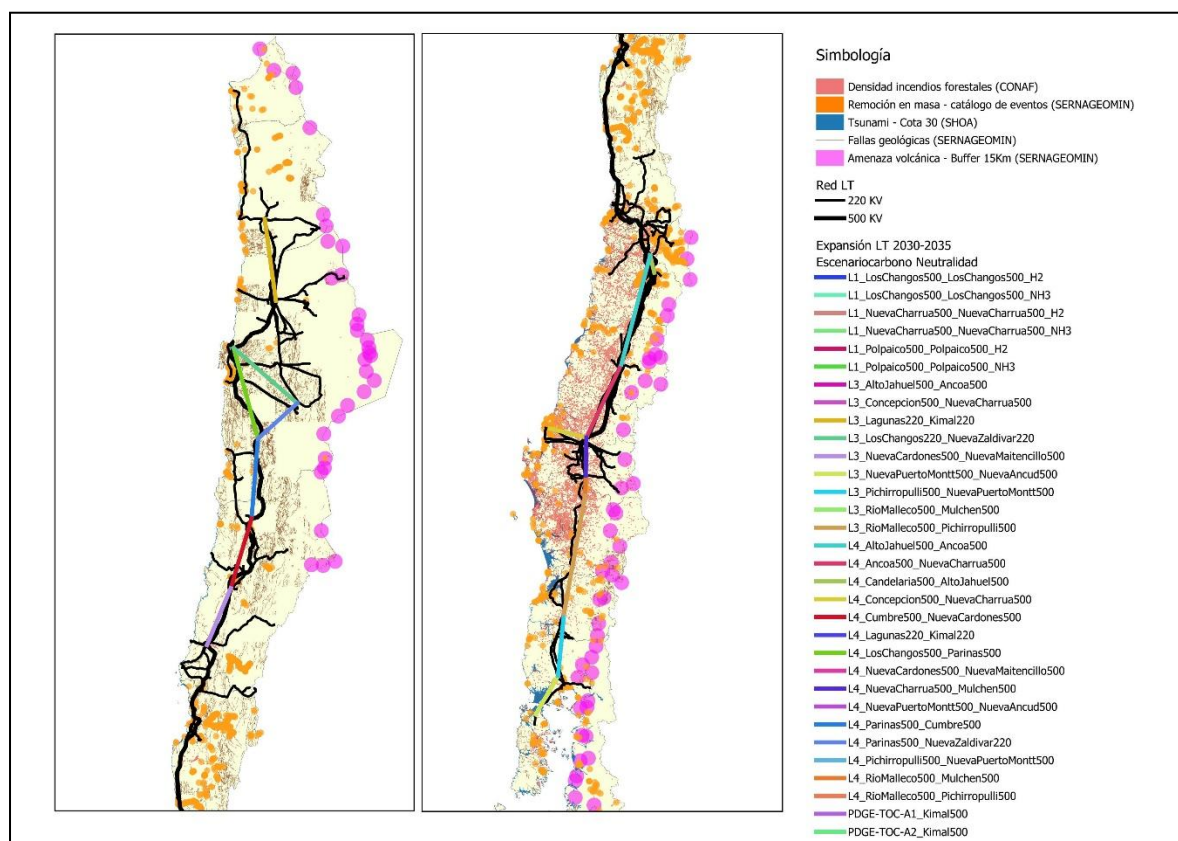


Figura 8: Ejercicio caso de LT en escenario de CN 2030-2035 (PELP) y amenazas CVAT

Fuente: elaboración propia.

4.3.2 Intersecciones espaciales por amenaza

A continuación, se procede a cruzar la capa de LT con cada amenaza por separado. Los cruces con las capas de amenaza y el impacto medible en la LT a nivel cartográfico dependen del tipo de capa que se considere como se describe a continuación:

- Las LT se presentan en una capa de líneas. Al cruzar las LT con amenazas en formato de polígonos (incendios, tsunamis, buffer amenaza volcánica) se obtiene la longitud de la LT potencialmente afectada y su porcentaje sobre el total. En el caso de la amenaza de incendios donde existen múltiples polígonos que se superponen (densidad de eventos), se puede obtener también un conteo de eventos sobre la LT.
- En el caso de las amenazas en formato de línea como las fallas geológicas, el cruce produce puntos de contacto con la LT, por lo que en ese caso se obtiene un conteo de veces en que las líneas de ambas capas se intersectan.

- En el caso de las capas en formato de puntos (catastro de eventos de remoción en masa) la intersección con LT da como potencial resultado un punto, sin embargo, la probabilidad de que esa intersección se produzca es baja, como se muestra en el análisis de caso donde tiene valor cero. Para estos casos, en general la recomendación es utilizar un buffer u otro geoproceto, bajo algún criterio técnico respaldado¹².

Algunos de los primeros indicadores de estos cruces se presentan en la figura **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** a continuación en la figura **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Al revisar el cruce de la amenaza de tsunami para el ejercicio, se observa que existen líneas como la L3 y L4 Concepción500_NuevaCharrua500 como las más afectadas, con 4,2 km de línea bajo riesgo de tsunami (cota 30) equivalente a aproximadamente el 6% del tramo.

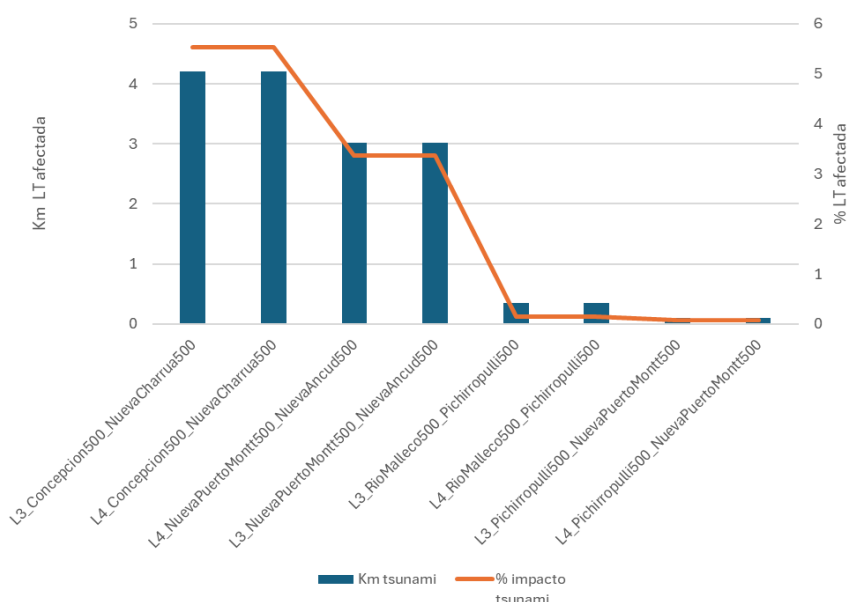


Figura 9: LT en escenario de CN 2030-2035 (PELP) y riesgo de tsunami.

Fuente: elaboración propia.

Para el caso de los incendios forestales, se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, que al revisar el riesgo de las LT del caso, son la L3 y L4 RioMalleco500_Pichirropulli500 las potencialmente más afectadas tomando con 119 km (49% del total). Sin embargo, al considerar el porcentaje de afectación como parámetro, líneas como la L3 y L4 RioMalleco500_Mulchen500 alcanzan aproximadamente un 69% de potencial afectación (28 km de longitud).

¹² Se ha conversado la necesidad de consultar por un criterio técnico validado técnicamente a SERNAGEOMIN.

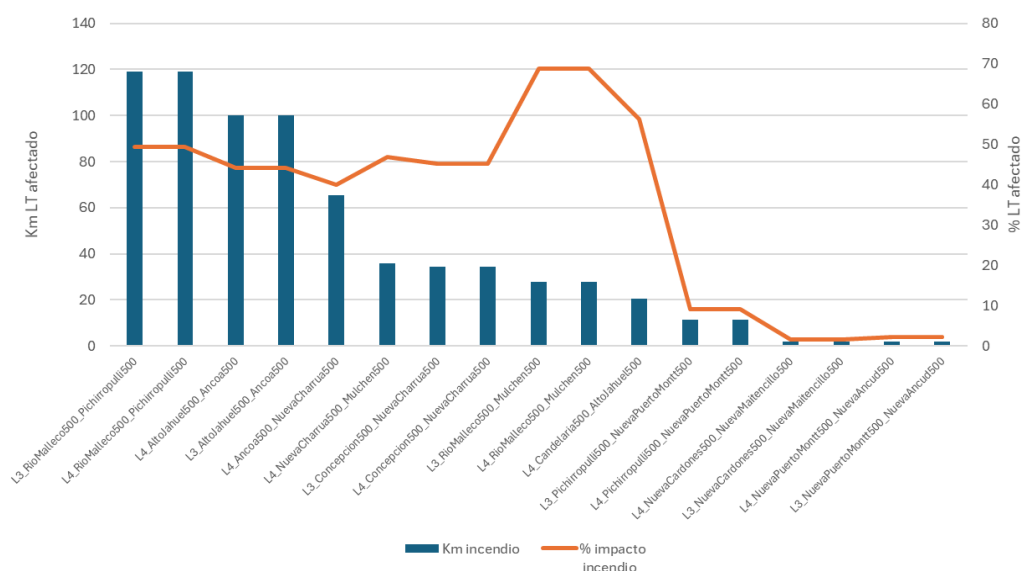


Figura 10: LT en escenario de CN 2030-2035 (PELP) y riesgo de incendios forestales (superficie).

Fuente: elaboración propia.

Como muestra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Al tomar en consideración el parámetro de conteo o frecuencia de incendios forestales, vale decir cuántas veces un evento histórico cruza la LT se observa que la L3 y L4 RioMalleco500_Pichirropulli500 presenta sobre 50 eventos siendo las más altas.

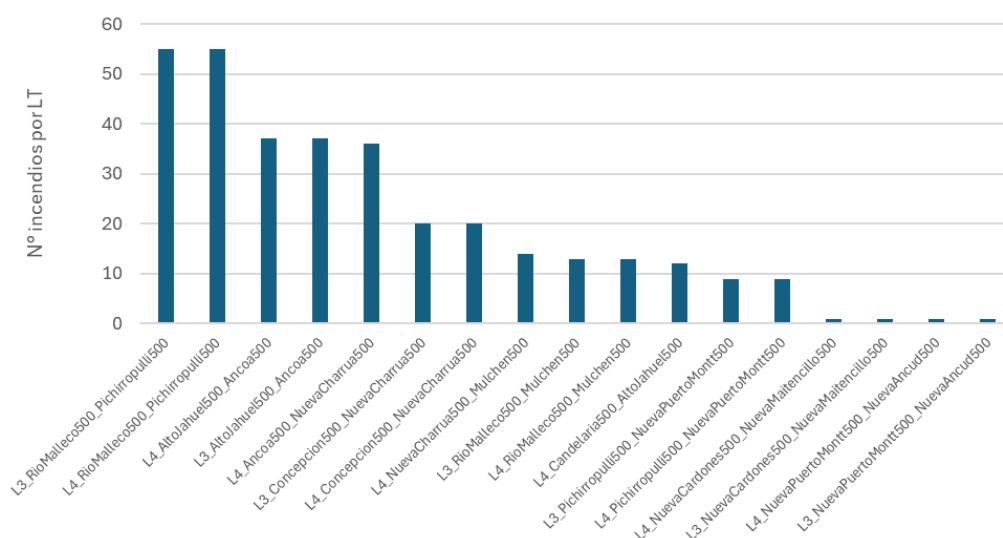


Figura 11: LT en escenario de CN 2030-2035 (PELP) y riesgo de incendios forestales (conteo).

Fuente: elaboración propia.

Al evaluar el riesgo por fallas geológicas, se observa en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que la L3_LosChangos220_NuevaZaldivar220 es la que tiene una mayor cantidad de intersecciones con un conteo de 49.

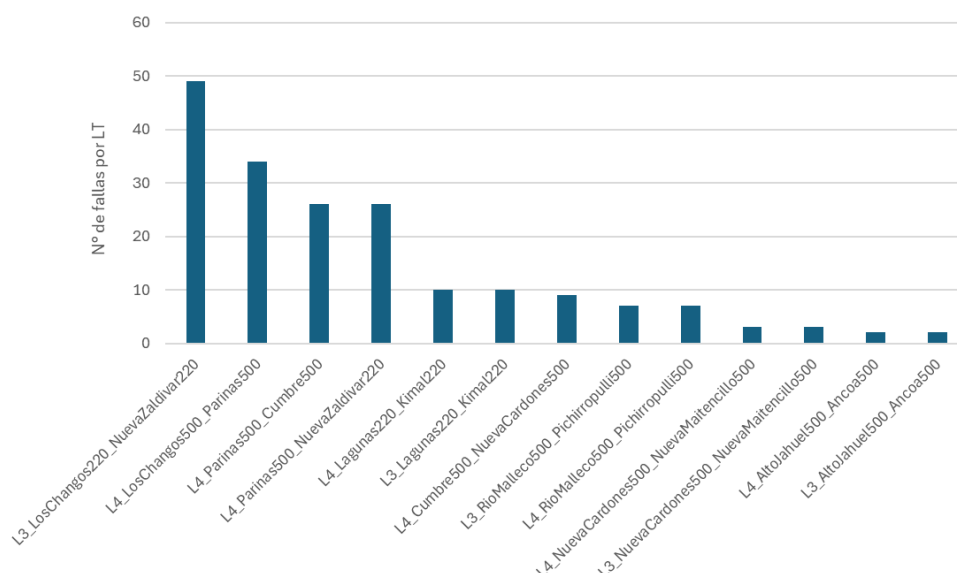


Figura 12: LT en escenario de CN 2030-2035 (PELP) y riesgo de fallas geológicas (conteo).

Fuente: elaboración propia.

4.3.3 Uniones espaciales, consolidación de capa resultante y resultados

Del paso anterior se obtienen capas de intersección de cada amenaza con la LT e indicadores base. En este paso se consolidan los resultados en una capa única a través de una unión espacial que toma como referencia campos comunes entre cada capa de intersección como son los ID¹³ de cada LT. La capa resultante cuenta con todos los valores de las intersecciones. Esta capa permite hacer un conteo de un indicador de cuántas amenazas intersectan cada LT. Este archivo puede ser exportado y contiene todos los valores base para el reporte de resultados.

A continuación, se procedió a establecer rangos con niveles de riesgo en base a los resultados de los pasos anteriores de modo de poder establecer priorización preliminar de modo de testear el ejercicio. Para esto se asignaron valores de riesgo alto (3), medio (2) y bajo (1) según rangos de afectación para cada amenaza. Para establecer los rangos, se ocupó un criterio preliminar definido por el equipo consultor en base a los resultados observados.

Adicionalmente, se asignó también un criterio de valores de riesgo alto (3), medio (2) y bajo (1) según la cantidad (conteo) de amenazas que afectan cada LT, así una LT que es afectada por 3 amenazas o más tiene un valor alto, una LT afectada por 2 amenazas tiene un valor medio, y una LT afectada por una amenaza tiene un valor bajo. Los valores de cada amenaza y el valor del conteo de la cantidad de amenazas se suman para obtener un puntaje que va en un rango de 1 a 12, donde se considera que una LT que tiene un valor total de 9 a 12 puntos tiene un riesgo alto, de 8 a 5 medio, y de 4 a 1 bajo.

¹³ La unión por campos puede realizarse con campos comunes únicos como el ID.

El criterio considera una simplificación para este análisis, acotándose al porcentaje de afectación de dicha amenaza (ver Figura 13: Niveles de riesgo y secuencia de cálculo para la priorización de riesgos). Esa afectación está definida por el cruce entre la capa de amenaza y la LT. Para las amenazas de polígono (superficie total de incendio forestal y tsunami) se consideró que un rango de LT afectada sobre el 30% era un riesgo alto, un rango entre menor a 30% y mayor a 10% medio, y menor a un 10% bajo. Para las amenazas cuyas intersecciones entregan un conteo de puntos sobre la línea como las fallas geológicas y la densidad de incendios forestales (conteo) se determinó que más de 20 cruces sobre la LT es un valor de riesgo alto, menor a 20 y mayor 10 medio, y menor de 10 bajo.

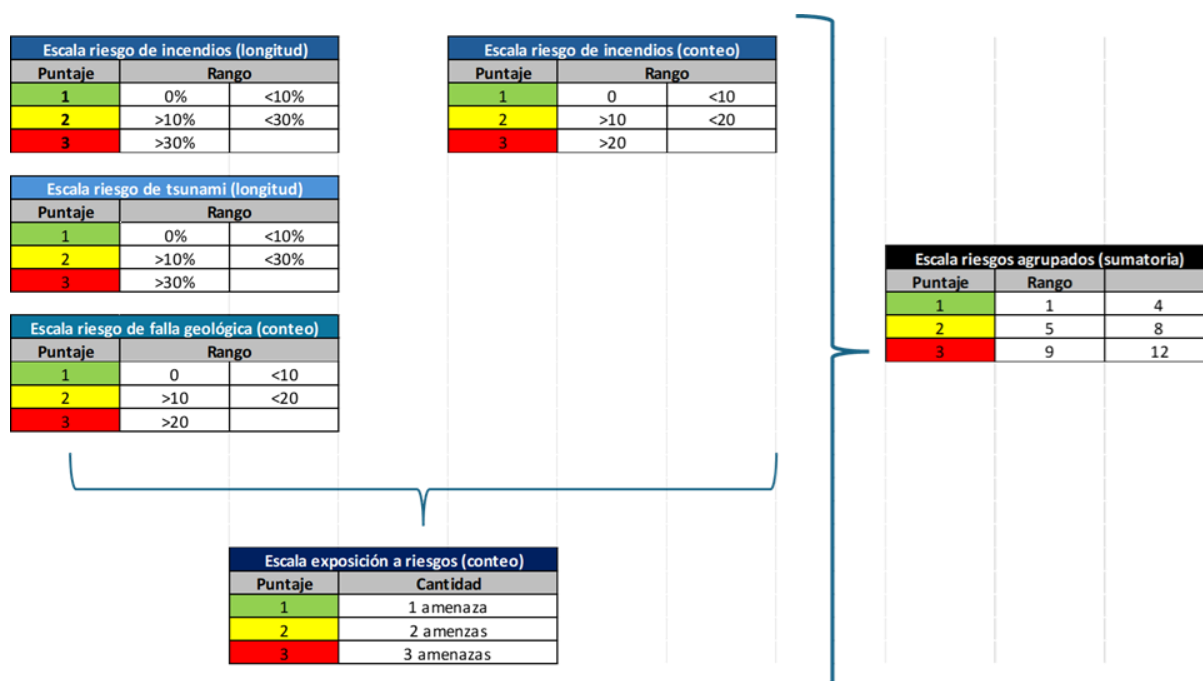


Figura 13: Niveles de riesgo y secuencia de cálculo para la priorización de riesgos.

Fuente: elaboración propia.

La Tabla 17: Resultados de priorización de riesgos del ejercicio sintetiza la asignación de valores y principales indicadores. Se observa que la L3 y L4 RioMalleco500_Pichirropulli500 son las que presentan mayores valores de riesgo (8) dentro del ejercicio. La tabla evidencia que esta LT específica se encuentra sometida a riesgos de incendio forestales importantes, se encuentra también potencialmente expuesta a tsunamis y fallas geológicas.

Tabla 17: Resultados de priorización de riesgos del ejercicio.

Linea	Longitud (Km)	Riesgo de incendios forestales					Riesgo tsunami			Riesgo falla geológica		N° Riesgos sobre LT	Puntaje Total
		Km incendio	% Impacto incendio	Puntaje Km incendio	Conteo incendio	Puntaje conteo incendio	Km tsunami	% Impacto tsunami	Puntaje Km Tsunami	Conteo fallas geológica	Puntaje fallas geológica		
L3 RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	118,9	49,3	3	55	3	0,4	0,1	1	7	1	3	8
L4 RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	118,9	49,3	3	55	3	0,4	0,1	1	7	1	3	8
L4 AltoJahuel500 Ancoa500	227,0	100,1	44,1	3	37	3				2	1	2	6
L3 AltoJahuel500 Ancoa500	227,0	100,1	44,1	3	37	3				2	1	2	6
L3 Concepcion500 NuevaChamua500	76,1	34,4	45,2	3	20	3	4,2	5,5	1			2	6
L4 Concepcion500 NuevaChamua500	76,1	34,4	45,2	3	20	3	4,2	5,5	1			2	6
L4 Ancoa500 NuevaChamua500	163,4	65,3	40,0	3	36	3						1	4
L3 Pichirropulli500 NuevaPuertoMontt500	125,4	11,6	9,2	1	9	1	0,1	0,1	1			2	4
L4 Pichirropulli500 NuevaPuertoMontt500	125,4	11,6	9,2	1	9	1	0,1	0,1	1			2	4
L4 NuevaPuertoMontt500 NuevaAncud500	89,7	1,9	2,2	1	1	1	3,0	3,4	1			2	4
L3 NuevaPuertoMontt500 NuevaAncud500	89,7	1,9	2,2	1	1	1	3,0	3,4	1			2	4
L4 NuevaCardones500 NuevaMaitencillo500	123,8	1,9	1,6	1	1	1				3	1	2	4
L3 NuevaCardones500 NuevaMaitencillo500	123,8	1,9	1,6	1	1	1				3	1	2	4
L3 LosChangos220 NuevaZaldivar220	169,9									49	3	1	4
L4 LosChangos500 Parinas500	188,8									34	3	1	4
L4 Parinas500 Cumbre500	161,3									26	3	1	4
L4 Parinas500 NuevaZaldivar220	106,7									26	3	1	4
L4 NuevaChamua500 Mulchen500	76,7	35,9	46,8	3	14	2						1	4
L3 RioMalleco500 Mulchen500	40,2	27,6	68,9	3	13	2						1	4
L4 RioMalleco500 Mulchen500	40,2	27,6	68,9	3	13	2						1	4
L4 Candelaria500 AltoJahuel500	36,2	20,3	56,2	3	12	2						1	4
L4 Lagunas220 Kimal220	165,9									10	2	1	3
L3 Lagunas220 Kimal220	165,9									10	2	1	3
L4 Cumbre500 NuevaCardones500	146,4									9	1	1	2

Fuente: elaboración propia.

La Figura 14: Resultados preliminares LT priorizada del ejercicio da cuenta de cómo la L3 y L4 RioMalleco500_Pichirropulli500 se representa actualmente en el territorio y como se ve potencialmente impactada por las amenazas evaluadas. También es posible observar, el nivel de riesgos de los actuales trazados que preliminarmente se observan altamente expuestos también frente a estas amenazas.

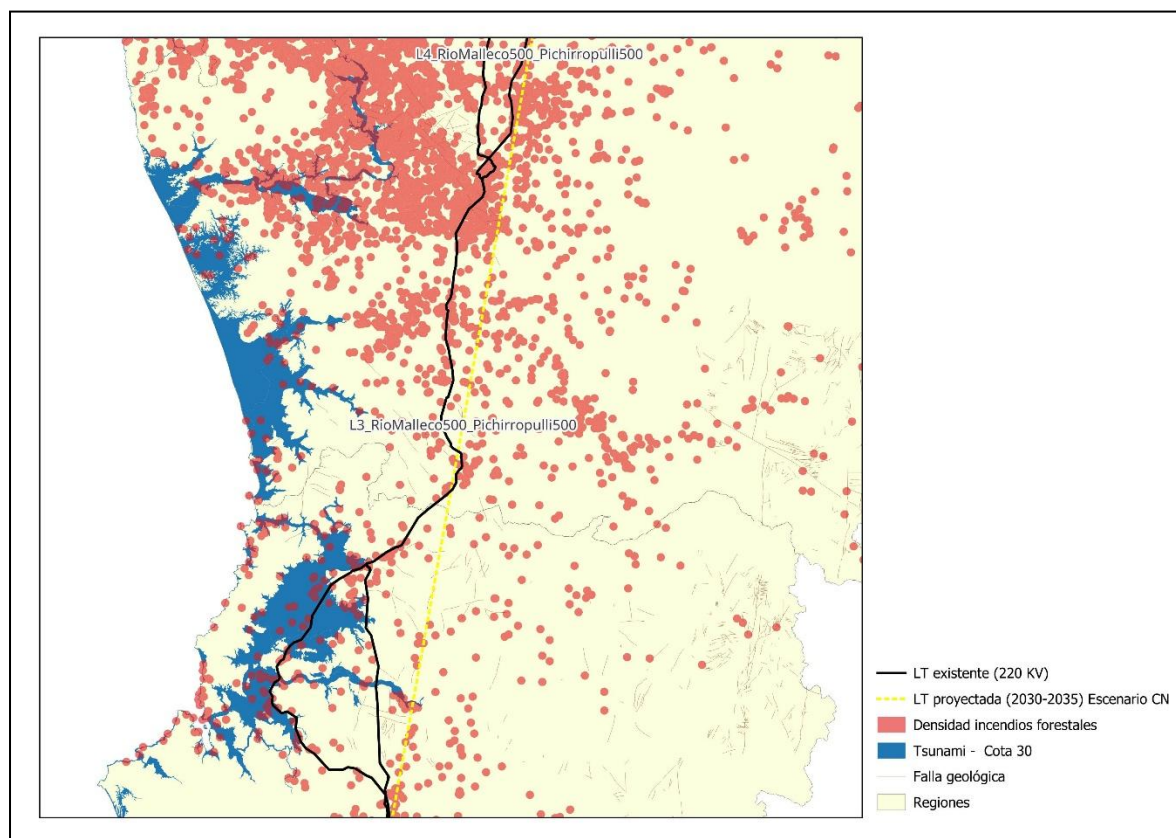


Figura 14: Resultados preliminares LT priorizada del ejercicio.

Fuente: elaboración propia.

En el anexo 9.1 se exploran otras alternativas para la definición de índices de riesgo con metodologías diferentes. En la sección del anexo 9.2 se abordan también el uso potencial de otras capas de amenaza a las presentadas en esta sección, así como sus potenciales implicancias para el cálculo del riesgo del caso.

4.4 Resiliencia y Señales de Localización en el contexto de la PELP

El proceso propuesto no solo busca definir una expansión eficiente del sistema eléctrico en el largo plazo, sino también generar señales de localización que orienten dónde conviene ubicar proyectos de generación, transmisión y almacenamiento. Estas señales son particularmente relevantes en la PELP al incorporar criterios concretos que vinculan la expansión con la información de riesgos a nivel territorial.

La PELP no está diseñada para hacer recomendaciones específicas de obras o trazados de líneas: los “refuerzos” se representan como aumentos de capacidad entre zonas o barras del modelo y no como infraestructura física detallada. En consecuencia, el rol de la PELP es orientar estratégicamente al Plan de Expansión Anual de Transmisión, entregando una priorización de interfaces, zonas y nodos con alto valor sistémico bajo estrés, mientras que el aterrizaje en alternativas físicas, trazados y verificación de seguridad (por ejemplo, bajo criterios de contingencias tipo N-1 o N-k) corresponde al PEAT y a las etapas de ingeniería y evaluación propias de la planificación de transmisión.

El flujo metodológico combina dos etapas:

- **Screening territorial:** se cruzan las trazas y emplazamientos proyectados con capas oficiales de riesgo histórico (incendios forestales, inundaciones, tsunamis, volcanes, fallas geológicas). Así se identifican zonas con mayor exposición.
- **Prueba de desempeño:** se simula la operación del sistema en escenarios de alto estrés (olas de calor, baja hidrología, fallas múltiples de líneas). Aquí se aplican las cinco métricas priorizadas: energía no suministrada (ENS/EENS), costos operacionales, emisiones del despacho, inercia del sistema y margen de reserva.

Para ordenar decisiones y traducir el análisis territorial y sistémico en una señal única comparable, se propone construir un Índice Locacional de Riesgo-Resiliencia (ILRR) que combine exposición territorial y beneficio sistémico bajo estrés, ambos normalizados en una escala común. El índice se calcula sobre una alternativa o unidad de análisis definida (por ejemplo, un refuerzo entre barras del modelo PELP) y se estructura en tres pasos: (i) estimación de un Subíndice de Exposición a partir del *screening* georreferenciado, (ii) estimación de un Subíndice de Beneficio a partir de pruebas de desempeño operativas, y (iii) combinación de ambos en un puntaje único que habilita clasificación y priorización.

- **Subíndice de Exposición Territorial (E).** Para cada alternativa j , la exposición se calcula agregando indicadores de cruce espacial con amenazas históricas (por ejemplo, porcentaje de traza en polígonos de incendio o tsunami; conteos de intersección con fallas geológicas). Luego, la exposición agregada se calcula como suma ponderada por tipo de amenaza h :

$$E_j = \sum_{h \in H} w_h \cdot \text{Norm}(e_h) \text{ con } \sum_h w_h = 1$$

Donde e_h es un indicador de exposición de la alternativa j a la amenaza h , $\text{Norm}(e_h)$ es el indicador de exposición normalizado de amenaza h y w_h son ponderadores (por defecto, iguales o diferenciados si se acuerda una jerarquía por severidad/criticidad).

- **Subíndice de Beneficio Sistémico bajo Estrés (B).** Para la misma alternativa (digamos j), el beneficio se deriva de las pruebas de estrés y se construye con los indicadores priorizados: reducción de Energía No Suministrada (ΔENS), variación de costos operacionales (ΔC), variación de emisiones (ΔEm), y cumplimiento/mejora de umbrales de inercia (ΔI) y margen de reserva (ΔMR). Para asegurar una dirección común (más es mejor), los indicadores que representan “reducción” o “disminución” se definen con signo consistente (por ejemplo, $\Delta ENS = ENS_{base} - ENS_j$, $\Delta C = C_{base} - C_j$, $\Delta Em = Em_{base} - Em_j$). Cada componente se normaliza y se agrega:

$$B_j = \sum_{k \in K} v_k \cdot \text{Norm}(\Delta k_j) \text{ con } \sum_k v_k = 1$$

Donde $\text{Norm}(\Delta k_j)$ es el indicador normalizado de la métrica de desempeño k , $K = \{\Delta ENS, \Delta C, \Delta Em, \Delta I, \Delta MR\}$ y v_k son ponderadores (por defecto iguales; o priorizando continuidad de suministro asignando mayor peso a ΔENS).

- **Cálculo del ILRR.** Con ambos subíndices, el ILRR se obtiene combinando beneficio y exposición. Una alternativa simple es:

$$ILRR_j = \alpha \cdot B_j - (1 - \alpha) \cdot E_j$$

Donde $\alpha \in [0,1]$ controla el balance entre beneficio y exposición. Por ejemplo, si $\alpha = 0,6$ se privilegia desempeño bajo estrés sin ignorar riesgo territorial¹⁴.

Tal como se presenta en el

- **Clasificación y uso del índice.** El ILRR permite clasificar alternativas en señales de localización (por ejemplo, verde/amarilla/roja) usando umbrales objetivos, tales como percentiles del ILRR sobre el conjunto evaluado o una matriz beneficio–exposición (beneficio alto con exposición baja/mediana; beneficio alto con exposición alta condicionada a medidas; beneficio bajo con exposición media/alta desaconsejada). Como resultado, el ILRR puede alimentar (i) la PELP, identificando interfaces, polos y nodos con alto valor bajo estrés; (ii) el PEAT, priorizando obras y seleccionando alternativas físicas coherentes con seguridad y contingencias; y (iii) licitaciones, estableciendo requisitos o condicionantes por localización (medidas de adaptación obligatorias en zonas condicionadas).

-

De esta manera, la aplicación del proceso genera señales prácticas de localización que pueden traducirse en categorías operativas. Las zonas “verdes” corresponden a alternativas con baja exposición territorial y alto beneficio sistémico bajo pruebas de resiliencia; las zonas “rojas” concentran alta exposición y bajo aporte sistémico, por lo que se desincentivan. Las zonas “amarillas” representan alternativas viables, pero condicionadas a que, en su etapa de materialización y priorización de obras (PEAT), se evalúen e incorporen medidas de adaptación y refuerzo acordes al tipo de amenaza (por ejemplo, gestión de vegetación y protección contra incendios, ajustes de trazado, refuerzos de capacidad y control de flujos, o medidas de protección de equipamiento).

¹⁴ En línea con lo que se presenta en la sección 6.1.2, en este índice se recomienda también incorporar en una etapa posterior métricas de tipo VaR o CVaR.

Por ejemplo, en un refuerzo norte-centro, el modelo agregado representa “más capacidad entre barras” sin distinguir el corredor físico. No obstante, alternativas de materialización pueden diferir significativamente en su exposición a remociones en masa y aluviones, aun cuando el beneficio sistémico del refuerzo sea similar. La señal se obtiene al combinar el beneficio bajo estrés con el screening territorial, priorizando la alternativa de menor exposición. De modo análogo, un refuerzo entre Maule y Biobío puede tener beneficios similares en reducción de ENS, pero al cruzar con exposición territorial a incendios, un trazado tentativo puede clasificarse como “amarilla” (condicionada a medidas), mientras una alternativa con menor exposición puede clasificarse como “verde”.

Finalmente, para materializar estas señales como insumo formal de la PELP, se propone presentarlas como productos territoriales estandarizados: cartografía georreferenciada con la clasificación verde, amarilla y roja; capas GIS con metadatos y reglas de clasificación; y un anexo técnico con tablas de puntajes e ILRR por corredor, tramo y nodo, incluyendo medidas condicionantes en zonas amarillas. Esto facilita auditoría, actualización y coherencia con la incorporación efectiva de obras en etapas posteriores.

La factibilidad de este enfoque se mantiene aún con la topología reducida de la PELP y su representación agregada de la red. Dado que el modelo no representa cada tramo físico de línea ni permite distinguir necesariamente si un refuerzo será un circuito paralelo, una reconductorización o un nuevo corredor, la PELP produce señales por interfaz y zona. La diferenciación entre alternativas físicas y, especialmente, la evaluación detallada de criterios de seguridad de red se realiza posteriormente en el PEAT. En este sentido, las señales de localización funcionan como un puente metodológico: la PELP identifica dónde el sistema gana más resiliencia y dónde la exposición territorial podría comprometerla; el PEAT traduce esa señal en proyectos concretos, trazados, especificaciones y priorización anual.

5 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL PEAT

5.1 Métricas Priorizadas en el Contexto PEAT

Este capítulo propone una metodología de resiliencia para el PEAT que integra la exposición territorial a amenazas y su impacto en la continuidad de suministro dentro del flujo técnico-regulatorio. Primero, se establece un marco de métricas priorizadas, alineado con la PELP pero ajustado a la normativa del PEAT para asegurar consistencia entre instrumentos. Segundo, se desarrolla un esquema para analizar la viabilidad económica de proyectos de infraestructura justificados por resiliencia, valorizando la ENS evitada mediante costos de falla oficiales e incluyendo análisis de sensibilidad para determinar umbrales mínimos de inversión. Luego, la metodología se aplica a casos del PEAT mediante herramientas SIG que generan rankings de exposición multi-amenaza. Finalmente, se presenta una guía de implementación que traduce la exposición en escenarios de estrés y parámetros operativos, concluyendo con una propuesta de incentivos para la localización y diseño de proyectos en zonas estratégicas

5.1.1 Núcleos y familias de métricas en el contexto del PEAT

En línea con lo propuesto para la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), se mantiene una estructura analítica basada en núcleos funcionales y familias de métricas, adaptada al contexto operativo y regulatorio del Plan de Expansión Anual de Transmisión (PEAT). Esta estructura busca consistencia metodológica entre ambos procesos, pero orienta las métricas hacia su aplicabilidad técnica, económica y normativa dentro del marco regulatorio vigente del proceso correspondiente.

Núcleos funcionales (para qué se mide):

Definen el propósito de cada métrica dentro del proceso de planificación y permiten diferenciar el tipo de resultado que se busca caracterizar. En el caso del PEAT, se establecen tres núcleos principales:

1. **Resultado (servicio y estabilidad):** mide la capacidad del SEN para mantener la continuidad del suministro y la estabilidad operativa frente a perturbaciones.
Indicadores asociados: Energía No Suministrada (ENS/EENS), Inercia del sistema.
2. **Desempeño del sistema:** evalúa la holgura técnica necesaria para sostener el funcionamiento resiliente del sistema bajo escenarios de estrés.
Indicadores asociados: Margen de Reserva.
3. **Decisión regulatoria (impactos y co-objetivos):** integra las implicancias económicas y sociales de las medidas de resiliencia, facilitando la comparación y priorización de alternativas de inversión.
Indicadores asociados: Valor del costo de Falla

Familias de métricas (qué se mide):

Las familias de métricas agrupan los indicadores según el tipo de información que entregan y el momento del ciclo técnico en que se aplican —desde la caracterización operativa hasta la evaluación económica—. Esta clasificación permite mantener la trazabilidad entre desempeño físico, suficiencia y valor socioeconómico del sistema eléctrico.

1. **Operación y suficiencia:** mide el desempeño técnico del sistema bajo condiciones de estrés y su capacidad para sostener la operación segura.
Indicadores asociados: Inercia del sistema y margen de reserva.
2. **Servicio:** representa el resultado final para los usuarios, es decir, la continuidad del suministro eléctrico durante eventos de perturbación.
Indicador asociado: Energía no suministrada
3. **Economía y decisión:** traduce los efectos físicos y operativos en impactos económicos y sociales, permitiendo valorar alternativas y priorizar inversiones.
Indicador asociado: Valor del costo de falla.

La propuesta adopta la lógica conceptual desarrollada en esta consultoría para la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), asegurando coherencia metodológica con dicho proceso. No obstante, el análisis se acota a un conjunto específico de métricas cuantificables y verificables, directamente alineadas con los objetivos normativos del Plan de Expansión Anual de Transmisión (PEAT) establecidos en el artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos. De este modo, se preserva la consistencia con la PELP, orientando el enfoque hacia los requerimientos y criterios propios de la planificación anual de la transmisión.

A continuación, se presentan los objetivos específicos que guían el desarrollo de la propuesta:

1. **Minimización de riesgos en el abastecimiento y continuidad de suministro:** “La planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas”. **Fuente:** [Artículo 87, Ley General de Servicios Eléctricos](#).
2. **Resiliencia con criterios de eficiencia económica:** “c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°”. **Fuente:** [Artículo 87, Ley General de Servicios Eléctricos](#).
3. **Redundancia y robustez:**
“El proceso de planificación... deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente...”. **Fuente:** [Artículo 87, Ley General de Servicios Eléctricos](#).
4. **Criterios ambientales, territoriales y de eficiencia energética:** “...tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía...”. **Fuente:** [Artículo 87, Ley General de Servicios Eléctricos](#).

5.1.2 Métricas priorizadas

1) Energía No Suministrada (ENS / EENS)

- **Núcleo:** Resultado
- **Familia:** Servicio
- **Qué mide:** La cantidad total de energía eléctrica que el sistema no logra entregar a la demanda durante un evento de perturbación o condición de estrés.
- **Relevancia:** Es la métrica principal de continuidad de servicio; cuantifica el impacto directo sobre los usuarios y se vincula con la evaluación económica a través de los Costos de Falla (en este caso Costo de Falla de Corta Duración CFCD) definidos por la CNE.

- **Fórmula simple:**

$$ENS = \sum_{t=1}^T \max(0, D_t - S_t) \cdot \Delta t$$

$$EENS = \mathbb{E}[ENS]$$

Donde:

- D_t : Demanda eléctrica del sistema en el intervalo (bloque) (MW)
 - S_t : Suministro eléctrico disponible (generación efectiva) en el intervalo (MW)
 - Δt : Duración del intervalo (bloque) de simulación (h)
 - T : Número total de intervalos (bloques) simulados
 - ENS : Energía no suministrada en el escenario analizado (MWh)
 - $EENS$: Valor esperado de energía no suministrada (MWh)¹⁵
- **Datos requeridos:** series horarias de demanda, disponibilidad y mantenimientos de generación, tasas de falla, restricciones de transmisión de resultados de simulación.
 - **Uso ex ante:** permite estimar la pérdida de carga admisible y evaluar la vulnerabilidad del sistema frente a shocks climáticos u operativos.
 - **Limitaciones:** no discrimina la criticidad de las cargas afectadas.

2) Valor del costo de Falla

- **Núcleo:** Desempeño económico
- **Familia:** Economía y decisión
- **Qué mide:** Valor monetario de la ENS (impacto socioeconómico de interrupciones).
- **Fórmula simple:**

¹⁵ Se suele hablar de **energía no suministrada (ENS)** cuando se cuantifica el impacto energético de *un evento o escenario concreto* (por ejemplo, un shock de demanda o la caída de una línea) midiendo directamente los MWh que no se entregan durante ese evento, ya sea ex post con datos reales u ex ante en una simulación determinista. En cambio, la **energía no suministrada esperada (EENS)** se usa en análisis *probabilísticos ex ante*, donde se consideran muchos escenarios de falla; allí la EENS es el promedio de la ENS ponderado por la probabilidad de cada escenario, y por eso se ocupa sobre todo en planificación de largo plazo, estudios de adecuación de recursos y evaluaciones costo-beneficio de inversiones en resiliencia o confiabilidad.

$$VCF = ENS \times CF$$

Donde:

- **CF:** costo de falla de corta duración (CFCD) definido por la CNE para valorar la ENS¹⁶.
- **VCF:** Valor del costo de falla
- **Relevancia:** Permite comparar directamente alternativas de inversión bajo el criterio costo-beneficio regulatorio.
- **Uso ex ante:** Traducir el desempeño resiliente a beneficios económicos, expresados en reducción de costos de falla frente a escenarios de estrés.

3) Inercia del sistema (H_s)

- **Núcleo:** Resultado (estabilidad)
- **Familia:** Operación y suficiencia
- **Qué mide:** Capacidad del sistema para amortiguar cambios abruptos en la frecuencia del sistema frente a desbalances entre su generación y su demanda.
- **Fórmula simple:**

$$H_s = \frac{\sum_i H_i \cdot S_{Gi}}{\sum_i S_{Gi}}$$

Donde H_i es la constante de inercia (s) de cada unidad síncrona que está operando en el instante evaluado y S_{Gi} su potencia nominal (MVA).

- **Relevancia en PEAT:** Permite evaluar la vulnerabilidad de zonas con alta penetración de renovables variables.
- **Uso ex ante:** Identificar bloques horarios o zonas donde $H_{sys} < \text{umbral operativo}$, gatillando medidas de control o refuerzo.
- **Datos requeridos:** Constante de inercia de unidades de generación, identificación de unidades encendidas/apagadas, participación renovable, topología de red.

¹⁶ En el PEAT se distinguen dos métricas de Costos de Falla: el Costo de Falla de Larga Duración (CFLD) y el Costo de Falla de Corta Duración (CFCD). El CFLD representa el costo social asociado al racionamiento o a la energía no suministrada (ENS) de larga duración, típicamente vinculado a rangos de racionamiento como 0–5% y sobre 20%, y se modula a lo largo del período de planificación para capturar el efecto de eventos prolongados e informados con antelación. El CFCD, en cambio, se utiliza para caracterizar la confiabilidad del sistema y cuantificar la Energía No Suministrada Esperada (ENSE) frente a interrupciones súbitas y sin previo aviso; corresponde al costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales cuando se interrumpe bruscamente su abastecimiento, y se calcula a partir de un costo unitario de ENS de corta duración [US\$/kWh] multiplicado por el monto de ENS. Dado que ante fallas largas los usuarios pueden implementar medidas preventivas o de adaptación, se cumple que CFLD < CFCD, es decir, el costo marginal por kWh no suministrado es mayor en las fallas cortas inesperadas que en los racionamientos planificados. En el marco del PEAT, estos costos se integran en tres usos principales: (i) en la optimización con OSE2000, donde la función objetivo minimiza la suma de costos de operación y CFLD; (ii) en la evaluación económica de alternativas, donde los beneficios se miden como reducción de costos de operación y de falla; y (iii) en las dimensiones de seguridad y resiliencia, donde la ENSE se valora con CFCD, tal como se hace de manera indicativa en el PEAT 2024.

- **Limitaciones:** No captura la contribución de recursos no síncronos (inercia sintética), aunque puede extenderse a “inercia equivalente”.

4) Margen de Reserva (RM)

- **Núcleo:** Desempeño del sistema
- **Familia:** Operación y suficiencia
- **Qué mide:** Capacidad excedente disponible respecto de la demanda máxima, como indicador de holgura técnica ante indisponibilidades.
- **Fórmula:**

$$MR = \frac{C_{disp} - D_{max}}{D_{max}} \times 100$$

Donde:

- *MR*: Margen de reserva del sistema (%)
- *C_{disp}*: Capacidad total disponible del sistema en el instante a evaluar (capacidad instalada efectivamente despachable, es decir, menos mantenimientos e indisponibilidades) (MW)
- *D_{max}*: Demanda máxima proyectada para el periodo de análisis
- **Relevancia:** Es una métrica tradicional de seguridad de suministro; en el PEAT, se usa para evaluar suficiencia zonal y estacional bajo estrés.
- **Uso ex ante:** Determinar si la expansión mantiene niveles adecuados de reserva frente a contingencias múltiples o correlacionadas.
- **Datos requeridos:** Potencias instaladas y disponibles, mantenimientos programados, demanda máxima esperada.
- **Limitaciones:** No mide la resiliencia del sistema; requiere complementarse con inercia y ENS.

El cuadro siguiente presenta una síntesis metodológica que vincula los indicadores técnicos priorizados para la evaluación de resiliencia en el Plan de Expansión Anual de Transmisión (PEAT) con normativas y fuentes oficiales vigentes en Chile. Esta sistematización busca trazabilidad normativa y coherencia técnica entre las métricas aplicadas (ENS, Inercia, Margen de Reserva y Costos de Falla) y los marcos normativos que regulan la planificación, suficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 18: Síntesis metodológica de indicadores y referencias normativas aplicables al PEAT.

Indicador	Unidad	Uso en PEAT	Vinculación Normativa	Enlace O	Comentario
ENS / EENS (Energía No Suministrada)	MWh	Continuidad del suministro bajo condiciones de estrés	Decreto N°37/2019, art. 89.	Ley Chile DS 125/2019	El art. 89 sostiene que se podrá evaluar obras de transmisión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de ENS.

Indicador	Unidad	Uso en PEAT	Vinculación Normativa	Enlace O	Comentario
Inercia (Hsys)	GVAs	Proxy de estabilidad de frecuencia ante contingencias	Estudios del Coordinador	Reporte CEN	Estudio muestra cuando el sistema posee menos de 17 GVAs sistémicos este podría presentar problemas
Margen de Reserva (MR)	%	Holgura técnica y suficiencia de capacidad del SEN	Reglamento de transferencia de potencia. Artículos 61 y 62.	Reglamento potencia	En art. 63 se define 25% como meta implícita de margen de reserva
Costos de Falla (CF)	US\$/año	Valoración económica de la resiliencia y continuidad	Decreto N°37/2019, art. 78; art. 89	Decreto 37/2019	El art. 78 incorpora costos de falla como variable de análisis económico en la planificación de la transmisión; el art. 89 los incorpora a la evaluación de calidad de servicio y confiabilidad.

Fuente: elaboración propia.

5.2 Justificación económica de infraestructura de transmisión por criterios de resiliencia

La incorporación de criterios de resiliencia en la planificación de la transmisión eléctrica exige contar con herramientas que permitan valorizar económicamente las inversiones cuyo propósito principal no es la expansión de capacidad, sino la reducción de vulnerabilidad y la continuidad del suministro frente a eventos disruptivos.

5.2.1 Justificación conceptual

En este contexto, resulta necesario distinguir entre tres tipos de decisiones:

1. Construcción de nueva infraestructura cuya justificación se basa exclusivamente en beneficios de resiliencia.
2. Medidas de endurecimiento adicionales (otras obras, endurecimiento) o adaptación representando inversión incremental sobre proyectos en carpeta.
3. Obras que se justifican por otros criterios del reglamento (suficiencia, seguridad, eficiencia operacional) pero que el diseño de la solución contemple obras "adicionales" a las más eficientes, considerando aspectos de resiliencia.

Estos casos se evalúan mediante un enfoque de análisis costo-beneficio, en el que los beneficios se expresan como la energía no suministrada (ENS) evitada, valorada a través de un costo de falla (CF), junto con otros beneficios operativos (OB) derivados de la obra o intervención. A continuación, se presentan los criterios de decisión para cada caso.

Caso 1: Justificación de infraestructura de transmisión exclusivamente por resiliencia

La evaluación de una nueva obra de transmisión puede sustentarse exclusivamente en su aporte a la resiliencia del sistema eléctrico, es decir, en la capacidad de reducir la energía no suministrada (ENS) esperada frente a eventos disruptivos. En este enfoque, la obra se considera rentable si su Valor Presente Neto (VPN) es positivo, tomando como beneficio principal la ENS evitada y los otros beneficios operativos (OB) que pueda generar, en comparación con los costos de inversión y operación.

A continuación, se ilustra el caso de la evaluación de una línea de transmisión, pero el análisis general puede extenderse a otros tipos de infraestructura de transmisión, como subestaciones. Formalmente, la condición de viabilidad de una línea de transmisión por concepto de resiliencia se expresa como:

$$\sum_{i,t} \frac{CF \cdot \Delta ENS_{i,t}}{(1+r)^t} + \sum_t \frac{OB}{(1+r)^t} \geq CAPEX + \sum_t \frac{OPEX}{(1+r)^t}$$

Donde:

- CF : costo de falla o valor monetario por MWh no suministrado (US\$/MWh),
- $\Delta ENS_{i,t}$: energía no suministrada evitada en la barra i en el año t ,
- OB : otros beneficios como menores costos de operación o pérdidas (US\$),
- $CAPEX = c_L \cdot L + c_0$: inversión total, compuesta por el costo unitario por kilómetro c_L y los costos fijos c_0 ,
- $OPEX$: costos anuales de operación y mantenimiento,
- r : tasa de descuento,
- T : vida útil del proyecto.

Reordenando, la línea resulta justificada si la ENS evitada descontada satisface:

$$\Delta ENS = \sum_t \frac{\Delta ENS_t}{(1+r)^t} \geq \frac{CAPEX + \sum_t \frac{OPEX}{(1+r)^t} - \sum_t \frac{OB}{(1+r)^t}}{CF}$$

En términos anuales, aplicando el factor de recuperación de capital $FRC(r, T)$, la expresión se simplifica como:

$$CF \cdot \Delta EENS + OB \geq FRC(r, T) \cdot CAPEX + OPEX$$

Este criterio indica que el beneficio económico derivado de evitar interrupciones (valorado mediante el costo de falla) debe compensar los costos de inversión y operación del proyecto. En consecuencia, una línea podría ser económicamente justificable aun sin beneficios de expansión o congestión, siempre que la ENS evitada esperada sea suficiente para cubrir su costo total.

Casos 2 y 3: Endurecimiento, adaptación incremental y diseños con consideraciones de resiliencia

En estos casos se consideran intervenciones sobre infraestructura existente o en proyectos en carpeta, tales como refuerzos estructurales, reemplazo de componentes, instalación de sistemas de compensación, relocalización, entre otros. En este escenario, el análisis se formula en términos marginales, comparando los costos y beneficios incrementales de la intervención respecto de la situación base.

La condición de factibilidad económica se expresa como:

$$\sum_{i,t} \frac{CF \cdot \Delta ENS_{i,t}}{(1+r)^t} + \sum_t \frac{\Delta OB}{(1+r)^t} \geq \Delta CAPEX + \sum_t \frac{\Delta OPEX}{(1+r)^t}$$

Donde todos los términos, indicados con Δ , representan variaciones frente al estado inicial. Este enfoque permite determinar si una medida de adaptación o endurecimiento se justifica económicamente por su contribución marginal a la reducción de ENS, incluso cuando no genera beneficios directos de expansión o eficiencia.

En términos generales, justificar una nueva obra de transmisión exclusivamente por la energía no suministrada (ENS) evitada resulta económicamente difícil, dado que el valor monetario asociado a la reducción de fallas raramente compensa los altos costos de inversión y operación de una obra nueva. Solo eventos de gran magnitud o alta severidad, con volúmenes significativos de ENS evitada, podrían generar una rentabilidad positiva bajo este enfoque. En contraste, el análisis del caso de adaptaciones incrementales —como refuerzos estructurales o mejoras en mantenimiento preventivo— muestra una mayor factibilidad económica, ya que estas intervenciones requieren inversiones menores y logran potencialmente beneficios relevantes en términos de reducción de ENS y aumento de la resiliencia operativa del sistema existente.

5.2.2 Un ejercicio ilustrativo

i. Caso base

Aplicaremos la ecuación del Caso 1 utilizando datos reales de CAPEX y OPEX por kilómetro para distintos niveles de tensión (500 kV, 220 kV y 110 kV). El objetivo es determinar cuánta energía no suministrada (ENS) debe evitar anualmente cada kilómetro de línea para que su construcción se justifique económicamente sólo por motivos de resiliencia, es decir, sin considerar otros beneficios operacionales.

La metodología consiste en emplear costos unitarios por nivel de tensión y los parámetros económicos estándar del sistema eléctrico chileno —incluyendo tasa social de descuento, vida útil y costo social de falla— para calcular los umbrales mínimos de ENS evitada por kilómetro que hacen económicamente viable la inversión. Estos valores representan el punto de equilibrio donde el beneficio anual esperado por resiliencia iguala el costo anualizado de capital y operación de la obra.

Para la aplicación del Caso 1, se utilizaron parámetros económicos y técnicos representativos del sistema eléctrico nacional. Los costos unitarios de inversión (CAPEX) y operación anual (OPEX) se consideraron diferenciados por nivel de tensión, mientras que los parámetros económicos corresponden a valores estándar de planificación¹⁷.

Tabla 19: Costos unitarios de capital y operación por nivel de tensión.

Tensión	CAPEX (MMUSD/km)	OPEX (MMUSD/km-año)
500 kV	0,853	0,014
220 kV	0,274	0,004
110 kV	0,112	0,001

Fuente: (Hernández, 2020)¹⁸

Tabla 20: Parámetros económicos.

Parámetro	Valor	Unidad / Observación
Tipo de cambio	950	CLP/USD
Costo de falla (CF)	8,17	USD/kWh
Tasa social de descuento (r)	5,5	% anual
Vida útil (T)	40	años
Factor de recuperación de capital (FRC)	0,0687	—
Otros beneficios (OB)	0	Línea solo resiliencia

Fuente Elaboración propia.

A continuación, se presentan los resultados del cálculo de la energía no suministrada crítica (Δ ENS crítica) requerida para justificar económicamente la construcción de una línea de transmisión exclusivamente por motivos de resiliencia.

Tabla 21: Umbrales de ENS por Nivel de Tensión.

Tensión	CAPEX (MMUSD/km)	OPEX (MMUSD/km-año)	Costo anual (USD/km-año) = CAPEX·FRC + OPEX	Δ ENS crítica (MWh/año-km)
500 kV	0,853	0,014	72.601	8,89
220 kV	0,274	0,004	22.824	2,79
110 kV	0,112	0,001	8.694	1,06

Fuente Elaboración propia.

Los resultados muestran que, a medida que disminuye el nivel de tensión, también lo hace el costo anual equivalente por kilómetro y, en consecuencia, la ENS mínima que debe evitarse para que la inversión sea rentable. En el extremo superior, una línea de 500 kV requiere evitar aproximadamente 8,9 MWh/año·km, mientras que una línea de 110 kV necesita sólo 1,1 MWh/año·km para alcanzar el punto de equilibrio económico. El caso de 220 kV, con un umbral de 2,8 MWh/año·km, representa un rango intermedio típico para proyectos de transmisión, donde la incorporación de criterios de resiliencia puede resultar costo-efectiva ante eventos de baja probabilidad, pero alto impacto. El análisis confirma que los requerimientos de ENS evitada son

¹⁷ Fuente disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/9/2131>

¹⁸ Fuente disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/9/2131>

proporcionales al costo de inversión.

ii. Incorporación de incertidumbre

Se realizó una simulación Montecarlo para estimar el rango de Energía No Suministrada (ENS) crítica asociada a líneas de transmisión de distintos niveles de tensión, considerando longitudes entre 1 y 50 kilómetros. El propósito del ejercicio fue identificar el nivel mínimo de ENS evitada que cada escenario de inversión debe alcanzar anualmente para justificar económicamente la construcción de la línea bajo criterios de resiliencia.

La simulación incorporó la incertidumbre en los principales parámetros económicos, en particular el CAPEX unitario (costo de inversión por kilómetro) y el OPEX unitario (gasto anual de operación y mantenimiento por kilómetro). Ambos fueron sensibilizados dentro de un rango de -10 % a +30 % respecto de sus valores base, mediante la generación aleatoria uniforme de variables que reflejan diferentes condiciones de mercado, construcción y operación.

Para cada longitud considerada, se ejecutaron 1.000 simulaciones en las que se calcularon los costos totales y, aplicando la fórmula financiera de equilibrio —que incluye el factor de recuperación de capital, el costo social de falla y los costos operativos anualizados— se obtuvo el correspondiente valor de ENS crítica. M En las simulaciones se utilizó un costo de falla de 8.000 USD/MWh, valor redondeado para evitar una precisión aparente no respaldada por la incertidumbre del ejercicio.

Los resultados se presentan como curvas por longitud, que muestran la mediana y los percentiles 5 y 95 de ENS crítica. La mediana representa el nivel típico requerido para la viabilidad económica de la inversión, mientras que la banda entre los percentiles refleja la incertidumbre y variabilidad del análisis. En general, valores bajos de ENS crítica indican una mayor probabilidad de justificación económica, mientras que valores más altos implican que la inversión solo se sostiene ante reducciones significativas de energía no suministrada.

La simulación Montecarlo para líneas de 500 kV muestra que la Energía No Suministrada (ENS) crítica crece de manera casi lineal con la longitud de la línea, lo que confirma que el requerimiento de ENS evitada es proporcional al costo total de inversión y operación. Para líneas de 1 km, la mediana del ENS crítico se estima en 9,46 MWh/año, mientras que para una línea de 50 km asciende a 472 MWh/año, con una dispersión relativamente acotada (desviación estándar de $\pm 40,7$ MWh/año).

El rango de incertidumbre entre los percentiles 5 y 95 es de aproximadamente ± 15 % respecto de la mediana, reflejando una sensibilidad moderada del resultado a las variaciones de costos de inversión y mantenimiento consideradas (-10 % a +30 %). Cabe señalar que este rango puede ser conservador, ya que en proyectos de transmisión real los sobrecostos por factores constructivos, territoriales o de materiales podrían superar ese intervalo, ampliando la dispersión esperada del ENS crítico.

En términos prácticos, los resultados indican que una línea de 500 kV de 10 km requeriría evitar del orden de 95 MWh/año para ser económicamente justificable solo por criterios de resiliencia, mientras que una línea de 20 km debería evitar cerca de 190 MWh/año. En conjunto, los valores relativamente altos de ENS crítica en este nivel de tensión confirman que las obras de gran escala solo se justifican económicamente frente a escenarios de eventos extremos de alta severidad o recurrencia, donde la reducción potencial de energía no suministrada es significativa.

Tabla 22: Resultados para Línea de 500 kV.

km	Media	Desviación Estándar	min	max	Mediana	percentil_5	percentil_95
1	9,46	0,85	7,84	11,16	9,46	8,15	10,79
5	47,27	3,98	39,04	55,71	47,32	41,09	53,79
10	95,05	8,44	78,81	111,90	94,99	82,00	108,20
15	141,29	11,95	117,00	167,69	141,20	122,83	160,78
20	189,86	16,41	157,79	222,39	190,41	164,26	216,04
25	236,54	20,24	194,55	278,50	237,07	204,72	267,21
30	284,66	24,52	232,90	334,81	284,23	245,54	322,40
35	333,89	28,94	273,46	390,07	334,67	287,59	377,76
40	379,60	32,77	313,20	448,02	380,91	328,31	430,56
45	425,55	37,22	352,48	500,94	426,01	368,73	484,46
50	472,67	40,74	392,08	558,58	472,06	409,63	537,11

Fuente Elaboración propia.

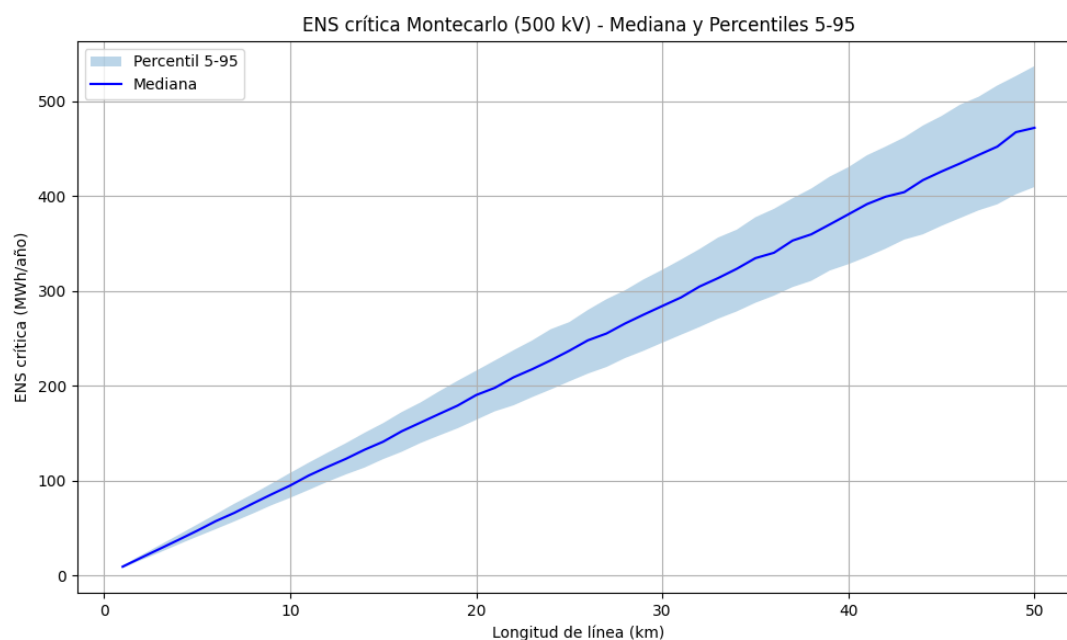


Figura 15: ENS crítica Montecarlo (500 kV) - Mediana y percentiles 5-95.

Fuente: elaboración propia.

En el caso de líneas de 220 kV la dispersión estadística observada es moderada: la desviación estándar varía entre 0,27 MWh/año para 1 km y 13,0 MWh/año para 50 km, equivalente a una variabilidad relativa¹⁹ del orden de 8 %-10 %. Los percentiles 5 y 95 muestran un rango de incertidumbre de aproximadamente ± 15 % respecto de la mediana, lo que sugiere una sensibilidad acotada dentro del rango de variación de costos considerado (-10 % a +30 %). No obstante, tal como se indicó en el caso de 500 kV, este rango puede ser conservador, dado que en condiciones reales de construcción o servidumbres los sobrecostos pueden superar ese intervalo, ampliando el rango de ENS crítica esperado.

En términos prácticos, una línea de 220 kV y 10 km requeriría evitar cerca de 29,9 MWh/año para resultar económicamente justificable solo por criterios de resiliencia, mientras que una de 40 km necesitaría alrededor de 120 MWh/año. Estos valores, sustancialmente menores que los del nivel de 500 kV, reflejan que las líneas de tensión intermedia presentan una mejor relación costo-beneficio para medidas de resiliencia, siendo más factible justificar su incorporación en zonas con riesgos climáticos o de exposición a eventos.

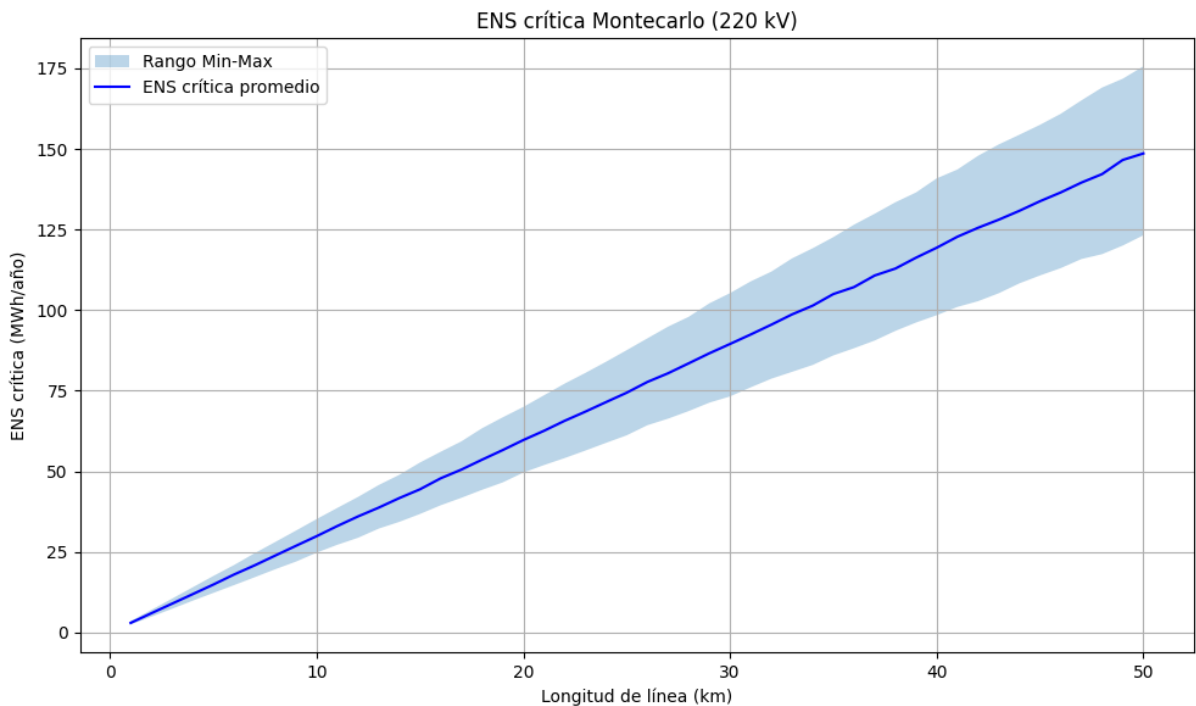


Figura 16: ENS crítica Montecarlo (220 kV).
Fuente: elaboración propia.

La simulación Montecarlo aplicada a líneas de 110 kV muestra que la energía no suministrada (ENS) crítica aumenta desde 1,13 MWh/año para 1 km hasta 56,5 MWh/año para 50 km. La pendiente de esta relación es mucho menor que en los casos de 220 kV y 500 kV, lo que refleja el menor costo unitario de inversión y operación de este nivel de tensión.

¹⁹ Cuociente entre media y desviación estándar

La dispersión de los resultados también es baja: la desviación estándar crece de 0,11 MWh/año (1 km) a 5,26 MWh/año (50 km), lo que equivale a una variabilidad relativa cercana al 9 % en todo el rango. Los percentiles 5 y 95 se mantienen dentro de una franja acotada, mostrando una incertidumbre limitada frente a las fluctuaciones de costos simuladas (-10 % a +30 %).

En términos prácticos, una línea de 10 km requeriría evitar en torno a 11 MWh/año para ser económicamente justificable por resiliencia, mientras que una de 40 km debería evitar aproximadamente 45 MWh/año. Estos valores, sustancialmente menores a los de tensiones superiores, confirman que las líneas de menor tensión presentan la mejor relación costo-beneficio para intervenciones orientadas a resiliencia, permitiendo justificar inversiones incluso con reducciones de ENS relativamente modestas frente a eventos climáticos o contingencias severas.

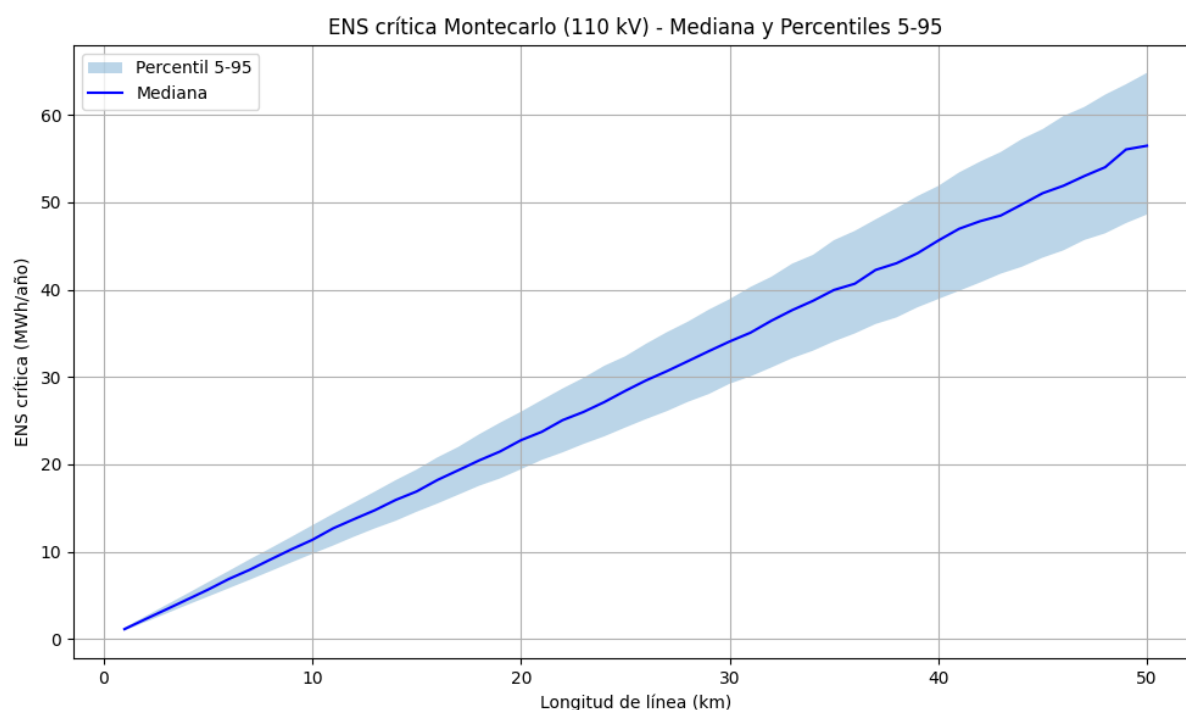


Figura 17: ENS crítica Montecarlo (110 kV) - Mediana y percentiles 5-95.

Fuente: elaboración propia.

En los tres casos, el aumento de la desviación estándar a medida que crece la longitud de la línea se explica por la propagación acumulativa de la incertidumbre de costos en el modelo Montecarlo. En cada simulación, los valores de CAPEX y OPEX se perturban aleatoriamente dentro de un rango (-10 % a +30 %) respecto de sus valores base. Como el costo total de la línea se calcula multiplicando el costo unitario por la longitud (L):

$$C_{\text{total}} = (CAPEX + OPEX) \times L$$

Las fluctuaciones aleatorias en los costos unitarios se amplifican linealmente con la longitud. Esto hace que el valor esperado de la ENS crítica crezca con L, y que su dispersión absoluta (σ) también lo haga, ya que:

$$\sigma_{\text{ENS}} \propto L$$

En cambio, la variabilidad relativa (σ/μ), que mide la dispersión porcentual respecto de la media, se mantiene prácticamente constante ($\approx 8\text{--}10\%$), indicando que el nivel de incertidumbre proporcional no aumenta, sino que simplemente escala en magnitud con el tamaño de la obra. Esto quiere decir que una línea más larga implica mayor inversión absoluta, por lo que una misma variación porcentual de costos genera una mayor variación absoluta en ENS crítica.

5.2.3 Reflexiones en torno a la justificación de obras de transmisión

La comparación entre la Energía No Suministrada (ENS) histórica registrada y los umbrales ENS-crítica estimados permite vincular la evidencia empírica con la evaluación económica de resiliencia. Los datos del periodo 2019–2023 muestran que la mayoría de las interrupciones históricas —particularmente en la red de transmisión zonal (TZ)— generan pérdidas inferiores a 10 MWh por evento, valor muy por debajo de los umbrales simulados para justificar una línea nueva “solo por resiliencia” (por ejemplo, ENS-crítica ≈ 30 MWh/año para 220 kV o ≈ 90 MWh/año para 500 kV en tramos de 10 km). Esto implica que las fallas más frecuentes no bastan para sustentar nuevas obras, y que el foco debe estar en eventos menos probables, pero de alto impacto, como incendios prolongados, temporales severos y otros eventos climáticos extremos.

Por otro lado, los eventos extremos observados —como el incendio zonal de 2023 o el evento climático mayor en transmisión dedicada (TD)— podrían justificar los umbrales simulados para cualquier nivel de tensión. Esto confirma la coherencia del modelo Montecarlo con la realidad operativa, evidenciando que las inversiones en resiliencia se justificarían económicamente solo frente a escenarios HILP (High Impact, Low Probability), es decir, de baja probabilidad, pero alto costo energético y social.

Un aspecto clave al comparar ambos enfoques es la diferencia de escala temporal:

- La ENS histórica representa impactos por evento individual, mientras que la ENS-crítica simulada corresponde a un beneficio anual esperado necesario para que la inversión sea rentable económicamente.
- En consecuencia, para contrastarlas correctamente se debe anualizar la ENS de eventos históricos, dividiendo la energía no suministrada en un evento por su periodo de retorno o recurrencia esperada.

Por ejemplo, un incendio zonal con ENS de 1.200 MWh y periodo de retorno de 20 años equivale a un beneficio anual esperado de 60 MWh/año. Este valor es comparable con los umbrales simulados y muestra que un solo evento de esa magnitud puede justificar económicamente una inversión resiliente, si se considera dentro de un horizonte de 20 a 30 años.

En conjunto, la comparación entre los registros históricos y análisis de justificación económica permite establecer una relación entre la historia y la evaluación económica de la resiliencia. La historia aporta información sobre la magnitud y severidad de cada evento, entregando evidencia concreta de las consecuencias reales que enfrentan las redes eléctricas frente a incendios,

temporales y otras contingencias. Por su parte, las simulaciones estiman el volumen anual equivalente de energía no suministrada (ENS) que debe evitarse para que una inversión resulte económicamente viable en el largo plazo. La integración de ambas perspectivas permite traducir los registros históricos en beneficios anuales esperados, coherentes con los marcos regulatorios y metodológicos de planificación vigentes (PEAT y PELP), y con ello dotar al análisis de resiliencia de una base cuantitativa y trazable.

De esta comparación surgen conclusiones clave: (1) el riesgo de continuidad es estructuralmente asimétrico: la ENS promedio no refleja el riesgo real, ya que unas pocas interrupciones extremas concentran parte muy importante de la energía perdida. (2) la ENS-crítica simulada funciona como una frontera económica, donde las obras que se justifican solo por resiliencia resultan rentables únicamente cuando la ENS esperada de eventos climáticos o de incendio supera ese umbral anual equivalente, (3) la anualización de los eventos históricos permite cerrar la brecha entre observación y modelación, vinculando la frecuencia y magnitud de los eventos reales con los criterios económicos de inversión, lo que otorga trazabilidad y realismo al análisis de resiliencia en el sistema de transmisión.

Los análisis estadísticos aportan evidencia útil para evaluar la resiliencia. Sin embargo, existe la oportunidad de profundizar en futuros estudios mediante una evaluación más fina a nivel de instalaciones. En particular, podría proponerse identificar aquellas infraestructuras con ENS crítica, de modo de contar con una justificación más robusta para eventuales inversiones asociadas a su refuerzo o expansión. Sobre esa base, sería posible realizar simulaciones de escenarios de eventos de resiliencia plausibles, estimando una ENS esperada para cada caso; ello permitiría dimensionar qué tipo y magnitud de evento deberían materializarse para que una determinada obra de expansión resulte económicamente justificada desde la perspectiva de los costos de falla evitados.

5.3 Análisis de riesgos: caso aplicado

5.3.1 Caso evaluado PEAT

Como caso de análisis se consideraron las obras de expansión -aprobadas y en construcción- del proceso PEAT. En específico, se consideraron las líneas de transmisión, las que se muestran en naranja en la cartografía a continuación.

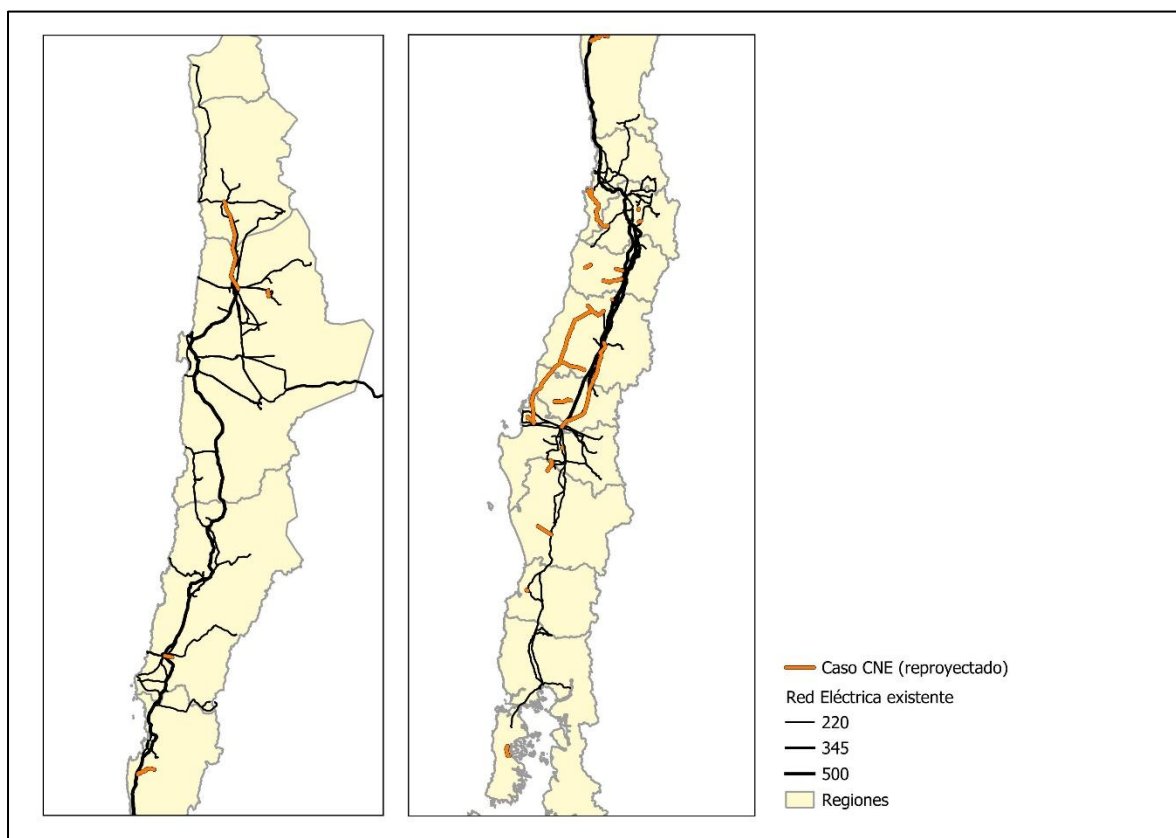


Figura 18: Caso de análisis, proyectos en construcción CNE.

Fuente: elaboración propia en base a CNE.

Como se observa en la tabla a continuación, las obras evaluadas varían en extensión, territorios y en la tipología de líneas (tensión). Se releva acá casos como el del “Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa” que tiene una longitud de 198 km aproximadamente.

Tabla 23: Líneas de transmisión en construcción del caso de análisis.

LT	Longitud (km)
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2
Línea 2x220 kV Mataquito - Nueva Nirivilo	85,0
Nuevo tramo de línea 2x220 Alto Melipilla - Nueva Casablanca	62,9
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Paral	51,0
Línea 2x220 kV Nueva Nirivilo - Nueva Cauquenes	50,2
Línea 2x220 kV Dichato - Hualqui	46,9
Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito	41,2
Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	38,0
Nuevo tramo 2x220 kV Nueva Casablanca - La Pólvora	35,7
EJE TRAZADO LAT 2x154 kV Tinguiririca - Santa Cruz	34,3
Línea 220x66 kV Quepe – Las Violetas	30,0
Nueva línea 1x33 kV Santa Elisa - Confluencia	27,4
Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	27,3

LT	Longitud (km)
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	24,2
Nueva Línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante	23,4
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	14,5
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	13,4
Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva	12,6
Nueva Línea 2x220 kV La Pólvara - Agua Santa	11,3
Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	6,8
Línea 2x66 kV Tomé - Dichato	4,7
Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	4,4
Seccionamiento Línea 2x110 kV Agua Santa - Placillas	3,9
Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Construcción de Paños en S/E San Fernando	3,8
Nueva línea 2x66 kV El Laurel - Picarte, tendido del primer circuito	3,2
Nueva Línea 2x110 kV Vitacura - Providencia	2,2
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	1,3
Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	0,4
Seccionamiento línea 220KV Celulosa Sant Fé - Celulosa Pacifico	0,3
Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno – Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)	0,0

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2 Metodología de resiliencia CNE: capas de información, ajustes metodológicos y geoprocesos

La CNE ha desarrollado metodologías para establecer la probabilidad de ocurrencia de distintas amenazas como incendios forestales, volcanismo, tsunamis y remoción en masa (aluviones). Vale la pena acá hacer un comparativo entre cómo se consideran las amenazas y las fuentes de información respecto a lo propuesto por CNE y lo que se plantea en ICVAT del MEN revisado en el informe 1. Como se puede observar en la tabla a continuación, existen diferencias entre las fuentes sugeridas por estas dos instancias, así como diferencias en el grado de detalle de las metodologías sugeridas. En el caso de la CNE se exploran fuentes utilizadas en el ICVAT u otras no utilizadas (ver filas en color en tabla a continuación), que podrían permitir una mayor completitud de las capas de amenaza como pueden ser las amenazas derivadas de los Planes Reguladores Intercomunales (PRI).

Tabla 24: Comparación capas de amenaza ICVAT y CNE.

Amenazas	Fuente	Capa	ICVAT	Metodología CNE
Amenaza volcánica	SERNAGEOMIN	Capa de puntos + Capa de buffer 15km	x	
Amenaza volcánica	SERNAGEOMIN	Zonas de peligrosidad volcánica		x
Amenaza volcánica	SERNAGEOMIN	Volcanes según nivel de actividad (puntos)		x
Remoción en masa + inundación	SERNAGEOMIN	Catastro de eventos (puntos)	x	
Remoción en masa (Aluviones)	SERNAGEOMIN	A solicitud CON SERNAGEOMIN		x

Amenazas	Fuente	Capa	ICVAT	Metodología CNE
Remoción en masa (Aluviones)	MINVU	Capa de áreas de riesgo PRC		x
Remoción en masa (Aluviones)	MINVU	Capa de áreas de riesgo PRI		
Inundaciones	SERNAGEOMIN	Se menciona en ICVAT. Pero No existe a nivel nacional, sólo en algunas áreas.	x	
Inundaciones	MINVU	Capa de áreas de riesgo PRC y PRI		
Inundación por Tsunami	SHOA (1997)	Cota 30	x	x
Inundación por Tsunami	SHOA	Cartas de inundación CITSU (Modelación bahías específicas)		x
Incendios forestales	CONAF	Capa "Densidad de Incendios Forestales" (temporada 2002-2003 a 2018-2019).	x	x
Incendios forestales	CONAF - ITREND	Cicatrices, magnitud incendios pasados		
Incendios forestales	CONAF	Áreas de riesgo (modelación)		
Peligro sísmico	SERNAGEOMIN	Capa de líneas (fallas geológicas)	x	

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, parece relevante no sólo buscar la máxima coherencia entre estas dos instancias de evaluación (ICVAT, metodología CNE) en cuanto fuentes de información y metodología sino además avanzar en un espacio de trabajo con los actores relacionados a las fuentes de información como pueden ser CONAF, SERNAGEOMIN, SHOA, MINVU. Esto se justifica por un lado por la necesidad de mejorar la calidad de la data²⁰, los procesos de actualización de las capas, la necesidad de precisar elementos conceptuales²¹ y la necesidad de avanzar en capas más ajustadas al sector eléctrico²².

En las subsecciones a continuación se presenta en primer lugar la fórmula de probabilidad de ocurrencia de CNE, las fuentes finales consideradas y posteriormente los ajustes consensuados en los talleres y la expresión cartográfica de las capas de cruce de cada amenaza. Posteriormente, se presentarán los resultados de la aplicación de la metodología al caso y algunas reflexiones de lo observado.

²⁰ Se observa especialmente crítico para la amenaza de remoción en masa (aluviones) donde coexisten múltiples fuentes para tener una visión más acabada pero que presenta múltiples brechas y desbalances dependiendo del territorio. Por ejemplo, hay territorios que tienen sus instrumentos de planificación territorial implementados mientras otras zonas carecen de estos. A su vez, se observa que la capa disponible desde SERNAGEOMIN (catálogo de eventos de remoción) dispone de una serie de puntos, que no dan cuenta con claridad del nivel de la amenaza de manera evidente en la capa.

²¹ Por ejemplo, esto es clave en el caso de las amenazas de remoción en masa, donde estarían contenidos de aluviones. Sin embargo, se torna complejo con capas que aparece el concepto de inundaciones en lugares donde parece más claro que se están dando procesos aluvionales.

²² Se observa que muchas capas tienen un mayor foco en la protección civil, o bien la necesidad de discutir con los mismos organismos competentes cual capa pudiera ser la de mayor pertinencia.

- Incendios forestales

Incendios forestales (CNE)

A través del **Índice de densidad de Incendio**, se determina qué extensión del proyecto se encuentra en zona de incendio, entendiendo que mientras mayor sea la proporción del proyecto en estas zonas, mayor es la probabilidad de que se vea afectado por esta amenaza.

El índice de densidad de incendio, según la información que dispone **SENAPRED**, toma valores entre **2 y 6**. Además de ello, se considera con valor **1** a algún tramo de proyecto que se encuentre a **100 m a la redonda** de alguna de las zonas de incendio definidas anteriormente.

Así, la probabilidad de ocurrencia se define de la siguiente forma, dividiéndose el índice por 6 para que tome valores entre [0-1]:

$$P_{\text{incendio}} = \sum_{\text{extensión_proyecto}} \frac{\text{Índice_densidad}}{6} \cdot \% \text{ Proyecto en la zona}$$

El primer ajuste necesario para aplicar la fórmula es alinear los niveles de densidad de incendios forestales (CONAF) de la capa con los de CNE, mientras el primero presenta valores de 1 a 5, la CNE plantea valores entre 2 y 6 con un buffer de 100 m del proyecto respecto al área de incendios. Para ello, el buffer puede interpretarse como la densidad más baja (valor 1), aplicado en este caso como un buffer directo sobre el polígono de la capa de incendios forestales de CONAF. La tabla a continuación muestra la homologación propuesta.

Tabla 25: Ajuste de escalas de los niveles de densidad de incendios forestales.

Valor capa CONAF	Valor CNE	Valor ajustado
5	6	6
4	5	5
3	4	4
2	3	3
1	2	2
		1 (buffer)

Fuente: elaboración propia.

En las cartografías a continuación, se visualiza la capa ajustada con los valores de densidad de incendios forestales entre 1 y 6. En color amarillo claro y como una línea fina en el perímetro exterior de la capa de incendios se observa el resultado del buffer de 100 m aplicado.

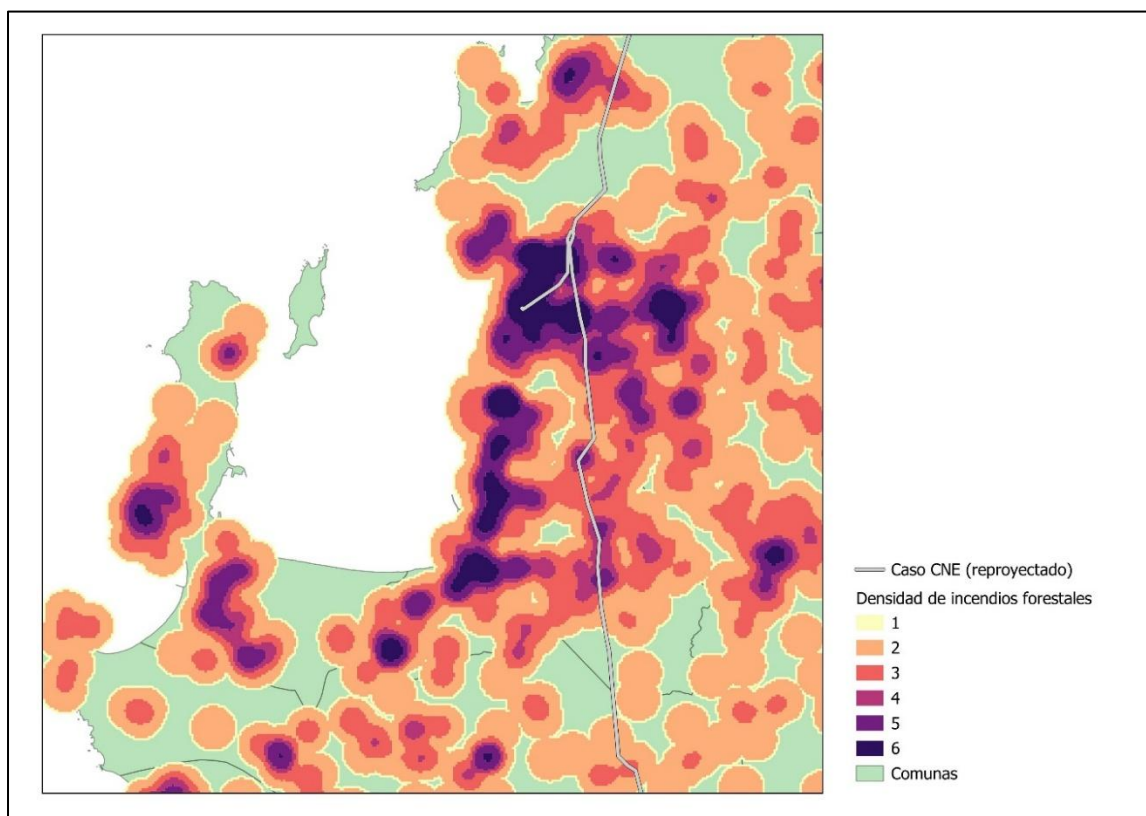


Figura 19: Niveles de densidad de incendios ajustadas.
 Fuente: elaboración propia en base a CONAF.

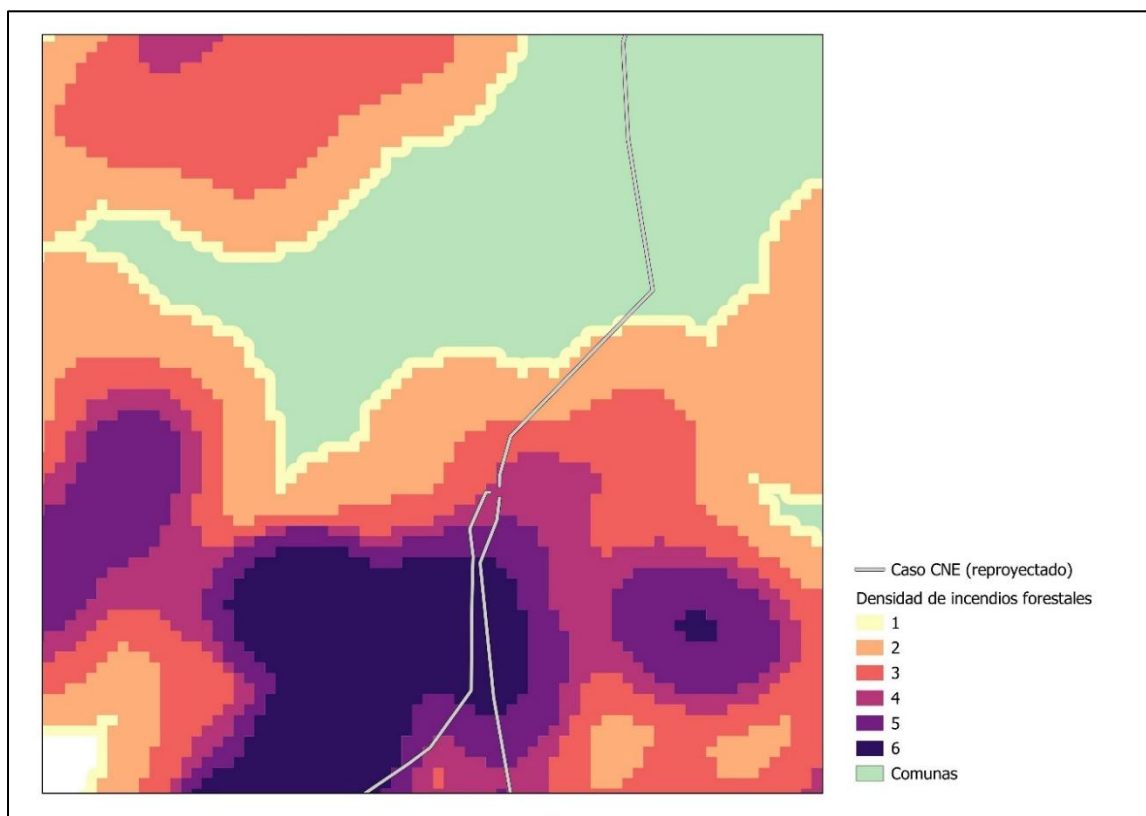


Figura 20: Niveles de densidad de incendios ajustadas.
 Fuente: elaboración propia en base a CONAF.

- **Volcanismo**

Volcanismo (CNE)

A través de los índices de **Volcanes_geo_activos** que toma los siguientes valores: **Muy Alta, Alta, Moderada, Baja**, se establece el primer indicador, el cual tomará un valor entre 0-1 para cada uno de estos cuatro estados. Estos valores se ponderarán por un factor decreciente a medida que disminuye la probabilidad de activación del volcán, los cuales serán: **1; 0.8; 0.5; 0.2**, respectivamente. Por otro lado, se establece un segundo indicador considerando si el proyecto se encuentra en una zona definida como de **Alto Peligro o Bajo Peligro**, lo que tomará valores de **1 y 0.5**, respectivamente.

Así, la probabilidad de ocurrencia se define de la siguiente forma:

$$P_{\text{volcan}} = \text{Índice}_{\text{volcanes geo activos}} \cdot \left(\sum_{\text{extensión_proyecto}} \text{Índice}_{\text{peligro}} \cdot \% \text{ Proyecto en la zona} \right)$$

Si el proyecto o instalación se encuentra en una zona de posible afectación de más de un volcán, se tomará el **máximo** de la probabilidad resultante de cada uno de ellos.

Para la aplicación de la fórmula se procedió a utilizar las fuentes originales propuestas por la CNE. En el caso del índice de peligrosidad, se integra luego de validarlo en los talleres el nivel de “Medio Peligro” disponible en la capa con un valor (0,75) como muestra la leyenda de la cartografía a continuación.

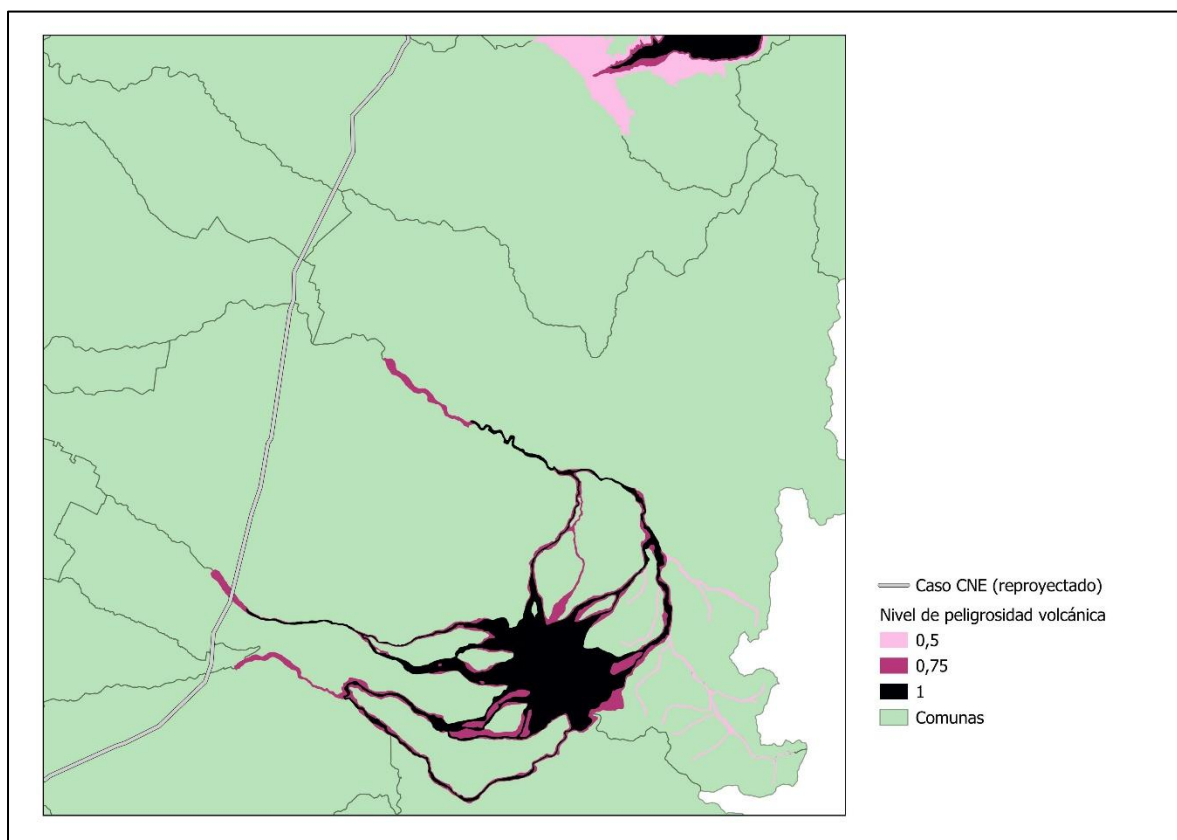


Figura 21: Nivel de peligrosidad volcánica ajustada.
 Fuente: elaboración propia en base a SERNAGEOMIN.

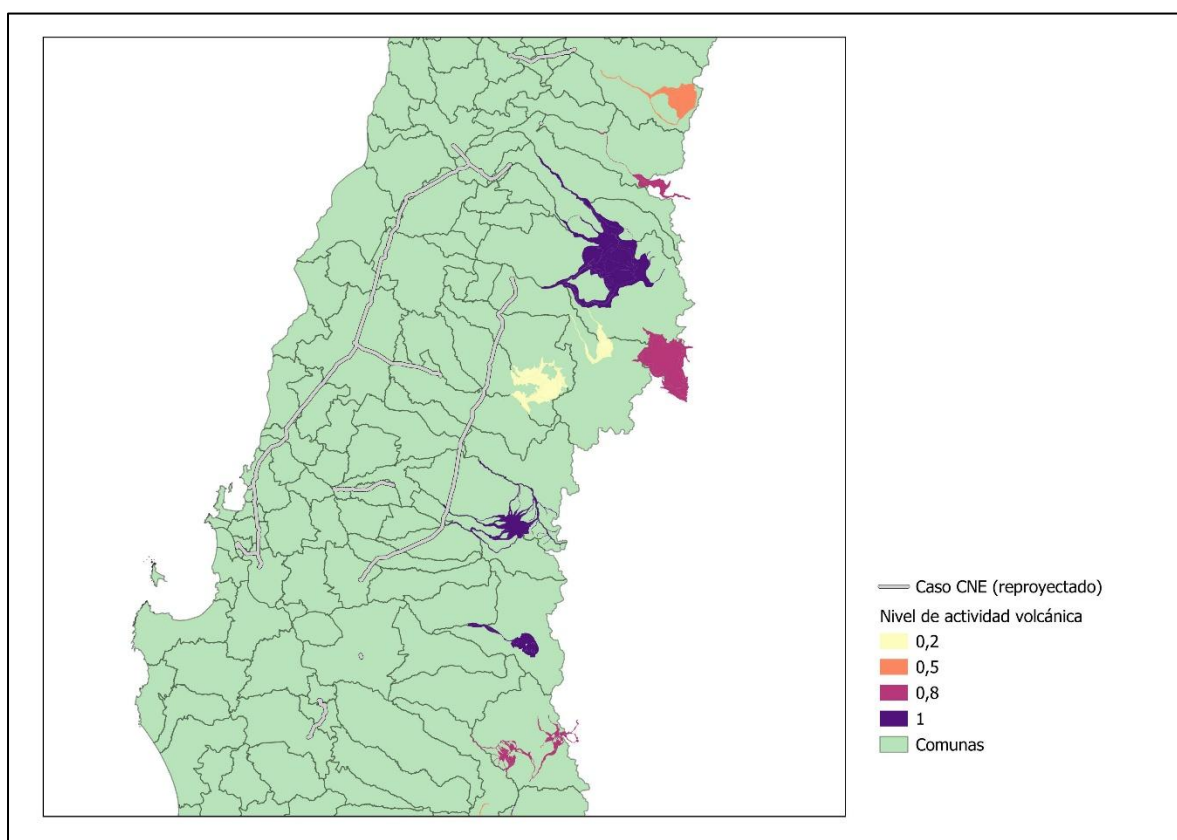


Figura 22: Nivel de actividad volcánica.
 Fuente: elaboración propia en base a SERNAGEOMIN.

- **Tsunami**

Tsunami (CNE)

A través de la **Altura de Inundación** y el **límite de Cota 30** se determina qué extensión del proyecto se encuentra en zona de inundación, entendiendo que mientras mayor sea la proporción del proyecto en estas zonas, mayor es la probabilidad de que se vea afectado por esta amenaza.

El índice de altura de inundación, según la información que dispone el **SHOA**, se divide en: **6+ metros**, entre **4-6 metros**, entre **2-4 metros**, entre **1-2 metros** y entre **0-1 metros**. Cada uno de ellos tomará un valor de **2 a 6** de menor a mayor nivel de inundación. Además de ello, se considera con valor **1** a algún tramo de proyecto que se encuentre **dentro del área de cota 30**, que significa un área delimitada de 30 metros sobre el nivel del mar.

Así, la probabilidad de ocurrencia se define de la siguiente forma, dividiéndose el índice por 6 para que tome valores entre [0-1]:

$$P_{\text{tsunami}} = \sum_{\text{extensión_proyecto}} \frac{\text{Altura_inundación} \cdot \text{Cota 30}}{6} \cdot \% \text{ Proyecto en la zona}$$

En el caso de tsunami, se discute en el marco de los talleres de trabajo con el MEN y la CNE²³ el uso de las fuentes disponibles, cartas CITSU y Cota 30 del SHOA. Mientras las cartas CITSU consideran valores modelados ajustado para zonas pobladas del borde costero en base a batimetría y topografía, la Cota 30 considera un estándar de seguridad aplicado a nivel homogéneo en el territorio nacional. Para la aplicación de la fórmula se procede según lo definido en la fórmula asignando los valores de 2 a 6 desde las áreas de menos a mayor inundación respectivamente según la carta CITSU. Se agrega además según lo sugerido, el delta del polígono del área de la Cota 30 respecto a las cartas CITSU, zonas que toman valor 1. Se remarca acá, que, si bien la asignación de valor 1 al nivel de amenaza mayor que puede representar una altura de inundación de 30m, se asume también que es de una baja probabilidad. La capa final unificada se presenta en la cartografía a continuación.

²³ En el marco de los TdR se desarrollaron un total de 4 reuniones técnicas de trabajo en formato donde se abordaron casos concretos de aplicación de las metodologías para la PELP y el PEAT. El trabajo de la definición de geoprocesos consideró al menos 2 de estas instancias.

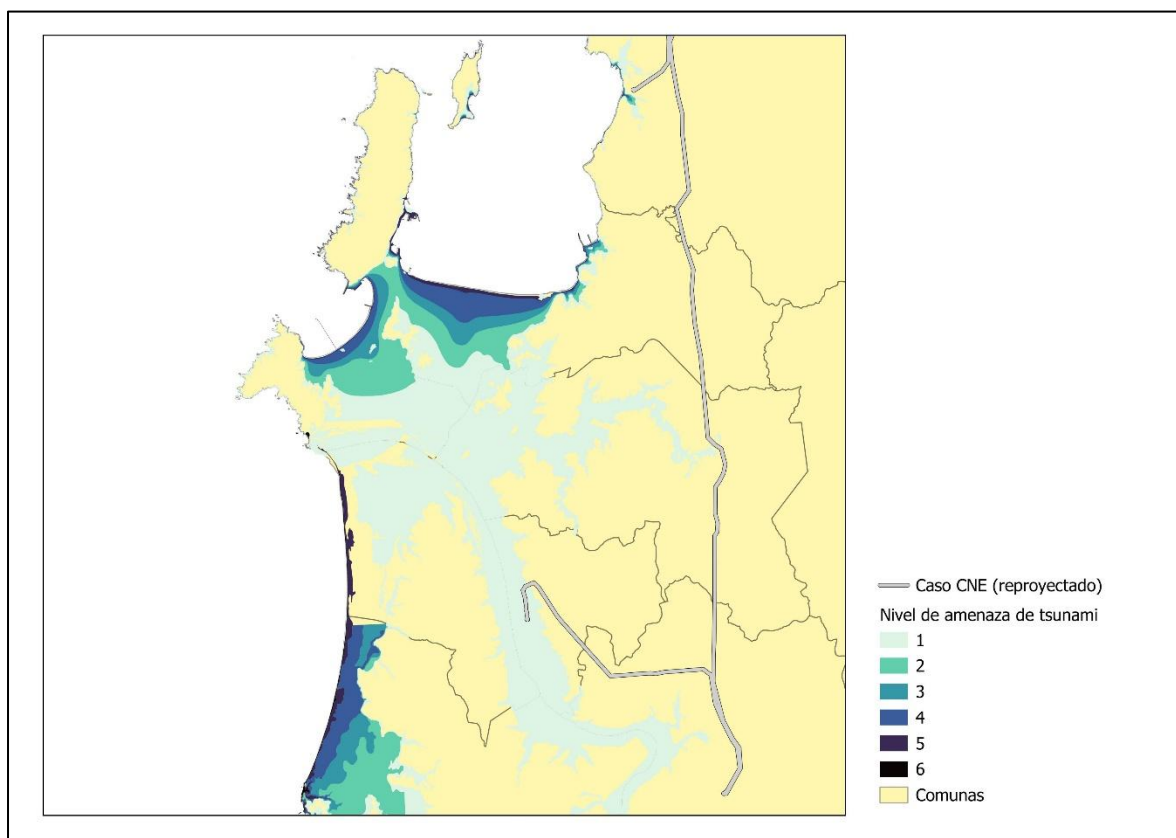


Figura 23: Nivel de amenaza de tsunami ajustado.

Fuente: elaboración propia en base a cartas CITSU y Cota 30 SHOA.

- **Remoción en masa**

Remoción en masa (aluviones) (CNE)

A través de los **mapas ya sea obtenidos directamente a través de SERNAGEOMIN o a través del Plan regulador comunal, según sea el caso**, se determinará si la obra o instalación pasa por zona que haya sido afectada por aluviones anteriormente. El **índice de peligro** tomará el valor de **1** si el proyecto se encuentra en alguna zona de aluvión y **0.5** si se encuentra hasta **100 m a la redonda** de alguna zona de aluvión.

$$P_{\text{aluvión}} = \left(\sum_{\text{extensión_proyecto}} \text{Índice}_{\text{peligro}} \cdot \% \text{ Proyecto en la zona} \right)$$

Si el proyecto se encuentra en alguna zona afectada más de una vez por algún aluvión, se considerará el **máximo** de la probabilidad resultante de cada uno de ellos.

En este caso, existe bajo consenso luego de los talleres internos desarrollados en el marco del proyecto, de la pertinencia de las capas disponibles y su uso. La capa de remoción en masa definida como catálogo de eventos de remoción en masa del SERNAGEOMIN dispone de puntos con enlaces específicos a estudios, en ese sentido el punto no da cuenta de manera adecuada de un área de riesgo. Por otro lado, la capa de MINVU, donde se utilizan las áreas de riesgos de los Instrumentos de Planificación Territorial (IPT) como los Planes Reguladores Comunales (PRC) y Planes Reguladores Intercomunales (PRI) no permiten una distinción clara entre remoción en masa, aluviones e inundaciones. A su vez, esta capa presenta diferencias importantes de cobertura potencialmente asociadas al nivel de desarrollo IPT. Como se discute en los talleres con MEN y CNE, la consideración de una inundación puede tener carácter de remoción en masa en zonas como el norte de Chile. Es por ello que se remarca como crucial el avance en espacios de trabajo con organismos como SERNAGEOMIN o MINVU en este caso.

En ese contexto, se procedió a considerar los polígonos relativos a inundaciones, remoción en masa definidos en la capa de IPT del MINVU (valor 1). Adicionalmente, y dada la complementariedad que tenían los registros del SERNAGEOMIN para dar mayor completitud al registro de remociones en zonas con pocos registros de MINVU, se procedió a considerar el buffer de 100 m sugerido en la fórmula CNE respecto a esta capa (valor 0,5).

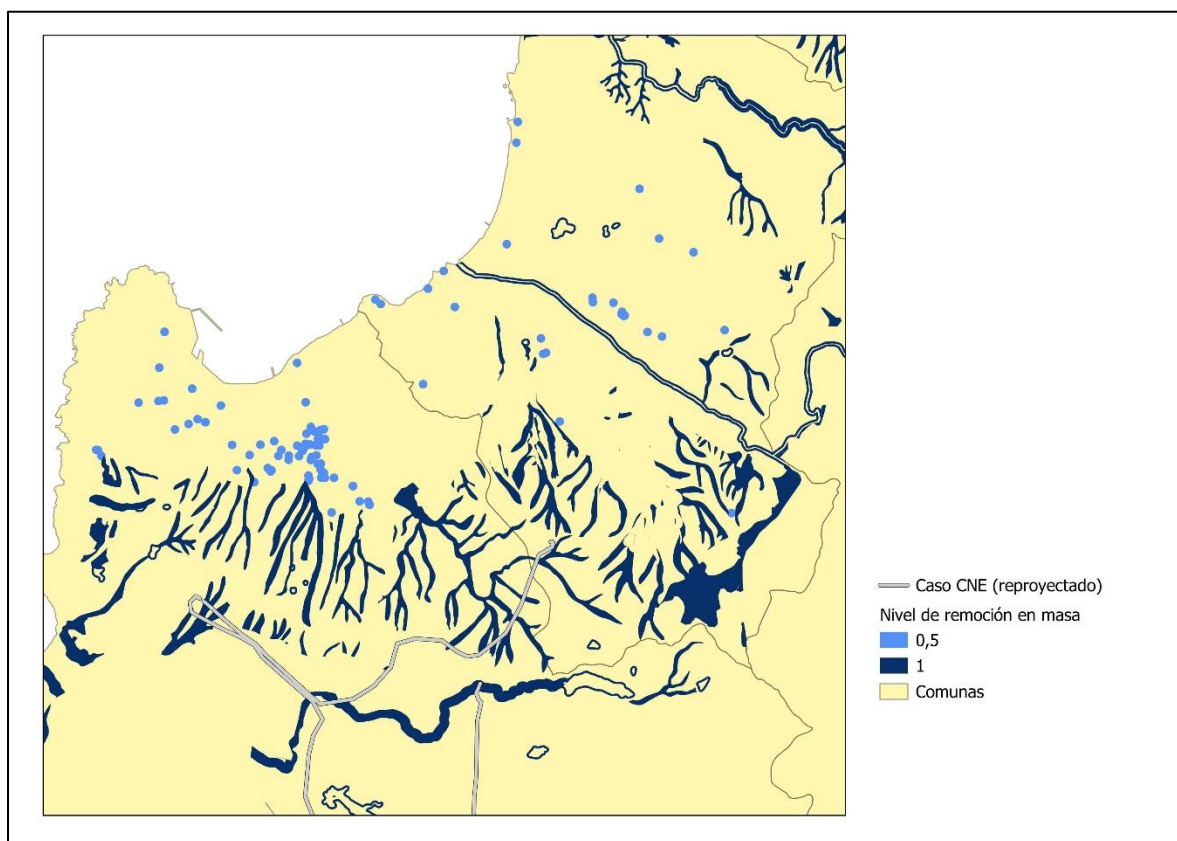


Figura 24: Niveles de remoción en masa ajustado.

Fuente: elaboración propia en base a MINVU y SERNAGEOMIN.

5.3.3 Resultados

A partir de la adecuación de las capas de amenaza se procedió a una intersección con la capa del caso (líneas de transmisión en construcción). Este cruce permitió cuantificar la longitud de los segmentos dentro de cada línea según el tipo de amenaza que la afecta. Las cartografías a continuación muestran estos resultados.

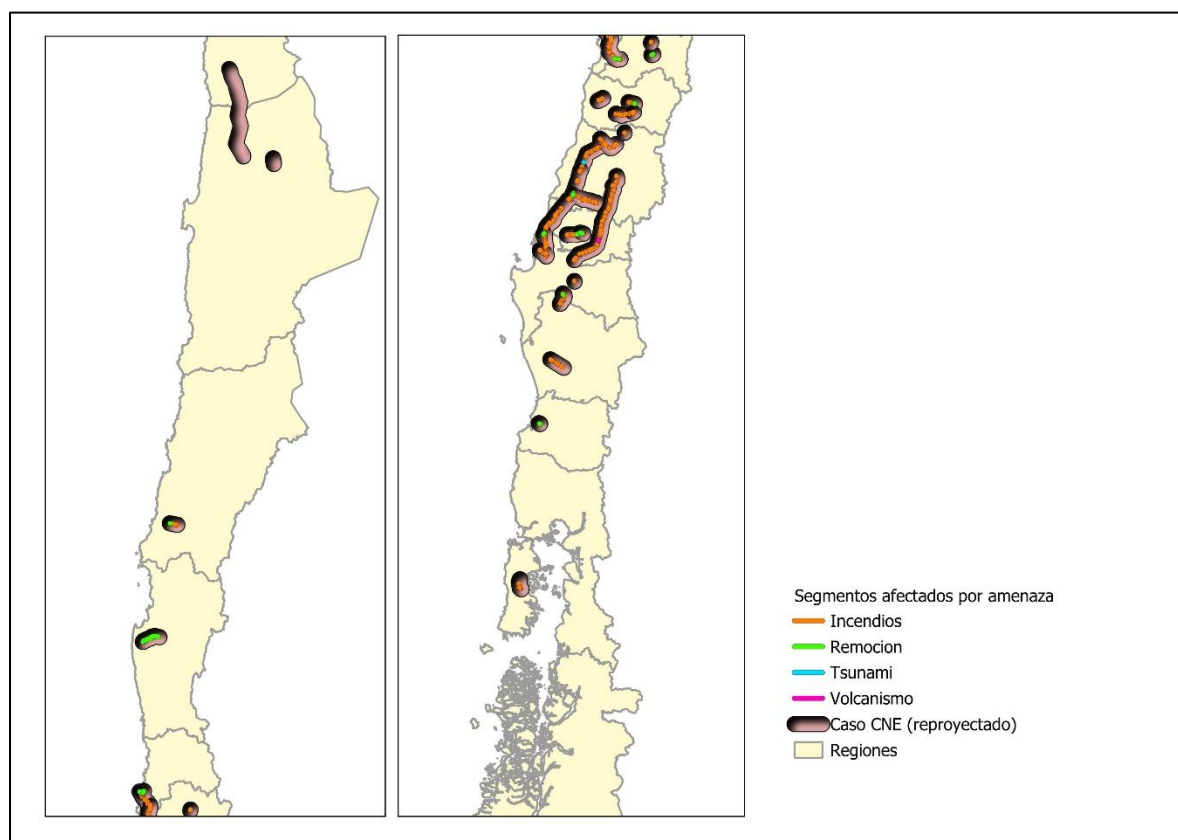


Figura 25: Segmentos afectados por amenaza del caso CNE.

Fuente: elaboración propia.

La cartografía a continuación presenta un *zoom* a dos de las obras de mayor envergadura en términos de extensión del caso analizado. Aquí se observa, por ejemplo, el caso del “Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa” con 198 km de longitud, el cual tiene riesgo de verse afectado por volcanismo e incendios forestales. En el sector costero se aprecia también la “Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes – Dichato” de 96,2 km, la cual se encuentra expuesta a amenazas de incendios forestales, remoción en masa y tsunamis. Siendo los dos proyectos de mayor extensión analizados en este caso.

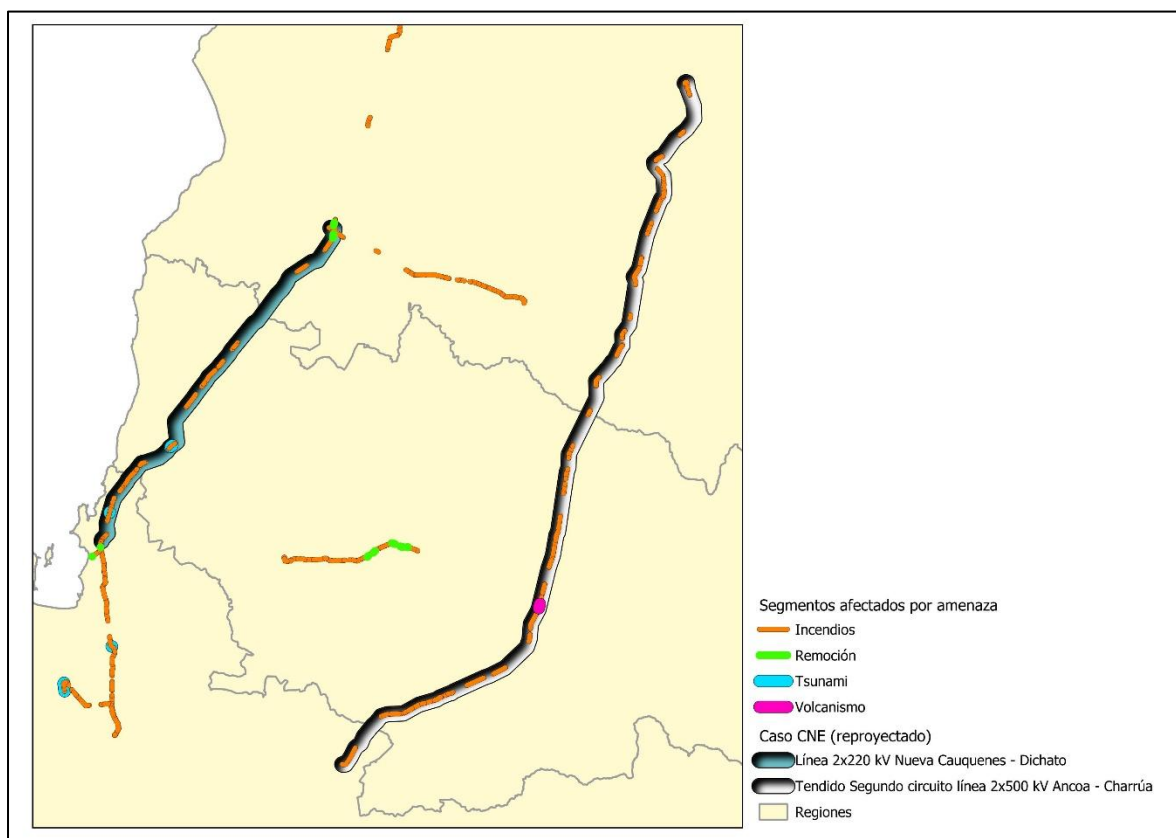


Figura 26: Segmentos afectados por amenaza del caso CNE.

Fuente: elaboración propia.

En la tabla a continuación se sintetizan los resultados de la aplicación de las fórmulas de CNE a cada línea de transmisión del caso ponderados según cada caso. Los valores de cada fórmula entregan valores entre 0 y 1, en base a esto se procede a agregar una columna con la sumatoria de los resultados de cálculo para incendios forestales, remoción en masa, tsunamis y volcánico (Riesgo agregado²⁴) a modo de permitir algunas comparaciones. La aplicación más detallada de la fórmula puede observarse en el anexo digital en las planillas de cálculo. Se presenta la totalidad de los resultados en planilla digital en los anexos.

²⁴ Si se asume que de la aplicación de la fórmula de cada amenaza se puede obtener valores 1 como máximo para cada una, la sumatoria del campo "Riesgo agregado" puede ir desde 0 a 4.

Tabla 26: Riesgos ponderados por LT del caso.

LT	Riesgo incendios forestales	Riesgo remoción	Riesgo tsunami	Riesgo volcánico	Riesgo agregado
Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	0,454	0,558	0,000	0,000	1,011
Línea 2x66 kV Tomé - Dichato	0,923	0,002	0,000	0,000	0,924
Nueva Línea 2x220 kV La Pólvora - Agua Santa	0,516	0,187	0,000	0,000	0,703
Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	0,461	0,166	0,000	0,000	0,626
Seccionamiento Línea 2x110 kV Agua Santa - Placillas	0,521	0,063	0,000	0,000	0,583
Nueva línea 2x66 kV El Laurel - Picarte, tendido del primer circuito	0,268	0,092	0,167	0,000	0,527
Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	0,501	0,000	0,000	0,000	0,501
Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno - Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)	0,498	0,000	0,000	0,000	0,498
Nueva línea 1x33 kV Santa Elisa - Confluencia	0,476	0,012	0,000	0,000	0,487
Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva	0,414	0,060	0,000	0,000	0,474
Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	0,000	0,470	0,000	0,000	0,470
Línea 2x220 kV Dichato - Hualqui	0,441	0,000	0,001	0,000	0,441
Seccionamiento línea 220KV Celulosa Sant Fé - Celulosa Pacifico	0,434	0,000	0,000	0,000	0,434
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones - El Avellano	0,382	0,000	0,000	0,000	0,382
Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Construcción de Paños en S/E San Fernando	0,365	0,000	0,000	0,000	0,365
Nueva Línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante	0,321	0,000	0,015	0,000	0,336
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	0,310	0,013	0,000	0,000	0,323
Nuevo tramo 2x220 kV Nueva Casablanca - La Pólvora	0,241	0,015	0,000	0,000	0,256
Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	0,245	0,010	0,000	0,000	0,254
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Paral	0,207	0,000	0,000	0,000	0,207
Nueva Línea 2x110 kV Vitacura - Providencia	0,193	0,000	0,000	0,000	0,193
EJE TRAZADO LAT 2x154 kV Tinguiririca - Santa Cruz	0,172	0,000	0,000	0,000	0,172
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	0,162	0,000	0,000	0,004	0,166
Línea 2x220 kV Mataquito - Nueva Nirivilo	0,154	0,000	0,001	0,000	0,155
Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito	0,154	0,000	0,000	0,000	0,154
Línea 220x66 kV Quepe - Las Violetas	0,148	0,000	0,004	0,000	0,152
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	0,141	0,010	0,002	0,000	0,152
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	0,110	0,000	0,000	0,000	0,110
Nuevo tramo de línea 2x220 Alto Melipilla - Nueva Casablanca	0,095	0,012	0,000	0,000	0,107

LT	Riesgo incendios forestales	Riesgo remoción	Riesgo tsunami	Riesgo volcánico	Riesgo agregado
Línea 2X220 kV Nueva Nirivilo - Nueva Cauquenes	0,073	0,013	0,000	0,000	0,087
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa - Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	0,082	0,000	0,000	0,000	0,082

Fuente: Elaboración propia.

Los datos agregados que entrega la aplicación de la fórmula por cada amenaza requieren ser mirados a la par de las estadísticas de afectación (km afectados, porcentaje) para insumar adecuadamente posibles decisiones y mejorar su interpretación. Así, por ejemplo, si uno toma la línea de mayor riesgo agregado de la tabla anterior, la “Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera” que tiene 4,4 km de longitud, aparece con los mayores valores de riesgo altos en remoción (0,558) y de incendios forestales (0,454) si se le compara con el “Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa” (198 km de longitud), el cual presenta valores para el riesgo de incendios relativamente bajos (0,162), sin riesgo de remociones y tramos con riesgo volcánico (0,004). Sin embargo, al mirar la longitud afectada, se puede dar cuenta de la gran cantidad de tendido eléctrico expuesto en la Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato que supera con creces el de la Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera (ver tabla a continuación para los casos comparados, para ver valores desagregados de cada línea evaluada ver anexo digital). La tabla a continuación resume el porcentaje de afectación de los casos revisados en más detalle en esta sección (ver anexo digital para resultados completos).

Tabla 27: Detalle y comparación de LT según índice de amenaza²⁵, longitud (km) y porcentaje de afectación.

LT	Longitud (km)	Amenaza	Nivel Actividad volcánica	Índice amenaza	Longitud afectada (km)	Porcentaje afectado
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6	Volcanismo	1	0,75	1,0	0,01
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6	Incendios	-	2	66,1	0,33
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6	Incendios	-	3	14,6	0,07
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6	Incendios	-	1	10,3	0,05
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6	Incendios	-	4	0,7	0,00
Tendido Segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	197,6	Incendios	-	5	0,6	0,00
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2	Tsunami	-	1	1,0	0,01
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2	Remoción	-	1	0,9	0,01

²⁵ Corresponde a los índices de amenaza de cada metodología específica de la CNE revisadas en esta sección.

LT	Longitud (km)	Amenaza	Nivel Actividad volcánica	Índice amenaza	Longitud afectada (km)	Porcentaje afectado
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2	Incendios	-	2	27,7	0,29
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2	Incendios	-	3	5,4	0,06
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2	Incendios	-	1	4,5	0,05
Línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato	96,2	Incendios	-	4	1,3	0,01
la Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	4,4	Remoción		1	2,5	0,56
Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	4,4	Incendios		3	3,2	0,72
Línea 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	4,4	Incendios		2	1,2	0,28

Fuente: Elaboración propia.

5.3.4 Señales de localización: índice agregado multi-amenaza

Esta sección aborda el desafío de la infraestructura de transmisión de su posible exposición a múltiples amenazas (multi-amenaza)²⁶ donde se propone un “índice agregado” para fortalecer la toma de decisión de la localización. La metodología de resiliencia descrita para cada amenaza en la sección anterior está claramente delimitada por fórmulas que permiten su desarrollo con la información existente, sin embargo, la metodología para abordar los impactos en su conjunto es más conceptual y presenta menos desarrollo. Este índice multi-amenaza es uno de los potenciales mecanismos para abordar ese desafío.

A partir de la información revisada es posible identificar zonas donde existen alta concentración de amenazas en distintos niveles. Esta información permite comprender potenciales señales de localización. Para esto, se han utilizado las ponderaciones desarrolladas en la metodología de la CNE para cada amenaza descritas en la sección anterior.

En términos del procesamiento de las capas, primero se procede a la normalización de todas las amenazas a valores entre 0 y 1 como muestra la cartografía a continuación. Posteriormente, se convirtieron todas las capas vectoriales de amenaza consideradas en la sección anterior (tsunami, volcanismo, incendios forestales, remoción en masa) y fueron convertidas a formato ráster de píxeles de 100m por 100m de modo de aligerar el geoproceso y las capas resultantes. Los píxeles fueron alineados y se corrigen valores nulos.

²⁶ Se define multi-amenaza (Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres, UNDRR) como “la selección de los principales riesgos múltiples a los que se enfrenta el país, y (2) los contextos específicos en los que pueden producirse eventos peligrosos de forma simultánea, en cascada o acumulativa a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los posibles efectos interrelacionados”. Fuente: <https://www.undrr.org/terminology/hazard>

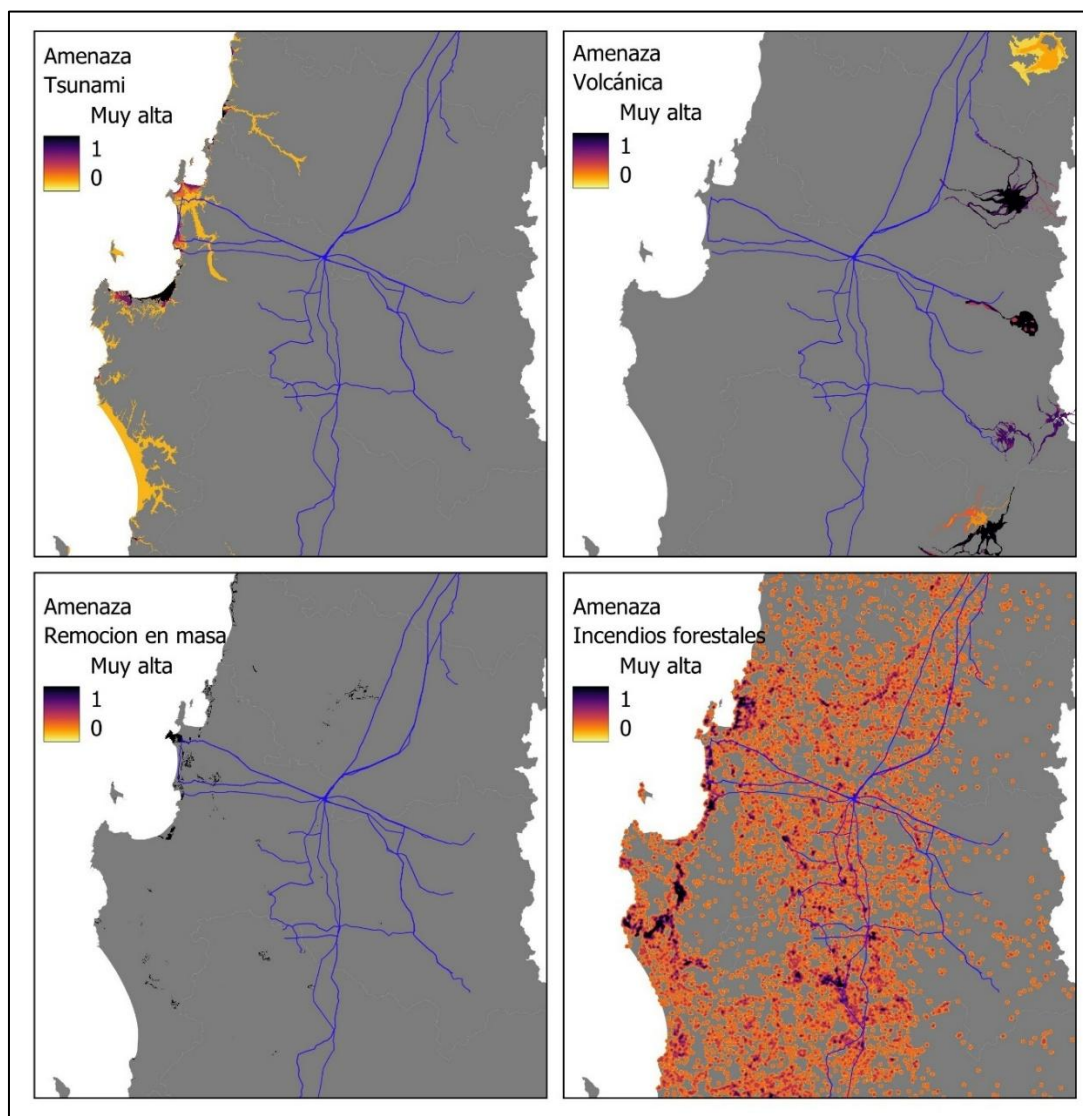


Figura 27: Valores raster (100x100m) normalizado por amenaza.
 Fuente: elaboración propia.

Luego, se procedió a generar una unión de los ráster de las 4 amenazas a partir de la sumatoria de las amenazas de modo de definir un índice multi-amenaza o agregado. Los valores finales de estas zonas de mayor nivel de amenaza fueron normalizadas entre 0 y 1 como muestran las cartografías a continuación.

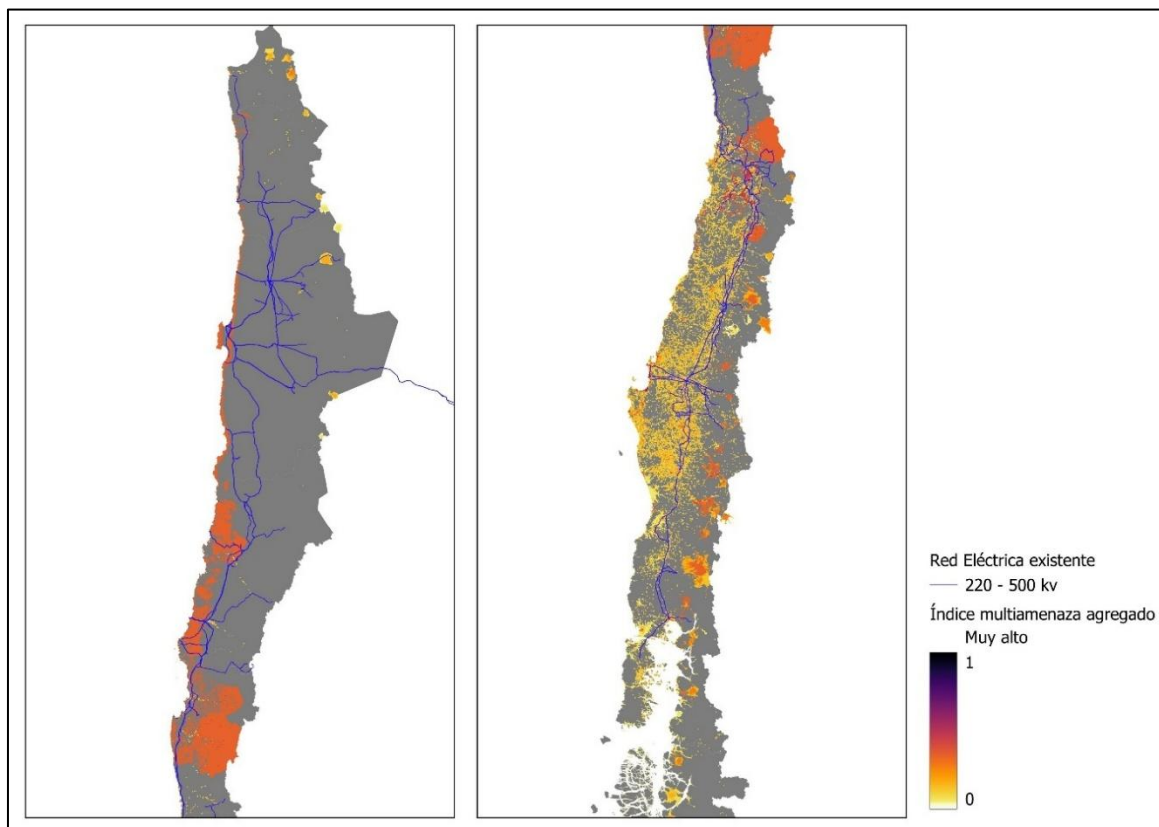


Figura 28: Índice multiamenaza (agregado).

Fuente: elaboración propia.

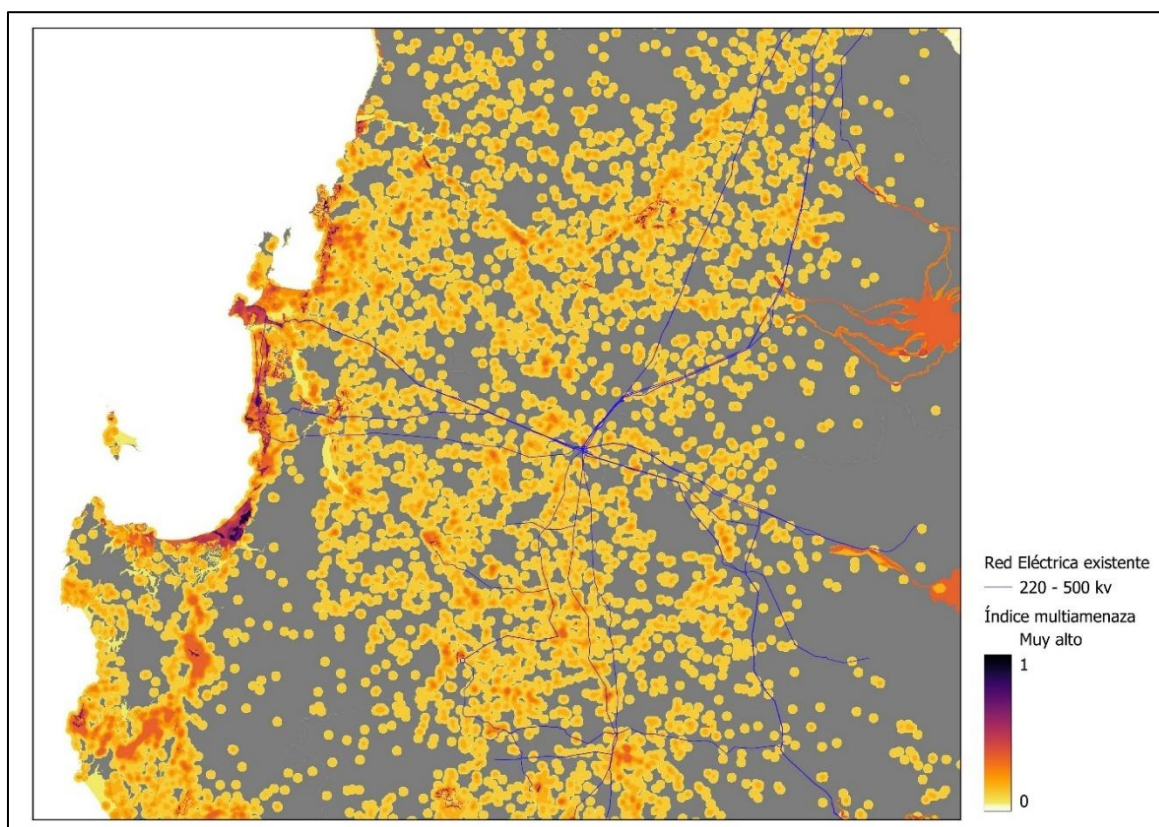


Figura 29: Índice multiamenaza (agregado).

Fuente: elaboración propia.

5.3.5 Visualización cartográfica de ENS

En esta sección se presentan algunas cartografías de los datos de ENS que son abordados en mayor profundidad en otras secciones del informe.

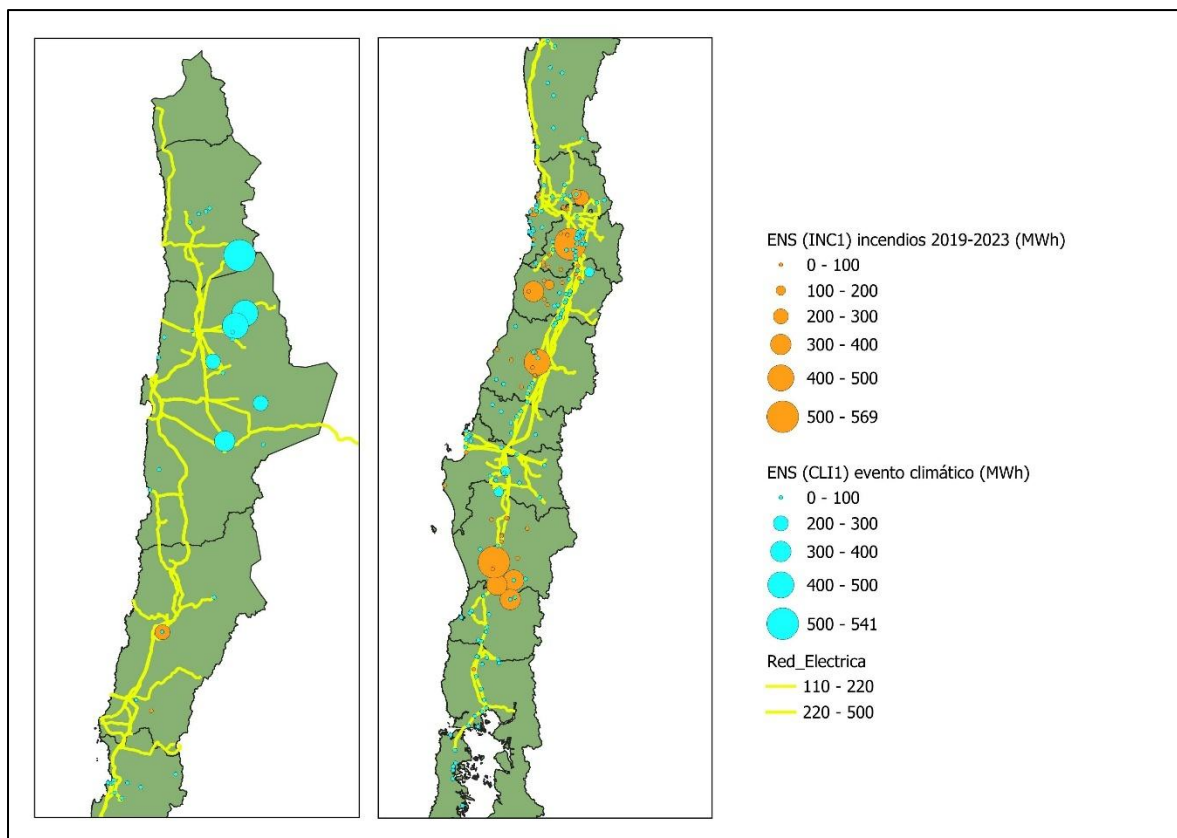


Figura 30: Energía No Suministrada por causa de incendios forestales (2019-2023) y eventos climáticos en MWh.

Fuente: elaboración propia en base a datos CEN.

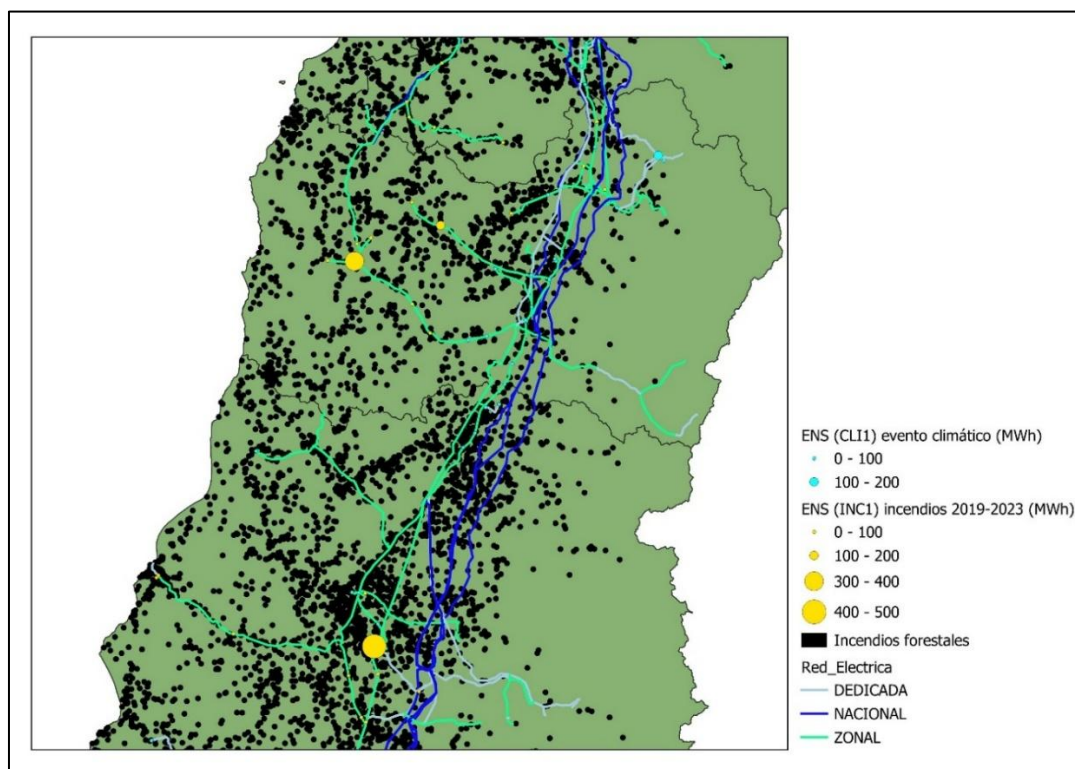


Figura 31: Energía No Suministrada por causa de incendios forestales (2019-2023) en MWh.
 Fuente: elaboración propia.

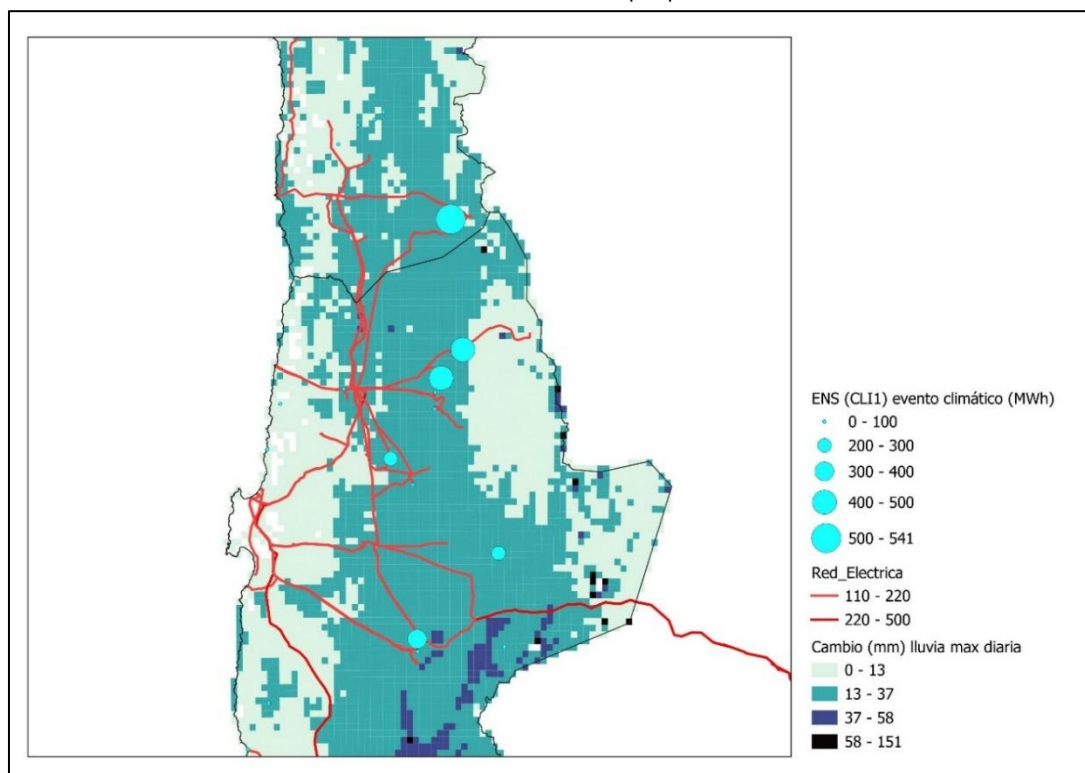


Figura 32: Energía No Suministrada por causa de eventos climáticos en MWh y cobertura de cambios esperados en eventos de lluvia máxima diaria (2035-2065).
 Fuente: elaboración propia en base a CEN y ARCLIM.

5.4 Metodología práctica de implementación en el PEAT

El propósito de esta actividad es operacionalizar, dentro del proceso del PEAT, una metodología reproducible que permita incorporar la resiliencia y la capacidad adaptativa en la toma de decisiones sobre obras de transmisión, manteniendo la lógica y consistencia metodológica con la PELP. En particular, la metodología busca:

- Traducir la exposición territorial a amenazas climáticas y naturales en parámetros operacionales aplicables a activos de transmisión, tales como indisponibilidad o reducción de capacidad (derating).
- Incorporar dichos parámetros en las simulaciones de seguridad, suficiencia y costos operacionales del PEAT, permitiendo estimar indicadores clave como Energía No Suministrada (ENS), inercia del sistema (Hs) y margen de reserva (RM).
- Monetizar los beneficios de resiliencia en términos de Valor del Costo de Falla ($VCF = ENS \times CF$), utilizando los Costos de Falla (CF) oficiales definidos por la Comisión Nacional de Energía. La valorización se expresa como diferencias entre dos casos comparables:

$$\Delta VCF = VCF_{\text{sin obra}} - VCF_{\text{con obra}}$$

o, para comparar variantes con y sin mitigación:

$$\Delta VCF = VCF_{\text{obra sin medida}} - VCF_{\text{obra con medida}}$$

considerando escenarios de estrés representativos de eventos extremos, incluidos aquellos de carácter HILP.

- Entregar criterios de priorización que orienten la selección de inversiones, su localización y medidas de reforzamiento/adaptación en zonas críticas o vulnerables.

La metodología propone una implementación práctica y trazable dentro del PEAT, sin alterar su estructura regulatoria ni sus herramientas de modelación. Su objetivo es incorporar explícitamente el análisis de exposición y respuesta del sistema ante escenarios de estrés físico y operativo, derivados de amenazas históricas relevantes para el territorio nacional. Para ello, se estructura en los siguientes pasos:

- **Paso 1. Screening territorial y subíndice de exposición.**

Las obras en evaluación y la infraestructura relevante se superponen con capas oficiales de amenazas en un entorno SIG. A partir de esta superposición se calcula un Subíndice de Exposición Territorial E_j para cada alternativa j , consistente con la formulación usada en la PELP. (Ver 4.4 Resiliencia y Señales de Localización en el contexto de la PELP). Este paso permite distinguir, de manera trazable, exposición de infraestructura existente (corredores críticos ya operativos) y de alternativas proyectadas (trazados o localizaciones candidatas para materializar un refuerzo).

- **Paso 2. Construcción de escenarios de estrés e impactos en activos**

Para activos, corredores o zonas con exposición alta, se construyen escenarios de estrés a partir de eventos históricos representativos por macrozona. Cada escenario se traduce

en shocks operativos compatibles con la modelación del PEAT, por ejemplo:

- indisponibilidad temporal de tramos, subestaciones o equipamiento
- reducción de capacidad de transmisión o límites operativos por condiciones físicas (derating)

La lógica en esta etapa no exige probabilidades; la finalidad es representar condiciones severas plausibles para evaluar tolerancias del sistema y comparar alternativas.

- **Paso 3: Incorporación en la cadena de modelación del PEAT**

Los escenarios de estrés se integran al flujo regular del PEAT aplicando los shocks definidos y ejecutando las evaluaciones de seguridad y operación. En este nivel, a diferencia de la PELP, el PEAT puede:

- verificar desempeño bajo contingencias N-1 a nivel de elementos reales
- evaluar contingencias N-k cuando el tipo de amenaza sugiere fallas correlacionadas o simultáneas
- recalcular métricas bajo estrés, incluyendo ENS, costos operacionales y variables de operación relevantes

Los resultados se obtienen para dos casos comparables (sin/con obra o alternativa A/B), de modo que el aporte sea atribuible y verificable

- **Paso 4: Subíndice de beneficio y cálculo del ILRR para priorización locacional**

Para cada alternativa j se calcula un Subíndice de Beneficio Sistémico B_j a partir de métricas bajo estrés, definidas como mejoras respecto del caso base (Ver 4.4 Resiliencia y Señales de Localización en el contexto de la PELP). Para mantener consistencia con la PELP se recomienda usar, al menos, reducción de ENS y costo de falla evitado.

Con E_j y B_j , el Índice Locacional de Riesgo-Resiliencia se calcula de forma consistente con PELP. Este índice permite ordenar alternativas incorporando el principio operativo de que un beneficio sistémico se vuelve menos confiable si la alternativa está fuertemente expuesta a amenazas territoriales, especialmente cuando los escenarios de estrés afectan precisamente esa infraestructura.

En una etapa posterior, y sujeto a disponibilidad de datos, el componente de beneficio puede complementarse con métricas de riesgo de cola (por ejemplo, VaR o CVaR de ENS o valor del costo de falla) para priorizar explícitamente alternativas que reducen pérdidas extremas.

- **Paso 5. Selección de cartera y evaluación económica**

El beneficio de resiliencia se incorpora en la evaluación económica junto con otros efectos operativos. Un indicador complementario para ordenar obras es el cociente beneficio costo de resiliencia. De manera coherente con la PELP, el ILRR también habilita condiciones: alternativas en zonas de alta exposición pueden avanzar solo con medidas de adaptación explícitas y verificables.

5.5 Incentivos para la localización de proyectos de transmisión en zonas estratégicas para la resiliencia

La seguridad del suministro eléctrico depende hoy de la capacidad de transmisión para resistir eventos extremos como aluviones o inundaciones. Para ello, se plantean instrumentos que incorporen la resiliencia en la planificación de inversiones. En este contexto, la PELP y el PEAT actúan como pilares de diseño: si bien no otorgan incentivos directos, proporcionan la evidencia técnica y territorial esencial para priorizar corredores y evaluar beneficios económicos en condiciones críticas.

5.5.1 Revisión Internacional

La incorporación de incentivos económicos y regulatorios para fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos ha sido abordada por diversos países mediante esquemas que combinan regulación por desempeño, reconocimiento tarifario de inversiones y estímulos a la innovación. Estas experiencias muestran cómo los marcos regulatorios pueden internalizar el valor económico de la resiliencia, vinculando los resultados de disponibilidad, continuidad y capacidad de recuperación con la remuneración de las empresas de transmisión. Los modelos más avanzados integran criterios de adaptación climática, digitalización y gestión del riesgo, evidenciando una convergencia entre la regulación de eficiencia y la regulación de resiliencia. A continuación, se resumen algunos casos representativos.

- **Estados Unidos**

La política de Estados Unidos liderada por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha implementado incentivos al Retorno sobre el Patrimonio (ROE) específicamente para proyectos de transmisión que demuestran beneficios económicos o mejoras comprobables en la confiabilidad del sistema. Estos beneficios pueden incluir incrementos a la tasa de retorno para empresas participantes en organizaciones regionales de transmisión, así como proyectos que aportan ventajas en seguridad y robustez ante eventos extremos, incluyen eventos climáticos severos e incendios forestales (FERC, 2020)

En Estados Unidos, los reguladores han hecho propuestas para invertir en resiliencia —como reforzar infraestructuras o mejorar la capacidad de recuperación ante grandes interrupciones— lo que merecería incentivos extra para las empresas eléctricas. Eso significa que, por ejemplo, si una compañía decide invertir más allá de lo mínimo requerido y realiza mejoras que ayudan al sistema eléctrico a soportar tormentas, incendios o apagones complejos, puede recibir beneficios económicos como una tasa de retorno más alta. Sin embargo, estos incentivos han sido revisados y discutidos intensamente porque algunos estados y partes interesadas opinan que no se debería pagar de más por actividades que consideran el “deber” de la empresa (como mantener la red segura y confiable). La discusión gira en torno al balance entre estimular inversiones realmente extra y evitar que los consumidores paguen en exceso por mejoras que serían exigibles por regulación o mercado de todos modos (Wrightlaw, 2024).

Paralelamente, el gobierno federal ha desplegado esquemas de financiamiento público —por ejemplo, el programa *Grid Resilience and Innovation Partnerships* (GRIP), las *State and Tribal Formula Grants* y el *Transmission Facilitation Program*— que movilizan recursos significativos para modernizar la infraestructura, impulsar la resiliencia ante amenazas físicas y climáticas, y acelerar la expansión de capacidad en zonas estratégicas. Este enfoque responde a las necesidades de inversión en ciertos segmentos de la red y de adaptación ante escenarios climáticos extremos (Energy.gov, 2025). Adicionalmente, varios estados han implementado mecanismos de “securitización²⁷”: las empresas pueden emitir bonos avalados por la base total de consumidores, permitiendo financiar inversiones extraordinarias en resiliencia bajo condiciones crediticias más asequibles y amortiguar el impacto tarifario. La “securitización” se ha extendido en contextos de desastre y modernización, y es considerada una vía eficaz para soportar programas masivos de resiliencia sin trasladar abruptamente los costos a los consumidores finales (Analysis Group, 2025).

- **Unión Europea**

La Unión Europea, a través de ENTSO-E y la Comisión Europea, está impulsando marcos regulatorios -no vigentes aún- que permitan acelerar y mejorar las inversiones en redes eléctricas, reconociendo los nuevos retos de la transición energética y la resiliencia ante riesgos crecientes. ENTSO-E recomienda establecer incentivos económicos más robustos y rápidos para los operadores, destacando los “adders” al costo promedio ponderado de capital (WACC²⁸) como herramienta para compensar los riesgos específicos asociados a activos estratégicos o proyectos con alto nivel de exposición climática. Así, se busca que las mediciones de desempeño (outputs) orienten y promuevan la inversión anticipadamente (ENTSO-E, 2025).

La Unión Europea presentó una Guía sobre inversiones anticipadas²⁹ que establece lineamientos para viabilizar el desarrollo de redes en el largo plazo (más allá de las conexiones solicitadas actualmente), especialmente para anticiparse a objetivos como la integración de renovables, la seguridad de suministro y la adaptación al cambio climático. Estos criterios favorecerían la planificación basada en escenarios robustos y la evaluación regulatoria proactiva, e incluyen

²⁷ En el sector eléctrico, la securitización es una herramienta financiera mediante la cual una empresa de servicios públicos emite bonos respaldados por los ingresos futuros de los clientes (contribuyentes o usuarios finales) para recaudar dinero inmediato y financiar inversiones específicas, como obras de resiliencia o recuperación tras desastres. Estos bonos suelen tener tasas de interés más bajas que los préstamos tradicionales porque el respaldo está asegurado por el cobro a una base amplia y estable de usuarios. Por ejemplo, si una compañía eléctrica necesita invertir grandes sumas en nuevos equipos para endurecer la red ante huracanes, puede pedir a la autoridad regulatoria autorización para securitizar ese gasto. Así, en vez de financiar la inversión sólo con recursos propios o préstamos costosos, la empresa emite bonos a largo plazo y los paga con una pequeña porción del cargo en la factura eléctrica durante varios años, minimizando el impacto inmediato en la tarifa mensual del usuario. Este mecanismo reduce el costo de capital comparado con el financiamiento tradicional y permite realizar obras extraordinarias sin causar aumentos bruscos de tarifas.

²⁸ El WACC (Weighted Average Cost of Capital, en español Costo Promedio Ponderado de Capital) es una medida financiera que indica el costo promedio que enfrenta una empresa para financiar todas sus inversiones, considerando tanto el dinero que obtiene por préstamos (deuda) como el que aportan los accionistas (capital propio). En términos simples, el WACC refleja el porcentaje mínimo de rentabilidad que una empresa debe alcanzar para que sus proyectos sean viables y resulten atractivos para los inversionistas y prestamistas. Es decir, si una empresa invierte en nuevas infraestructuras —por ejemplo, líneas de transmisión resilientes—, el retorno esperado de esa inversión debe ser al menos igual al WACC, porque si no, estaría perdiendo valor o no cubriendo los costos de financiamiento.

²⁹ Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/publications/commission-notice-guidance-anticipatory-investments-developing-forward-looking-electricity-networks_en

recomendaciones para el diseño de incentivos que aseguren una remuneración adecuada y tarifas asequibles (ENTSO-E, 2025).

- **Reino Unido**

El esquema RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) para la transmisión en Reino Unido es ampliamente reconocido por su enfoque integral en resiliencia, eficiencia y transición energética. Este marco regulatorio multianual, ahora en su fase RIIO-T3 (2026-2031), exige a las empresas de transmisión cumplir con resultados específicos asociados a la disponibilidad del sistema, la resistencia ante eventos climáticos extremos y la velocidad de recuperación del servicio tras contingencias severas. Los resultados pactados se vinculan a mecanismos de recompensa y penalización: los operadores pueden recibir bonificaciones si superan los objetivos fijados (por ejemplo, reducción de duración y severidad de interrupciones) y están sujetos a penalizaciones que pueden alcanzar decenas de millones de libras si no cumplen las metas establecidas. Esta dinámica crearía incentivos económicos para invertir en infraestructura robusta, mejorar la gestión operativa y priorizar la resiliencia en la toma de decisiones (SP Energy Networks, 2023), (OFGEM, 2025).

En la fase más reciente, RIIO-T3, el regulador *Ofgem* exige que los operadores desarrollen estrategias integrales de adaptación al cambio climático, combinando medidas "blandas" (restauración de hábitats y gestión sostenible de la vegetación) con soluciones de endurecimiento físico (refuerzo estructural de líneas, subestaciones y equipos críticos ante eventos extremos). Además, incorpora incentivos para la innovación y digitalización, premiando el despliegue de tecnologías avanzadas para monitoreo, análisis predictivo de vulnerabilidad y operaciones automatizadas que contribuyen a la resiliencia.

- **Nueva Zelanda**

En Nueva Zelanda, tanto la empresa *Transpower* como la *Commerce Commission* (regulador) están impulsando un enfoque más proactivo y dotado de mayores recursos para fortalecer la resiliencia de la red de transmisión. Esto implica inversiones en proyectos que reduzcan el riesgo de grandes interrupciones y preparen al sistema para enfrentar eventos climáticos extremos y demandas cambiantes, con planes específicos para modernizar la infraestructura y asegurar que la red pueda recuperarse rápidamente después de contingencias graves. Por ejemplo, en la región de Northland, se están desarrollando iniciativas colaborativas entre *Transpower* y actores locales para fortalecer el suministro y aprovechar mejor los recursos renovables, priorizando tanto la fiabilidad como la resiliencia frente a amenazas futuras (Transpower, 2025).

En paralelo, el tratamiento regulatorio de las inversiones para adaptación y resiliencia está siendo revisado y discutido. Existe debate sobre los "umbrales de financiamiento": muchos proyectos que los clientes y comunidades valoran por aumentar la resiliencia no siempre superan los filtros estrictos de costo-beneficio tradicionales que priorizan la rentabilidad financiera sobre los beneficios sociales y de seguridad. Así, se reconoce la necesidad de flexibilizar y actualizar estos criterios para permitir inversiones anticipatorias y proyectos de resiliencia que respondan realmente a las expectativas y valores de los usuarios, más allá del análisis económico (Commerce

Commission, 2025), (Transpower, 2025).

5.5.2 Propuesta de incentivos

Criterios comunes de elegibilidad

Los incentivos que se proponen a continuación se aplicarían únicamente a candidatos de expansión de transmisión que cumplan simultáneamente todas las condiciones señaladas, las que constituyen requisitos habilitantes. La sola localización en una zona de riesgo no es suficiente sin un plan de medidas de resiliencia y sin la demostración de su impacto en las métricas de desempeño del sistema, ni viceversa.

1. **Emplazamiento en zonas de riesgo definidas por el análisis SIG.** Son elegibles aquellos proyectos, tramos o subestaciones que (i) se emplazan total o parcialmente en corredores o zonas de alto riesgo identificados por el análisis SIG, y que resultan necesarios por criterios de planificación del sistema, o bien (ii) contribuyen a reducir la exposición de activos existentes en dichas zonas (por ejemplo, mediante desvíos de trazado, soterramientos selectivos o refuerzos que permiten retirar o despriorizar infraestructura altamente vulnerable). La elegibilidad se acredita con la cartografía oficial del estudio, los metadatos de las capas, la fecha de corte y el puntaje de exposición correspondiente.

Plan de medidas de resiliencia técnicamente fundado. En los procesos de licitación de obras de expansión del sistema de transmisión, el proponente deberá incluir en su Oferta Técnica un plan de adaptación y resiliencia consistente con guías técnicas consolidadas validadas por la autoridad. En el caso de obras nuevas licitadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, este plan formará parte de los antecedentes técnicos exigidos al adjudicatario; en el caso de obras de ampliación, deberá ser requerido por el propietario en las bases de licitación a los oferentes responsables del diseño y construcción de la obra. El plan describirá el alcance, criterios de diseño, estándares aplicados, costos de inversión y operación, cronograma y procedimientos de mantenimiento de, al menos, las siguientes familias de medidas, según pertinencia del caso: endurecimiento físico de líneas y estructuras; gestión de vegetación y fajas de seguridad; uso de conductores avanzados y actualización de estándares de carga de viento; soterramientos selectivos en tramos críticos; elevación, enclavamientos y protección de equipos en subestaciones; mallado, redundancias y seccionamientos; tecnologías de control de flujo, dispositivos FACTS y *Dynamic Line Rating* (DLR); y mejoras de supervisión, automatización y control. El nivel de detalle será equivalente al de la ingeniería de prefactibilidad requerida en las bases de licitación, suficiente para evaluar la consistencia del diseño propuesto y servir de referencia en las etapas posteriores de ingeniería de detalle y construcción.

2. **Impacto demostrable en las métricas de modelación.** La propuesta debe demostrar, mediante la modelación definida para el estudio y en coherencia con la metodología del PEAT, beneficios cuantificados en las métricas de desempeño acordadas. El expediente debe incluir la trazabilidad completa de supuestos, escenarios de daño utilizados, funciones de vulnerabilidad por tipo de activo y resultados comparativos con y sin medidas de resiliencia.

Incentivo R1 (regulatorio o normativo): ponderador de exposición a amenazas en la evaluación de alternativas de transmisión

- **Descripción.** Incorporar un ponderador de exposición a amenazas como herramienta estándar en las etapas de análisis, comparación y priorización de alternativas del PEAT, calculado a partir del puntaje de exposición del análisis SIG. El ponderador otorgará mayor valoración relativa a alternativas que evitan, reducen o mitigan de manera verificable la exposición en zonas de alto riesgo, y permitirá ordenar portafolios cuando existan soluciones con beneficios sistémicos similares. Dado que el PEAT realiza valorizaciones y evaluaciones de carácter referencial y no define trazados específicos ni condiciones de diseño exigibles, el uso del ponderador se propone inicialmente como criterio de apoyo no vinculante. Su eventual carácter obligatorio en bases de licitación o decretos de expansión se plantea como una etapa posterior, sujeta al diseño de un mecanismo regulatorio específico que habilite su aplicación exigible.

Incorporar un factor de ponderación de exposición a amenazas en las etapas de análisis y priorización del PEAT, calculado a partir del puntaje de exposición del análisis SIG, que otorgue mayor valoración a las alternativas que evitan, reducen o mitigan de manera verificable la exposición dentro de las zonas de alto riesgo y/o que se ubiquen sistemáticamente en posiciones preferentes del portafolio. Cualquier materia que deba ser vinculante debe incorporarse en los alcances de la obra que son recogidos, eventualmente, en los decretos de expansión, por lo que el uso de este factor como criterio obligatorio en bases de licitación y decretos requeriría diseñar un mecanismo específico. Dicho diseño no parece trivial, considerando que en el PEAT se realizan valorizaciones referenciales de cada proyecto, sin definición de trazados particulares; en consecuencia, se propone inicialmente su utilización como criterio de análisis y priorización, y evaluar en una etapa posterior su operacionalización regulatoria para efectos de licitación.

- **Fundamento.** El análisis SIG provee una métrica objetiva y reproducible de exposición por amenaza y activo. El uso de un ponderador explícito alinea la selección de alternativas con la evidencia espacial de riesgo y con los lineamientos regulatorios vigentes.
- **Beneficios esperados.** Reducción de la probabilidad de falla y de la severidad de interrupciones ante eventos de alto impacto y baja probabilidad; preferencia por trazados menos vulnerables a incendios, inundaciones u otros peligros; y mejor coherencia entre planificación técnica, tramitación de permisos y aceptación territorial al priorizar corredores con menor exposición.
- **Costos y consideraciones.** Puede producirse un incremento de costos de inversión por trazados alternativos o por servidumbres más extensas. También se requieren ajustes metodológicos y actualizaciones de bases. Estos efectos deben incorporarse explícitamente en la evaluación costo-beneficio, para resguardar la neutralidad y la transparencia del proceso de priorización.
- **Medición y verificación.** La alternativa seleccionada deberá demostrar, en la modelación del PEAT y con respaldo en el enfoque de evaluación del riesgo y funciones de vulnerabilidad, reducciones en energía no suministrada esperada y mejoras en tiempos de recuperación bajo los escenarios HILP definidos. Se exigirá trazabilidad entre el puntaje SIG, las métricas propuestas y los resultados de desempeño.

Incentivo F1 (financiero o económico): reconocimiento explícito de beneficios de resiliencia en la valorización regulatoria

- **Descripción.** Incorporar, en el valor presente neto social o regulatorio de las obras de transmisión, el beneficio monetizado de resiliencia derivado de la energía no suministrada evitada y de la reducción de la duración y del alcance de las interrupciones bajo los escenarios extremos utilizados por el PEAT. Este reconocimiento se materializa en la etapa de valorización del plan, sin crear cargos paralelos, mediante la internalización de dichos ahorros y beneficios en la evaluación económica. Adicionalmente, sería deseable complementar este enfoque con métricas de ENS esperada asociadas a eventos extremos que aún no han ocurrido, lo que podría aportar un criterio útil para justificar la incorporación de obras de expansión orientadas a gestionar riesgos de baja frecuencia y alto impacto. No obstante, la estimación de las probabilidades de ocurrencia y la simulación del impacto de estos eventos no es trivial y probablemente requiera desarrollos metodológicos específicos, por lo que se propone como una línea de trabajo a profundizar en estudios futuros.
- **Fundamento.** La metodología de evaluación utilizada por la literatura especializada recomienda integrar los beneficios de resiliencia en los análisis costo-beneficio³⁰. Asimismo, el PEAT dispone de módulos de costos de falla y del uso de valores de energía no suministrada segmentados por tipo de cliente y duración de la interrupción, lo que permite operacionalizar el cálculo de forma consistente y auditable.
- **Beneficios esperados.** Priorización de proyectos que maximizan el valor social al evitar interrupciones; corrección de sesgos de metodologías que ponderan solo inversión y operación sin considerar el daño evitado por resiliencia; y alineación de decisiones de expansión con las preferencias sociales por seguridad de suministro.
- **Costos y consideraciones.** Se requieren ajustes metodológicos y paramétricos, entre ellos la revisión y, de ser necesario, actualización del valor de energía no suministrada por segmento, la definición y justificación de escenarios HILP representativos y la estandarización de reporte. Este incentivo no introduce subsidios nuevos ni cargos adicionales, sino que ajusta la valorización para reflejar el valor de la resiliencia.
- **Medición y verificación.** El expediente deberá reportar, con trazabilidad completa a los módulos del PEAT, los valores de energía no suministrada esperada evitada, las curvas de resiliencia comparativas y los tiempos de recuperación proyectados. Se exigirá consistencia entre supuestos, datos de entrada, funciones de vulnerabilidad por activo y resultados.

Incentivo F2 (financiero o económico): premio regulatorio a inversiones de adaptación en corredores estratégicos

- **Descripción.** Reconocer explícitamente los sobrecostos de inversión y de operación asociados a medidas de adaptación implementadas en proyectos que se emplazan dentro de las zonas

³⁰ Por ejemplo, ver: **Towards a decarbonised and climate-resilient EU energy infrastructure:** Recommendations on a harmonised EU energy system-wide cost-benefit analysis. Disponible en: <https://climate-advisory-board.europa.eu/reports-and-publications/towards-a-decarbonised-and-climate-resilient-eu-energy-infrastructure-recommendations-on-an-energy-system-wide-cost-benefit-analysis>

de riesgo del análisis SIG y que demuestran mejoras verificables en las métricas de desempeño. El reconocimiento podrá adoptar la forma de asignaciones específicas o de ajustes paramétricos en los ingresos permitidos, condicionados al cumplimiento de metas y al logro de resultados en explotación.

- **Fundamento.** La experiencia comparada señala la conveniencia de que los marcos regulatorios incentiven y reconozcan inversiones de adaptación en redes cuando existen riesgos adicionales no plenamente cubiertos por los esquemas tradicionales. Este incentivo es coherente con la noción de inversiones anticipadas, que buscan preparar la red para escenarios de mayor severidad bajo incertidumbre.
- **Beneficios esperados.** Aceleración de la reducción de exposición a amenazas relevantes; mejora de la velocidad de recuperación y de la continuidad de suministro para cargas críticas; y difusión ordenada de prácticas como gestión de vegetación estructurada, endurecimiento físico, conductores avanzados y otras soluciones con alto impacto en resiliencia.
- **Costos y consideraciones.** Este esquema puede implicar mayores costos unitarios en obras y equipos. Para resguardar la eficiencia asignativa y la disciplina de costos del incentivo, se pueden establecer límites cuantitativos y condiciones de elegibilidad que acotan el reconocimiento regulatorio de los sobrecostos de adaptación. Estas reglas deben aplicarse de manera transparente, trazable y documentada en el expediente del proyecto. Se proponen cuatro familias de control complementarias, que operan como mecanismo de eficiencia y priorización:

1. Tope por unidad de riesgo evitado.

Se fija un máximo de reconocimiento por cada unidad de riesgo efectivamente reducida, acreditada mediante el análisis SIG y la modelación. El riesgo evitado se mide en energía no suministrada reducida en escenarios severos y/o descenso del puntaje de exposición del corredor. El reconocimiento se limita al producto entre la mejora demostrada y un valor máximo por unidad, definido por la autoridad. Esto evita pagar por sobrecostos sin impacto medible en resiliencia.

2. Tope por distancia y capacidad.

Para evitar sobredimensionamientos, se fijan límites máximos de reconocimiento por kilómetro de obra elegible o por producto capacidad-distancia, diferenciando tipologías constructivas (líneas aéreas reforzadas, soterramientos selectivos, refuerzos de subestaciones). El reconocimiento corresponde al menor valor entre el sobrecosto trazable y el tope aplicable, incentivando el diseño costo-eficiente dentro de las zonas estratégicas.

3. Umbrales mínimos de desempeño.

Solo accederán al incentivo las medidas que alcancen mejoras mínimas verificables, por ejemplo: reducción de al menos un umbral porcentual en ENS respecto del caso base o mejora del puntaje SIG. Los proyectos que superen ampliamente los umbrales podrán optar a bandas mayores dentro de los topes, siempre que lo justifique su evaluación costo-beneficio. Esto focaliza los recursos en intervenciones de alto retorno en resiliencia.

4. Techos globales y reglas de priorización.

Para controlar el gasto agregado, se fijan techos por proyecto y por cartera anual (porcentaje máximo del CAPEX u OPEX incremental reconocible). Si la demanda supera el techo, se priorizan los proyectos con mayor cociente entre beneficio de resiliencia monetizado y costo incremental, considerando además impacto en cargas críticas y robustez entre escenarios. Los techos se publican al inicio del ciclo PEAT y se revisan periódicamente, garantizando previsibilidad presupuestaria y transparencia.

- **Medición y verificación.** El desembolso regulatorio se supeditará a indicadores de resultado medidos en operación, que incluirán la disminución observada de energía no suministrada, la reducción de tiempos de restablecimiento en eventos reales o ejercicios y la evidencia de capacidad remanente bajo contingencias. El proyecto deberá presentar un plan de medición y verificación con responsables, periodicidad, fuentes de datos, procedimientos de auditoría y acciones correctivas ante desvíos.

Incentivo R2 (procedimental, complementario): priorización y coordinación temprana de permisos y servidumbres

- **Descripción.** Establecer un procedimiento de priorización y coordinación temprana de permisos y servidumbres para obras emplazadas con reducción de riesgos identificados por el análisis SIG, coordinado con el ciclo del PEAT y con los instrumentos ambientales y sectoriales aplicables. Este procedimiento buscará reducir los plazos administrativos de proyectos que acrediten la elegibilidad definida en el numeral 4.1 y que presenten impactos favorables en las métricas de modelación.
- **Fundamento.** La incorporación de criterios de resiliencia en la planificación debe reflejarse también en la evaluación y otorgamiento de permisos, así como en la coordinación interinstitucional, de modo que la priorización técnica se traduzca en una ruta crítica coherente y predecible para proyectos en corredores de menor exposición.
- **Beneficios esperados.** Disminución de plazos de desarrollo, mejor alineamiento territorial y mayor visibilidad para comunidades y autoridades, al priorizar trazas que reducen el riesgo ante desastres y que han demostrado impactos favorables en las métricas de desempeño del estudio.
- **Costos y consideraciones.** Se requieren ajustes procedimentales y, de ser necesario, lineamientos técnicos y administrativos que estandaricen antecedentes, criterios de evaluación y puntos de control. La priorización deberá estar sujeta a criterios objetivos de elegibilidad y a mecanismos de transparencia y rendición de cuentas.

6 COSTOS, BENEFICIOS Y MARCO DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA RESILIENCIA EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Este capítulo desarrolla el análisis económico para llevar la propuesta metodológica a la práctica, identificando costos y beneficios de incorporar resiliencia y capacidad adaptativa en la infraestructura y operación del sistema eléctrico. Con base en casos ilustrativos para la PELP y el PEAT, se estiman impactos económicos de medidas y obras resilientes, y se propone un enfoque para internalizarlos en ambos instrumentos, respetando sus marcos reglamentarios y entregables. El capítulo entrega criterios replicables para comparar alternativas y priorizar carteras, fortaleciendo la coherencia entre la orientación de la PELP y la materialización de obras en el PEAT, con foco costo-efectivo en zonas y corredores críticos vinculados a polos de generación, transmisión y flexibilidad.

6.1 Análisis económico de costos y beneficios de la resiliencia en la PELP y el PEAT

Esta sección sitúa la metodología de evaluación de costos y beneficios de la resiliencia en los procesos de planificación energética. La PELP cumple un rol estratégico y prospectivo, construyendo escenarios de desarrollo del sistema eléctrico, identificando cuellos de botella estructurales y analizando la exposición del SEN a riesgos climáticos y ambientales. Desde esta mirada, los beneficios de la resiliencia se entienden en sentido amplio y social: reducción de ENS, mitigación de daños en cascada sobre otros sectores y contribuciones a la equidad territorial y a los objetivos de descarbonización.

El PEAT, por su parte, tiene un rol operacional y de implementación: toma como insumo los lineamientos y escenarios de la PELP y los traduce en obras concretas de transmisión que deberán ejecutarse en horizontes temporales definidos. En este contexto, resulta clave contar con una metodología que permita cuantificar, de manera consistente, los costos y beneficios asociados a la resiliencia de las alternativas de expansión, de modo de disponer de evidencia técnica para priorizar proyectos y medidas de adaptación frente a distintos conjuntos de riesgos.

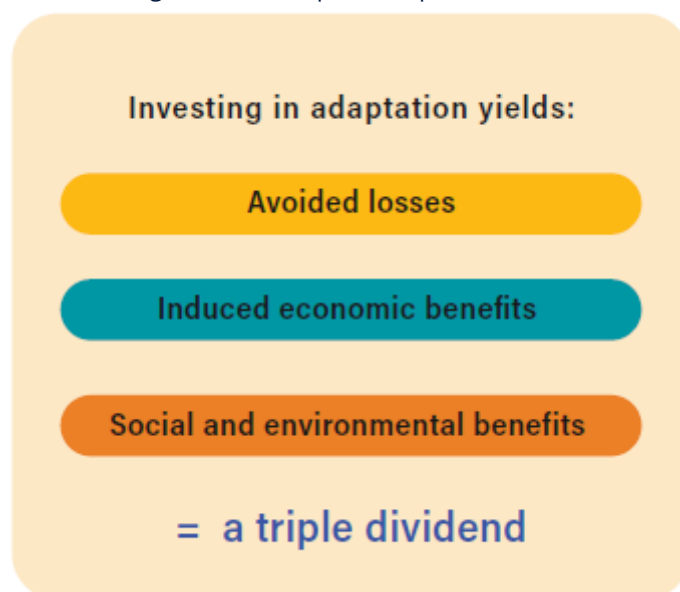
Esta sección propone una metodología común de costos y beneficios de la resiliencia que es coherente con la visión de largo plazo de la PELP y que, al mismo tiempo, puede utilizarse como insumo para el análisis de alternativas en el PEAT.

6.1.1 Marco económico de la resiliencia en transmisión eléctrica: triple dividendo y costos de adaptación

a) El Concepto del Triple Dividendo: Fundamentos Conceptuales

La infraestructura de transmisión eléctrica enfrenta amenazas que serán exacerbadas por los efectos adversos del cambio climático, incluyendo eventos de viento extremo, sequías, incendios forestales y fenómenos sísmicos. A la fecha, la evaluación de inversiones en resiliencia ha dependido de estimaciones del costo de la energía no suministrada (ENS) ante estos eventos, generando dificultades metodológicas significativas relacionadas con la incertidumbre de proyecciones climáticas. El enfoque del triple dividendo transforma este paradigma al reconocer que las inversiones en resiliencia generan beneficios en tres dimensiones complementarias que no dependen exclusivamente de la materialización de desastres climáticos (WRI, 2025).

Figura 33: Concepto de triple dividendo.



Fuente: (WRI, 2025).

Primer Dividendo: Pérdidas Evitadas

El primer dividendo cuantifica directamente los daños prevenidos mediante inversiones estratégicas en resiliencia. En sistemas eléctricos, esto incluye reducción de energía no suministrada, protección de activos físicos y minimización de costos de emergencia.

Este dividendo comprende categorías tales como las siguientes:

- Energía No Suministrada (ENS) Evitada: Representa la reducción de cortes eléctricos y sus costos asociados para consumidores residenciales, comerciales e industriales.
- Daños a Infraestructura Prevenidos: Protección de torres de transmisión, conductores, subestaciones y equipos frente a eventos climáticos extremos.

- **Costos de Emergencia Reducidos:** La ausencia de daños implica menor necesidad de reparaciones urgentes, despliegue de cuadrillas de emergencia especializadas, y movilización de equipos móviles de respuesta rápida, que representan costos operacionales significativos.
- **Reducción de costos en cascada por interrupción de servicios:** Se refieren a las pérdidas de productividad que sufren hogares y empresas cuando un servicio crítico se detiene, afectando directamente sus actividades diarias y su funcionamiento normal. Por ejemplo, un corte de suministro de energía puede afectar las telecomunicaciones con impactos relevantes en productividad y bienestar.
- **Mortalidad y Riesgos Sanitarios Evitados:** Los cortes prolongados de energía exponen a poblaciones vulnerables a riesgos sanitarios graves.

Segundo Dividendo: Beneficios Económicos Inducidos

El segundo dividendo captura ganancias económicas que se producen de forma independiente de que ocurra un desastre climático. Estas mejoras en eficiencia, productividad y reducción de costos operativos justifican la inversión en adaptación incluso en ausencia de eventos extremos, reduciendo dramáticamente el riesgo de inversión.

Este dividendo comprende categorías tales como las siguientes:

- **Reducción de Costos de Operación y Mantenimiento:** Los sistemas más resilientes requieren menos intervenciones correctivas urgentes, operan con menores tasas de falla y permiten mejor planificación del mantenimiento preventivo. Un diseño resiliente implica menor desgaste de equipos por operar en condiciones óptimas, extensión de vida útil de activos, y reducción significativa de mantenimiento preventivo no planificado.
- **Mejora en Eficiencia del Sistema:** La reducción de pérdidas técnicas por efecto Joule, mejor perfil de voltaje en toda la red, y despacho más eficiente de generación representan beneficios operacionales. Las redes débiles y expuestas a fallas requieren operación de unidades de generación costosas de respaldo, cuya eliminación o reducción significativa genera ahorros operacionales.

Tercer Dividendo: Beneficios Sociales y Ambientales

El tercer dividendo reconoce que las inversiones en resiliencia generan valor que trasciende las métricas económicas tradicionales, fortaleciendo el tejido social y protegiendo ecosistemas. Una revisión de algunas de estas métricas potencialmente incorporables en los dividendos se puede revisar en la sección 6.1.4., donde se establecen conexiones a nivel conceptual del sistema eléctrico con los sistemas humanos y territoriales asociados.

Este dividendo comprende categorías tales como las siguientes:

- **Seguridad de los Habitantes.** Comunidades vulnerables enfrentan desproporcionadamente los impactos de interrupciones prolongadas del suministro eléctrico. Inversiones en resiliencia que protegen a estas poblaciones generan equidad social y fortalecen la cohesión comunitaria.

- Mejora en Salud Pública. Además de la reducción directa de riesgos sanitarios por continuidad de servicios críticos, la menor contaminación derivada de generación de emergencia puede implicar beneficios respiratorios y cardiovasculares generalizados en poblaciones expuestas.
- Reducción de Costos y Emisiones. Sistemas eléctricos más eficientes requieren menor uso de generación diésel de respaldo, típicamente empleada durante períodos de congestión o falla. La reducción de esta generación de emergencia disminuye costos y emisiones (locales y globales).
- Beneficios Ecosistémicos. La protección de infraestructura mediante diseño resiliente permite mantener corredores ecológicos intactos, reducir necesidad de nuevas construcciones invasivas, y proteger hábitats críticos de fragmentación y/o impactos por líneas de transmisión emplazadas inadecuadamente.

b) Inversión en Infraestructura Resiliente: Clave Económica y Estratégica en el Escenario Global

La acumulación de evidencia global y el consenso entre instituciones financieras multilaterales y centros de investigación climática establecen la tesis siguiente: la inversión en adaptación y resiliencia de la infraestructura no es un gasto defensivo, sino una de las estrategias de creación de valor más rentables en el panorama de riesgo actual. La evaluación de los retornos, que trasciende la simple evitación de pérdidas materiales, demuestra que los beneficios económicos, sociales y ambientales superan ampliamente los costos iniciales de implementación.

Estudio del Banco Mundial (World Bank, 2019)

El Banco Mundial, en el informe de 2019, *Lifelines: The Resilient Infrastructure Opportunity*, proporcionó la base cuantitativa para el caso de inversión en infraestructura adaptativa. El informe se centró en la oportunidad económica de la resiliencia en los países de ingreso bajo y mediano (LMICs), donde las vulnerabilidades son más agudas.

El análisis del Banco Mundial estimó que, en promedio, invertir en infraestructura resiliente en los LMICs genera un beneficio neto significativo: por cada dólar invertido en resiliencia de infraestructura, se generan cuatro dólares en beneficios combinados. Este retorno beneficio-costos (BCR) de 1:4 considera las pérdidas evitadas y las ganancias económicas a través de un enfoque sistémico.

La relación 1:4 se deriva de un análisis de cuatro sistemas esenciales de infraestructura, denominados "líneas vitales" (lifelines): energía eléctrica, agua y saneamiento, transporte y telecomunicaciones. La rentabilidad se logra mediante la protección coordinada de estos sectores interdependientes, dado que una interrupción en uno (por ejemplo, la energía) puede causar una cascada de fallas en los demás (por ejemplo, el bombeo de agua o las telecomunicaciones). El valor de esta inversión no solo reside en evitar la reparación de activos físicos, sino, fundamentalmente, en minimizar las consecuencias de amplio alcance que los desastres naturales tienen en el bienestar de las personas, incluyendo el acceso a la salud, la educación y el empleo. El informe reveló que el verdadero costo de la no-resiliencia es significativamente mayor

de lo que implican las cifras de daños físicos directos. Al calcular los costos de la interrupción, quedó en evidencia una diferencia muy grande:

- **Daños Físicos Directos:** Los desastres naturales ocasionan daños directos a la infraestructura de generación y transporte, cuyo costo anual aproximado en países de ingreso bajo e ingreso mediano es de USD 18.000 millones. Esta cifra representa el costo tradicional de capital (CAPEX) asociado a la reparación o reemplazo de activos.
- **Costos Cascadas por Interrupción de Servicios:** El impacto más grave y sistémico se manifiesta en las pérdidas de productividad para hogares y empresas. El estudio cuantificó que las interrupciones de servicios—causadas tanto por desastres naturales como por mantenimiento deficiente y mala gestión—representan un costo de al menos USD 390.000 millones anuales para hogares y empresas en los LMICs.

Esta brecha, que muestra que el costo funcional y macroeconómico de la interrupción supera al daño físico directo en una proporción de más de 21 a 1, establece el argumento más contundente para la inversión en resiliencia. La principal justificación económica es la protección del Producto Interno Bruto (PIB) y la productividad nacional, más que la simple salvaguarda de activos de capital. Además, la falta de un servicio confiable obliga a las empresas a recurrir a la autogeneración (a menudo con diésel), lo que implica costos operacionales adicionales y externalidades negativas, como el aumento significativo de la contaminación.

Documento del World Resources Institute (WRI, 2025)

Análisis posteriores, como los realizados por el World Resources Institute (WRI), han expandido el marco de valoración económica, demostrando que los retornos son aún más significativos cuando se consideran los beneficios sociales, ambientales y económicos que se generan a largo plazo, incluso en ausencia de desastres.

El WRI (2025), examinó 320 inversiones en adaptación y resiliencia en diversos sectores a nivel mundial. El estudio concluyó que la inversión en adaptación arroja relaciones beneficio-costos aún mayores, reportando que cada USD 1 invertido en resiliencia genera más de \$10.50 en beneficios. Este rendimiento que implica un retorno anual promedio del 27%, establece que la resiliencia es una de las inversiones de mayor rendimiento en el ámbito del desarrollo y la acción climática.

La diferencia entre el BCR de 1:4 del Banco Mundial (centrado en la protección económica inmediata en LMICs) y el BCR de 1:10 del WRI (que evalúa una muestra global) radica en la madurez metodológica para monetizar externalidades positivas. El alto retorno de más de 10:1 se explica por la aplicación del concepto del Triple Dividendo de la Resiliencia.

c) Marco Analítico: Ecuación de Viabilidad con Tres Dividendos

La condición de viabilidad económica de proyectos de resiliencia se puede expresar de forma rigurosa descomponiendo claramente cada dividendo. Esta formulación hace explícito cómo los dividendos 2 y 3 reducen la magnitud de ENS necesaria para justificar inversiones, mejorando la

viabilidad de proyectos incluso con valoraciones conservadoras de pérdidas evitadas.

La ecuación general de viabilidad anualizada presentada en la sección 5.2 puede expresarse como:

$$BD1^{ENS} + BD1^{otros} + BD2 + BD3 \geq FRC(r, T) \times CAPEX + OPEX$$

Donde:

- $BD1^{ENS}$ = Beneficio del Dividendo 1 por ENS evitada = $CF \times \Delta ENS$
- $BD1^{otros}$ = Otros beneficios del Dividendo 1 (daños físicos, costos de emergencia, mortalidad evitada)
- $BD2$ = Beneficios económicos inducidos (ahorros O&M, mejoras de eficiencia)
- $BD3$ = Beneficios sociales y ambientales
- CF = Costo de falla (valor económico por MWh no suministrado)
- ΔENS = Reducción de energía no suministrada esperada
- $FRC(r, T)$ = Factor de recuperación de capital, calculado como $\frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1}$
- $CAPEX$ = Inversión de capital
- $OPEX$ = Costos operacionales anuales

Reorganizando la ecuación para despejar la ENS mínima necesaria para justificar una inversión por resiliencia se obtiene:

$$\Delta ENS \geq \frac{FRC(r, T) \times CAPEX + OPEX - BD1^{otros} - BD2 - BD3}{CF}$$

Para aplicar correctamente el marco de tres dividendos, es fundamental establecer límites claros y evitar contabilizar el mismo beneficio en múltiples categorías:

- Dividendo 1 (Pérdidas Evitadas): Incluye (i) beneficios de ENS evitada (que ya incorpora productividad perdida por cortes); y (ii) otros beneficios como menores daños físicos a infraestructura, ahorros en costos de reparación de emergencia, y mortalidad evitada.
- Dividendo 2 (Beneficios Inducidos): Incluye ahorros en operación y mantenimiento, mejoras de eficiencia operativa del sistema, y reducción de pérdidas técnicas. Debe excluir explícitamente productividad evitada por continuidad de cortes (ya contabilizada en ENS del Dividendo 1 dada la metodología de estimación del costo de falla en Chile).
- Dividendo 3 (Social y Ambiental): Incluye emisiones de GEI evitadas, beneficios ecosistémicos cuantificables, y mejoras en salud pública. Debe excluir explícitamente bienestar por continuidad eléctrica, que duplicaría el beneficio ENS del Dividendo 1.

En coherencia con el carácter público de la planificación de infraestructura eléctrica, la evaluación de estos proyectos de resiliencia se realiza desde la perspectiva social y no privada. Ello implica incorporar, además de los flujos financieros directos del sector eléctrico, las externalidades e impactos indirectos sobre productividad, salud, medio ambiente, etc. que el marco del triple

dividendo permite explicitar. Consistentemente con las directrices del Sistema Nacional de Inversiones, los beneficios y costos se descuentan utilizando la tasa social de descuento³¹ definida por el Ministerio de Desarrollo Social y Familia. La tasa vigente, actualizada en junio de 2024, se fijó en 5,5% real anual, reemplazando el valor previo de 6%, y es el parámetro utilizado en este estudio para la evaluación económica de las inversiones de resiliencia.

d) Costos de referencia y estrategias de adaptación en infraestructura de transmisión

La evaluación de inversiones en resiliencia requiere comprender los costos base de construcción y operación de infraestructura de transmisión, que varían significativamente según nivel de voltaje, tecnología seleccionada, y características geográficas.

Estudios internacionales de referencia en costos de transmisión establecen que los costos de construcción de líneas aéreas varían considerablemente según el nivel de voltaje. Para contextos latinoamericanos, la siguiente tabla consolida rangos de costo basados en la revisión de diversas fuentes, incluyendo análisis de ingeniería regulatoria, informes de organismos multilaterales (como el BID y el Banco Mundial) y estudios académicos sobre proyectos de transmisión regional (SYSTEP, 2017). Estas cifras revelan que los costos de construcción crecen de forma más que proporcional con el nivel de voltaje, reflejando requerimientos técnicos más estrictos y materiales especializados.

Tabla 28: Rangos de Costos de Referencia para la Construcción de Líneas de Transmisión Aérea en Latinoamérica (USD/km)-

Nivel de Voltaje	Rango de Costo (USD/km)
69-138 kV Aérea	\$177.000 - \$404.000/km
220 kV Aérea	\$497.000 - \$746.000/km
345 kV Aérea	\$622.000 - \$994.000/km
500 kV Aérea	\$870.000 - \$1.240.000/km

Fuente: (SYSTEP, 2017).

La implementación de resiliencia en infraestructura de transmisión se realiza mediante estrategias que varían en perfil de costo y beneficio. Entre estas se destacan:

1) Endurecimiento (*Hardening*) Estructural

El *hardening* implica mejorar la capacidad de estructura para resistir eventos extremos.

- **Aisladores Compuestos:** La sustitución de aisladores cerámicos tradicionales por

³¹ La tasa social de descuento es el parámetro central que utiliza el Estado para comparar, en términos homogéneos, costos y beneficios que ocurren en distintos momentos del tiempo. A diferencia de la tasa de descuento privada —que refleja la rentabilidad esperada de un inversionista o el costo de financiamiento de una empresa— la tasa social de descuento representa el costo de oportunidad social de los recursos públicos, es decir, el valor que la sociedad deja de obtener al destinar hoy recursos escasos a un proyecto en lugar de a alternativas posibles (por ejemplo, educación, salud u otras infraestructuras). En el marco del Sistema Nacional de Inversiones, el Ministerio de Desarrollo Social y Familia fija periódicamente esta tasa con base en criterios técnicos, considerando la productividad del capital en la economía, la evolución esperada del ingreso per cápita y la forma en que la sociedad valora el bienestar de las generaciones futuras.

aisladores compuestos incrementa costos en aproximadamente 2.35 veces el costo de aisladores tradicionales. No obstante, el análisis de ciclo de vida completo justifica la inversión inicial más alta mediante ahorros en mantenimiento y mayor durabilidad (vida útil superior a 30 años en condiciones típicas). (Gokoc, 2018)

- Recubrimientos Ignífugos: Para zonas de riesgo de incendios forestales, los productos de mercado de asociados a retardar el fuego varían en costo desde \$30 hasta \$500 por metro cuadrado (dependiendo de la tecnología y complejidad de aplicación, con expectativa de vida útil superior a 20 años). (Electric Power Research Institute (EPRI), 2021)

2) Reconductancia con Tecnología HTLS (High Temperature Low Sag)

Consiste en reemplazar los conductores ACSR tradicionales (Aluminium Conductor Steel Reinforced) por conductores de nueva generación que soportan mayores temperaturas sin aumentar significativamente la flecha del cable³². Esto permite transportar más energía por la misma línea, mejorar la capacidad del sistema y reducir la necesidad de construir nuevas infraestructuras.

- Costos Incrementales: Los conductores HTLS cuestan aproximadamente 1.15-1.35 veces el costo de conductores ACSR tradicionales (CTC Global., 2021). Los costos típicos de implementación total oscilan entre \$300.000 a \$1 millón por milla (\$186.000 a \$621.000 por kilómetro) (DOE, 2024).

Beneficios de Capacidad y Eficiencia: Los HTLS ofrecen una reducción de pérdidas técnicas por efecto Joule de aproximadamente 25-30%. El periodo de retorno ("payback") es típicamente de 4 años basado únicamente en ahorros por reducción de pérdidas técnicas (CTC Global., 2021) 3) Soterramiento Selectivo. Las líneas subterráneas representan un cambio de paradigma en inversión. Datos de la consultora internacional *Edison Electric Institute* (EEI), ampliamente citados en evaluaciones de infraestructura en Chile, indican que el costo mínimo de infraestructura aérea en áreas urbanas ronda los \$377.000 por kilómetro, mientras que la infraestructura subterránea asciende a aproximadamente \$3.5 millones por kilómetro. Esto representa una relación de costo aproximada de 10:1 en construcción³³ (Edison Electric Institute , 2013)

La alternativa de soterramiento selectivo es una estrategia intensiva en capital, pero la más efectiva para eliminación de vulnerabilidades climáticas. El soterramiento elimina prácticamente la exposición a eventos de viento extremo, descargas eléctricas indirectas, y daños por caída de árboles, reduciendo interrupciones climáticas hasta en un 90% según estudios de confiabilidad.

4) Tecnologías de Gestión y Monitoreo Inteligente

La transformación digital de redes eléctricas ofrece soluciones que mejoran la resiliencia con CAPEX reducido.

³² Flecha del cable: curvatura o "caída" natural que presenta un conductor suspendido entre dos torres.

³³ Aunque el costo de construcción es 10:1, el costo en ciclo de vida completo (construcción más mantenimiento por 50 años) es aproximadamente 5:1, ya que las líneas subterráneas requieren mantenimiento significativamente menor

- Dynamic Line Rating (DLR). Permite optimizar dinámicamente la capacidad de líneas aéreas en función de condiciones ambientales en tiempo real.
- Costos de Implementación: La instalación de sistemas DLR cuesta aproximadamente \$45.000-\$50.000 por milla (\$28.000-\$31.000 por kilómetro). Esto es significativamente menor comparado con costos de *reconductoring*³⁴ (USD 367.000 a 621.000 por kilómetro o construcción de nuevas líneas (USD 0,9 a \$3 millones por milla) (DOE, 2024)
- Relación Costo-Beneficio: La Agencia Federal de Regulación de Energía de EE.UU. (2024) estimó que la implementación de DLR cuesta USD 28 mil por kilómetro frente a los USD 327 mil de *reconductoring*, representando un ahorro en torno a 90% en inversión capital (DOE, 2024)
- Retorno de Inversión (ROI): Típicamente de 6-12 años (DOE, 2024)
- SCADA y Monitoreo Avanzado. Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
- Impactos en Confiabilidad: La detección automática y el control avanzado pueden llevar a una reducción de reparaciones urgentes de 75-85% mediante el mantenimiento predictivo (IEEE, 2019)

5) Gestión de Vegetación

Causa importante de interrupciones, especialmente durante eventos climáticos extremos.

- Costos de Gestión: Mantenimiento de vegetación en derecho de oscila entre \$330 a \$770 por kilómetro anual [12]. (Utility Arborist Association, 2020)
- Beneficios: Reducción de interrupciones relacionadas con vegetación de 50-70% (Utility Arborist Association, 2020)

Los costos reales de implementación de medidas de adaptación varían significativamente según características contextuales. Comprender estos factores moduladores es esencial para estimaciones precisas y priorización efectiva de inversiones.

- Nivel de Voltaje. A mayor voltaje, costos base y de resiliencia crecen exponencialmente por requerimientos técnicos más estrictos, aislamiento ampliado, y especificaciones de equipos más rigurosas
- Topografía y Acceso. Terreno montañoso, humedales o áreas remotas multiplican costos de construcción y mantenimiento. Las dificultades de acceso incrementan costos de personal especializado, equipo de transporte pesado, y tiempo de ejecución de proyectos.
- Perfil de Riesgos Climáticos. Exposición a múltiples amenazas simultáneas (viento extremo, incendios, sismos) requiere diseños más robustos y costosos que consideren interacción de peligros.
- Economías de Escala. Proyectos de mayor envergadura logran costos unitarios menores por eficiencias en adquisición, transporte, y ejecución. Inversiones puntuales tienen costos unitarios sistemáticamente mayores.

³⁴ "Reconductoring" es, literalmente, reemplazar los conductores de una línea existente por otros nuevos, manteniendo (en lo posible) las mismas torres y el mismo trazado.

- Permisos y Servidumbres. Procesos regulatorios complejos y negociaciones pueden representar 15-30% de costos totales en contextos geográficamente complejos con múltiples propietarios afectados (BID, 2018)
- Disponibilidad de Materiales Críticos. Acero especial, conductores HTLS y componentes avanzados pueden tener tiempos de entrega de 6-18 meses, introduciendo riesgos en cronogramas de proyectos (NRECA & EEI., 2022).
- Tipo de Cambio e Inflación. Componentes importados y volatilidad de commodities introducen riesgos significativos en proyectos multianuales de inversión en infraestructura.

6.1.2 Análisis de costos y beneficios en la PELP

En coherencia con el esquema general presentado en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*, esta sección desarrolla y ordena en pasos explícitos la metodología de evaluación de resiliencia y robustez de la expansión del SEN. Siguiendo la secuencia 0-4 de la figura a continuación, se define primero el alcance de riesgos y métricas, se toma como punto de partida la planificación de expansión base del SEN y luego se evalúan los impactos de un conjunto de amenazas climáticas y ambientales de alta severidad sobre esa trayectoria de obras.

Es en la etapa de análisis de robustez (Paso 4) donde se incorpora explícitamente la evaluación costo-beneficio de la resiliencia. En esta fase, se evalúan las métricas de desempeño y se estima el balance entre los costos anualizados de las obras y las beneficios de resiliencia que generan, idealmente desagregados según el marco del triple dividendo (pérdidas evitadas, beneficios económicos inducidos y beneficios sociales y ambientales). Sobre esta base se determina si la trayectoria de expansión evaluada es suficientemente robusta frente a los riesgos considerados o si debe iterarse, incorporando medidas de adaptación y alternativas de diseño hasta alcanzar una combinación consistente con los objetivos de la PELP y el PEAT.

Figura 34: Flujo metodológico para la evaluación de resiliencia y robustez de la expansión del SEN.



Fuente: elaboración propia.

La evaluación de la resiliencia de cada obra candidata de generación, almacenamiento o transmisión se estructura en torno a la comparación sistemática de dos casos: (1) se considera la red sin la obra, es decir, la trayectoria de expansión que resultaría sin incorporar esa obra

candidata; (2), se modela la red con la obra, incorporando explícitamente la obra candidata en la misma trayectoria de expansión. Esta comparación entre ambos casos permite estimar el aporte sistémico de la obra a la resiliencia del SEN. Estas obras resultan de un modelo de expansión de capacidad que minimiza los costos de inversión en capacidad (CAPEX), operación (OPEX) y falla (ENS) bajo condiciones normales de planificación, sin considerar explícitamente criterios de resiliencia ni riesgos climáticos.

Para hacer más clara la lógica del enfoque, en este capítulo se trabaja con el caso ilustrativo de una línea de transmisión candidata L , resultante del último proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Este caso se utiliza exclusivamente con fines metodológicos: los resultados numéricos que se presentan son referenciales y deberán ser validados y actualizados con la información oficial que disponga el Ministerio de Energía y la CNE. El propósito central es mostrar cómo opera la metodología, el tipo de análisis que permite realizar y las conclusiones que pueden obtenerse respecto del aporte de una obra a la resiliencia del sistema.

A continuación, se describe el caso de una línea de transmisión candidata L , aunque la metodología es aplicable de forma análoga a obras de generación y almacenamiento. Bajo este marco, para cada obra candidata se responden dos preguntas clave:

(i) *¿Cuánto mejor se comporta el Sistema Eléctrico Nacional frente a eventos extremos en su zona si L existe versus si no existe?*

(ii) *¿Qué tan vulnerable es la zona por donde pasaría L ?*

Para responder la primera pregunta, se simula el desempeño del sistema en los dos escenarios (red sin L y red con L) bajo un conjunto de eventos de estrés relevantes —por ejemplo, incendios forestales, aluviones o sismos— y se cuantifican las diferencias en Energía No Suministrada (ENS), costos operacionales, costos de reposición de infraestructura dañada y métricas de riesgo de cola como VaR/CVaR de ENS. La segunda pregunta se aborda mediante el análisis espacial de amenazas y de exposición de la infraestructura en el corredor de la línea. Este enfoque de “dos escenarios” es la base para cuantificar, de manera consistente, los costos y beneficios de la resiliencia asociados a cada inversión analizada. La diferencia entre el desempeño de la red con y sin la línea candidata se interpreta como el beneficio incremental de resiliencia de la obra, que luego se integra en el análisis de robustez y en el marco económico de evaluación presentado en las secciones siguientes.

Desde el punto de vista metodológico, el enfoque propuesto en este estudio introduce un elemento novedoso en PELP al integrar explícitamente análisis geoespacial y mediciones de riesgo económico en una misma cadena de evaluación. Por una parte, el cruce detallado de las líneas candidatas con capas de amenaza y exposición (incendios, aluviones, inundaciones, etc.) permite estimar, con base histórica, la probabilidad de que eventos específicos afecten efectivamente el corredor de cada obra. Por otra, esas probabilidades se traducen en impactos energéticos y económicos (ENS, costos de operación y reposición) que se caracterizan no solo por su valor esperado, sino también mediante métricas de cola como VaR y CVaR de ENS y de costos totales.

Esta combinación de análisis geoespacial fino con métricas de riesgo típicamente usadas en finanzas convierte la planificación de la transmisión en un ejercicio más rico y realista de gestión de riesgos sistémicos, permitiendo identificar no solo qué obras son necesarias para la suficiencia del sistema, sino también cuáles entregan la mayor reducción de pérdidas extremas frente a amenazas climáticas y ambientales.

Paso 0. Alcance de riesgos y métricas de desempeño

El Paso 0 establece el marco de referencia para la evaluación de resiliencia y robustez de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En esta etapa se definen explícitamente las amenazas a considerar, los activos del sistema que serán objeto de análisis y el conjunto de métricas e indicadores de riesgo que se utilizarán para cuantificar el desempeño del SEN bajo condiciones de estrés. Este encuadre es fundamental, ya que condiciona los resultados de las etapas posteriores y asegura la coherencia con los marcos regulatorios y de política pública vigentes.

Amenazas consideradas

El análisis se concentra en amenazas climáticas y ambientales de alta relevancia para la infraestructura eléctrica en Chile, alineadas con los marcos oficiales de referencia (CVAT, Sistema Nacional de Catástrofe –SNC–). En particular, se consideran:

- incendios forestales,
- inundaciones y desbordes,
- aluviones y remociones en masa,
- sismos y actividad volcánica,
- olas de calor y de frío extremo.

Estas amenazas representan eventos que, individual o combinadamente, pueden provocar daños físicos significativos a líneas, subestaciones y centrales, así como interrupciones prolongadas del suministro. La selección se realiza de forma que sea consistente con la evidencia histórica y con las proyecciones climáticas para el país, de modo de capturar tanto los riesgos actuales como los riesgos emergentes en un contexto de cambio climático.

Activos en análisis

El perímetro de activos incluye las principales instalaciones del SEN asociadas a la planificación de largo plazo:

- Centrales de generación,
- Sistemas de almacenamiento de energía,
- Líneas de transmisión,
- Subestaciones.

La selección de activos se realiza en coherencia con los escenarios energéticos utilizados en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), de manera que las trayectorias de expansión evaluadas sean consistentes con las proyecciones oficiales de oferta y demanda de energía. Esto permite que la evaluación de resiliencia se apoye en una base de planificación reconocida y que los resultados sean directamente integrables en los procesos sectoriales de toma de decisión.

Métricas de evaluación

Dado que la resiliencia es un atributo multidimensional, no se recurre a un único índice, sino a un conjunto de métricas de desempeño que permiten capturar distintos aspectos del impacto de los eventos extremos sobre el sistema. Entre las métricas principales se consideran:

- Energía No Suministrada (ENS) y Energía Esperada No Suministrada (EENS),
- Costos operacionales adicionales bajo condiciones de estrés (por ejemplo, mayor despacho de generación de mayor costo o uso intensivo de reservas),
- Indicadores asociados a la inercia del sistema
- Margen de reserva
- Emisiones de gases efecto invernadero

Este conjunto de indicadores permite caracterizar tanto los efectos directos sobre la continuidad del suministro como los costos económicos que enfrentan el operador y, en última instancia, los usuarios finales.

Para la definición de niveles aceptables de riesgo se emplean métricas de valor esperado y de riesgo de cola, con especial énfasis en los fenómenos de baja probabilidad y alto impacto (HILP, por sus siglas en inglés). En particular, se utilizan:

- la ENS esperada anual del sistema o de zonas relevantes, y
- el Valor en Riesgo (VaR₉₅) y el Valor en Riesgo Condicional (CVaR₉₅) de la ENS y de los costos totales (operación más reposición).

La ENS esperada anual permite comparar alternativas de expansión desde una perspectiva de desempeño promedio, mientras que los indicadores de costo de la ENS, VaR y CVaR caracterizan escenarios extremos, enfocándose en la cola de la distribución de pérdidas. Esta combinación ofrece una visión más completa del riesgo sistémico: no solo interesa cuánto se pierde en promedio, sino cuán grandes pueden ser las pérdidas en los peores casos.

Paso 1. Planificación de la expansión del SEN

En el Paso 1 se reproduce el proceso estándar de planificación de expansión que ejecuta el Ministerio de Energía de la PELP. El objetivo es obtener un plan óptimo de desarrollo del SEN bajo criterios tradicionales de mínimo costo esperado y confiabilidad estándar, que servirá como solución de referencia para el análisis de resiliencia de las etapas siguientes.

Se utiliza un modelo de optimización de largo plazo que co-optimiza, de manera integrada, las decisiones de inversión en generación, almacenamiento y transmisión a un horizonte típico de 30 años. La formulación considera:

- Decisiones de entrada y retiro de centrales de generación, sistemas de almacenamiento y refuerzos de transmisión,
- La localización geográfica de los nuevos activos y su cronograma de puesta en servicio,
- Las restricciones técnicas del sistema eléctrico y los estándares regulatorios de seguridad y calidad de servicio.

La función objetivo minimiza el costo total del sistema, entendido como la suma del CAPEX de nuevas inversiones, el OPEX de operación del parque de generación y transmisión, y el costo económico asociado a la Energía No Suministrada (ENS) bajo condiciones normales de planificación.

Las condiciones de operación del modelo son “climate-informed”: se construyen a partir de curvas de carga representativas, perfiles de generación renovable (solar, eólica, hidro) y proyecciones hidrológicas por cuenca consistentes con los insumos oficiales disponibles. Esto permite que el plan resultante internalice, al menos de forma promedio, la variabilidad climática relevante para el desempeño energético, aun cuando en esta etapa no se incorporan explícitamente escenarios de eventos extremos ni criterios específicos de resiliencia.

El resultado de la modelación de largo plazo es un plan preliminar de capacidad que especifica:

- El portafolio de activos óptimo (centrales de generación, sistemas de almacenamiento y obras de transmisión),
- Su ubicación geográfica en el territorio,
- El cronograma de construcción y puesta en servicio a lo largo del horizonte de planificación.

A partir de este plan se deriva, además, un conjunto de líneas de transmisión candidatas que cumplen con los criterios de mínimo costo de acuerdo con la regulación de la PELP. Estas líneas corresponden a las obras que, en ausencia de consideraciones adicionales de resiliencia, serían recomendadas para su implementación.

Paso 2. Evaluación de riesgos

En el Paso 2 se caracteriza la exposición a amenazas climáticas y ambientales de segmentos de transmisión consideradas en la PELP —tanto existentes como candidatas— mediante un análisis geoespacial sistemático. El objetivo es identificar zonas y riesgos prioritarios donde la infraestructura de transmisión enfrenta una combinación particularmente adversa de amenazas, que luego puedan ser priorizadas para análisis de resiliencia más detallados y para el diseño de medidas de adaptación.

En continuidad con lo presentado en la sección 4.3, este paso retoma el caso de la línea candidata Río Malleco-Pichirropulli (en adelante, línea L). El propósito es estrictamente metodológico:

mostrar, con un ejemplo concreto, cómo el procedimiento de evaluación de riesgos permite seleccionar una línea candidata específica como corredor sensible, sin que ello implique una recomendación regulatoria ni una priorización definitiva de inversión.

Para la evaluación de riesgos se debe fijar previamente un año específico del horizonte PELP en el que la infraestructura candidata ya se encuentre construida y en operación (en este ejercicio ilustrativo, 2035); esto permite observar de manera consistente el impacto de la línea sobre la exposición del sistema frente a amenazas climáticas y ambientales.

En la selección de esta línea, el primer sub-paso consiste en la intersección georreferenciada de cada traza de transmisión de la PELP (red existente y líneas candidatas) con capas oficiales de amenaza multirriesgo. Estas capas incluyen, entre otras, incendios forestales, inundaciones, aluviones y remociones en masa, sismos y actividad volcánica. El resultado es un conjunto de segmentos de línea etiquetados según el tipo e intensidad de las amenazas que intersectan su corredor, manteniendo la referencia a la línea original y a su localización espacial.

En el segundo sub-paso se cuantifica la exposición de cada línea a las amenazas consideradas. Para cada traza se calculan, entre otros indicadores:

- la longitud total (km) situada en zonas de amenaza para cada tipo de fenómeno,
- el porcentaje de la longitud total de la línea (km) situada en zonas de amenaza para cada tipo de fenómeno,
- el número de amenazas que enfrenta la línea.

A partir de las métricas anteriores se construye un índice agregado de exposición, que resume en una sola medida la intensidad y diversidad de amenazas que enfrenta cada línea (Ver 4.4 Resiliencia y Señales de Localización en el contexto de la PELP). Este índice permite clasificar las líneas en categorías de exposición (baja, media, alta, muy alta) y facilita la priorización posterior. En el ejercicio metodológico, la línea Malleco-Pichirropulli 500 kV se ubica en los rangos superiores de exposición para las líneas candidatas, lo que justifica su selección como caso de estudio para las siguientes etapas de la metodología.

A partir del índice agregado de exposición y de la relevancia eléctrica de cada obra, se construye un subconjunto de líneas candidatas para someterlas a un análisis de resiliencia más detallado. En esta etapa se privilegian trazas que cumplen al menos una de las siguientes condiciones:

- (i) presentan una alta exposición a amenazas climáticas y ambientales según las capas oficiales de riesgo
- (ii) cumplen un rol relevante en la evacuación de generación o en el abastecimiento de zonas de consumo significativas.

Dentro de este conjunto se clasifican, entre otros tipos, los refuerzos paralelos de corredores existentes, es decir, nuevas líneas que duplican o robustecen rutas donde ya existe infraestructura de transmisión y que, por su localización, se encuentran altamente expuestas a amenazas

específicas (por ejemplo, incendios forestales).

En el ejercicio metodológico desarrollado en este informe, la línea 500 kV Río Malleco–Pichirropulli se selecciona como ejemplo representativo de esta categoría. El cruce geoespacial con mapas CVAT muestra que el corredor actual y el trazado proyectado se ubican en una zona con elevada densidad histórica de incendios forestales y otros factores de amenaza, lo que justifica su clasificación como refuerzo paralelo en un corredor de alto riesgo (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Sobre esta base, la línea Malleco–Pichirropulli se escoge como caso de estudio para la etapa de simulación de eventos extremos y *stress-tests*. En particular, se analizará el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional ante un escenario de incendio severo en el corredor. Esta configuración permite cuantificar el beneficio incremental de resiliencia que aporta el refuerzo paralelo frente a eventos de alta severidad, manteniendo explícito que se trata de un ejercicio metodológico y no de una evaluación regulatoria definitiva de la obra.

Paso 3. Evaluación operacional del SEN con modelo de corto plazo (CP)

En el Paso 3 se cuantifican, mediante un modelo de despacho de corto plazo, los impactos operacionales que generan los eventos extremos definidos en el Paso 2 sobre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El objetivo es estimar, de manera consistente, la Energía No Suministrada (ENS) y los costos adicionales de operación asociados a una salida de operación del corredor Malleco–Pichirropulli, comparando los casos con y sin la obra candidata de refuerzo. Estos resultados sirven luego para calibrar el módulo simplificado de riesgo utilizado en la evaluación económica y de robustez.

En primer lugar, se selecciona un año del horizonte de planificación PELP (por ejemplo, 2035) y uno o varios días representativos de la operación del sistema en dicho año (día de alta demanda, día típico estival/invernal, etc.). A partir del plan de expansión obtenido en el Paso 1 se construyen dos configuraciones de red:

- Red_base_sinL: topología del sistema en el año seleccionado sin la línea de refuerzo Malleco–Pichirropulli 500 kV.
- Red_conL: misma topología, pero incorporando la línea Malleco–Pichirropulli 500 kV en operación.

Sobre cada configuración se ejecuta un modelo de corto plazo (CP) que representa el despacho horario óptimo de generación y flujo en la red, sujeto a restricciones técnicas y de seguridad, ante la ocurrencia de un evento extremo en el corredor.

El evento de referencia corresponde a un incendio severo en el corredor Malleco–Pichirropulli, que provoca la indisponibilidad de la línea existente y, en ciertos casos, de ambas líneas del corredor (existente y refuerzo). Este evento se caracteriza por su duración, H , para la cual se definen rangos representativos (en este caso ilustrativos):

- **H_corto:** interrupciones de entre 1 y 3 horas, coherentes con eventos de falla contingente y reposición relativamente rápida. La evidencia histórica muestra que este es un rango razonable de cortes de suministro relacionados a incendios en el sistema de transmisión nacional.
- **H_largo (evento HILP):** interrupciones prolongadas de entre 36 y 60 horas, representativas de fenómenos de baja probabilidad y alto impacto, en que los trabajos de reparación y reposición requieren varios días. En este caso se asume un mega-incendio con impactos mayores a los registrados históricamente.

En la práctica, estos rangos se fijan exógenamente sobre la base de estadísticas históricas de fallas, criterios de ingeniería, caracterización de eventos extremos representativos para el sistema, predicciones de escenarios climáticos futuros, entre otros.

Para cada configuración de red (Red_base_sinL y Red_conL) y cada duración H , el modelo CP resuelve el despacho horario óptimo condicionado a la caída del corredor Malleco-Pichirropulli. El modelo determina los flujos factibles, generando una trayectoria temporal de potencia no servida $P(t)$ y los costos de operación asociados.

- **Caso sin línea Malleco-Pichirropulli (Red_base_sinL)**

- Se simula la indisponibilidad de la línea existente en el corredor por H horas.
- El modelo entrega la trayectoria de potencia interrumpida $P_{base}(t)$.
- A partir de ella se calcula la ENS del evento, $ENS_{evento_sinL}(H)$, y el costo de operación incremental $COSTO_{op_sinL}(H)$ (mayor despacho de generación cara, redistribución de flujos, etc.).

- **Caso con línea Malleco-Pichirropulli (Red_conL)**

- Se distinguen dos subescenarios:
 - i) caída solo de la línea existente, manteniendo operativa la nueva línea de refuerzo;
 - ii) caída simultánea de ambas líneas del corredor (escenario de daño severo extremo)
- Para cada subescenario, el modelo CP entrega la trayectoria de potencia interrumpida $P_{conL}(t)$, la ENS correspondiente $ENS_{evento_conL}(H)$ y el costo de operación $COSTO_{op_conL}(H)$.

La comparación entre estos resultados permite cuantificar el beneficio operacional e incremental de resiliencia que introduce la línea candidata: menores niveles de ENS, menor costo de operación durante el evento y, en ciertos casos, la posibilidad de evitar completamente el racionamiento en el área afectada.

Los resultados detallados de la modelación de corto plazo se utilizan para calibrar un modelo simplificado que relaciona, para cada caso considerado (sin línea, con línea y subescenarios de caída), la duración del evento H con la distribución de potencia interrumpida y de costos del sistema.

En la práctica, las trayectorias $P(t)$ obtenidas del modelo CP se resumen en parámetros (por ejemplo, ENS media por rango de duración, funciones aproximadas $ENS(H)$ y $COSTO(H)$, o distribuciones empíricas) que pueden integrarse en el análisis probabilístico de riesgo desarrollado en el Paso 4. De este modo, el modelo simplificado hereda la fidelidad técnico-operativa del modelo CP, pero con una estructura lo suficientemente compacta como para ser utilizado en simulaciones de Montecarlo y en la evaluación costo-beneficio de la resiliencia de la expansión del SEN.

Paso 4. Evaluación de robustez y valoración económica

En el Paso 4 se combinan:

1. Los resultados operacionales del modelo de corto plazo (Paso 3), que entregan ENS y costos por evento de incendio, y
2. Las probabilidades anuales de ocurrencia de esos eventos, estimadas a partir del análisis de incendios históricos con un proceso de Poisson.

El foco está en la ENS esperada, los costos esperados de falla y reposición, y en métricas de riesgo extremo (VaR y CVaR) de ENS y costos.

Se distinguen los siguientes escenarios:

- Escenario 0: No ocurre incendio severo que afecte el corredor por lo que no hay ENS asociada al evento.
- Escenario 1 (solo una línea fuera):
 - Sin línea candidata: caída de la línea existente por lo que hay corte total del corredor.
 - Con línea candidata: caída de una de las dos líneas (existente o candidata), la otra queda operativa y se asume que $ENS \approx 0$ (el sistema opera en $N-1$).
- Escenario 2 (las dos líneas fuera): caída simultánea de ambas líneas del corredor. ENS significativa según el modelo de corto plazo.

El modelo de corto plazo entrega, para cada duración de evento H , la energía no suministrada y el costo de operación:

- $ENS_{base}(H)$, $COSTO_{base}(H)$ para el caso sin L.
- $ENS_{1L}(H)$, $COSTO_{1L}(H)$ para el caso con L y falla de una sola línea.
- $ENS_{2L}(H)$, $COSTO_{2L}(H)$ para el caso con L y falla de ambas líneas.

En el ejemplo ilustrativo se asume $ENS_{1L}(H) \approx 0$, y que $ENS_{base}(H)$ y $ENS_{2L}(H)$ son aproximadamente iguales para un mismo H .

Estimación de probabilidad de incendio bajo un corredor

El modelo de corto plazo permite calcular los impactos condicionales de un incendio severo sobre la operación del sistema (como la Energía No Suministrada - ENS, costos operativos, etc.). Sin embargo, para transformar estos impactos condicionales en una métrica de riesgo anual, es necesario estimar de forma independiente la probabilidad de ocurrencia de un incendio que afecte efectivamente al corredor de la línea³⁵.

Un proceso de Poisson suele representar bien la probabilidad de ocurrencia de incendios en una escala de tiempo/espacio dada (por ejemplo, número de incendios por día en una región) bajo tres supuestos razonables: (i) los incendios son eventos relativamente raros en cada unidad de tiempo/área, (ii) las igniciones en distintos intervalos son aproximadamente independientes entre sí y (iii) la tasa media de igniciones es aproximadamente constante en la ventana analizada. En ese contexto, el número de incendios en cada intervalo se puede modelar como un proceso puntual de Poisson. Distintos trabajos han utilizado procesos de Poisson para describir y predecir el número de incendios especialmente en áreas forestales. (Quinlan, 2021)

Esta probabilidad se estima mediante un modelo basado en un proceso de Poisson espacial, integrando:

1. Análisis geoespacial multicapa del corredor de transmisión.
2. Registros históricos de incendios de magnitud (Base de datos CONAF 1985–2024).
3. Un marco probabilístico que asume una distribución espacial de los eventos según un proceso de Poisson.

A continuación, se detalla el procedimiento paso a paso.

1. Análisis Espacial y Definición del Universo de Estudio

³⁵ Supuesto clave: el número de incendios que afectan al corredor en un año, N , se modela como:

$$N \sim \text{Poisson}(\lambda_{\text{corr}})$$

Esto implica que:

- $\mathbb{E}[N] = \lambda_{\text{corr}}$ (en promedio, ocurren λ_{corr} incendios por año en el corredor).
- La probabilidad de observar exactamente k incendios en un año es:
-

$$\mathbb{P}(N = k) = e^{-\lambda_{\text{corr}}} \frac{\lambda_{\text{corr}}^k}{k!}, k = 0, 1, 2, \dots$$

La probabilidad de no tener ningún incendio que afecte el corredor en un año es:

$$\mathbb{P}(N = 0) = e^{-\lambda_{\text{corr}}}$$

Por lo tanto, la probabilidad de que ocurra al menos un incendio en el año es:

$$\mathbb{P}(N \geq 1) = 1 - \mathbb{P}(N = 0) = 1 - e^{-\lambda_{\text{corr}}}$$

Esta es la probabilidad anual que usamos luego para ponderar los impactos del modelo de corto plazo.

El primer paso consiste en la integración y cruce de distintas capas de información geográfica (GIS):

- Trazado unificado de la línea de transmisión: Longitud total aproximada de 241 km.
- Polígonos de riesgo: Zonas clasificadas con riesgo de incendio por CONAF.
- División político-administrativa: Límites comunales oficiales.

La intersección espacial de estas capas permite determinar los kilómetros de línea expuestos por comuna y filtrar aquellas donde el trazado coincide con zonas de riesgo.

Resultados para el corredor Malleco-Pichirropulli:

- Del trazado total, 118 km se encuentran expuestos en zonas de riesgo de incendio.
- El corredor intersecta 13 comunas que presentan coincidencia entre el trazado y las zonas de riesgo. Estas 13 comunas constituyen el universo para el análisis probabilístico detallado.

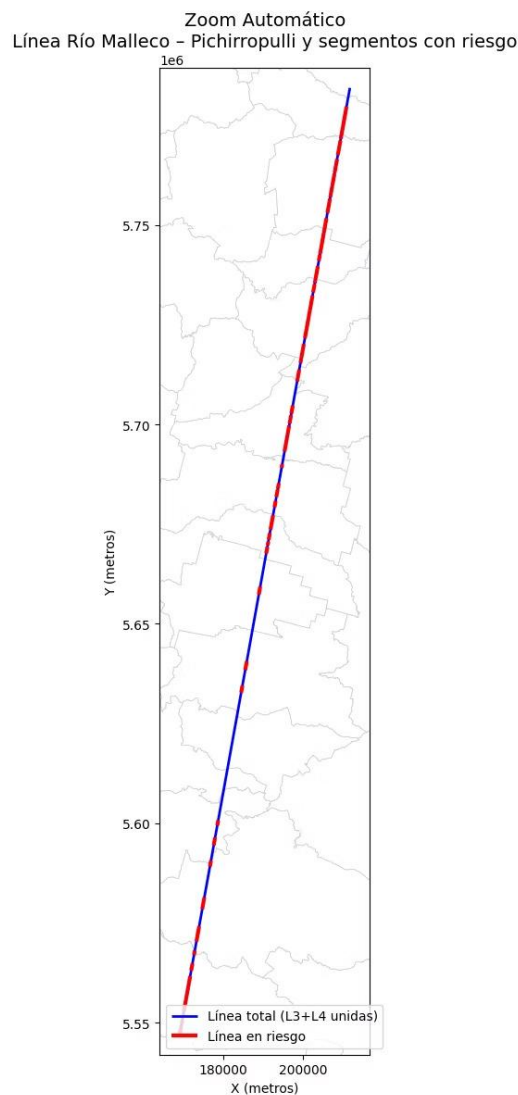


Figura 35: Secciones de línea bajo riesgo de incendios.

Fuente: elaboración propia.

2. Datos históricos de CONAF y tasas espaciales de incendio

Con la base de datos de incendios de magnitud de CONAF (1985–2024) se cuenta con:

- Número total de incendios registrados por comuna y año.
- Posición y características de cada evento, lo que permite asociarlos a las comunas y, por extensión, a los corredores de línea.
- Para cada comuna i se calcula:
- el número promedio de incendios:

$$\bar{N}_i = \frac{N_{i,\text{total}}}{T_{\text{hist}}}$$

donde $N_{i,\text{total}}$ es el número total de incendios en la comuna entre 1985 y 2024, y $T_{\text{hist}} = 40$ años.

- Tasa espacial de incendios (densidad de incendios):

$$\eta_i = \frac{\bar{N}_i}{A_i} [\text{incendios}/\text{km}^2 \cdot \text{año}]$$

siendo A_i el área de la comuna en km^2 .

Tabla 29: Ejemplo numérico para tres comunas (Ercilla, Victoria y Perquenco).

Comuna	$N_{i,\text{total}}$ (1985–2024)	Área (km^2)	$\bar{N}_i$ (inc/año)	η_i (inc/ km^2 /año)
Ercilla	49	499,3	1,225	0,0025
Victoria	44	1263,3	1,1	0,0009
Perquenco	9	331,36	0,225	0,0007

Fuente: Elaboración propia

3. Área del corredor por comuna

Para aproximar el área de influencia de la línea se considera un corredor de 1 km de ancho (0,5 km a cada lado de la traza). Para cada comuna i :

$$A_{\text{corr},i} = L_{\text{riesgo},i} \times 1 \text{ km}$$

donde $L_{\text{riesgo},i}$ es la longitud de la línea en zonas de riesgo dentro de esa comuna (en km).

Ejemplo:

- Ercilla: $L_{\text{riesgo}} = 7,457 \text{ km} \Rightarrow A_{\text{corr}} = 7,457 \text{ km}^2$.
- Victoria: $20,05 \text{ km} \Rightarrow 20,05 \text{ km}^2$.
- Perquenco: $11,33 \text{ km} \Rightarrow 11,33 \text{ km}^2$.

4. Intensidad del proceso de Poisson por comuna

Asumiendo que los focos de incendio se distribuyen uniformemente dentro de la comuna, la intensidad anual de incendios que afectan al corredor en la comuna i es:

$$\lambda_i = \eta_i \cdot A_{\text{corr},i} [\text{incendios/año}]$$

Ejemplo:

- Ercilla: $\lambda = 0,002454 \times 7,457 = 0,01829$ inc/año.
- Victoria: $0,000871 \times 20,05 = 0,01746$ inc/año.
- Perquenco: $0,000679 \times 11,33 = 0,00769$ inc/año.

Interpretación: λ_i es el número esperado de incendios al año dentro del corredor de 1 km de ancho, en esa comuna.

5. Probabilidad anual por comuna

Si el número de incendios que afectan al corredor en la comuna i se modela como:

$$N_i \sim \text{Poisson}(\lambda_i)$$

entonces la probabilidad de que ocurra al menos un incendio en esa comuna en un año es:

$$p_i = \mathbb{P}(N_i \geq 1) = 1 - e^{-\lambda_i}$$

Ejemplo:

- Ercilla: $p = 1 - e^{-0,01829} = 1,81\%$.
- Victoria: $p = 1 - e^{-0,01746} = 1,73\%$.
- Perquenco: $p = 1 - e^{-0,00769} = 0,77\%$.

6. Intensidad total del corredor y probabilidad global

La propiedad de superposición de la distribución de procesos de Poisson establece que la suma de procesos de Poisson independientes también tiene una distribución de Poisson, con intensidad igual a la suma de las intensidades. Por lo tanto, la intensidad total del corredor es:

$$\lambda_{\text{corr}} = \sum_i \lambda_i$$

Para las tres comunas del ejemplo:

$$\lambda_{\text{corr}}^{(3)} = 0,01829 + 0,01746 + 0,00769 = 0,04344$$

Al extender el cálculo a las 13 comunas que intersectan el corredor en zonas de riesgo se obtiene:

$$\lambda_{\text{corr}} = 0,055137 \text{ incendios/a}$$

La probabilidad anual de que ocurra al menos un incendio severo que afecte al corredor se calcula como:

$$p_{\text{corr}} = \mathbb{P}(N \geq 1) = 1 - e^{-\lambda_{\text{corr}}}$$

Reemplazando:

$$p_{\text{corr}} = 1 - e^{-0,055137} \approx 0,0536 \Rightarrow p_{\text{corr}} \approx 5,36\%$$

Interpretación:

- En promedio, el corredor Malleco-Pichirropulli enfrenta una probabilidad anual de 5,36% de sufrir al menos un incendio severo dentro del buffer de 1 km.
- El período de retorno asociado es aproximadamente $\frac{1}{\lambda_{\text{corr}}} \approx 18$ años (un evento severo en el corredor cada ~18 años, en promedio).

Este enfoque de procesos de Poisson considerado se basa en los siguientes supuestos:

1. Procesos de Poisson independientes por comuna: se asume que los incendios en distintas comunas son estadísticamente independientes y que dentro de cada comuna siguen una distribución de Poisson.
2. Distribución espacial uniforme dentro de las zonas de riesgo: dado que no se dispone de una función de intensidad más detallada, se considera que los focos de incendio son equiprobables dentro de la superficie de riesgo en cada comuna.
3. Estacionariedad temporal: los patrones históricos (1985–2024) se consideran representativos del riesgo futuro promedio, reconociendo que el cambio climático podría modificar estas tasas en el largo plazo.

Asignación de probabilidades por escenario

Se parte de la probabilidad de incendio del corredor, que **se asume** es la misma para cualquier infraestructura que lo atraviese, pues:

- Ambas líneas (existente y candidata) son cercanas, tienen el mismo corredor y atraviesan zonas de riesgo de manera similar.
- Están sometidas a las mismas condiciones de combustible, topografía y clima, por lo que se considera razonable asumir igual intensidad de peligro físico para cada línea.

Esta simetría justifica usar la misma λ_{corr} para caracterizar el riesgo de incendio que afecta al corredor con una o dos líneas. Lo que cambia es la correlación estructural: la probabilidad de que el mismo incendio deje fuera de servicio a una o a ambas líneas.

Definimos entonces:

- $p_{base} = p_{corr}$: probabilidad anual de corte total del corredor cuando existe solo una línea.
- Con línea candidata, descomponemos:

$$p_{corr} = p_{1L} + p_{2L}$$

donde:

- p_{1L} : probabilidad anual de incendio severo que deja fuera de servicio solo una de las dos líneas.
- p_{2L} : probabilidad anual de incendio severo que deja fuera de servicio ambas líneas (evento extremo).

Introducimos un parámetro de correlación estructural $\beta \in [0,1]$:

$$p_{2L} = \beta p_{corr}, \quad p_{1L} = (1 - \beta) p_{corr}$$

En el ejercicio ilustrativo se toma $p_{2L} \approx 1\%$, lo que implica $\beta \approx 0,186$ (es decir, en torno a un 18-20% de los incendios en el corredor serían lo suficientemente severos y co-localizados como para cortar ambas líneas).

Caso medio: ENS esperada y beneficios de resiliencia

ENS esperada

Sea ENS_{evento} la ENS asociada a un evento de incendio severo que corta totalmente el corredor. Del Paso 3, para un H representativo (por ejemplo, 3 horas y 300 MW cortados) se obtiene:

$$ENS_{evento} = P \cdot H \quad (\text{ejemplo: } 300 \text{ MW} \times 3 \text{ h} = 900 \text{ MWh})$$

- Sin línea candidata (solo línea existente):

Asumiendo a lo más un evento relevante por año:

$$ENS_{anual}^{base} = p_{base} ENS_{evento} = 0.0536 \cdot 900 = 48,2 \text{ MWh/año}$$

- Con línea candidata:
 - Si cae solo una línea (escenario 1): $ENS_{1L}(H) \approx 0$.
 - Si caen ambas (escenario 2): $ENS_{2L}(H) \approx ENS_{evento}$.

Entonces:

$$ENS_{anual}^{conL} = p_{1L} E[ENS_{1L}] + p_{2L} E[ENS_{2L}] \approx p_{2L} ENS_{evento} = 0,01 \cdot 900 = 9 \text{ MWh/año}$$

La reducción de ENS esperada gracias a la línea es:

$$\Delta ENS_{anual} = ENS_{anual}^{base} - ENS_{anual}^{conL} = 48,2 - 9 = 39,2 \text{ MWh/año}$$

Beneficio económico por ENS

Sea C_F el costo de falla de corta duración (US\$/MWh) definido por la CNE. El beneficio anual por ENS evitada se estima como:

$$B_{ENS} = C_F \cdot \Delta ENS_{anual}$$

En el ejemplo numérico:

$$C_F = 8.170 \text{ US\$/MWh},$$

por lo que:

$$B_{ENS} = 8170 \cdot 39,2 = 320.600 \text{ US\$/año}$$

Para poner en contexto el beneficio económico anual asociado a la resiliencia, es necesario compararlo con el costo total anual de la obra, que incluye tanto el CAPEX anualizado como los costos de operación (OPEX) de la línea.

El CAPEX de inversión de la línea se anualiza mediante un factor de recuperación de capital (FRC), que depende de la tasa de descuento y de la vida útil del activo.

El CAPEX anual se calcula como:

$$CAPEX_{anual} = FRC \cdot CAPEX$$

Considerando un periodo de 30 años y la tasa social de descuento (5,5%), en el ejemplo ilustrativo se tiene:

$$FRC = 0,0688$$

Para el CAPEX se considera la longitud de la línea y costo unitario de inversión de 1MM US\$/km, por lo que:

$$CAPEX = 241 \text{ MM US\$}$$

Se obtiene:

$$CAPEX_{anual} = 0,0688 \cdot 241 = 16,58 \text{ MMUS\$/año}$$

Para estimar el OPEX, se considera un OPEX unitario por kilómetro de línea:

$$OPEX_{unit} = 0,014 \text{ US\$/km/año}$$

Dada la longitud de la línea, el OPEX anual total se obtiene como:

$$OPEX_{anual} = OPEX_{unit} \cdot L = 0,014 \cdot 241 = 3,37 \text{ MM US\$/año}$$

El costo total anual de la obra es entonces:

$$C_{\text{anual,total}} = CAPEX_{\text{anual}} + OPEX_{\text{anual}} = 16,58 + 3,37 = 19,95 \text{ MM US\$/año}$$

La proporción del beneficio de resiliencia respecto del costo anual total de la obra se calcula como:

$$\frac{B_{\text{ENS}}}{C_{\text{anual,total}}} = \frac{0,3206}{19,95} \approx 0,016 \Rightarrow \text{aprox. 1,6\%}$$

Este resultado muestra que, en el ejemplo ilustrativo, el beneficio económico anual de la resiliencia asociado únicamente a la evitación de ENS en escenarios de incendio severo representa del orden de 1,6% del costo anual total (CAPEX + OPEX) de la línea. En consecuencia, el dividendo de resiliencia medido solo por ENS evitada constituye una fracción acotada del costo anual de la obra, lo que refuerza la importancia de considerar también otros componentes del valor de la resiliencia (beneficios inducidos y beneficios sociales y ambientales), así como métricas de riesgo extremo (VaR y CVaR) que capturan la reducción de pérdidas en eventos de baja probabilidad y alto impacto.

Beneficio adicional: menores costos de reposición

Además del beneficio por ENS evitada, se puede incluir un beneficio anual asociado a menores costos de reposición de infraestructura ante incendios severos.

Sea C_{rep} el costo de reposición de la infraestructura en caso de daño mayor (por ejemplo, 3 MM US\$ por evento de incendio severo que corta el corredor). Bajo este enfoque, se asume que el costo relevante es el de restituir la infraestructura crítica del corredor a un nivel de servicio adecuado, independientemente de si originalmente existía una o dos líneas, de manera que el costo incremental de reconstruir una segunda terna de conductores es relativamente menor y se omite en este ejercicio estilizado. El beneficio anual esperado por concepto de reparaciones evitadas puede escribirse como:

$$B_{\text{rep}} = (p_{\text{base}} - p_{2L}) C_{\text{rep}}$$

donde:

- p_{base} es la probabilidad anual de incendio severo que corta el corredor cuando existe solo la línea original.
- p_{2L} es la probabilidad anual de incendio severo que deja fuera de servicio ambas líneas cuando existe la línea candidata de refuerzo.

En el ejemplo ilustrativo se adopta:

$$p_{\text{base}} = 0,0536, p_{2L} = 0,01, C_{\text{rep}} = 3,0 \text{ MM US\$}$$

Con estos valores:

- Costo esperado anual sin L:

$$C_{rep,base} = p_{base} \cdot C_{rep} = 0,0536 \cdot 3 = 0,1608 \text{ MM US\$/año}$$

- Costo esperado anual con L:

$$C_{rep,conL} = p_{2L} \cdot C_{rep} = 0,01 \cdot 3 = 0,03 \text{ MM US\$/año}$$

- Beneficio anual por reparaciones evitadas:

-

$$B_{rep} = C_{rep,base} - C_{rep,conL} = 0,1608 - 0,03 = 0,1308 \text{ MMUS\$/año}$$

Sumando el beneficio por ENS evitada B_{ENS} y el beneficio por menores costos de reposición B_{rep} , el beneficio anual total de resiliencia (Dividendo 1) queda:

$$B_{D1} = B_{ENS} + B_{rep}$$

En el ejemplo, $B_{ENS} = 320.600 \text{ US\$/año}$, por lo que

$$B_{D1} = 0,3206 + 0,1308 = 0,4514 \text{ MMUS\$/año}$$

Si se compara con el costo anualizado total de la obra y se obtiene:

$$\frac{B_{D1}}{C_{anual,total}} = \frac{0,4514}{19,95} \approx 0,0226 \Rightarrow \text{aprox. 2,3\%}$$

El beneficio anual de resiliencia de la línea, sumando ENS evitada (~0,32 MM US\$/año) y menores costos esperados de reposición (~0,13 MM US\$/año), alcanza del orden de 0,45 MM US\$/año, lo que representa aproximadamente 2,3% del costo anualizado total de la obra (CAPEX + OPEX ≈ 20 MM US\$/año).

Bajo estos supuestos, la resiliencia (ENS evitada y menores reparaciones) no justifica por sí sola la inversión, pero constituye un dividendo cuantificable que se suma a otros beneficios (económicos inducidos y sociales/ambientales) y a la reducción del riesgo extremo capturada por métricas como VaR y CVaR.

Simulación Montecarlo para eventos HILP

La simulación de Montecarlo tiene por objetivo complementar el cálculo analítico de valor esperado con una representación explícita de la variabilidad interanual y de la cola de riesgo asociada a incendios de alto impacto y baja probabilidad (HILP). El ejercicio compara dos escenarios:

- Escenario sin línea candidata (solo línea existente).
- Escenario con línea candidata (dos líneas en el corredor, con protección).

El horizonte de simulación es de 30 años, con 5.000 trayectorias de Montecarlo, lo que permite estimar percentiles de riesgo (P5, P50, P95, P99, VaR, CVaR) con buena estabilidad estadística.

Se parte de las probabilidades anuales de incendio severo en el corredor obtenidas con el modelo de Poisson espacial:

- Probabilidad anual de incendio severo en el corredor, escenario base:

$$p_{\text{base}} = 5,36\% = 0,0536$$

- Probabilidad anual de incendio severo que corta el corredor en el escenario con línea candidata:

$$p_{\text{conL}} = 1\% = 0,01$$

Estas probabilidades se transforman en tasas de Poisson anuales para el número de eventos por año en cada escenario:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{base}} &= -\ln(1 - p_{\text{base}}) \approx 0,055 \\ \lambda_{\text{conL}} &= -\ln(1 - p_{\text{conL}}) \approx 0,010\end{aligned}$$

De este modo, el número de eventos de incendio severo que afectan el corredor en un año se modela como:

$$N_{\text{base}} \sim \text{Poisson}(\lambda_{\text{base}}), \quad N_{\text{conL}} \sim \text{Poisson}(\lambda_{\text{conL}})$$

Las demás constantes se mantienen coherentes con el análisis determinístico:

- Costo de falla de corta duración: CF = 8.170 US\$/MWh
- CAPEX, tasa de descuento, vida útil y factor de recuperación de capital (FRC) para obtener el CAPEX anualizado.
- OPEX unitario por km y longitud de la línea para obtener el OPEX anual.

Cada evento de incendio se caracteriza por tres variables aleatorias:

1. Potencia cortada $P(\text{MW})$:

$$P \sim U(250, 350) \text{ MW}$$

Esto representa la carga interrumpida en el momento del evento; la distribución uniforme refleja la incertidumbre sobre la topología de la red y condiciones operativas específicas.

2. Duración del corte $H(\text{horas})$:

Se modela con una distribución bimodal para capturar la diferencia entre fallas “normales” y eventos HILP:

- Con probabilidad 98%:

$$H \sim \mathcal{U}(1, 3)h$$

- Con probabilidad 2% (evento HILP):

$$H \sim \mathcal{U}(36, 60)h$$

El valor esperado global de H en esta mezcla es aproximadamente $\mathbb{E}[H] \approx 2,92h$, pero con una cola larga hacia duraciones extremas.

3. Costo de reposición $C_{rep}(US\$)$:

Se modela como una función lineal creciente de la duración del corte H (en horas), bajo el supuesto de que a mayor tiempo de interrupción, mayor es el volumen de actividades de reposición y recuperación requeridas para restablecer el suministro: $C_{rep} = 3.000.000 \times \frac{H}{2,92}$ US\$

De esta forma, cuando H toma valores cercanos a su media ($\approx 2,92$ h), el costo esperado por evento es del orden de 3 MM US\$, coherente con el supuesto del análisis analítico. Los eventos HILP, con duraciones de 36–60 horas, generan costos de reposición 12–20 veces superiores al promedio, representando destrucción de activos (torres, conductores) y reconstrucción extensa del corredor.

Proceso de simulación anual

Para cada trayectoria y cada año del horizonte (30 años) se sigue el siguiente algoritmo:

1. Número de eventos en el año

- Escenario sin L:

$$N \sim \text{Poisson}(\lambda_{base})$$

- Escenario con L

$$N \sim \text{Poisson}(\lambda_{conL})$$

2. Caracterización de cada evento $j = 1, \dots, N$ en un año

- Se sortea P_j según la distribución uniforme [250, 350] MW.
- Se sortea H_j según la distribución bimodal descrita (1–3 h o 36–60 h).
- Se calcula la energía no suministrada del evento:

$$ENS_j = P_j \cdot H_j (\text{MWh})$$

- Se calcula el costo de reposición del evento:

$$C_{rep,j} = 3.000.000 \times \frac{H_j}{2,92} \text{ US\$}$$

3. Agregación anual

- ENS anual:

$$ENS_{año} = \sum_{j=1}^N ENS_j$$

- Costo anual de reposición:

$$C_{rep,año} = \sum_{j=1}^N C_{rep,j}$$

Este proceso se replica para 5.000 trayectorias en cada escenario, lo que proporciona distribuciones empíricas de ENS y costos anuales, así como de ENS acumulada en 30 años.

Resultados

La simulación Montecarlo confirma la consistencia de los valores esperados obtenidos analíticamente. En particular, la ENS sin la línea candidata alcanza un promedio de 47,41 MWh/año, muy cercano a los 48,2 MWh/años calculados de forma analítica. De manera similar, la ENS con la línea se reduce a 8,68 MWh/año, consistente con los 9 MWh/año del valor analítico. La diferencia de ENS entre ambos casos se sitúa en torno a 38,7 MWh/año, prácticamente igual a los 39,2 MWh/años estimados analíticamente, lo que refuerza la validez de la modelación.

Tabla 30: Resultados anuales de la simulación Montecarlo.

Métrica	Unidad	Promedio	Desv. Std	P5	P50	P95
ENS sin L	MWh/año	47,4	504,8	0,0	0,0	328,5
ENS con L	MWh/año	8,7	210,8	0,0	0,0	0,0
C_rep sin L	US\$/año	161.971,0	1.710.608,0	0,0	0,0	1.146.230,0
C_rep con L	US\$/año	30.041,0	735.336,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados reflejan la naturaleza de riesgo HILP. La mediana (P50) es igual a cero en todos los casos, lo que indica que en la mayoría de los años no se materializan eventos de interrupción relevantes. Sin embargo, la alta desviación estándar muestra que, cuando los eventos ocurren, generan impactos significativos en términos de energía no suministrada. Esto se observa en el percentil 95 (P95), donde la ENS sin la línea puede alcanzar del orden de 328 MWh/año, representando años extremos de alta severidad.

La incorporación de la línea candidata se traduce en una reducción relevante del riesgo. En términos de ENS, se observa una disminución del orden de 82 % en el valor promedio (de aproximadamente 47,4 a 8,7 MWh/año). Los costos de reposición asociados al daño en infraestructura se reducen cerca de un 81 %, pasando de aproximadamente 162 mil a 30 mil US\$/año. Adicionalmente, el hecho de que el P95 con la línea sea igual a cero indica que, bajo este diseño, los eventos extremos en el percentil 95 se eliminan, reduciendo en forma importante la exposición a escenarios de muy alto impacto.

El histograma de la ENS acumulada en 30 años pone en evidencia la naturaleza asimétrica del riesgo de incendios. La distribución presenta una fuerte concentración en valores bajos, lo que refleja que la mayoría de las trayectorias simuladas registran poca o ninguna energía no suministrada. Sin embargo, se observa una cola larga hacia la derecha, asociada a eventos de alto impacto y baja probabilidad, característicos de riesgos HILP.

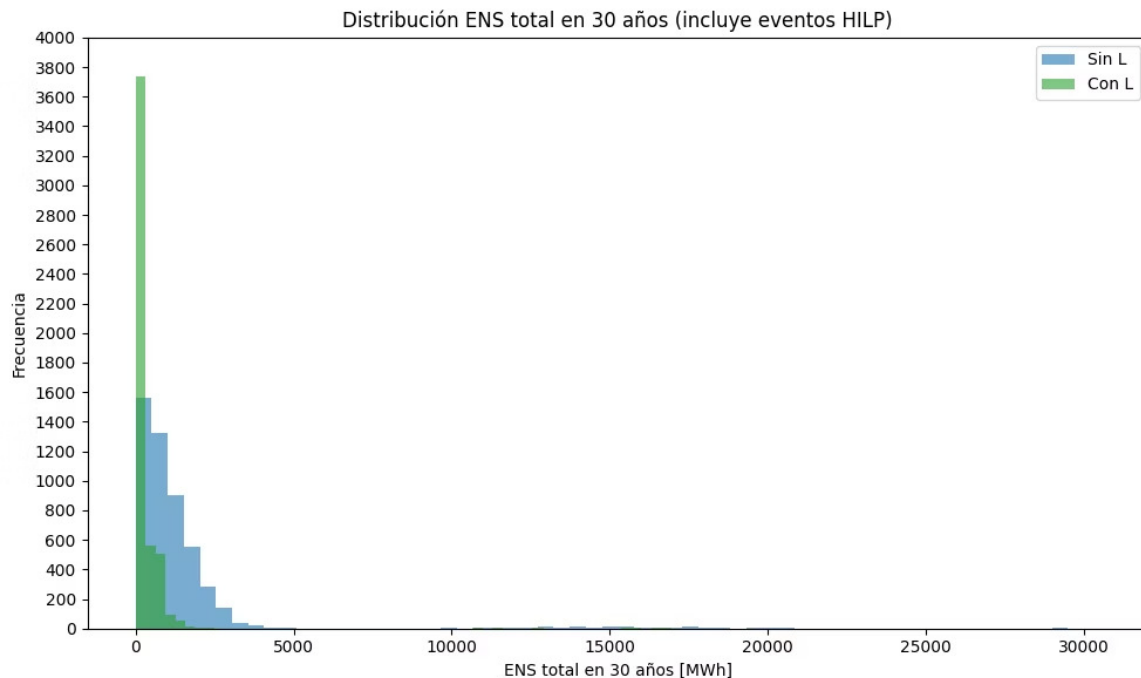


Figura 36: Distribución simulada de ENS acumulada en 30 años con y sin línea (incluye eventos HILP).
Fuente: Elaboración propia.

El histograma de la ENS acumulada en 30 años evidencia claramente la naturaleza asimétrica del riesgo de incendios. La distribución presenta una fuerte concentración en valores bajos, lo que refleja que la mayoría de las trayectorias simuladas registran poca o ninguna energía no suministrada. Sin embargo, se observa una cola larga hacia la derecha, asociada a eventos de alto impacto y baja probabilidad, característicos de riesgos HILP.

Esta asimetría pronunciada se traduce en una alta frecuencia de resultados cercanos a cero y un número reducido de casos con ENS muy elevada, que son precisamente los años extremos. La incorporación de la línea candidata desplaza ("comprime") la distribución hacia la izquierda, reduciendo tanto la frecuencia como la magnitud de estos eventos extremos.

Métricas de riesgo extremo: VaR y CVaR

Además de los valores promedio, se evalúa el riesgo extremo mediante el Value at Risk (VaR) y el Conditional Value at Risk (CVaR), que capturan la magnitud de las pérdidas en los peores años:

- VaR_{95} : pérdida máxima esperada en el 95% de los años (percentil 95).
- VaR_{99} : pérdida máxima esperada en el 99% de los años (percentil 99).

- CVaR₉₅: pérdida promedio en los años en que la pérdida supera el VaR₉₅ (cola superior).

Tabla 31: Resultados anuales de riesgo extremo.

Escenario	VaR ₉₅ (US\$/año)	VaR ₉₉ (US\$/año)	CVaR ₉₅ (US\$/año)
Sin L	3.851.626	9.311.441	10.770.650
Con L	0	3.087.845	100.944

Fuente: elaboración propia.

Los resultados muestran que la línea candidata tiene un impacto significativo en la reducción del riesgo asociado a incendios severos:

- VaR₉₅: En el escenario sin línea, la pérdida económica asociada a incendios severos puede alcanzar del orden de 3,85 MM US\$/año en el percentil 95. Con la obra, el VaR₉₅ cae a 0 US\$/año, lo que indica que, en al menos 95 de cada 100 años, no se observan pérdidas relevantes por incendios en el corredor cuando la línea está construida.
- VaR₉₉: En el percentil 99, la pérdida máxima esperada se reduce desde 9,31 MM US\$/año sin línea a 3,09 MM US\$/año con la línea. Esto equivale a una reducción cercana al 67% en los años excepcionalmente adversos (del orden de uno cada cien años).
- CVaR₉₅: El valor esperado de las pérdidas en los años situados por encima del VaR₉₅ pasa de 10,77 MM US\$/año sin línea a 0,10 MM US\$/año con la línea, es decir, una reducción de aproximadamente 99% en la pérdida promedio de la cola superior de la distribución.

En conjunto, estas métricas indican que, más allá de su efecto sobre los valores promedio, la línea candidata actúa como un mecanismo de protección frente a eventos catastróficos, comprimiendo de manera muy significativa la cola de la distribución de pérdidas y reduciendo la exposición del sistema a años de pérdidas extremas.

En todo caso, es importante volver a subrayar que los resultados presentados tienen carácter ilustrativo y metodológico. El ejercicio muestra el tipo de indicadores que pueden obtenerse (ENS esperada, beneficios de resiliencia, VaR, CVaR) y cómo deben interpretarse, pero descansa en supuestos simplificados respecto de costos de reposición, duración de los eventos, parámetros del proceso de Poisson espacial, entre otros. Para utilizar esta metodología en un proceso de planificación sería necesario refinar y validar estos supuestos con información más detallada, costos de reconstrucción desagregados, estadísticas operacionales del SEN y escenarios climáticos.

6.1.3 Análisis de costos y beneficios en el PEAT

El PEAT construye sus propios escenarios utilizando los Escenarios Energéticos (EE), las trayectorias de descarbonización y los planes de expansión de generación y almacenamiento (EGPT) provenientes de la PELP. Sobre esta base, el PEAT:

- Ajusta los planes con un modelo de expansión (primera etapa).

- Evalúa operación y resiliencia sistémica con un modelo de optimización de operación hidrotérmica (despacho hidrotérmico, CFLD, simulaciones).
- Verifica factibilidad técnica y seguridad con un modelo de simulación eléctrico de la red (flujos, tensiones, N-1).

La metodología de resiliencia se aplica entonces a obras concretas del PEAT (líneas nacionales, zonales, transformadores, refuerzos de subestaciones), seleccionadas bajo los filtros de suficiencia, seguridad y eficiencia económica establecidos en la LGSE y el Reglamento de Planificación.

En términos funcionales, el esquema es el mismo que en la PELP, pero “aterrizado” a cada obra:

1. Definición de amenazas y métricas comunes

- Se mantienen las mismas amenazas HILP (incendios, aluviones, sismos, etc.) y las mismas métricas prioritarias: ENS/EENS, costos de operación bajo estrés, costos de falla (CFLD/CFCD), márgenes de reserva, indicadores de riesgo extremo.
- Esto asegura que PEAT y PELP hablen el mismo “idioma de resiliencia”.

2. Screening territorial y topológico a nivel de proyecto

- Se cruza cada obra del PEAT con capas ARCLIM, CVAT y otras capas de amenaza para identificar tramos críticos y alternativas de trazado (“corredores sensibles” vs “corredores seguros”), replicando el enfoque geoespacial desarrollado a nivel sistémico, pero ahora sobre la geometría definitiva de los proyectos.

3. Cuantificación de ENS por evento

- En lugar de un modelo genérico de corto plazo, se utilizan directamente OSE2000 y/o modelos de contingencias N-1/N-k para calcular la ENS y los costos operacionales ante la caída de la obra considerada (línea, transformador, etc.), bajo duraciones de falla consistentes con las estadísticas del sistema y los criterios del PEAT.

4. Estimación de probabilidades y ENS anualizada

- Se estiman probabilidades de ocurrencia de eventos extremos siguiendo el mismo esquema que en PELP (proceso de Poisson espacial o periodos de retorno simplificados), pero aplicado al entorno específico del proyecto.
- La ENS anual se calcula como:

$$ENS_{\text{anual}} = p(\text{evento}) \times ENS_{\text{evento}}$$

lo que permite comparar directamente los beneficios de resiliencia con el CAPEX vía el factor de recuperación de capital, tal como plantea esta propuesta metodológica al PEAT.

5. Valoración económica con CFCD y triple dividendo

- El Dividendo 1 se calcula como:

$$B_{D1}^{ENS} = C_F \cdot \Delta ENS_{anual}$$

donde C_F es el costo de falla de corto plazo.

- Se agregan, cuando existan antecedentes, otros componentes del Dividendo 1 (daños físicos evitados, menores costos de reparación de emergencia), y los Dividendos 2 y 3 (beneficios económicos inducidos y beneficios sociales/ambientales), siguiendo el marco analítico de tres dividendos ya definido:

$$B_{D1} + B_{D2} + B_{D3} \geq FRC(r, T) \cdot CAPEX + OPEX$$

6. Uso de métricas de riesgo extremo

- Para obras particularmente críticas, la metodología de Monte Carlo utilizada en la PELP puede replicarse en forma simplificada, generando distribuciones de ENS y costos anuales y calculando VaR y CVaR.
- En el contexto del PEAT, estas métricas pueden incorporarse como criterios de refinamiento dentro del bloque de “Resiliencia HILP” definido en los criterios de selección de obras.

Dado que la base conceptual y los procedimientos de cálculo ya se desarrollan en detalle en la sección metodológica de la PELP, la propuesta para el PEAT no introduce una metodología completamente nueva, sino una adaptación operativa al nivel de proyecto:

- Se conservan los mismos pasos lógicos (riesgos; ENS por evento; probabilidad; ENS anual; tres dividendos).
- Se sustituyen los modelos genéricos por las herramientas específicas del PEAT (OSE2000, PowerFactory, matrices de costos CFLD/CFCD).
- Se trabaja con datos de ingeniería y costos propios de cada obra, en lugar de corredores agregados.

Ejemplo de aplicación

Para ilustrar la aplicación de la metodología a nivel de proyecto PEAT, se utiliza el caso de una obra real analizada en el último Proceso PEAT desarrollado por la CNE: el refuerzo de transformación en la subestación Copiapó. Los datos de inversión, demanda atendida y parámetros de operación corresponden a antecedentes utilizados en ese proceso regulatorio; en este ejercicio se asume que la obra efectivamente aporta en resiliencia en un ejercicio puramente metodológico e ilustrativo.

En particular, se toman los costos de inversión (CAPEX) y los parámetros de operación definidos por la CNE, y se les asigna un impacto en términos de ENS evitada y reducción de pérdidas en escenarios de un aluvión severo. Es decir, sin modificar los números oficiales del PEAT, se asume que el refuerzo de transformación contribuye a disminuir la probabilidad y la severidad de cortes de suministro ante eventos extremos, y sobre esa base se cuantifica su dividendo de resiliencia siguiendo la misma cadena lógica utilizada para la PELP.

En este caso, se toman entonces los datos de evaluación de un transformador de Copiapó evaluado por la CNE. Se asume que, en ausencia de la obra, un aluvión en la subestación produce una ENS significativa sobre la demanda abastecida, mientras que con el transformador en servicio dicha ENS se reduce a cero. Bajo esta hipótesis, el ejercicio busca cuantificar cuánta energía se dejaría de suministrar sin el proyecto, con qué probabilidad ocurriría ese evento y cuál es el valor económico de evitarlo, comparando finalmente ese beneficio anual con el costo anualizado de la inversión en el transformador.

Supuestos del ejemplo (simplificados, solo para mostrar la metodología):

- Transformador Copiapó abastece del orden de 30.000 hogares.
- Demanda media por hogar: 0,3 kW.
- Si el transformador falla, se interrumpen unos 9 MW de potencia ($30.000 \times 0,3 \text{ kW}$).
- Un evento severo implica 5 días de interrupción total.
- Cada día tiene 24 horas de corte.
- Costo de falla de corta duración (CFCD): 8.170 US\$/MWh.
- Probabilidad anual de un aluvión severo de este tipo:
 - Sin proyecto de refuerzo: 4 % (0,04).
 - Con el refuerzo implementado: prácticamente 0 % (se asume que se elimina este modo de falla).
- Inversión (CAPEX) del refuerzo: 2,9 millones de US\$.
- Otros beneficios (por ejemplo, mejoras operacionales, reducción de pérdidas, etc.): 1,0 millón de US\$ en valor presente.
- Tasa de descuento: 5,5 % anual.
- Vida útil económica: 30 años.
- Con esos parámetros, el factor de recuperación de capital (FRC) es aproximadamente 0,0688.

La lógica es: primero calculamos la ENS de un evento, luego la ENS esperada anual, después el beneficio económico asociado y finalmente comparamos con el costo anualizado del proyecto.

ENS de un evento severo

Se estima cuánta energía se deja de suministrar si ocurre el aluvión:

- Potencia interrumpida: 9 MW.
- Horas de corte por día: 24 horas.
- Días de interrupción: 5 días.

Energía no suministrada por el evento:

$$\text{ENS del evento} = 9 \text{ MW} \times 24 \text{ horas/día} \times 5 \text{ días} = 1.080 \text{ MWh}$$

ENS esperada anual sin y con proyecto

Se utiliza la probabilidad anual del evento:

- Sin refuerzo: probabilidad de que ocurra el aluvión en un año = 4 % (0,04).
- Con refuerzo: probabilidad = 0 % (por hipótesis en este ejemplo estilizado).

ENS anual esperada en cada caso:

$$\text{ENS anual sin proyecto} = \text{ENS del evento} \times \text{probabilidad} \approx 1.080 \text{ MWh} \times 0,04 \approx 43,2 \text{ MWh/año}$$

$$\text{ENS anual con proyecto} = 1.080 \text{ MWh} \times 0 \approx 0 \text{ MWh/año}$$

Por tanto, la ENS evitada gracias al proyecto es 43,2 MWh/año

Tabla 32: Resumen de escenarios.

Escenario	ENS por evento (MWh)	Prob. anual de evento	ENS esperada anual (MWh/año)
Sin proyecto	1080	0,04	43,2
Con proyecto	1080	0	0
ENS evitada	–	–	43,2

Fuente: elaboración propia.

Beneficio anual por ENS evitada (Dividendo 1)

Pasamos la ENS evitada a dinero usando el costo de falla CF:

- CFCD = 8.170 US\$/MWh.
- ENS anual evitada $\approx 43,2$ MWh/año.

Entonces:

$$\text{Beneficio anual por ENS evitada} \approx 8.170 \text{ US$/MWh} \times 43,2 \text{ MWh/año} \approx 353.000 \text{ US$/año}$$

Este es el Dividendo 1 asociado a ENS: el ahorro anual esperado en costos de falla gracias al refuerzo.

Otros beneficios anualizados

Además del dividendo por ENS, se asume que el proyecto tiene otros beneficios (por ejemplo, menor congestión, mejor calidad de servicio, flexibilidad, etc.) que en el ejemplo se representan como:

- Otros beneficios (valor presente): 1,0 millón de US\$.
- Para compararlo año a año, lo anualizamos usando el mismo FRC (0,0688):

Otros beneficios anualizados $\approx 1.000.000 \text{ US\$} \times 0,0688 \approx 68.800 \text{ US\$/año}$

Costo anualizado del proyecto

La inversión del proyecto se anualiza también con el FRC:

- CAPEX = 2,9 millones de US\$.
- FRC = 0,0688.

CAPEX anualizado $\approx 2.900.000 \text{ US\$} \times 0,0688 \approx 199.500 \text{ US\$/año}$

En este ejemplo, para mantenerlo simple, no se considera un OPEX específico.

Análisis de punto de equilibrio: ENS mínima requerida

La pregunta es: ¿cuál es la ENS anual mínima que justifica la inversión, dados el CAPEX, el CFCD y los “otros beneficios” (OB)?

Se parte de la ecuación de viabilidad en el punto de equilibrio (beneficios anualizados = costo anualizado):

$$CF \cdot \bar{E}NS + OB \cdot FRC(r, T) = FRC(r, T) \cdot CAPEX$$

Despejando la ENS crítica:

$$\bar{E}NS^* = \frac{FRC(r, T) (CAPEX - OB)}{CF}$$

ENS mínima de equilibrio:

$$\bar{E}NS^* = 16 \text{ MWh/año}$$

Es decir, basta con que la obra evite del orden de 16 MWh/año de ENS para que, junto con los otros beneficios considerados (OB), la inversión sea rentable en términos sociales.

Comparación beneficio–costo anual

- Beneficio anual por ENS evitada $\approx 353.000 \text{ US\$/año}$.
- Otros beneficios anualizados $\approx 68.800 \text{ US\$/año}$.

Beneficio anual total (solo Dividendo 1 más “otros” incluidos):

Beneficio total anual $\approx 353.000 + 68.800 \approx 422.000$ US\$/año

Costo anualizado del proyecto:

Costo anualizado ≈ 199.500 US\$/año

Tabla 33: Resumen de costos y beneficios.

Concepto	Valor aproximado [US\$/año]
Beneficio por ENS evitada	353.000
Otros beneficios anualizados	68.800
Beneficio total anual	422.000
CAPEX anualizado del proyecto	199.500
Beneficio Neto	222.500

Fuente: elaboración propia.

Relación beneficio / costo anual: $B/C \approx 422.000 / 199.500 \approx 2,1$

Es decir, bajo estos supuestos simplificados, los beneficios totales anuales (solo ENS evitada y otros beneficios considerados) aproximadamente duplican el costo anualizado del refuerzo.

En conclusión, la evaluación de resiliencia en el PEAT se apoya exactamente en la misma cadena lógica desarrollada para la PELP: se parte de la identificación del riesgo relevante, se estima la ENS asociada a un evento de referencia, se asigna una probabilidad anual a dicho evento, se obtiene así una ENS anual esperada, esta se valoriza mediante un costo de falla para obtener un beneficio monetario y, finalmente, ese beneficio se compara con el costo anualizado de la inversión (CAPEX, y cuando corresponde OPEX). Es siempre la misma secuencia conceptual: riesgo $\rightarrow$ ENS por evento $\rightarrow$ probabilidad $\rightarrow$ ENS anual $\rightarrow$ beneficio monetario $\rightarrow$ comparación con CAPEX anualizado.

La diferencia es que, en el PEAT, esa misma lógica se aplica de forma específica a activos concretos: una línea específica, un transformador, un refuerzo de subestación. Las probabilidades, las duraciones de los eventos, las potencias afectadas y los costos de reparación se ajustan a la realidad técnica y territorial de cada proyecto, utilizando la información de ingeniería, antecedentes regulatorios disponibles. De este modo, el PEAT no requiere una metodología distinta, sino una aplicación más focalizada de la metodología de resiliencia desarrollada para la PELP, adaptada al nivel de detalle propio de la planificación de obras individuales.

6.1.4 Indicadores de vulnerabilidad socioambiental como complemento a la toma de decisiones de inversión

Dentro de la propuesta metodológica presentada en la consultoría, se relevó la necesidad de considerar indicadores socioambientales como complemento a las métricas económicas en la toma de decisión de las inversiones de resiliencia. Para ello, se ha desarrollado en esta sección una conceptualización y una revisión de indicadores que pudieran integrarse en el marco de los casos, bibliografía y descubrimientos de este reporte. Para ello, se ha abordado de manera específica la expansión de la transmisión zonal donde se registran los mayores valores de ENS en los últimos años producto de distintas amenazas climáticas y no climáticas, como se levantado en este informe y donde el PEAT tiene una incidencia directa.

Para esta conceptualización se tomará como marco de referencia la definición de la vulnerabilidad del IPCC (2014) que ha sido asimilada posteriormente en la institucionalidad chilena y que ha tenido su bajada en Chile en términos de indicadores en el uso de la metodología de cadenas de impacto (CDI) presentadas en la plataforma del Atlas de Riesgos Climáticos (ARCLIM) del MMA. Esta conceptualización asume relaciones entre la amenaza climática y el nivel de exposición y vulnerabilidad de un sistema afectado.

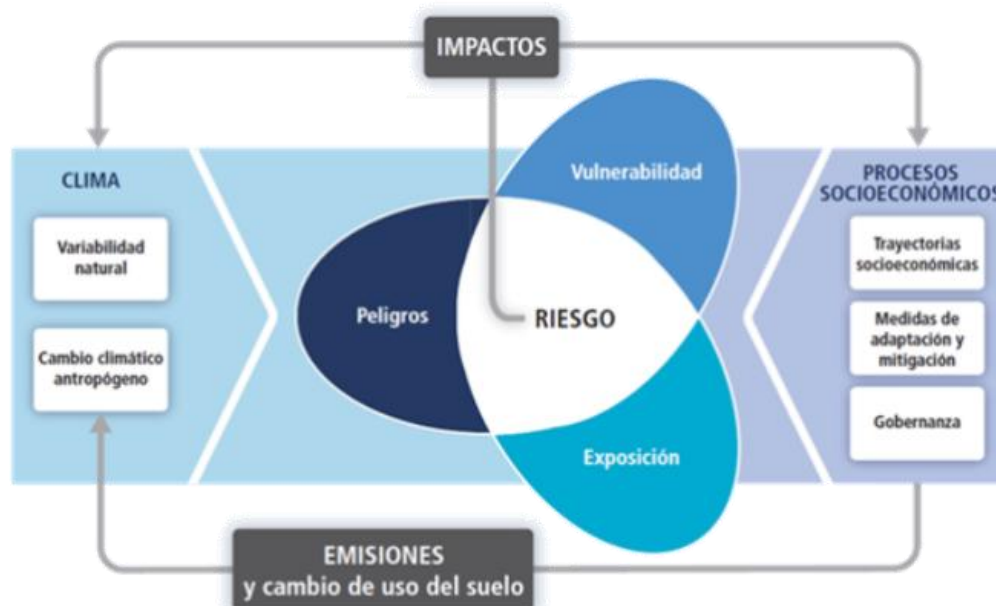


Figura 37: Marco conceptual del riesgo climático.
Fuente: (IPCC, 2014).

La conceptualización de las CDI plantea una teoría del cambio que permite no sólo identificar elementos clave para la reducción del riesgo de un sistema, sino que, además, facilitar su comunicación. De esta manera, las intervenciones que emergen de estas evaluaciones permiten establecer narrativas que apuntan a la reducción de la vulnerabilidad, ya sea aumentando la

capacidad adaptativa o resiliencia del sistema, o bien reduciendo su sensibilidad³⁶.

Sistema afectado, amenazas y exposición

El sistema afectado propuesto, para acotar la conceptualización de la vulnerabilidad socioambiental, es el sistema de transmisión eléctrica zonal y los impactos de los incendios forestales sobre la energía no suministrada (ENS). Como se ha mencionado a lo largo de este informe, la transmisión zonal es planificada en el marco del PEAT y es donde se concentran los mayores valores de ENS. La transmisión zonal, a diferencia de la transmisión nacional no opera estrictamente bajo criterio N-1.

Llevar la información a nivel comunal, como se desarrollan las CDI en ARCLIM por ejemplo, sería clave para poder integrar la información de otras fuentes disponibles de vulnerabilidad. A la fecha de este informe no se cuenta con estadísticas de ENS por nodos o estaciones, sin embargo, es posible observar en los Estudios de Continuidad de Suministro del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cartografía con información desagregada a nivel comunal.

Los incendios forestales se concentran mayoritariamente en la zona centro-sur del país (ver figura a continuación) donde la transmisión zonal presenta altos niveles de exposición. Las proyecciones climáticas muestran condiciones de aumento de temperaturas y reducción de precipitaciones en esa zona (especialmente en temporada estival), propiciando una mayor frecuencia e intensidad de incendios. En ese sentido, la figura a continuación muestra un aumento de la temperatura promedio máxima diaria en el mes de enero, siendo el umbral de los 30°C un parámetro reconocido como crítico en las condiciones de ignición y propagación de estos eventos.

Por otro lado, dentro de los impactos intermedios esperados por este aumento de temperaturas, puede generar reducciones de la capacidad de transmisión (ver Figura 38: Transmisión zonal del caso de estudio, Energía No Suministrada (ENS), amenazas de incendio y calor). En esa línea, se puede constatar que la CNE utiliza la información de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero desarrollada por Albers, C. (2012)³⁷ como referencia para el diseño aparentemente³⁸ a partir de valores promedio de registros históricos. La CNE modela los circuitos zonales con umbrales de 26°C y 30°C utilizando esta fuente, lo que pudiera ser actualizado por fuentes de información más recientes como las de ARCLIM, pudiendo también integrar las proyecciones que pudieran dar mejor cuenta de un horizonte de planificación por sobre la data histórica. En ese contexto, se puede observar que, si se consideran los rangos de diseño de 26°C y 30°C proyectados en ARCLIM, es posible que los circuitos operando se encuentren expuestos a umbrales distintos a los previamente considerados.

³⁶ Otra opción que plantea este enfoque puede apuntar a reducir la exposición del sistema afectado, sin embargo, es una opción que pocas veces tiene viabilidad por la complejidad de desplazar geográficamente sistemas ya instalados en los territorios.

³⁷ Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

³⁸ No se ha podido tener acceso a la cobertura, pero por lo mencionado en el PÉAT 2024, se presume que es en base a data histórica.

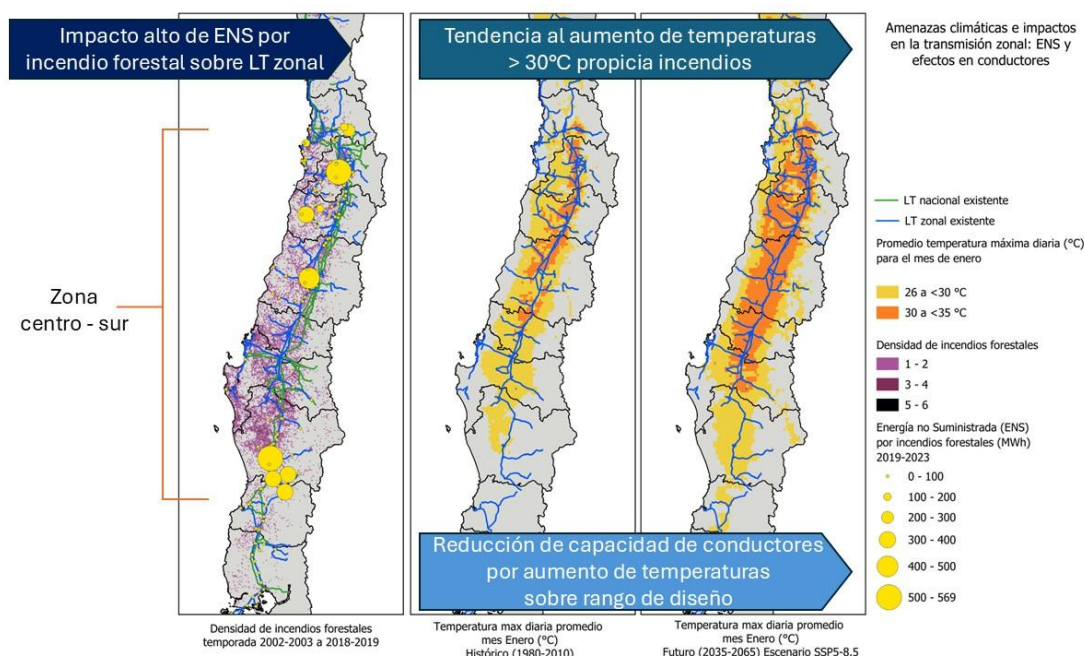


Figura 38: Transmisión zonal del caso de estudio, Energía No Suministrada (ENS), amenazas de incendio y calor.

Fuente: elaboración propia.

Factores de vulnerabilidad y riesgo. Un mayor nivel de ENS puede tener impactos directos en la cobertura de necesidades básicas, calidad de vida de los habitantes, salud y a nivel económico del territorio³⁹. Como se menciona en el punto anterior, los impactos esperados sobre la red zonal son foco del PEAT y por tanto, la incorporación de variables de vulnerabilidad podría entregar nuevos antecedentes para las decisiones de inversión⁴⁰.

La Figura 39: Conceptualización de cadena de impacto de “Riesgo de aumento de energía no suministrada en el sistema de transmisión eléctrica zonal”, incluyendo variables de vulnerabilidad potencialmente relevantes.

³⁹ Se remarca el paralelo de este tipo de impactos con los descritos en el dividendo 3 en la sección c) de la sección costos y beneficios del capítulo 6.

⁴⁰ Desde una perspectiva nacional, parece relevante también incorporar variables sociales a los procesos de planificación de la PELP, por ejemplo, dentro del CVAT complementando las variables ambientales que describe.

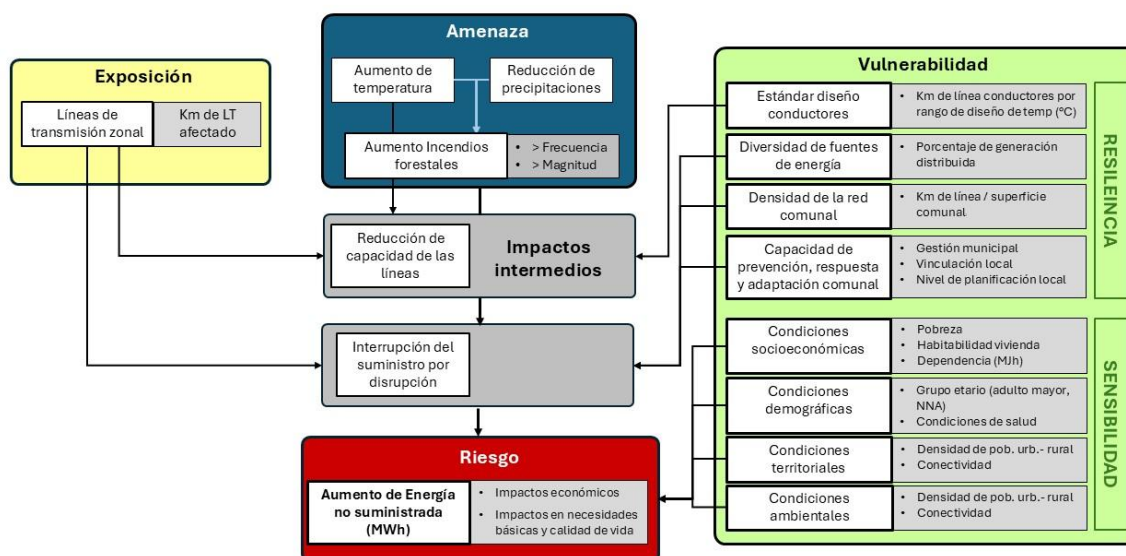
Riesgo de aumento de energía no suministrada en el sistema de transmisión eléctrica zonal


Figura 39: Conceptualización de cadena de impacto de “Riesgo de aumento de energía no suministrada en el sistema de transmisión eléctrica zonal”.

Fuente: elaboración propia.

Desde los factores de resiliencia serán clave factores del sistema mismo como los estándares de diseño de los circuitos, así como la densidad de la red de transmisión zonal dentro de la comuna. Se espera en ese sentido que a mayor estándar de diseño de los circuitos se mitiguen las reducciones de la capacidad de las líneas, mientras que una mayor densidad de la red comunal genera mayor redundancia de los sistemas zonales haciéndolos más resilientes. Por otro lado, una mayor diversidad de fuentes locales de generación local puede traducirse emergente como una alternativa. Estos elementos se discuten en mayor profundidad en otras secciones de este informe.

Otras condiciones de resiliencia pueden depender de la capacidad de prevención, respuesta y adaptación presentes en el territorio, con variables exógenas a la capacidad del sistema de transmisión zonal como pueden ser las capacidades locales de los municipios. En ese contexto, es posible esperar que una gestión municipal fuerte con recursos e instrumentos de prevención operativos mejora la capacidad de enfrentar estos impactos. También es esperable, que aquellos municipios que tienen sistemas de vinculación local más fortalecidos sean más capaces de dar respuestas oportunas para mitigar estos impactos. Un indicador típicamente usado para dar cuenta de las capacidades municipales es el índice de factores subyacentes de riesgo de desastres de SENAPRED.

Desde los factores de sensibilidad se destacan las, demográficas, condiciones socioeconómicas, territoriales y ambientales que han sido descritas en la literatura.

En cuanto a los factores demográficos, se releva la densidad de población como un factor altamente relevante en las decisiones de inversión para cualquier sistema. Se releva también otros

factores de sensibilidad demográfica como los grupos etarios de adultos mayores y niñas y niños menores de 5 años (McLeman, y otros, 2022). Otros factores demográficos relevantes son todos aquellos relacionados a condiciones de salud de la población, como pueden ser estadísticas de electrodependientes, prevalencia de enfermedades cardiovasculares, población con discapacidad, entre otros.

Desde los factores socioeconómicos, en América Latina así como en Chile la pobreza (Liwenga, y otros, 2022) (McLeman, y otros, 2022) es uno de los factores más determinantes del nivel de vulnerabilidad. La medición de la pobreza en Chile contempla pobreza por ingresos y pobreza multidimensional, capturadas principalmente por la encuesta CASEN. Otro factor determinante, especialmente en el caso del suministro eléctrico, es la habitabilidad y condición material de la vivienda que son levantadas tanto por CASEN como a nivel censal. Otras condiciones de alta relevancia en el nivel socioeconómico son los niveles de dependencia dentro de los grupos familiares, donde se pueden destacar los indicadores de mujeres jefas de hogar con población dependiente (CENSO).

Los factores territoriales también son altamente determinantes de la sensibilidad frente a cambios en la ENS. Se puede destacar la sensibilidad diferenciada que pueden tener las zonas urbanas y rurales. En ese contexto, los asentamientos humanos más consolidados presentarían mayores capacidades que aquellos dispersos en entornos rurales. También se releva el nivel de conectividad física de las comunidades, la que puede ser determinante de una mayor capacidad de adaptarse frente a una interrupción zonal del suministro eléctrico.

Finalmente, es necesario considerar factores ambientales como puede ser aquellos que pueden depender del suministro eléctrico como lo son la seguridad alimentaria e hídrica. En ese sentido, si un servicio sanitario rural (SSR) por ejemplo (Castellanos, y otros, 2022), depende de electricidad para el bombeo, esto tiene potenciales impactos en el suministro de agua potable y/o la producción agropecuaria de subsistencia de las comunidades.

En paralelo a la ENS, en términos de la toma de decisiones de invertir en infraestructura, la aplicación de la totalidad de indicadores sea compleja de evaluar de manera desagregada. En ese sentido, como se menciona anteriormente, el indicador de densidad de población puede ser el que tenga una mayor factibilidad de ser sopesado a la par de la ENS. Desde una perspectiva más agregada, es posible construir índices de vulnerabilidad, pero estos requieren múltiples validaciones técnicas previas y no siempre facilitan la toma de decisiones por su naturaleza más abstracta y los cuestionamientos metodológicos propios de este tipo de ejercicios.

6.2 Flujo de costos y beneficios de la implementación de resiliencia en transmisión

6.2.1 Contexto tarifario 2025 y orden de magnitud del impacto

Para cuantificar el posible impacto en las tarifas eléctricas de clientes finales de la incorporación de medidas de resiliencia en la transmisión, se utiliza como referencia la Resolución Exenta N° 333/2025 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que aprueba el Informe Técnico Definitivo de fijación de cargos de transmisión para el segundo semestre de 2025.

Los sistemas de transmisión en Chile se clasifican en cuatro segmentos, según su función y a quién prestan servicio:

- Sistema de Transmisión Nacional (STN): corresponde a la red troncal del SEN, destinada a transportar energía a gran escala e interconectar zonas y centros de generación/consumo, habilitando transferencias sistémicas y seguridad global del abastecimiento.
- Sistemas de Transmisión Zonal (STZ): agrupan líneas y subestaciones destinadas principalmente al abastecimiento actual y futuro de clientes regulados en áreas territoriales identificables, sin perjuicio de su uso por clientes libres, generación y almacenamiento.
- Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo (STPD): infraestructura de transmisión asociada a polos de desarrollo de generación, entendidos como zonas con recursos renovables cuyo aprovechamiento, mediante un sistema de transmisión único, es de interés público y económicamente eficiente.
- Sistemas Dedicados: instalaciones de transmisión construidas para conectar o abastecer a usuarios específicos (clientes o conjuntos de clientes) o instalaciones particulares (como generadoras); en la planificación y tarificación se tratan como un segmento diferenciado respecto de STN y STZ.

Sobre esa base:

- **Transmisión zonal (clientes libres y regulados)** La Resolución Exenta N.º 333/2025 fija cargos por transmisión zonal⁴¹ diferenciados por sistema A–F y nivel de tensión. A modo de

⁴¹ Los sistemas zonales A–F son particiones geográficas del sistema de transmisión zonal del SEN, definidas por la CNE con base en la ubicación de las líneas y subestaciones que abastecen grupos de clientes regulados territorialmente identificables. De forma muy sintética, la clasificación usada en estudios recientes distingue:

- Sistema A: Zona extremo norte, que abarca líneas y subestaciones ubicadas en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y gran parte de Antofagasta.
- Sistema B: Zona norte–centro, que comprende instalaciones en regiones como Antofagasta sur, Atacama, Coquimbo y parte de Valparaíso.
- Sistema C: Zona centro (incluye Región Metropolitana y alrededores), donde se concentra una parte importante de la demanda regulada y redes zonales de 110–220 kV.
- Sistema D: Zona centro–sur, cubriendo redes zonales entre el Maule y Biobío aproximadamente.
- Sistema E: Zona sur, con instalaciones en regiones como La Araucanía, Los Ríos y parte de Los Lagos.
- Sistema F: Zona extremo sur, asociada a redes zonales en Aysén y Magallanes

referencia, para el sistema A, los cargos zonales van desde 1,530 \$/kWh (niveles 220 y 154 kV) hasta 18,492 \$/kWh (nivel de tensión menor a 25 kV). Para el conjunto de los sistemas B–F, los cargos mínimos parten en torno a 0,146 \$/kWh (por ejemplo, sistema F en 220 kV) y los máximos alcanzan 18,740 \$/kWh (sistema B para niveles de tensión inferiores a 25 kV⁴²).

- **Transmisión dedicada (utilizada por clientes regulados)** Para el segundo semestre de 2025 el cargo dedicado regulado fijado es 0,000 \$/kWh (Tabla 5 de la misma resolución).
- **Transmisión nacional (STN)** El cargo asociado al STN alcanza 3,158 \$/kWh (Tabla 3), aplicable a clientes libres y regulados, de acuerdo con las reglas de recaudación establecidas en los artículos 115 y 116 de la LGSE y su reglamento.
- **Otros componentes que forman parte del cargo único:** Además del STN, se suman componentes que también son de cargo de los clientes finales⁴³:
 - Exenciones del artículo vigésimo quinto transitorio de la Ley 20.936 (cargo “20.936 Exenciones”): 2,210 \$/kWh.
 - Pagos por retiros de clientes no individualizados: 1,389 \$/kWh.
 - Infraestructura de servicios complementarios (SSCC): 0,068 \$/kWh.

⁴² Los cargos zonales difieren por nivel de tensión porque la regulación busca asignar los costos de transmisión de manera coherente con el uso efectivo que hace cada nivel de red y con el principio de “señales de costo” hacia los usuarios conectados en distintos voltajes. En términos simples, las redes de mayor tensión (220 kV, 154 kV) son más costosas de construir por kilómetro, pero su energía transportada se reparte entre muchos más usuarios y sobre grandes volúmenes de energía, lo que reduce el cargo unitario en \$/kWh; en cambio, las redes de baja tensión zonal (por ejemplo, < 25 kV) suelen atender zonas más locales con menos energía y menor base de reparto, por lo que sus costos se traducen en cargos unitarios más altos.

El reglamento de valorización y los informes técnicos de transmisión determinan, para cada categoría de activo y nivel de tensión, un valor de inversión y una vida útil, calculan un costo anual (VATT) y luego lo prorratan sobre los retiros de energía que “usan” esa red según su nivel de conexión. Así, un cliente conectado a un nivel de baja tensión zonal paga cargos asociados a toda la cadena de redes que utiliza (alta, media y baja tensión), mientras que uno conectado directamente en 220 kV solo paga la parte de redes de mayor tensión, lo que se refleja en cargos unitarios más bajos en 220 kV y más altos en niveles inferiores dentro de cada sistema zonal.

⁴³ Estos cargos son recargos unitarios que se aplican sobre los retiros de energía de los clientes (en \$/kWh) y se suman al cargo del Sistema de Transmisión Nacional en las cuentas de los usuarios.

1. Exenciones del artículo vigésimo quinto transitorio (2,210 \$/kWh)

Corresponde al financiamiento de las exenciones establecidas en el art. 25 transitorio de la Ley 20.936, que libera a ciertos usuarios (por ejemplo, sistemas medianos o zonas extremas) del pago directo de cargos de transmisión; el costo de esas exenciones se socializa entre el resto de los clientes a través de este cargo específico.

2. Pagos por retiros de clientes no individualizados (1,389 \$/kWh)

Este cargo recupera los costos de transmisión asociados a energía retirada por clientes finales que no están individualizados o correctamente asignados en los sistemas de medición/facturación (por ejemplo, consumos compartidos o no declarados a nivel de barra), de modo que dichos costos no queden sin financiamiento y se repartan proporcionalmente entre los demás usuarios.

3. Infraestructura de servicios complementarios (0,068 \$/kWh)

Financia la inversión y, en parte, la operación de infraestructura destinada a prestar servicios complementarios del sistema eléctrico (como control de tensión, reservas, inercia o regulación de frecuencia) que son necesarios para la seguridad y calidad de servicio, pero que no se remuneran solo vía energía o capacidad, por lo que se trasladan como un cargo específico sobre los retiros de los clientes.

En consecuencia, el bloque de transmisión en la factura de los usuarios finales (nacional + zonal + componentes transitorias) se ubica del orden de 3–7 \$/kWh (es decir, del orden de 3.000–7.000 \$/MWh), dependiendo del tipo de cliente y de la aplicación de los componentes transitorios.

La misma resolución explicita la demanda de energía utilizada en el cálculo de cargos para el segundo semestre julio–diciembre de 2025 (2S):

- Clientes regulados: 13.834.955 MWh
- Clientes libres: 24.972.389 MWh
- Total SEN 2S 2025:

$$DDA_{2S,2025} = 13.834.955 + 24.972.389 = 38.807.344 \text{ MWh}$$

Esta es la demanda del sistema empleada en el cálculo de cargos, consistente con la lógica de valorización VATT/DDA utilizada en los procesos de tarificación de transmisión.

Para obtener un orden de magnitud anual coherente con el uso del Valor Anual de las Instalaciones de Transmisión (VATT), se asume de manera conservadora que la demanda anual del SEN es aproximadamente el doble de la semestral:

$$DDA_{\text{anual}} \approx 2 \times 38.807.344 = 77.614.688 \text{ MWh/año}$$

Se adopta la parametrización habitual de los procesos de valorización de transmisión:

- Vida útil: Se asume una vida útil de 45 años consistente con la valorización de activos por parte de la CNE.
- Tasa de descuento real vigente: 7 % anual.

El factor de anualización (FRC) es:

$$FRC(7\%,45) \approx 0,074$$

Por cada US\$ 1 millón de inversión reconocida en transmisión, el VATT anual asociado es:

$$\text{VATT anual} \approx 0,074 \times 1.000.000 \approx 74.000 \text{ US$/año}$$

El incremento de cargo unitario de transmisión correspondiente a ese millón de dólares, al repartirse sobre la demanda anual del SEN, es:

$$\Delta P_{tx} = \frac{VATT_{\text{anual}}}{DDA_{\text{anual}}} = \frac{74.000}{77.614.688} = 0.00095 \text{ US$/MWh}$$

Es decir, del orden de 0,0010 US\$/MWh por cada US\$ 1 millón de inversión adicional en transmisión. Si se expresa en pesos, usando un tipo de cambio de referencia de 900 \$/US\$ solo como orden de magnitud se tiene 0,9 \$/MWh, o redondeando ≈ 1 \$CLP/MWh por cada MM US\$

de inversión en transmisión. El impacto tarifario unitario de inversiones adicionales en transmisión, cuando se reparten sobre toda la demanda del SEN, es muy pequeño comparado con el nivel actual de cargos de transmisión (desde unos 3000 USD/MWh). Esto no significa que el esfuerzo sea irrelevante: montos de inversión grandes (por ejemplo, 100 MM US\$) sí pueden generar variaciones de algunos décimos de US\$/MWh y, sobre todo, pueden afectar de manera distinta a grupos específicos de usuarios según las reglas de reparto de peajes⁴⁴. De todas formas, el multiplicador $\approx 0,001$ US\$/MWh por MM US\$ es una herramienta útil para traducir portafolios de medidas de resiliencia a un lenguaje de impacto tarifario comprensible.

6.2.2 Propuesta Metodológica

Esta actividad se centra exclusivamente en el segmento regulado de la transmisión, abarcando tanto el Sistema de Transmisión Nacional (STN) como los Sistemas de Transmisión Zonal. El análisis prioriza aquellos componentes donde las inversiones en resiliencia tienen un canal directo de impacto en los cargos de transmisión y peajes regulados.

Alcance y Tipología de Medidas

Se consideran tres categorías principales de intervención sobre la infraestructura reconocida o susceptible de reconocimiento en el STN y sistemas zonales:

1. Intervenciones sobre infraestructura existente: Incluye el fortalecimiento físico (*hardening*) de líneas y subestaciones, refuerzo estructural de torres, reconductorización, aumento de altura libre, y obras civiles de protección frente a amenazas específicas (incendios, aluviones, inundaciones), como estabilización de taludes y mejoras de drenaje.
2. Obras nuevas con justificación total o parcial de resiliencia: Comprende nuevos tramos de línea, redundancias de red (anillos, by-pass), nuevos seccionamientos y ampliaciones de subestaciones que puedan incorporarse a la base de activos regulados (VATT).

⁴⁴ Los peajes de transmisión se calculan a partir del costo anual de las instalaciones (VATT) y luego se reparten entre quienes usan la red. Primero se determina cuánto deben cubrir en conjunto la demanda y, en ciertos casos, los generadores para cada sistema (STN, zonal, polos, dedicados), y después ese monto se transforma en cargos unitarios en \$/kWh que pagan los clientes sobre su energía retirada. La lógica es que, aunque la asignación detallada entre barras y zonas usa modelos relativamente sofisticados (VATT/DDA, áreas de influencia, estampillado por sistema y tensión), lo que finalmente ve el usuario en la factura es un cargo por transmisión sencillo y comprensible, expresado como "X \$/kWh" dentro de su sistema zonal y nivel de tensión.

Por ejemplo, un cliente regulado conectado a 23 kV en el sistema zonal C paga: (i) el cargo del STN ($\approx 3,158$ \$/kWh), (ii) el cargo zonal correspondiente a su sistema y tensión (por ejemplo, del orden de 10–15 \$/kWh si la tabla de la REX 333/2025 así lo indica), y (iii) los cargos adicionales por exenciones, clientes no individualizados y SSCC (2,210; 1,389; 0,068 \$/kWh), lo que suma un bloque de transmisión de varios miles de \$/MWh. En cambio, un gran cliente libre conectado directamente a 220 kV en el sistema A paga cargos zonales mucho menores (del orden de 1–2 \$/kWh) porque "usa menos" de las redes de baja tensión, aunque sigue pagando el mismo STN y los componentes transitorios; esto refleja la idea de que quien se conecta "más arriba" en la red evita parte de los costos de las redes inferiores. Así, cuando se incorpora un paquete de inversiones en resiliencia, el impacto promedio sobre el SEN puede ser pequeño (por ejemplo, 0,1 US\$/MWh si se invierten 100 MMUS\$ repartidos sobre toda la demanda), pero el efecto marginal sobre un cliente conectado en baja tensión zonal será mayor que sobre uno conectado en 220 kV, porque la metodología de reparto asigna una fracción mayor del VATT de redes inferiores a quienes realmente las utilizan.

3. Medidas complementarias y tecnológicas: Abarca sistemas de monitoreo, automatización, telecomunicaciones, centros de control y planes de operación en emergencia (HILP).

El objetivo central de esta sección es explicitar la los impactos de la resiliencia en el sector transmisión, respondiendo tres interrogantes fundamentales para el regulador y los agentes del mercado:

- Identificación del Pagador ("Quién paga"): Determinar qué agentes absorben los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), distinguiendo entre costos traspasables a tarifa y costos asumidos por la empresa.
- Asignación de Beneficios ("Quién gana"): Identificar qué agentes perciben los beneficios económicos (reducción de fallas, eficiencia operativa) y no económicos (seguridad social, continuidad de servicios críticos).
- Mecanismo de Transmisión Tarifaria: Mapear los canales regulatorios mediante los cuales los costos de resiliencia se traducen en cargos finales, evaluando la existencia de mecanismos de compensación o subsidio.

Los agentes considerados en este análisis incluyen a las empresas transmisoras, generadoras, distribuidoras, clientes finales (libres y regulados) y el Estado (en su rol subsidiario o estabilizador).

Metodología Propuesta

La metodología se estructura en cinco pasos secuenciales, diseñados para generar productos integrables en los instrumentos de planificación (PELP y PEAT).

Paso 1: Tipificación de medidas y caracterización de costos Se elaborará un catálogo estructurado de medidas de resiliencia, definiendo para cada una:

- Naturaleza del Costo: Clasificación en CAPEX (inversión en activos), OPEX (gastos recurrentes de operación y mantenimiento) o Mixto.
- Canal Regulatorio Preliminar: Se determinará si la medida constituye un activo de transmisión reconocible que genera VATT (Valor Anual de la Transmisión por Tramo), si corresponde a OPEX regulado, o si se trata de un costo sin reconocimiento explícito actual (brechas regulatorias, medidas "soft").
- Horizonte Temporal: Diferenciación entre costos *up-front* (inversión inicial única), anualizados o cíclicos.

Paso 2: Identificación de agentes que absorben los costos Para cada tipología de medida, se identificará el flujo financiero del costo:

- Incurriencia Directa: Generalmente la empresa transmisora.

- Mecanismo de Recuperación: Análisis de cómo la empresa recupera la inversión (vía peajes de cargo único o zonal pagados por la demanda y generadores) o si el costo debe ser absorbido contra su margen (en ausencia de reconocimiento regulatorio).
- Rol del Estado: Identificación de eventuales esquemas de apoyo o subsidios para medidas de alto impacto social pero baja rentabilidad privada.

Paso 3: Identificación y asignación de beneficios Se clasificarán los beneficios derivados de la resiliencia en distintos niveles:

1. Económicos Directos: Reducción de Energía No Suministrada (EENS), disminución de pérdidas, y mitigación de restricciones de transmisión o vertimientos de generación eficiente.
2. Otros beneficios económicos consistentes con la lógica de los tres dividendos.
3. Financieros: Mejora en el perfil de riesgo financiero de los activos, reducción de primas de seguros y menor exposición a multas regulatorias.
4. No Monetarios/Sociales: Continuidad operativa de infraestructura crítica (hospitales, agua potable), reducción de conflictividad social y cumplimiento de metas de seguridad nacional. *Este paso permite cruzar explícitamente qué agente recibe qué tipo de beneficio.*

Paso 4: Mapeo de canales de traspaso a tarifas finales Se modelará el impacto tarifario utilizando un enfoque cuantitativo simplificado para la toma de decisiones:

- Cálculo del Impacto: Se aplica el multiplicador de referencia donde 1 MM US\$ de inversión adicional reconocida $\approx 0,001$ US\$/MWh de incremento en el cargo de transmisión.
- Flujo Tarifario: Se describirá la ruta del costo desde el VATT hasta la boleta del cliente final (libre o regulado), identificando puntos críticos donde podrían aplicarse mecanismos de estabilización o subsidios focalizados si el impacto fuera desproporcionado.

Paso 5: Análisis de incidencia distributiva: Se integrará la información anterior para realizar un análisis de equilibrio por agente bajo distintos escenarios de inversión:

1. Comparación Costo-Beneficio: Se contrastará el aporte financiero de cada agente (vía tarifas) con los beneficios que recibe (vía calidad de servicio).
2. Detección de Descalces: Se identificarán casos donde el agente que paga no es quien se beneficia (ej: usuarios residenciales pagando por resiliencia que beneficia principalmente a un generador o una industria específica), proveyendo insumos para la discusión de políticas de asignación de costos.

La decisión de acotar el análisis al STN y sistemas zonales, y de utilizar multiplicadores tarifarios simplificados, responde a la necesidad de conectar la ingeniería de la resiliencia con la realidad política y regulatoria. Al traducir "corredores críticos" y "hardening" a "dólares por MWh en la

boletera", se facilita la discusión con el Ministerio de Energía y la CNE sobre la aceptabilidad social de las inversiones necesarias, visibilizando explícitamente las brechas donde la regulación actual no ofrece incentivos suficientes para la inversión en seguridad.

6.3 Mejoras metodológicas a la PELP para la internalización de resiliencia y capacidad adaptativa

La PELP incorpora actualmente, a nivel normativo, la exigencia de que las soluciones energéticas sean "óptimas, al menos desde el punto de vista técnico y económico, y resilientes frente a distintas variaciones en las variables modeladas". Si bien el proceso 2023-2027 avanzó en esta dirección mediante análisis de holguras ante variaciones en recursos renovables (hidrología y viento) utilizando modelos de operación de corto plazo al año 2030, la incorporación de la resiliencia como un criterio sistemático de decisión sigue siendo incipiente. Esto es particularmente evidente en la falta de internalización de costos y beneficios asociados a medidas de adaptación y en la consideración limitada de escenarios multi-amenaza sobre la infraestructura de transmisión.

A partir de la metodología desarrollada en este estudio —que define métricas de resiliencia, propone un flujo de evaluación específico para la PELP y establece un marco económico basado en el triple dividendo de la resiliencia—, se proponen seis mejoras concretas al proceso. Estas propuestas se alinean además con los compromisos del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del sector Energía.

1. Incorporar un "bloque de resiliencia" explícito en el diseño de escenarios energéticos

Propuesta: En la etapa de construcción de Escenarios Energéticos de la PELP, se debe integrar un sub-módulo explícito de resiliencia que cumpla dos funciones clave:

- Definición de alcance (Paso 0): Establecer el conjunto de amenazas climáticas y ambientales relevantes (incendios forestales, inundaciones, aluviones, sismos, actividad volcánica, temperaturas extremas), los activos críticos bajo análisis (generación, almacenamiento, transmisión nacional y subestaciones clave) y las métricas de evaluación (ENS/EENS, costos operacionales bajo estrés, márgenes de reserva, emisiones y riesgo extremo).
- Perfilamiento de riesgo: Asociar a cada Escenario Energético un "perfil de riesgo" cualitativo y cuantitativo que vincule las trayectorias de expansión con la exposición esperada a dichas amenazas, utilizando capas oficiales de información geoespacial (CVAT y ARCLIM).

2. Formalizar un módulo de análisis costo-beneficio de resiliencia dentro de la PELP

Propuesta: Crear un módulo estándar de análisis costo-beneficio de resiliencia dentro del proceso PELP para evaluar las principales trayectorias de expansión y corredores de transmisión

estratégicos, basado en la metodología del triple dividendo:

- **Secuencia de cálculo:** Para cada alternativa relevante se propone aplicar de manera sistemática una cadena de análisis que comience con la identificación y caracterización del riesgo, luego estimar la Energía No Suministrada (ENS) por evento, asignar una probabilidad de ocurrencia, calcular la ENS anual esperada y, a partir de ello, cuantificar los beneficios derivados de la ENS evitada y de otros dividendos de resiliencia, comparándolos finalmente con los costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX) anualizados. Se recomienda también avanzar en la incorporación de análisis probabilísticos que permitan obtener indicadores que capturen mejor los eventos HILP. Todo ello debe realizarse utilizando parámetros consistentes con el Plan de Expansión Anual de Transmisión (PEAT), en particular los costos de falla, las tasas sociales de descuento y la vida útil de las instalaciones.
- **Reportabilidad:** Incluir en los entregables de la PELP las razones Beneficio/Costo (B/C) y la ENS mínima de equilibrio para medidas de resiliencia sistémicas, evidenciando los rangos de riesgo que justifican económicamente dichas inversiones.

3. Integrar indicadores de vulnerabilidad socioambiental en la priorización de alternativas

Propuesta: Complementar las métricas puramente económicas con indicadores de vulnerabilidad socioambiental, asegurando coherencia con el marco de riesgo del IPCC y las cadenas de impacto de ARCLIM:

- **Indicadores territoriales:** Incorporar en la evaluación de planes variables como densidad poblacional, condiciones socioeconómicas (pobreza por ingresos y multidimensional, calidad de vivienda) y la presencia de servicios críticos dependientes de electricidad (hospitales, APRs, infraestructura de emergencia), especialmente en zonas con historiales elevados de ENS.
- **Ponderación del Dividendo 3:** Utilizar estos indicadores en un análisis multicriterio junto con otros indicadores económicos y de riesgo.

4. Consolidar la trazabilidad PELP-PEAT en materia de resiliencia

Propuesta: Dado que la Planificación de la Expansión Anual de la Transmisión (PEAT) se alimenta directamente de los escenarios de la PELP, es crucial asegurar la continuidad metodológica:

- **Estandarización del lenguaje:** Unificar el “idioma de resiliencia” la definición y consideraciones de resiliencia consideradas en la PELP y PEAT, utilizando las mismas amenazas HILP, métricas prioritarias (ENS, costos bajo estrés, márgenes de reserva) y el mismo marco conceptual de triple dividendo.

- **Fichas de Resiliencia:** Incluir en los informes PELP fichas específicas de las zonas y riesgos priorizados que detallen la exposición multi-amenaza, la ENS esperada en eventos de referencia y los beneficios de resiliencia estimados. Esto permite al PEAT realizar un análisis de resiliencia más detallado con estas estimaciones a nivel de proyecto específico con sus propias herramientas de detalle.

6.4 Plan de acción de políticas, regulación e instrumentos económicos para la resiliencia energética

El propósito de esta sección es avanzar desde la dimensión puramente técnica hacia un marco de implementación que internalice sistemáticamente la resiliencia climática y operativa en las decisiones de planificación. En esta sección se propone un plan de acción que articula ajustes regulatorios, políticas públicas y mecanismos económicos y financieros destinados a viabilizar las inversiones en infraestructura resiliente y mitigar impactos distributivos.

El plan se estructura en torno a siete acciones complementarias, organizadas en tres ejes: i) reformas regulatorias en PELP, PEAT y régimen de transmisión; ii) políticas públicas y coordinación territorial-climática; y iii) instrumentos financieros y de gobernanza económica. La estructura de este plan busca combinar ajustes normativos, planificación territorial y herramientas económicas para internalizar de forma equitativa y eficiente los costos y beneficios de la resiliencia.

Las acciones se diseñan con distintos horizontes de implementación (corto, mediano y largo plazo) y niveles de complejidad, de modo de habilitar “victorias tempranas” que refuercen la credibilidad del enfoque, al tiempo que se avanza en reformas más estructurales. Al menos dos de ellas están concebidas para ser implementadas en un horizonte de hasta un año, aprovechando ventanas regulatorias ya abiertas en los procesos PELP y PEAT.

6.4.1 Acción 1. Integrar explícitamente la resiliencia en la PELP y el PEAT mediante un piloto de criterios y métricas, con opción de posterior formalización regulatoria

- **Tipo de propuesta:** Política pública y lineamientos técnicos (con potencial evolución regulatoria).
- **Plazo:** Corto (Menos de un año para diseño e implementación del piloto en los próximos ciclos PELP y PEAT).
- **Complejidad:** Media.
- **Responsable:** Subsecretaría de Energía
- **Corresponsables:** Comisión Nacional de Energía (CNE), en una etapa posterior sería deseable incorporar al Coordinador Eléctrico Nacional.
- **Estado actual:** La PELP 2023-2027 ya reconoce la resiliencia como atributo deseable del sistema, y el PEAT ha iniciado la incorporación de módulos de costos de falla y de análisis de resiliencia a través del Anexo de Resiliencia, pero dichos elementos no operan aún como criterios de priorización explícitos ni como métricas que condicionen la selección de alternativas.

- **Punto de referencia (benchmark):** Experiencias internacionales donde se parte con esquemas piloto de medición y reporte de resiliencia (“shadow metrics” o indicadores en paralelo) y, una vez evaluados sus resultados, se transita gradualmente hacia marcos de regulación por desempeño que integran dichas métricas en la planificación de redes
- **Recomendaciones para su implementación:** En una primera etapa, se propone que MinEnergía y CNE definan e implementen un piloto de integración de resiliencia en PELP y PEAT basado en los indicadores desarrollados en este estudio incluyendo métricas basadas en energía no suministrada esperada (EENS), tiempo de recuperación e idealmente medidas de riesgo como Value at Risk (VaR) y Conditional Value at Risk (CVaR) frente a escenarios de estrés severo. El uso inicial es de estos es proveer de indicadores paralelos (no vinculantes) en la evaluación de carteras de inversión. Luego de uno o dos ciclos de aplicación piloto, y sobre la base de una evaluación técnica y participativa de sus resultados (consistencia, señal entregada, impactos potenciales en costos y beneficios), se podría avanzar hacia ajustes reglamentarios del proceso PELP y de las metodologías del PEAT, de manera de transformar gradualmente estas métricas en criterios explícitos de priorización, con un diseño regulatorio más robusto y validado.

6.4.2 Acción 2. Mesa de gobernanza y observatorio de costos, beneficios e impactos distributivos de la resiliencia

- **Tipo de propuesta:** Otra (gobernanza y transparencia de información).
- **Plazo:** Corto (instalación en alrededor de un año; funcionamiento continuo).
- **Complejidad:** Media.
- **Responsable principal:** Subsecretaría de Energía
- **Corresponsable:** CNE
- **Otros participantes:** Coordinador Eléctrico Nacional, Ministerio de Hacienda, empresas del sector, Gobiernos Regionales, academia, organizaciones de sociedad civil.
- **Estado actual:** Existen instancias de participación en PELP y procesos PEAT, pero no una plataforma permanente dedicada a monitorear la implementación de inversiones en resiliencia, sus impactos distributivos y el desempeño de los instrumentos propuestos en este estudio.
- **Punto de referencia (benchmark):** Comisiones y “observatorios” de resiliencia energética en países que han avanzado en la integración de variables climáticas y sociales en la planificación y regulación de redes.
- **Recomendaciones para su implementación:**
Se propone constituir una mesa de gobernanza interinstitucional que:
 - Mantenga un “observatorio de resiliencia energética” que publique, en formato accesible, la información sobre costos de inversión, ENS evitada, impacto tarifario (utilizando el multiplicador 0,001 US\$/MWh por MM US\$), y distribución de beneficios entre agentes y territorios.
 - Genere recomendaciones anuales de ajuste de parámetros, umbrales y reglas de elegibilidad, alimentando ciclos de mejora continua en PELP y PEAT.
 - Supervise la puesta en marcha de potenciales incentivos o medidas regulatorias relacionadas con resiliencia.

Esta instancia contribuiría a mitigar los impactos negativos y posibles controversias asociadas a la internalización de los costos de resiliencia, al transparentar la relación entre lo que se paga, el riesgo que se reduce y los beneficios que reciben distintos grupos de actores.

6.4.3 Acción 3. Estándares mínimos y planes de resiliencia de empresas de transmisión con reporte de desempeño

- **Tipo de propuesta:** Regulatoria (normas técnicas y de calidad de servicio).
- **Plazo:** Corto/ Mediano (en torno a un año para lineamientos; 2-3 años para la exigibilidad plena).
- **Complejidad:** Media.
- **Responsable principal:** Subsecretaría de Energía
- **Otros actores:** CNE, Coordinador Eléctrico Nacional, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- **Estado actual:** Si bien existen estándares de seguridad y calidad de suministro, no se exige de manera sistemática la elaboración de planes de resiliencia climática y operativa por parte de las empresas de transmisión, ni la rendición de cuentas respecto del cumplimiento de metas de resiliencia.
- **Punto de referencia (benchmark):** Marcos de “reliability and resilience standards” en agencias como FERC y comisiones de energía que vinculan desempeño bajo eventos extremos con incentivos o sanciones económicas.
- **Recomendaciones para su implementación:** Se propone emitir lineamientos técnicos que obliguen a las empresas de transmisión a elaborar y actualizar periódicamente planes de resiliencia alineados con la metodología de este estudio. Estos planes deben detallar medidas concretas (hardening, redundancia, gestión de vegetación, tecnologías de monitoreo y control, etc.), sus costos, cronogramas y metas de desempeño, y estar alineados con las obras priorizadas en PELP y PEAT. En una etapa posterior, se recomienda exigir reportes públicos de indicadores de resiliencia (ENS en eventos extremos, tiempos de reposición, capacidad remanente bajo contingencias) y eventualmente vincular una fracción acotada de la remuneración a resultados, de manera consistente.

6.4.4 Acción 4. Diseñar una hoja de ruta y pilotos de señalización de costos de resiliencia, como base para una eventual transición a cargos de transmisión con componente localizado pro-resiliencia

- **Tipo de propuesta:** Política pública, estudios y pilotos metodológicos (con proyección regulatoria).
- **Plazo:** Mediano (2-4 años).
- **Complejidad:** Alta.
- **Responsable principal:** Subsecretaría de Energía
- **Corresponsable:** CNE
- **Otros actores:** Ministerio de Hacienda, Coordinador Eléctrico Nacional, Panel de Expertos.

- **Estado actual:** El sistema vigente de cargos estampillados distribuye en forma homogénea gran parte de los costos de transmisión, mientras que el debate regulatorio ha comenzado a considerar esquemas con mayor localización de pagos y señales de uso de la red. La metodología de este informe aporta un análisis cuantitativo simplificado del impacto tarifario de las inversiones en resiliencia y de su distribución entre agentes que constituye un insumo relevante para diseñar eventuales cambios, pero aún no existe una propuesta formal de transición.
- **Punto de referencia (benchmark):** Esquemas donde la transición hacia componentes localizados se ha apoyado en estudios y pilotos previos de señalización de costos y beneficios, junto con mecanismos de suavizamiento para usuarios vulnerables y sectores estratégicos
- **Recomendaciones para su implementación:**
En lugar de avanzar de inmediato hacia una reforma tarifaria, se propone que el Ministerio de Energía lidere la formulación de una hoja de ruta gradual, estructurada en tres etapas:

1. Fase de estudio y simulación:

- Realizar un análisis de incidencia distributiva para caracterizar cómo se reparten actualmente los costos y beneficios de las inversiones en resiliencia bajo el esquema estampillado.
- Estudiar distintas alternativas de incorporación de cargos por resiliencia considerando una revisión internacional, literatura especializada y la opinión de expertos en el sector.
- Simular distintos diseños de componentes localizados pro-resiliencia (por ejemplo, cargos asociados a corredores reforzados o a zonas de alta exposición), identificando ganadores, perdedores y efectos por segmento de usuarios.

2. Fase de pilotos acotados de señalización:

- Definir uno o dos casos de estudio (por ejemplo, un corredor crítico en zona de alto riesgo y un polo de consumo o generación relevante) donde se aplique en forma piloto y no vinculante una señal de costo de resiliencia (en paralelo a la tarificación vigente), para medir cómo cambiaría la asignación de costos y la percepción de los agentes.
- Evaluar, con instancias de participación y gobernanza (Mesa de Acción 2), la aceptabilidad y efectos de estos esquemas piloto.

3. Fase de evaluación y diseño regulatorio:

- Con base en la experiencia de los pilotos, definir qué componente del costo de resiliencia debe mantenerse socializado a nivel del SEN (por su carácter de bien público y de seguridad nacional) y qué fracción podría asignarse, en el futuro, de manera localizada a beneficiarios directos.
- Si los resultados son positivos y existe consenso político y técnico, avanzar recién en esta fase hacia propuestas reguladoras formales de modificación de cargos de transmisión, incorporando salvaguardias como topes a variaciones anuales de cargos para clientes residenciales, esquemas de gradualidad y apoyos focalizados financiados desde rentas generales u otros fondos sectoriales.

De este modo, la discusión sobre cargos localizados pro-resiliencia se apoya primero en evidencia empírica y aprendizaje institucional, y solo evoluciona hacia cambios regulatorios una vez que se han entendido sus efectos distributivos y se han definido mecanismos para mitigar impactos negativos.

6.4.5 Acción 5. Operacionalizar regulaciones e incentivos para inversiones resilientes en transmisión mediante pilotos acotados, como antesala a eventuales ajustes regulatorios

- **Tipo de propuesta:** Instrumentos económicos y pilotos metodológicos (con posible consolidación regulatoria posterior).
- **Plazo:** Mediano (2–3 años, con pilotos en uno o dos ciclos PEAT).
- **Complejidad:** Alta.
- **Responsable principal:** CNE.
- **Corresponsables:** Subsecretaría de Energía
- **Otros actores:** Coordinador Eléctrico Nacional, Panel de Expertos (para el resguardo de coherencia tarifaria en etapas posteriores).
- **Estado actual:** En este estudio propone un conjunto preliminar de incentivos que reconocen explícitamente el valor de la resiliencia, ya sea a través de ajustes en la priorización de proyectos o mediante reconocimiento de sobrecostos de adaptación, con reglas de elegibilidad, límites y medición definidas a nivel conceptual, pero aún no probadas en procesos reales.
- **Punto de referencia (benchmark):** Jurisdicciones que han utilizado primero pilotos de incentivos de resiliencia (por ejemplo, proyectos demostrativos con seguimiento ex post) antes de incorporarlos plenamente a los marcos tarifarios y de planificación.
- **Recomendaciones para su implementación**

En una primera fase, se recomienda que la CNE implemente distintos mecanismos en modo piloto, acotando su aplicación a un subconjunto de corredores estratégicos y obras ubicadas en zonas de alto riesgo, identificadas mediante el análisis SIG y las métricas de resiliencia definidas en este estudio.

El piloto debiera combinar tres tipos de medidas concretas:

1. Pilotos en la evaluación de alternativas en el PEAT (nivel de planificación):

En el proceso PEAT, Aplicar considerar un factor adicional de evaluación en la comparación de alternativas de transmisión para ciertos corredores críticos. Por ejemplo, asignar un peso acotado (5–10 %) a un índice de resiliencia que refleje su contribución a la ENS esperada, exposición a amenazas y capacidad de recuperación, sin que este peso modifique aún la metodología oficial, sino como “ranking paralelo” que permita observar cómo cambiaría la priorización si la resiliencia fuese considerada explícitamente.

- Estimar, a nivel de estudios, el sobrecosto atribuible a medidas de resiliencia (por ejemplo, mayor sección de conductores, torres reforzadas, diseños redundantes, soterramiento selectivo, equipos de seccionamiento y control) y el beneficio asociado en términos de ENS evitada y reducción de riesgo, dejando registrados estos resultados en anexos metodológicos del PEAT.

2. **Pilotos en bases de licitación de obras de transmisión (nivel de proyectos):**

Incorporar, en las bases de licitación de un conjunto acotado de obras seleccionadas, requisitos y criterios de evaluación asociados a resiliencia, por ejemplo:

- Requerir que los oferentes presenten un plan de diseño resiliente que identifique medidas específicas (hardening estructural, gestión de vegetación, monitoreo avanzado, redundancias, soterramiento en tramos críticos, diseños que faciliten el bypass temporal, etc.) y cuantifique su impacto esperado en ENS y tiempos de reposición.
- Incluir un subcriterio de evaluación técnico-económica de resiliencia, con un puntaje específico (por ejemplo, hasta un 10–15 % del puntaje técnico), que refleje la relación entre el sobrecosto propuesto y la reducción de riesgo.
- En esta etapa piloto, el reconocimiento económico puede limitarse a una contabilidad separada: se identifican y cuantifican los sobrecostos de resiliencia en las ofertas adjudicadas, se estima su efecto tarifario potencial y se documentan los beneficios, sin incorporarlos todavía de manera automática al cálculo definitivo de cargos.

3. **Seguimiento y evaluación ex post (nivel de desempeño):**

- Para las obras sujetas al piloto, establecer un esquema de seguimiento de desempeño que mida, en caso de eventos relevantes o simulaciones, la efectividad real de las medidas de resiliencia implementadas (por ejemplo, ENS efectivamente evitada, tiempos de recuperación, continuidad de suministro a cargas críticas).
- Utilizar estos resultados para comprobar:
 - La relación entre sobrecostos de inversión y reducción efectiva de riesgo.
 - La capacidad de las reglas de elegibilidad, techos por unidad de riesgo evitado, topes por distancia y capacidad, y umbrales de desempeño para discriminar entre proyectos con alta y baja contribución a la resiliencia.
 - El impacto potencial sobre los cargos de transmisión, estimado con apoyo del multiplicador de referencia de 0,001 US\$/MWh por cada MM US\$ de inversión adicional identificada como “resiliente”.

En síntesis, durante la fase piloto estos mecanismos funcionan principalmente como criterios adicionales de priorización, requisitos en licitaciones y contabilidad paralela de sobrecostos y beneficios, sin un reconocimiento tarifario pleno ni cambios formales en la normativa. Sobre la base de los resultados de este periodo de prueba —incluyendo una evaluación independiente que incorpore al Panel de Expertos y espacios de participación— se podrá decidir si corresponde avanzar hacia la consolidación regulatoria dentro de la metodología oficial del PEAT y del régimen de transmisión, definiendo en esa etapa el alcance, la magnitud máxima de recursos afectos a estos incentivos y las salvaguardias necesarias para evitar impactos tarifarios desproporcionados y regresivos.

7 CONCLUSIONES

Las conclusiones de este estudio pueden organizarse en cinco aspectos principales y complementarios: conceptual, metodológico, técnico-operativo, geoespacial e institucional/hoja de ruta:

1. De la confiabilidad a la resiliencia frente a eventos HILP

El trabajo confirma que la resiliencia del sistema eléctrico es un atributo distinto, aunque complementario, a la confiabilidad tradicional. Mientras la confiabilidad se centra en el cumplimiento de estándares bajo condiciones “normales” y contingencias de diseño (como N-1), la resiliencia incorpora explícitamente la capacidad del sistema para anticipar, absorber, recuperarse y aprender frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto (HILP), tales como incendios de gran magnitud, aluviones, inundaciones severas o sismos mayores. En este marco, no se trata de predecir con exactitud el próximo evento extremo, sino de preparar el sistema para desempeñarse razonablemente bien bajo un abanico de condiciones plausibles, incluyendo aquellas que superan los supuestos de diseño habituales.

La evidencia recogida muestra que no existe, ni es deseable imponer, una métrica única de resiliencia para los procesos de planificación. Más bien, se requiere un conjunto acotado de indicadores que capture distintas dimensiones del desempeño bajo estrés: energía no suministrada (ENS), tiempos y trayectorias de recuperación, márgenes de reserva y métricas de riesgo de cola (VaR y CVaR) asociadas a ENS y costos. Estas métricas de riesgo mejoran la capacidad de evaluar la exposición a pérdidas extremas y complementan el análisis en valor esperado, pero se construyen a partir de distribuciones que reflejan la experiencia conocida o proyectada; por lo mismo, eventos sin precedentes o mal representados en los datos pueden quedar parcialmente fuera de su alcance.

En este contexto, los análisis de estrés dejan de ser ejercicios puntuales y pasan a constituirse en un componente sistemático de la planificación: permiten explorar escenarios plausibles, aunque raros, de amenaza y degradación de infraestructura, más allá de lo ocurrido en el pasado, y evaluar cómo se comporta el sistema con distintas carteras de inversión y medidas de adaptación. Así, el uso combinado de métricas de riesgo (VaR, CVaR) y pruebas de estrés sobre escenarios plausibles ofrece una aproximación más robusta a la resiliencia, al capturar tanto la distribución de pérdidas esperadas como la respuesta del sistema frente a configuraciones de eventos extremos que podrían no estar plenamente reflejadas en la historia disponible.

2. Metodologías propuestas para PELP y PEAT: roles diferenciados y complementarios

El estudio entrega una arquitectura metodológica para integrar la resiliencia en la PELP y el PEAT, reforzando sus roles diferenciados pero complementarios. La PELP, de horizonte largo, no define trazados ni proyectos específicos, sino que orienta al sistema: incorpora escenarios y análisis de estrés que pueden combinar evidencia histórica y proyecciones climáticas para amenazas como incendios, inundaciones o aluviones, y desde ahí define criterios, métricas de resiliencia y un

marco geoespacial que permite identificar corredores y zonas más o menos expuestos.

El PEAT es el espacio donde esa señal se recoge en obras concretas de transmisión nacional y zonal. Allí la resiliencia se operacionaliza mediante comparaciones “con y sin obra” bajo escenarios de estrés, cuantificando energía no suministrada, costos operacionales y costos de reposición de infraestructura dañada, junto con métricas de riesgo como VaR y CVaR. El “dividendo de resiliencia” de cada proyecto se expresa en ENS evitada, menores costos de reparación y reducción de pérdidas extremas, que se integran al análisis costo-beneficio habitual.

En conjunto, la PELP entrega el marco estratégico y las señales de dónde y por qué reforzar el sistema, mientras que el PEAT evalúa y prioriza las soluciones específicas, de modo que ambos procesos se refuerzan mutuamente.

3. Necesidad de pilotos y gradualidad regulatoria

Dada la novedad y complejidad de integrar resiliencia y métricas de riesgo extremo en la planificación oficial, el estudio recomienda avanzar a través de etapas piloto antes de modificar de manera definitiva reglamentos y metodologías.

En una primera fase, Ministerio de Energía y CNE deberían implementar pilotos de integración de resiliencia en PELP y PEAT usando los indicadores propuestos -ENS, métricas de desempeño, VaR y CVaR de ENS y costos- como métricas paralelas, no vinculantes, en la evaluación de carteras de inversión. Estos pilotos permitirían:

- evaluar la consistencia de los resultados,
- analizar la señal que entregan en términos de priorización,
- estimar impactos potenciales en costos, beneficios y distribución territorial de los efectos.

Luego de uno o dos ciclos de aplicación piloto, sobre la base de una evaluación técnica y participativa de sus resultados, podría avanzarse gradualmente a ajustes reglamentarios de PELP y PEAT que incorporen explícitamente criterios de resiliencia en la priorización de obras, con un diseño regulatorio más robusto y socialmente legitimado.

4. Profundización técnica: funciones de fragilidad, proyecciones climáticas y modelos de recuperación

El diagnóstico realizado evidencia brechas estructurales en la forma en que la planificación incorpora (o deja de incorporar) la dimensión física del daño y la recuperación frente a amenazas:

- Los modelos actuales no están parametrizados con funciones de vulnerabilidad/fragilidad de activos (probabilidad y severidad de fallo en función de la intensidad del evento), ni traducen sistemáticamente eventos extremos históricos a indisponibilidades o reducciones de capacidad para las simulaciones.

- La información utilizada en este estudio se basa en gran medida en evidencia histórica, sin explotar plenamente las proyecciones climáticas disponibles para ajustar probabilidades y características futuras de incendios, inundaciones o eventos hidrometeorológicos extremos.
- Se dispone de métricas ex post de continuidad de suministro (ENS, SAIDI/SAIFI) y curvas de recuperación, pero no existe aún un mecanismo sistemático para alimentar estos datos de vuelta a los modelos de planificación.

El estudio propone avanzar en dos fases:

1. Fase de fortalecimiento estructural de modelos

- Incorporar funciones de fragilidad y derating en herramientas asociadas, tomando como base registros históricos y literatura técnica internacional.
- Integrar proyecciones climáticas en la construcción de escenarios de amenaza (frecuencia, intensidad, extensión territorial), al menos para incendios, inundaciones y olas de calor.
- Estandarizar la recopilación de datos de fallas, daños y ENS por causa, territorio, y sistema de transmisión, para alimentar procesos de calibración periódica.

2. Fase posterior: modelos con recuperación explícita ante HILP

- Desarrollar o adaptar módulos que representen explícitamente la dinámica de recuperación y restauración del sistema frente a eventos HILP (tiempos de reparación, reconexión, capacidad remanente, reconfiguraciones temporales), de modo de capturar la trayectoria completa de degradación-respuesta-recuperación.
- Incorporar estas curvas de recuperación en el cálculo de métricas de resiliencia, permitiendo comparar alternativas no solo por la ENS total, sino también por la velocidad y estabilidad de la recuperación.

5. Conclusiones para el fortalecimiento del análisis geoespacial de los riesgos del sector eléctrico

El análisis geoespacial emerge como un componente central para aterrizar la resiliencia en decisiones de expansión de transmisión, en particular en el sistema zonal. El estudio concluye que:

• Protocolos y mejoras en la información geoespacial

Persisten desafíos significativos en la calidad, cobertura y homogeneidad de las capas de amenaza usadas en PELP y PEAT. Se requiere homologar fuentes de información entre ambos procesos, mejorar cartografías de amenazas hidrometeorológicas y geológicas, y definir protocolos de actualización periódica (CONAF para incendios, SERNAGEOMIN para

remociones e inundaciones, CEN para ENS), incluyendo aspectos de sistemas de coordenadas, interoperabilidad, formatos y resoluciones.

Las proyecciones climáticas pueden ser un insumo clave tanto para el diseño de conductores de transmisión como para refinar el análisis de amenazas como incendios e inundaciones. Asimismo, se requiere avanzar en datos desagregados de energía no suministrada (por tipo de cliente, sistema de transmisión, unidad territorial) y en la especificación de capas de amenaza adaptadas a las necesidades del sector eléctrico, más allá de la lógica exclusiva de la protección civil.

- **Uso sistemático en la definición y licitación de obras**

Actualmente, la información geoespacial es uno de los múltiples insumos en la toma de decisiones de obras de infraestructura, pero carece de un uso periódico y vinculante. Las metodologías de la CNE se aplican en gran medida sobre redes conceptuales, mientras que los trazados definitivos se evalúan recién en las propuestas de los privados. Se recomienda que los llamados a licitación y su evaluación hagan explícitas las amenazas presentes en el territorio y que se exija que las alternativas propuestas consideren, al menos, dichas amenazas y los mecanismos de gestión del riesgo o trazados alternativos para mitigarlas.

- **Brechas de sensibilización de amenazas**

Se releva la necesidad de avanzar en estudios empíricos más detallados que permitan establecer relaciones más robustas entre amenazas específicas y elementos de la infraestructura y servicio eléctrico. Ello permitiría definir ponderaciones más finas de los potenciales impactos y costos de la materialización de las amenazas.

- **Detalle de la información geoespacial en transmisión zonal afectada por incendios forestales**

El análisis realizado muestra la relevancia de la transmisión zonal como subsistema con impacto significativo en la ENS. Estas redes cumplen un rol clave como interfaz entre transmisión y distribución en asentamientos urbanos y rurales. Se constata la necesidad de contar con información espacial de mayor resolución en zonas de interfaz urbano-rural, especialmente frente a la amenaza de incendios forestales, e incorporar variables sociales y ambientales para priorizar intervenciones.

Gobernanza

Los desafíos anteriores no pueden abordarse de manera sistemática e integrada sin una adecuada gobernanza que haga seguimiento continuo de avances y coordinaciones. Se plantea la necesidad de establecer objetivos comunes, planificación y responsabilidades claras, articulando al menos a:

- Proveedores de información de amenazas: CONAF, SERNAGEOMIN, SENAPRED, DMC, MINVU, SHOA, MMA, MOP, entre otros.

- Proveedor de información de ENS: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).
- Instituciones sectoriales de infraestructura y servicio eléctrico: Ministerio de Energía, CNE, CEN, entre otros.
- Plataformas y órganos públicos de información geoespacial: IDE Chile, Ministerio de Bienes Nacionales, INE, etc.
- Otros actores privados, gremiales, aseguradoras y academia, que pueden contribuir con datos, estudios y experiencias.

En síntesis, la propuesta trasciende el plano conceptual para consolidarse en la práctica sectorial mediante tres pilares estratégicos: primero, la transición desde un diseño basado exclusivamente en el "caso promedio" hacia una gestión explícita de eventos de cola larga (HILP); segundo, la sustitución de enfoques abstractos por un cribado georreferenciado de amenazas sobre activos críticos, sustentado en capas de riesgo y geoprocesos trazables; y tercero, la conversión de la resiliencia en un conjunto de métricas accionables, tales como la Energía No Suministrada (ENS) bajo estrés y los indicadores de riesgo tipo VaR y CVaR, que permiten cuantificar y comparar la exposición a pérdidas extremas. Este cambio de paradigma no supone el abandono de la confiabilidad clásica, sino su fortalecimiento mediante herramientas que capturan con mayor precisión la vulnerabilidad sistémica ante amenazas climáticas, permitiendo una integración gradual en los procesos de planificación vigentes.

Bajo esta lógica, el estudio entrega una definición operativa de resiliencia alineada con estándares internacionales, pero estrictamente adaptada a la realidad institucional y a la disponibilidad de datos en Chile. Al proveer metodologías específicas para que la PELP y el PEAT internalicen sistemáticamente los eventos extremos -tanto en la construcción de escenarios sistémicos como en la evaluación técnica de obras individuales-, se establece un marco de análisis geoespacial que hace visible y cuantificable el "dividendo de resiliencia" de las inversiones en transmisión. Estos elementos constituyen una base robusta para que, a través de pilotos y ajustes normativos progresivos, el Estado logre priorizar carteras de proyectos que no solo resulten costo-efectivas en condiciones esperadas, sino que operen como un seguro estratégico frente a la creciente severidad del cambio climático y otros riesgos extremos.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Ajenikoko, G. A. (2021). Application of System Reliability Indices in Electric Power System. . *Journal of Energy Technologies and Policy*.
- Analysis Group. (2025). *Securitization: Using a Well-Established Tool to Support a Clean Energy Transition*.
- BID. (2018). Lineamientos para la implementación de políticas de Servidumbre para Proyectos de Transmisión Eléctrica en América Latina.
- Castellanos, E., Lemos, M., Astigarraga, L., Chacón, N., Cuvi, N., Huggel, C., . . . Rusticucci, M. (2022). *Central and South America. In: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- CEN. (2025). *Estudio de Continuidad de Suministro 2024*.
- CNE. (2025). *ANEXO RESILIENCIA. Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024*.
- Commerce Commission. (2025). Obtenido de <https://www.comcom.govt.nz/regulated-industries/electricity-lines/projects/2025-transpower-individual-price-quality-path/>
- CTC Global. (2021). *ACCC Conductor Engineering Manual: Economic Analysis of HTLS Conductors in Greenfield Projects*.
- DOE. (2024). U.S. Department of Energy (DOE). *Dynamic Line Rating Reports to Congress: Cost and Deployment analysis*.
- E.DSO. (2024). *Position Paper Climate Resilience Metrics for Electricity Grids*.
- Edison Electric Institute . (2013). *Out of Sight, Out of Mind? A Study on the Costs and Benefits of Undergrounding Overhead Power Lines*.
- Electric Power Research Institute (EPRI). (2021). *Wildfire Mitigation Strategies: Fire Retardant Coatings for Wood Poles*. .
- Energy.gov. (2025). *Federal Financing Tools*.
- ENTSO-E. (2025). *Financeability and Affordability for a Secure Energy Transition*.
- EPRI. (2020). *Integrating Research to Address Climate Challenges in the Electric Sector*.
- EPRI. (2024). *Fuente:Practices for Representing Climate Impacts in Bulk Electric System Models, Climate READi Technical Report*.
- EPRI. (2025). <https://apps.epri.com/climate-readi-modeling-guide/en/introduction.html>.
- FERC. (2020). *Transmission Incentives*.
- FERC. (2023). *Reliability Explainer. Federal Energy Regulatory Commission*.
- Gokoc, D. e. (2018). Life cycle cost analysis of composite and ceramic insulators. . *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*.
- Hernández, B. S. (2020). Potential Map for the Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile. *Energies*.
- Hexstream. (s.f.). <https://www.hexstream.com/tech-corner/navigating-the-modern-grid-a-deep-dive-into-utilities-reliability-metrics-saidi-saifi-caidi-and-maifi>.

- IEEE. (2019). Report on Predictive Maintenance and SCADA Systems in Utility Operations.
- Liwenga, B., Pandey, R., Boyd, E., Djalante, R., Gemenne, F., Leal Filho, W., . . . Wrathall, D. (2022). *Poverty, Livelihoods and Sustainable Development. In: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- McLeman, C., Adams, H., Aldunce, P., Bowen, K., Campbell-Lendrum, D., Clayton, S., . . . Tirado, M. (2022). *Health, Wellbeing, and the Changing Structure of Communities. In: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- Ministerio de Energía. (2024). *Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía* .
- Ministerio de Energía. (2025). *Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027. Informe Definitivo*.
- Ministerio de Medio Ambiente. (2022). *Ley Marco de Cambio Climático*.
- Mishra, D. K. (2024). A detailed review of power system resilience enhancement strategies. . *Electric Power Systems Research*.
- Murphy et al. (2020). *Adapting Existing Energy Planning, Simulation, and Operational Models for Resilience Analysis, NREL/TP-6A20-74241*.
- NERC. (2023). *NERC Frequently Asked Questions. North American Electric Reliability Corporation*.
- NERC. (2023). *Reliability Guideline: Bulk Power System Reliability Perspectives on the Adoption of IEEE 1547-2018. North American Electric Reliability Corporation*.
- NRECA & EEI. (2022). . Supply Chain Issues Impacting Electric Utilities.
- NREL. (2022). *Designing Resilience for Advanced Energy Systems. National Renewable Energy Laboratory*.
- NREL. (2025). <https://www.nrel.gov/research/power-system-resilience>.
- NREL. (2025). <https://www.nrel.gov/security-resilience/energy-resilience>.
- OFGEM. (2025). *RIIO-2 Electricity Report: 2023-24 Distribution*. Obtenido de <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-04/RIIO-2%20Electricity%20Distribution%20Annual%20Report%202023%20to%202024.pdf>
- Oladigbolu, J. e. (2025). A review on transport and power systems planning for resilience enhancement. . *Journal of Energy Storage*.
- Panteli, M. e. (2017). Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies. . *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Pescaroli. (2025). Definitions and taxonomy for High Impact Low Probability (HILP) and Outlier Events. *International Journal of Disaster Risk Reduction*.
- Quinlan, D.-A. M. (2021). Modeling wildfires via marked spatio-temporal Poisson processes. *Environmental and Ecological Statistics*.
- RIIS. (2025). <https://riis.org.au/project/building-resilience-to-cyber-physical-power-systems-cpps-under-climate-related-disasters/>.
- SANDIA. (2015). *Conceptual Framework for Developing Resilience Metrics for the Electricity, Oil, and Gas Sectors in the United States*.

- Sandia. (2021). *Sandia's Integrated Methodology for Energy Resilience Analysis*.
- SP Energy Networks. (2023). *SP Energy Networks RIIO-T3 Business Plan*. Obtenido de <https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Climate-Resilience-Strategy-RIIO-T3-Business-plan-SP-Energy-Networks.pdf>
- Synapse & Sandia. (2021). *Performance Metrics to Evaluate Utility Resilience Investments, SAND2021-5919*.
- SYSTEP. (2017). *Análisis de Costos de Soterramiento de Redes en Chile*.
- Transpower. (2025). Obtenido de <https://www.transpower.co.nz/projects/te-tai-tokerau-northland>
- Utility Arborist Association. (2020). *Cost-Benefit Analysis of Vegetation Management in Transmission Rights-of-Way*.
- World Bank. (2019). *Lifelines: The Resilient Infrastructure Opportunity*.
- WRI. (2025). *Strengthening the investment case for climate adaptation: A triple dividend approach*.
- Wrightlaw. (2024). *FERC Provides Long-Awaited Guidance on Electric Transmission Return on Equity*.

9 ANEXOS

9.1 CÁLCULO DE RIESGOS DEL ANÁLISIS DE CASO

Este anexo complementa entregando opciones para el cálculo de riesgos abordadas en la sección 4 respecto a las propuestas para la integración del riesgo en la PELP, específicamente, entregando alternativas a la construcción de índices de riesgo para el caso de transmisión eléctrica abordada en la sección 4.3.

Opción 1: niveles por rangos porcentuales de afectación

Esta es la primera opción metodológica para buscar establecer niveles de riesgo de los resultados de los geoprocesos del caso de análisis. Se procedió a establecer rangos con niveles de riesgo en base a los resultados de los pasos anteriores de modo de poder establecer priorización preliminar de modo de testear el ejercicio. Para esto se asignaron valores de riesgo alto (3), medio (2) y bajo (1) según rangos de afectación para cada amenaza. Para establecer los rangos, se ocupó un criterio preliminar definido por el equipo consultor en base a los resultados observados. Se remarca que el criterio experto para el desarrollo de estos rangos debiera ser un consenso con la contraparte dado que no existen parámetros similares de referencia, menos en un contexto específico como su posterior utilización en procesos de planificación como el de la PELP.

Adicionalmente, se asignó también un criterio de valores de riesgo alto (3), medio (2) y bajo (1) según la cantidad (conteo) de amenazas que afectan cada LT, así una LT que es afectada por 3 amenazas o más tiene un valor alto, una LT afectada por 2 LT tiene un valor medio, y una amenaza afectada por una amenaza tiene un valor bajo. Los valores de cada amenaza y el valor del conteo de la cantidad de amenazas se suman para obtener un puntaje que va en un rango de 1 a 12, donde se considera que una LT que tiene un valor total de 9 a 12 puntos tiene un riesgo alto, de 8 a 5 medio, y de 4 a 1 bajo. Para las amenazas de polígono (superficie total de incendio forestal y tsunami) se consideró que un rango de LT afectada sobre el 30% era un riesgo alto, un rango entre menor a 30% y mayor a 10% medio, y menor a un 10% bajo. Para las amenazas cuyas intersecciones entregan un conteo de puntos sobre la línea como las fallas geológicas y la densidad de incendios forestales (conteo) se determinó que más de 20 cruces sobre la LT es un valor de riesgo alto, menor a 20 y mayor 10 medio, y menor de 10 bajo.

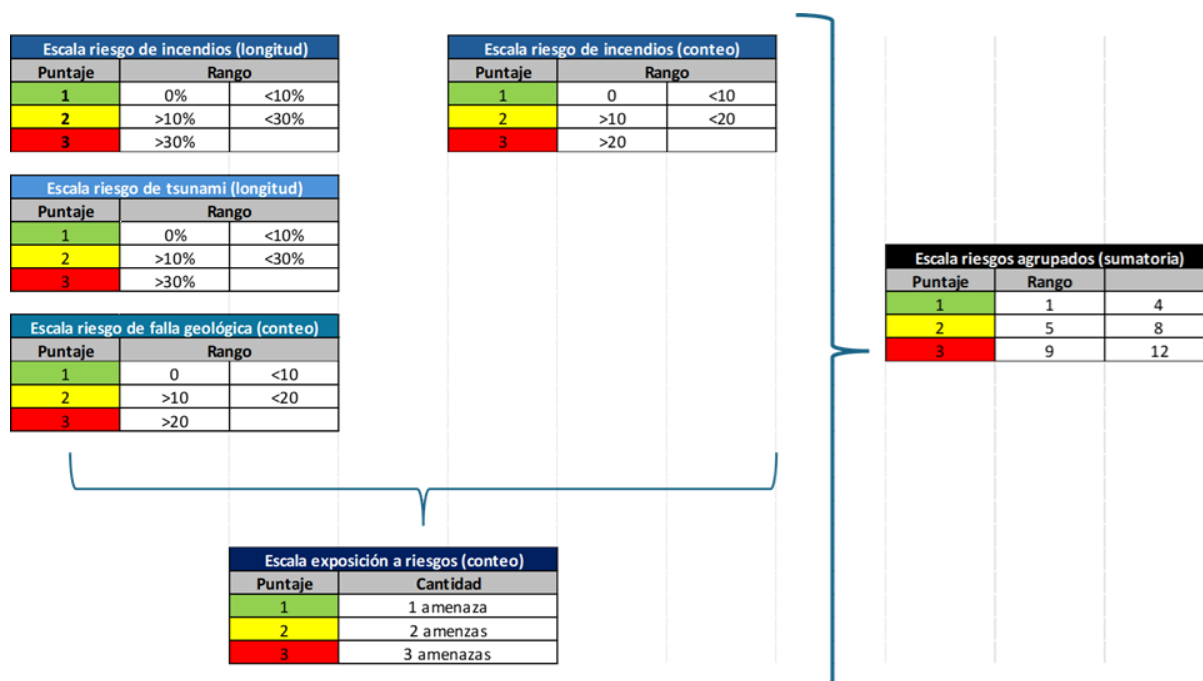


Figura 40: Niveles de riesgo y secuencia de cálculo para la priorización de riesgos.

Fuente: elaboración propia.

Así el riesgo se cuantifica de la siguiente forma:

$$R_{\text{agregado}} = R_{\text{incendios}}^* + R_{\text{tsunami}}^* + R_{\text{geológico}}^*$$

Donde:

R_{agregado} = Riesgo agregado total

$R_{\text{incendios}}^*$, R_{tsunami}^* , $R_{\text{geológico}}^*$ = valores según rango (escala de 1 a 3)

La tabla a continuación sintetiza la asignación de valores y principales indicadores. Se observa que la L3 y L4 RioMalleco500_Pichirropulli500 son las que presentan mayores valores de riesgo (8) dentro del ejercicio. La tabla evidencia que esta LT específica se encuentra sometida a riesgos de incendio forestales importantes, se encuentra también potencialmente expuesta a tsunamis y fallas geológicas.

Tabla 34: Resultados de cálculo de riesgo opción 1.

Línea (LT)	Capacidad [MW]	Longitud (Km)	Riesgo de incendios forestales						Riesgo tsunami			Riesgo falla geológica		N° Riesgos sobre LT	Puntaje Total
			Km incendio LT	% Impacto incendio LT	Puntaje Km incendio	Conteo incendio	Puntaje conteo incendio	Puntaje incendio To	Km tsunami	% Impacto tsunami	Puntaje Km Tsunami	Conteo fallas geológicas	Puntaje fallas geológicas		
L3_RioMalleco500_Pichirripulli500	7,0	241,1	118,9	49,3	3	55	3	3	0,4	0,1	1	7	1	3	8
L4_RioMalleco500_Pichirripulli500	594,9	241,1	118,9	49,3	3	55	3	3	0,4	0,1	1	7	1	3	8
L4_AltoJahuel500_Ancos500	1.292,2	227,0	100,1	44,1	3	37	3	3				2	1	2	6
L3_Concepcion500_NuevaCharrua500	13,3	76,1	34,4	45,2	3	20	3	3	4,2	5,5	1			2	6
L4_Concepcion500_NuevaCharrua500	59,9	76,1	34,4	45,2	3	20	3	3	4,2	5,5	1			2	6
L3_AltoJahuel500_Ancos500	128,0	227,0	100,1	44,1	3	37	3	3				2	1	2	6
L3_Pichirripulli500_NuevaPuertoMontt500	338,1	125,4	11,6	9,2	1	9	1	1	0,1	0,1	1			2	4
L4_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	668,3	89,7	1,9	2,2	1	1	1	1	3,0	3,4	1			2	4
L3_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	31,2	89,7	1,9	2,2	1	1	1	1	3,0	3,4	1			2	4
L4_Pichirripulli500_NuevaPuertoMontt500	425,0	125,4	11,6	9,2	1	9	1	1	0,1	0,1	1			2	4
L4_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	28,8	123,8	1,9	1,6	1	1	1	1				3	1	2	4
L3_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0,1	123,8	1,9	1,6	1	1	1	1				3	1	2	4
L4_Ancos500_NuevaCharrua500	1.500,0	163,4	65,3	40,0	3	36	3	3						1	4
L3_LosChangos220_NuevaZaldivar220	126,2	169,9										49	3	1	4
L4_LosChangos500_Parinas500	1.500,0	188,8										34	3	1	4
L4_Parinas500_Cumbre500	1.281,8	161,3										26	3	1	4
L4_Parinas500_NuevaZaldivar220	146,9	106,7										26	3	1	4
L4_NuevaCharrua500_Mulchen500	1.500,0	76,7	35,9	46,8	3	14	2	3						1	4
L3_RioMalleco500_Mulchen500	106,1	40,2	27,6	68,9	3	13	2	3						1	4
L4_RioMalleco500_Mulchen500	861,2	40,2	27,6	68,9	3	13	2	3						1	4
L4_Candelaria500_AltoJahuel500	1,8	36,2	20,3	56,2	3	12	2	3						1	4
L4_Lagunas220_Kimal220	1,5	165,9										10	2	1	3
L3_Lagunas220_Kimal220	152,4	165,9										10	2	1	3
L4_Cumbre500_NuevaCardones500	434,2	146,4										9	1	1	2

Fuente: elaboración propia.

Opción 2: valores normalizados y rangos por cuantiles

En esta opción de cálculo se genera un proceso de normalización de los indicadores de afectación, para luego sumarlos y obtener un valor agregado para el cual se establecen rangos según cuantiles. Esta opción de rangos permite avanzar sobre rangos basados en rangos en base al mismo rango de datos destacando los más afectados, evitando criterios más subjetivos como pueden ser los de la opción 1 de este anexo.

- Paso 1:** Los valores de afectación extraídos de los geoprocesos, vale decir los porcentajes o conteos de la afectación potencial de la amenaza sobre la Línea de Transmisión son normalizados.

$$X_{norm} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}$$

Donde:

X = valor de afectación original (porcentaje o conteo)

X_{min} = valor mínimo del conjunto de valores

X_{max} = valor máximo del conjunto de valores

Para el caso de incendios forestales se obtiene un valor normalizado para el porcentaje de la línea de transmisión afectada y otro para el conteo de cantidad de incendios sobre la línea y se calcula un promedio.

- Paso 2:** Se procede a la sumatoria de valores normalizados.

$$R_{agregado} = R_{incendios}^* + R_{tsunami}^* + R_{geológico}^*$$

Donde:

R_{agregado} = Riesgo agregado total

$R_{\text{incendios}}^*$, R_{tsunami}^* , $R_{\text{geológico}}^*$ = valores normalizados de cada tipo de riesgo (0-1)

(*) indica que el valor ha sido normalizado.

- Paso 3:** se definen niveles de riesgo por cuantiles en base al resultado de riesgo agregado. El tercio inferior de la red (33,3%) puede interpretarse como un riesgo bajo con mínima necesidad de intervención. El tercio central (superior al 33,3% hasta el 66,6%) se interpreta como un riesgo medio, lo que puede traducirse en necesidad de un mayor monitoreo y evaluación de mitigaciones. El tercio superior (sobre el 66,6%) se interpreta como un riesgo alto, y de alta prioridad para ejecutar medidas de mitigación sobre los potenciales riesgos. La tabla a continuación sintetiza la distribución de los cuantiles respecto al resultado del riesgo agregado.

Tabla 35: Nivel de riesgo según puntuación de riesgo ponderado.

Nivel de Riesgo (Priorización)	Puntuación de Riesgo Ponderado
Bajo (1)	$\leq 0,58$
Medio (2)	$>0,58$ y $\leq 1,09$
Alto (3)	$>1,09$

Fuente: elaboración propia.

El resultado de la aplicación del procedimiento descrito en esta opción se sintetiza en la tabla a continuación (ver anexo de planilla Excel para un mayor detalle:

Tabla 36: Resultados de cálculo de riesgos Opción 2.

Linea	Longitud (Km)	Riesgo de incendios forestales						Riesgo tsunami			Riesgo falla geológica		Riesgos total		RIESGO AGREGADO	NIVEL DE RIESGO
		Km incendio LT	% impacto incendio	% inc (Norm)	conteo incendio sobre LT	conteo inc (Norm)	Total inc prom	Km tsunami (LT)	% impacto tsunami	% tsunami (Norm)	Conteo fallas geológicas sobre LT	conteo fallas (Norm)	N° Riesgos sobre LT	N° riesgos (Norm)		
L3_RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	118,9	49,3	0,7	55	1,0	0,9	0,4	0,1	0,0	7	0,1	3	1,0	2,0	3
L4_RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	118,9	49,3	0,7	55	1,0	0,9	0,4	0,1	0,0	7	0,1	3	1,0	2,0	3
L3_Concepcion500_NuevaCharrua500	76,1	34,4	45,2	0,7	20	0,4	0,5	4,2	5,5	1,0	0	0,0	2	0,5	2,0	3
L4_Concepcion500_NuevaCharrua500	76,1	34,4	45,2	0,7	20	0,4	0,5	4,2	5,5	1,0	0	0,0	2	0,5	2,0	3
L4_AltoJahuel500_Ancos500	227,0	100,1	44,1	0,6	37	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	2	0,0	2	0,5	1,2	3
L3_AltoJahuel500_Ancos500	227,0	100,1	44,1	0,6	37	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	2	0,0	2	0,5	1,2	3
L4_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	89,7	1,9	2,2	0,0	1	0,0	0,0	3,0	3,4	0,6	0	0,0	2	0,5	1,1	3
L3_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	89,7	1,9	2,2	0,0	1	0,0	0,0	3,0	3,4	0,6	0	0,0	2	0,5	1,1	3
L3_LosChangos220_NuevaZaldivar220	169,9		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49	1,0	1	0,0	1,0	2
L4_LosChangos500_Parinas500	188,8		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34	0,7	1	0,0	0,7	2
L3_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	125,4	11,6	9,2	0,1	9	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0	0,0	2	0,5	0,7	2
L4_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	125,4	11,6	9,2	0,1	9	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0	0,0	2	0,5	0,7	2
L3_RioMalleco500_Mulchen500	40,2	27,6	68,9	1,0	13	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	1	0,0	0,6	2
L4_RioMalleco500_Mulchen500	40,2	27,6	68,9	1,0	13	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	1	0,0	0,6	2
L4_Ancos500_NuevaCharrua500	163,4	65,3	40,0	0,6	36	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	1	0,0	0,6	2
L4_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	123,8	1,9	1,6	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3	0,1	2	0,5	0,6	1
L3_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	123,8	1,9	1,6	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3	0,1	2	0,5	0,6	1
L4_Parinas500_Cumbre500	161,3		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26	0,5	1	0,0	0,5	1
L4_Parinas500_NuevaZaldivar220	106,7		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26	0,5	1	0,0	0,5	1
L4_NuevaCharrua500_Mulchen500	76,7	35,9	46,8	0,7	14	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0	0,0	1	0,0	0,5	1
L4_Candelaria500_AltoJahuel500	36,2	20,3	56,2	0,8	0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0	0,0	1	0,0	0,4	1
L4_Lagunas220_Kimal220	165,9		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10	0,2	1	0,0	0,2	1
L3_Lagunas220_Kimal220	165,9		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10	0,2	1	0,0	0,2	1
L4_Cumbre500_NuevaCardones500	146,4		0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9	0,2	1	0,0	0,2	1

Fuente: elaboración propia.

Opción 3: valores normalizados y pesos relativos por amenaza

En esta sección se analiza como metodológicamente podrían afectar de manera diferenciada los distintos riesgos a las líneas de transmisión del caso de análisis seleccionado. Se releva en esta discusión, no sólo la probabilidad o el potencial impacto, sino, además, el estándar definido para cuantificar los riesgos en cada una de las capas consideradas para este análisis. En ese sentido la amenaza de **incendios forestales**, por ejemplo, aparece como evento cada vez como más recurrente en las temporadas estivales con un impacto creciente sobre las líneas como muestran los datos de continuidad del suministro del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para el factor de incendios forestales. A su vez, el potencial impacto de una **falla geológica** podría asumirse de una probabilidad menor, donde además se debe destacar que la regulación sísmica en Chile ha disminuido de manera importante los impactos de los sismos sobre infraestructuras. Otra consideración respecto a la capa de fallas geológicas es que esta no tiene un detalle de si son fallas activas o no, siendo una capa desarrollada bajo fotointerpretación. Por otro lado, los **tsunamis** a nivel de cota 30, son niveles teóricos de la amenaza, pero de las cuales existen escasos registros por lo que su probabilidad es muy baja también.

En esta opción de cálculo se genera un proceso similar a la opción 2 de normalización de los indicadores de afectación, pero agregando un peso a cada amenaza. Luego el valor ponderado de cada amenaza es sumado y se obtiene un valor agregado para el cual se establecen rangos según cuantiles. Esta basa en pesos, permite sensibilizar los cálculos asumiendo aspectos relativos de cada amenaza como podrían ser su probabilidad o potencial impacto.

- Paso 1: Los valores de afectación extraídos de los geoprocesos, vale decir los porcentajes o conteos de la afectación potencial de la amenaza sobre la Línea de Transmisión son normalizados.

$$X_{norm} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}$$

Donde:

X = valor de afectación original (porcentaje o conteo)

X_{min} = valor mínimo del conjunto de valores

X_{max} = valor máximo del conjunto de valores

Para el caso de incendios forestales se obtiene un valor normalizado para el porcentaje de la línea de transmisión afectada y otro para el conteo de cantidad de incendios sobre la línea y se calcula un promedio.

- Paso 2: Se asume que cada riesgo tiene un peso relativo (w) distinto en el nivel de riesgo total. Sujeto a:

$$R_{agregado} = w_1 R_{incendios}^* + w_2 R_{tsunami}^* + w_3 R_{geológico}^*$$

Donde:

R_{agregado} = Riesgo agregado total

$R_{\text{incendios}}^*$, R_{tsunami}^* , $R_{\text{geológico}}^*$ = valores normalizados de cada tipo de riesgo (0-1)

w_i representa el peso relativo asignado a cada tipo de riesgo.

Sujeto a:

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1$$

Para este caso se han distribuido los pesos por amenaza según criterio experto del equipo consultor de manera preliminar, aún cuando se entiende esto debe analizarse y abordarse en mayor profundidad con la contraparte.

Tabla 37: Peso relativo por amenaza según criterio experto Opción 3.

Amenaza	Peso relativo (w)
Incendios forestales	0,7
Fallas geológicas	0,2
Tsunami	0,1
W total	1,0

Fuente: elaboración propia.

Como se discute anteriormente, además de que los pesos pueden definirse bajo distintos métodos (igual ponderación, delphi, AHP, PCA, regresiones, etc.) es clave comprender la naturaleza y calidad del dato que se utilizó en el análisis de los geoprocesos para ponderar adecuadamente las amenazas. Esto se discute en la sección a continuación donde se revisan otras fuentes de información de interés y con potenciales distintos resultados para el mismo análisis de caso.

El resultado de la aplicación del procedimiento descrito en esta opción se sintetiza en la tabla a continuación (ver anexo de planilla Excel para un mayor detalle:

Tabla 38: Resultados de cálculo de riesgos Opción 3.

Línea	Longitud (km)	Km incendio LT	% Impacto incendio LT	% inc (norm)	Conteo incendio sobre LT	conteo inc (norm)	Total inc prom	Total ponderado inc (W)	Km tsunami (LT)	% Impacto tsunami	% tsunami (norm)	Total ponderado tsunami (V)	Conteo fallas geológicas sobre LT	conteo fallas (norm)	Total ponderado falla (W)	N° Riesgos sobre LT	N° riesgos (norm)	VALOR TOTAL AGREGADO	RIESGO LT
L3_RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	118,9	49,3	0,7	55	1,0	0,9	0,6	0,4	0,1	0,0	0,0	7	0,1	0,0	3	1,0	1,6	3
L4_RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	118,9	49,3	0,7	55	1,0	0,9	0,6	0,4	0,1	0,0	0,0	7	0,1	0,0	3	1,0	1,6	3
L4_AltoJahuel500_Ancoa500	227,0	100,1	44,1	0,6	37	0,7	0,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	2	0,0	0,0	2	0,5	1,0	3
L3_AltoJahuel500_Ancoa500	227,0	100,1	44,1	0,6	37	0,7	0,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	2	0,0	0,0	2	0,5	1,0	3
L3_Concepcion500_NuevaCharrua500	76,1	34,4	45,2	0,7	20	0,4	0,5	0,4	4,2	5,5	1,0	0,1	0	0,0	0,0	2	0,5	1,0	3
L4_Concepcion500_NuevaCharrua500	76,1	34,4	45,2	0,7	20	0,4	0,5	0,4	4,2	5,5	1,0	0,1	0	0,0	0,0	2	0,5	1,0	3
L3_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	125,4	11,6	9,2	0,1	9	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2	0,5	0,6	3
L4_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	125,4	11,6	9,2	0,1	9	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2	0,5	0,6	3
L4_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	89,7	1,9	2,2	0,0	1	0,0	0,0	0,0	3,0	3,4	0,6	0,1	0	0,0	0,0	2	0,5	0,6	3
L3_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	89,7	1,9	2,2	0,0	1	0,0	0,0	0,0	3,0	3,4	0,6	0,1	0	0,0	0,0	2	0,5	0,6	3
L4_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	123,8	1,9	1,6	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3	0,1	0,0	2	0,5	0,5	3
L3_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	123,8	1,9	1,6	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3	0,1	0,0	2	0,5	0,5	3
L3_RioMalleco500_Mulchen500	40,2	27,6	68,9	1,0	13	0,2	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1	0,0	0,4	3
L4_RioMalleco500_Mulchen500	40,2	27,6	68,9	1,0	13	0,2	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1	0,0	0,4	3
L4_Ancoa500_NuevaCharrua500	163,4	65,3	40,0	0,6	36	0,7	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1	0,0	0,4	3
L4_NuevaCharrua500_Mulchen500	76,7	35,9	46,8	0,7	14	0,3	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1	0,0	0,3	3
L4_Gandalaria500_AltoJahuel500	36,2	20,3	56,2	0,8	0	0,0	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1	0,0	0,3	3
L3_LosChangos220_NuevaZaldívar220	188,9	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49	1,0	0,2	1	0,0	0,2	3
L4_LosChangos220_Parinas500	188,9	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34	0,7	0,1	1	0,0	0,1	3
L4_Parinas500_Cumbre500	161,3	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26	0,5	0,1	1	0,0	0,1	3
L4_Parinas500_NuevaZaldívar220	106,7	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26	0,5	0,1	1	0,0	0,1	3
L4_Lagunas220_Kimal220	165,9	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10	0,2	0,0	1	0,0	0,0	3
L3_Lagunas220_Kimal220	165,9	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10	0,2	0,0	1	0,0	0,0	3
L4_Cumbre500_NuevaCardones500	146,4	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9	0,2	0,0	1	0,0	0,0	3

Fuente: elaboración propia.

Como observación general, se puede dar cuenta que la L3 y L4 RioMalleco500_Pichirropulli500 se mantiene como la línea con mayores niveles de riesgo para las distintas opciones de cálculo que

se han analizado, incluida la opción 3 con asignación de pesos a las distintas amenazas. También se puede notar que, si bien hay variaciones, las L3 y L4 de Altojahuel500_Ancoa500 y Concepcion500_NuevaCharrua500 están también entre los mayores niveles de riesgos.

9.2 Otras potenciales fuentes de información y su potencial impacto el caso de las capas de tsunami

En el caso de tsunami el CVAT plantea la utilización de la capa de la cota 30 del SHOA, que es la que fue utilizada para el cálculo de este anexo. La cota 30 se asume como un criterio conservador uniforme para el país, especialmente enfocado en la población civil y su evacuación. En ese contexto, la cota 30 es un criterio que carece de un análisis contextual de las condiciones batimétricas y topográficas.

Por otro lado, las Cartas de Inundación por Tsunami (CITSU) se han desarrollado para múltiples centros poblados del borde costero de Chile por lo que no tienen una representatividad para todo el país pero presentan mediciones más ajustadas. El SHOA desarrolla las CITSU las que define como *“la representación de la inundación máxima estimada en niveles de profundidad, para un evento extremo conocido o probable, cuya fuente generadora está referida a terremotos por subducción o por efecto de deslizamientos, con base en información histórica y científica actualizada”*. Las CITSU se desarrollan mediante modelaciones numéricas con datos topográficos y batimétricos junto con información sísmica, integrados a un modelo de simulación en base a un evento extremo probable.

Tabla 39: Cartas de inundación (Tsunami) CITSU.

Zona	Fecha
Arica	Ed. 2021
Pisagua	Ed. 2014
Iquique	Ed. 2022
Chanavayita - Patillos - Patache	Ed. 2022
Tocopilla	Ed. 2012
Michilla	Ed. 2018
Mejillones	Ed. 2025
Antofagasta Norte a Balneario Juan López	Ed. 2025
Antofagasta	Ed. 2024
Antofagasta Sur - Caleta Coloso	Ed. 2024
Taltal	Ed. 2012
Chañaral	Ed. 2022
Caldera - Calderilla - Bahía Inglesa	Ed. 2013
Huasco	Ed. 2015
Coquimbo - La Serena	Ed. 2015
Guanaqueros	Ed. 2019
Tongoy	Ed. 2019
Los Vilos	Ed. 2017
Pichidangui	Ed. 2019
Los Molles - La Ballena	Ed. 2023
Pichicuy - Longotoma	Ed. 2023
Papudo	Ed. 2017
Zapallar - Cachagua - La Laguna - Maitencillo	Ed. 2015
Quintero - Ventana - Horcón	Ed. 2011
Concón - Ritoque	Ed. 2012

Zona	Fecha
Valparaíso - Viña del Mar	Ed. 2012
Laguna Verde	Ed. 2017
Quintay	Ed. 2018
Bahía Cumberland	Ed. 2013
Pascua Hanga Roa - Hanga Pico	Ed. 2006
Pascua Hanga Hotuiti	Ed. 2006
Pascua La Perouse Anakena	Ed. 2006
Algarrobo	Ed. 2023
El Quisco - Isla Negra -El Tabo	Ed. 2023
Las Cruces - San Sebastián - Cartagena	Ed. 2023
San Antonio	Ed. 2014
Pichilemu	Ed. 2014
Llico - Lipimávida	Ed. 2024
Duao - Iloca	Ed. 2024
Constitución	Ed. 2016
Pelluhue-Curanipe	Ed. 2018
Cobquecura	Ed. 2016
Boca Itata - Perales	Ed. 2016
Pingüeral - Dichato - Coliumo	Ed. 2016
Bahías Concepción y San Vicente	Ed. 2013
Tomé - Lirquén - Penco	Ed. 2013
Sector Isla de los Reyes	Ed. 2013
Talcahuano - San Vicente	Ed. 2013
San Pedro de la Paz	Ed. 2021
Coronel	Ed. 2021
Lota	Ed. 2023
Chivilingo - Laraquete - Arauco	Ed. 2023
Tubul - Llico - Lavapié	Ed. 2017
Lebu	Ed. 2018
Tirúa	Ed. 2015
Puerto Saavedra	Ed. 2014
Queule-Mehuín	Ed. 2020
Niebla	Ed. 2019
Corral	Ed. 2014
Puerto Montt	Ed. 2020
Mauñín	Ed. 2016
Caremapu	Ed. 2020
Pargua	Ed. 2020
Calbuco	Ed. 2024
Chacao	Ed. 2019
Ancud	Ed. 2015
Dalcahue	Ed. 2022
Curaco de Vélez	Ed. 2019
Chonchi	Ed. 2021
Quellón	Ed. 2015
Melinka	Ed. 2019
Puerto Aysén	Ed. 2020
Puerto Chacabuco	Ed. 2020
Punta Arenas	Ed. 2016
Porvenir	Ed. 2017
Puerto Williams	Ed. 2016

Fuente: SHOA.

En base a lo anterior, se realizó una comparación del potencial impacto sobre el caso de la PELP de las dos fuentes de amenaza de tsunamis. La tabla a continuación sintetiza los resultados, mientras al utilizar la cota 30 se llega a un total de 8 líneas afectadas y un total de 28 km de longitud, el uso de las CITSU arroja dos líneas afectadas con menos de 1 km de afectación.

Tabla 40: Comparación de evaluaciones de tsunami según fuente de información.

LT	Km total	Cota 30		Modelación CITSU	
		Km afectado	%	Km afectado	%
L3_Concepcion500_NuevaCharrua500	76,1	4,1	5,4		0,0
L3_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	89,7	9,2	10,2	0,02	0,02
L3_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	125,4	0,3	0,2		0,0
L3_RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	0,4	0,2		0,0
L4_Concepcion500_NuevaCharrua500	76,1	4,1	5,4		0,0
L4_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	89,7	9,2	10,2	0,02	0,02
L4_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	125,4	0,3	0,2		0,0
L4_RioMalleco500_Pichirropulli500	241,1	0,4	0,2		0,0

Fuente: elaboración propia.

El mapa a continuación muestra el tramo de las L3 Y L4 NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500 afectada potencialmente al usar las CITSU. Se observa con claridad, además, la diferencia que existe entre las superficies de ambas capas de tsunami.

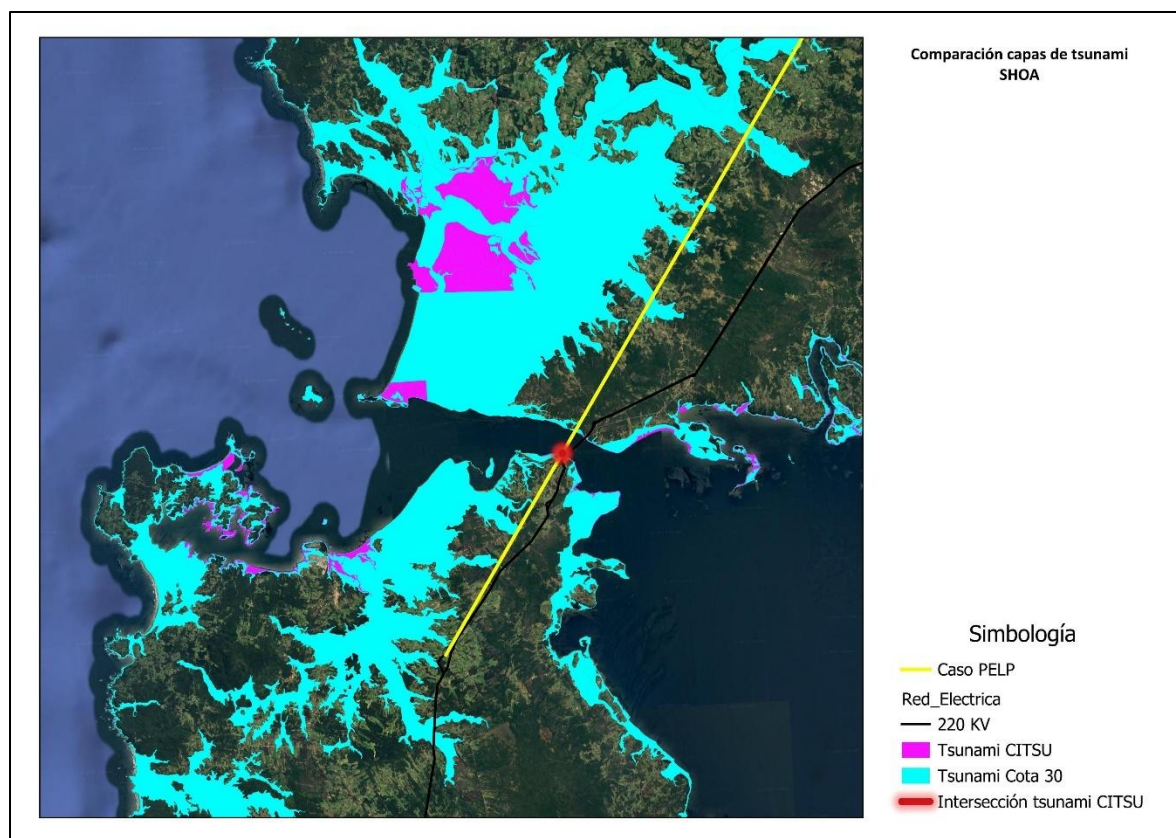


Figura 41: Comparación entre coberturas de tsunami.

Fuente: elaboración propia.

La utilización de la capa de tsunamis del CITSU reduce en términos generales el nivel de riesgo agregado, dado que presenta menos kilómetros de líneas expuestos en promedio. Los resultados generales muestran una mayor cantidad de líneas que comparten puntajes si utilizamos la metodología de cálculo de la opción 1 que se describe en este anexo (ver tabla a continuación).

Tabla 41: Cálculo del riesgo (Opción 1) aplicando cobertura de tsunami CITSU.

Línea (LT)	Capacidad [MW]	Longitud (Km)	Km incendio LT	% impacto incendio LT	Puntaje Km incendio	Conteo incendio	Puntaje conteo incendio	Puntaje incendio Total	Km tsunami	% impacto tsunami	Puntaje Km Tsunami	Conteo fallas geológicas	Puntaje fallas geológicas	N° Riesgos sobre LT	Puntaje Total
L3_AltoJahu	128	227	100,1	44,1	3	37	3	3				2	1	2	6
L3_RioMalle	7	241,1	118,9	49,3	3	55	3	3				7	1	2	6
L4_AltoJahu	1.292,20	227	100,1	44,1	3	37	3	3				2	1	2	6
L4_RioMalle	594,9	241,1	118,9	49,3	3	55	3	3				7	1	2	6
L3_Concepc	13,3	76,1	34,4	45,2	3	20	3	3						1	4
L3_LosChang	126,2	169,9										49	3	1	4
L3_NuevaCar	0,1	123,8	1,9	1,6	1	1	1	1				3	1	2	4
L3_NuevaPua	31,2	89,7	1,9	2,2	1	1	1	1	0,02	0,1	1			2	4
L4_Ancoa500	1.500,00	163,4	65,3	40	3	36	3	3						1	4
L4_Concepc	59,9	76,1	34,4	45,2	3	20	3	3						1	4
L4_LosChang	1.500,00	188,8										34	3	1	4
L4_NuevaCar	28,8	123,8	1,9	1,6	1	1	1	1				3	1	2	4
L4_NuevaPua	668,3	89,7	1,9	2,2	1	1	1	1	0,02	0	1			2	4
L4_Parinas50	1.281,80	161,3										26	3	1	4
L4_Parinas50	146,9	106,7										26	3	1	4
L3_RioMalle	106,1	40,2	27,6	68,9	3	13	2	3						1	4
L4_Candelari	1,8	36,2	20,3	56,2	3	12	2	3						1	4
L4_NuevaCha	1.500,00	76,7	35,9	46,8	3	14	2	3						1	4
L4_RioMalle	861,2	40,2	27,6	68,9	3	13	2	3						1	4
L3_Lagunas2	152,4	165,9										10	2	1	3
L4_Lagunas2	1,5	165,9										10	2	1	3
L3_Pichirrop	338,1	125,4	11,6	9,2	1	9	1	1						1	2
L4_Cumbre50	434,2	146,4										9	1	1	2
L4_Pichirrop	425	125,4	11,6	9,2	1	9	1	1						1	2

Fuente: elaboración propia.