

Guía para la implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente en el sector eléctrico de Honduras

Enzo Sauma
Marina Gil
Rafael Poveda
Coordinadores



NACIONES UNIDAS



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

**SECRETARÍA DE
ENERGÍA**



Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



NACIONES UNIDAS



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

Deseo registrarme

Conozca nuestras redes sociales y otras fuentes de difusión en el siguiente link:



<https://bit.ly/m/CEPAL>



Guía para la implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente en el sector eléctrico de Honduras

Enzo Sauma
Marina Gil
Rafael Poveda
Coordinadores



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

SECRETARÍA DE
ENERGÍA



Este documento fue coordinado por Enzo Sauma, Consultor, Marina Gil, Oficial a Cargo, y Rafael Poveda, Consultor, todos ellos de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del proyecto “Foro Regional de Planificadores Energéticos (FOREPLEN)”, orientado al mejoramiento continuo de la planificación energética en apoyo a la transición justa e inclusiva en América Latina y el Caribe, implementado por la CEPAL en conjunto con el programa Get.Transform de la Unión Europea.

En su elaboración participaron Enzo Sauma y Sonia Vera, Consultores de la División de Recursos Naturales de la CEPAL, y Francisco Manríquez y Andrés Pereira, Investigadores del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Se reconoce la contribución de Ángela Díaz y Jorge Cárcamo, funcionarios de la Secretaría de Energía de Honduras quienes aportaron valiosos insumos y comentarios para la elaboración de este documento. Además, se agradecen los comentarios de Ignacio Ñancupil, Consultor de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la CEPAL, y la participación de los profesionales de la Secretaría de Energía de Honduras que conformaron el comité de seguimiento del desarrollo de esta guía metodológica.

Se expresa un especial agradecimiento a los profesionales de las siguientes instituciones de Honduras que conformaron el Comité Asesor de Expertos: Centro Nacional de Despacho (CND), Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Unidad Técnica de Control de Distribución Honduras (UTCD/ENEE) y Secretaría de Estado en los Despachos de Gestión de Riesgos y Contingencias Nacionales (COPECO).

Ni la Unión Europea ni ninguna persona que actúe en su nombre es responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en esta publicación. Los puntos de vista expresados en este estudio son del autor y no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Unión Europea.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

No deberá entenderse que existe adhesión de las Naciones Unidas o los países que representan a empresas, productos o servicios comerciales mencionados en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de las Naciones Unidas o las de los países que representa.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de esta publicación no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/TS.2026/57
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2026
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.2600255[S]

Esta publicación debe citarse como: Sauma, E., Gil, M. y Poveda, R. (Coords.) (2026). Guía para la implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente en el sector eléctrico de Honduras. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2026/57). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Introducción	11
I. Contexto de la planificación eléctrica en Honduras	13
A. Caracterización del sistema eléctrico hondureño	14
1. Demanda eléctrica en Honduras	14
2. Composición de la matriz eléctrica hondureña	16
3. Red de transmisión en el sistema eléctrico hondureño	16
4. Desafíos de cobertura eléctrica a nivel de distribución	17
5. Funcionamiento del mercado eléctrico hondureño	18
B. Desafíos del subsector eléctrico hondureño en función de su clima y geografía	19
C. Planificación del sistema eléctrico de Honduras	20
II. Metodología para la planificación eléctrica resiliente: aspectos generales	23
A. Marco general de la metodología para la planificación eléctrica resiliente	23
B. Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos	24
Etapa 1: determinación de amenazas y factores con incertidumbre	25
Etapa 2: definición de escenarios de insumos	25
Etapa 3: cuantificación de insumos y riesgos	26
Etapa 4: determinación de escenarios eléctricos	26
C. Pilar 2: diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida	26
D. Pilar 3: adaptación/aprendizaje para prevenir futuras ocurrencias en base a experiencias pasadas	27
III. Guía de implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente de Honduras	29
A. Conformación del comité de seguimiento y del comité asesor de expertos	30

B.	Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras.	
	Etapas 1: determinación de amenazas y factores con incertidumbre	31
C.	Resultados de Etapa 1: amenazas y factores con incertidumbre priorizados para el caso de Honduras.....	32
	1. Identificación de amenazas priorizadas y su descripción.....	32
	2. Tormentas tropicales-huracanes (inundaciones).....	33
	3. Altas temperaturas extremas	33
	4. Sequías prolongadas	34
D.	Identificación de factores con incertidumbre priorizados y su descripción.....	34
	1. Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica	35
	2. Evolución y perfil de la demanda eléctrica	36
	3. Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía.....	37
	4. Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable.....	38
	5. Costos de generación térmica.....	39
	6. Nivel de penetración de la generación distribuida.....	39
	7. Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos	40
	8. Tiempo de retraso en obras de transmisión	41
E.	Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras.	
	Etapas 2: definición de escenarios de insumos	42
F.	Resultados de la Etapa 2: definición de escenarios de insumos para el caso de Honduras.....	43
	1. "Escenario <i>Business-as-usual</i> (BAU)-Economía lenta"	45
	2. "Escenario BAU-Economía lenta-Efectos fuertes CC"	47
	3. "Escenario alta inversión renovable-economía activa"	48
	4. "Escenario alta inversión renovable-economía activa-efectos fuertes CC"	50
G.	Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras.	
	Etapas 3: cuantificación de insumos y riesgos	51
	1. Cuantificación de amenazas	51
	2. Ejemplificación de aplicación de proceso de cuantificación para amenazas	53
	3. Consideración de un análisis costo-beneficio	58
	4. Ejemplo de metodología para levantamiento y elaboración de datos de riesgo climático	60
	5. Cuantificación de los factores con incertidumbre.....	67
	6. Ejemplificación de aplicación de proceso de cuantificación para factores con incertidumbre	70
H.	Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras.	
	Etapas 4: determinación de escenarios eléctricos	72
	1. Pasos para determinación y aplicación de escenarios eléctricos en modelos de optimización	72
	2. Ejemplo de función objetivo y restricciones de un problema de optimización asociado a la planificación de la expansión de un sistema eléctrico.....	75
	3. Función objetivo para la modelación de la expansión de un sistema eléctrico: minimización de costos totales.....	75
	4. Balance de oferta y demanda eléctrica en cada nodo.....	76
	5. Capacidad de generación renovable no despachable según capacidad instalada existente y nueva en el nodo, según su factor de capacidad horario.....	77

6.	Capacidad de generación hidráulica de embalse no supera a la capacidad instalada existente y nueva en el nodo, según su factor de capacidad (por día tipo).....	78
I.	Herramientas comerciales para la planificación de la expansión	78
J.	Pasos para la implementación del Pilar 2: diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida en Honduras	80
1.	Pasos y requisitos para diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida.....	82
2.	Aplicación de los pasos específicos para Honduras	84
3.	Enfoque según amenazas priorizadas en Pilar 1	84
4.	Definición de roles e institucionalidad	84
5.	Protocolos actuales y demanda crítica	85
6.	Propuestas de soluciones tecnológicas que contribuirían a una respuesta inmediata y una recuperación rápida	87
K.	Pasos para la implementación del Pilar 3: adaptación aprendizaje para prevenir futuras ocurrencias en base a experiencias pasadas en Honduras	91
IV.	Taller presencial de capacitación.....	95
V.	Conclusiones y recomendaciones.....	97
	Bibliografía.....	99
	Anexos	103
Anexo A1		104
Anexo A2		106
Anexo A3		108
Anexo A4		109
Anexo A5		110
Anexo A6		120
Anexo A7		121
Anexo A8		126
	Cuadros	
Cuadro 1	Potencia instalada en el sistema eléctrico de Honduras al 2024	16
Cuadro 2	Niveles cualitativos definidos para la construcción de escenarios	44
Cuadro 3	Escenarios de insumos definidos en conjunto con el comité asesor de expertos para las amenazas	44
Cuadro 4	Escenarios de insumos definidos en conjunto con el comité asesor de expertos para los factores con incertidumbre.....	44
Cuadro 5	Fuentes de datos históricos y proyecciones asociadas a amenazas y eventos	52
Cuadro 6	Número de días con índice de calor >35°C, dato histórico y proyección SSP5-8.5	55
Cuadro 7	Proyección climatológica de número de días con índice de calor >35°C. Escenario SSP 5-8.5.....	55
Cuadro 8	Comparación de proyecciones SSP para número de días con índice de calor >35°C.....	57
Cuadro 9	Medidas de resiliencia de largo plazo.....	59
Cuadro 10	Extracto de ejemplo de información de variables asociadas a factores con incertidumbre	68
Cuadro 11	Proyección de CAPEX para proyectos solares fotovoltaicos basado en proyección IEA, 2023.....	71

Cuadro 12	Esquema de responsabilidades de coordinación y operación en las 3 fases de ocurrencia de un evento extremo.....	83
Cuadro 13	Esquema de responsabilidades de coordinación y operación en las 3 fases de ocurrencia de un evento extremo en el caso de Honduras.....	85
Cuadro 14	Extracto de ejemplo de información respecto a eventos que afectan al sistema eléctrico	92
Cuadro A2.1	Listado de personas que integran el comité asesor de expertos.....	107

Gráficos

Gráfico 1	Demanda de energía y máxima demanda de potencia anual para el período 2007-2024	14
Gráfico 2	Demanda horaria promedio de 2024	15
Gráfico 3	Demanda histórica y proyectada, 2007-2035	15
Gráfico 4	Porcentaje histórico de cobertura eléctrica (ICE)	17
Gráfico 5	Generación hidroeléctrica histórica, 2010-2024	36
Gráfico 6	Escenarios de proyección de demanda, 2024-2035.....	37
Gráfico 7	Capacidad fotovoltaica instalada en Honduras	39
Gráfico 8	Histórico de compras y ventas de Honduras en el MER, 2024	41
Gráfico 9	Climatología de Honduras proyectada para número de días con índice de calor >35°C	54
Gráfico 10	Esquema resumen de las acciones ante un evento extremo que provoque degradación en la operación del sistema eléctrico.....	81

Diagramas

Diagrama 1	Estructura ilustrativa del mercado eléctrico de Honduras	18
Diagrama 2	Marco de las políticas energéticas y principales leyes y regulaciones del sector eléctrico de Honduras.....	21
Diagrama 3	Esquema del marco general de la metodología de planificación eléctrica resiliente de la CEPAL.....	24
Diagrama 4	Esquema de las etapas del proceso participativo para la planificación eléctrica proactiva de preparación	25
Diagrama 5	Influencias entre amenazas y factores con incertidumbre.....	45
Diagrama 6	Síntesis del proceso para la evaluación de riesgo y umbrales	61
Diagrama 7	Ejemplo de un esquema metodológico explicativo para la identificación de umbrales a partir del estudio de los factores del riesgo	63
Diagrama A5.1	Influencias entre amenazas y factores con incertidumbre.....	113

Mapas

Mapa 1	Mapa de amenaza huracanes más inundaciones y subestaciones eléctricas	64
Mapa 2	Mapa de amenaza sequías más incendios y subestaciones eléctricas.....	65
Mapa 3	Mapa de riesgo de incendios más incendios y subestaciones eléctricas	66
Mapa 4	Mapa de riesgo de incendios más incendios y subestaciones eléctricas, Comayagua.....	66

Imagen

Imagen A8.1	Asistentes al Taller de capacitación sobre la guía de implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras.....	129
-------------	--	-----

Glosario

Amenaza: evento que puede afectar diferentes vulnerabilidades de un sistema eléctrico al activar variables de estrés. Estas amenazas pueden tener un origen humano o natural, y pueden ser internas o externas (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Degradación: desviación de los desempeños objetivos especificados (Ciapessoni et al., 2023).

Evento extremo: evento con un gran impacto en términos de la cantidad de componentes del sistema dañados o la reducción de sus funcionalidades, así como también la cantidad de clientes no suministrados. (Ciapessoni et al., 2023).

Factor con incertidumbre (o variable): aquel parámetro que influye en los procesos de planificación y que condicionan las decisiones de expansión y operación en el largo plazo.

GridView: software para análisis de sistemas eléctricos de Hitachi Energy

Promod: software de simulación de mercados eléctricos de Hitachi Energy

Resiliencia: capacidad del sistema de limitar la extensión, severidad y duración de la degradación del sistema siguiendo un evento extremo (Tomando la propuesta de definición de investigadores de CIGRE¹ Science & Engineering) (Ciapessoni et al., 2023).

Severidad: gravedad de las consecuencias del evento (diferenciada de la severidad del evento mismo)².

¹ Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos.

² La severidad dependerá del punto de vista de los agentes de mercado interesados (*stakeholders*).

Siglas

BAU:	Escenario Tendencial (<i>Business as Usual</i>)
BESS:	Sistemas de Almacenamiento de Baterías (<i>Battery Energy Storage Systems</i>)
BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CAE:	Comité asesor de expertos
CAPEX:	Gastos de inversiones en bienes de capital
CC:	Cambio climático
CENAOS:	Centro de Estudios Atmosféricos, Oceanográficos y Sísmicos
CENS:	Costo de energía no suministrada
CESM1:	Proyecto de Gran Conjunto de "Fuerza Única" (<i>"Single Forcing" Large Ensemble Project</i>)
CMIP6:	Sexta fase del Proyecto Comparativo de Modelos de Acoplamiento (<i>Coupled Model Intercomparison Project</i>)
CND:	Centro Nacional de Despacho
COPECO:	Comisión permanente de Contingencias de Honduras
COS:	Comité de seguimiento
CRED:	Centro para la Investigación en la Epidemiología de los Desastres (<i>Centre for Research on the Epidemiology of Disasters</i>)
CREE:	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
EMDAT:	Base de Datos de Eventos de Emergencia (<i>Emergency Events Database</i>)
ENEE:	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR:	Ente operador regional
GCM:	Modelos de Circulación General (<i>General Circulation Models</i>)

GIZ:	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit)
IBTr ACS:	Archivo internacional de mejores prácticas para la gestión climática (<i>International Best Track Archive for Climate Stewardship</i>)
ICE:	Índice de cobertura eléctrica
IRENA:	Agencia Internacional de Energía Renovable (<i>International Renewable Energy Agency</i>)
MER:	Mercado Eléctrico Regional
NCEI:	Centros Nacionales para Información Medioambiental (<i>National Centers for Environmental Information</i>)
NDC:	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC)
NOAA:	Administración Nacional Atmosférica y Oceánica (<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>)
OCHA:	Oficina de las Naciones Unidas para la Coordinación de Asuntos Humanitarios
ODS:	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OPEX:	Gastos operacionales
PAUEH:	Política de Acceso Universal a la Electricidad
PERT:	Plan de Expansión de la Red de Transmisión
PIB:	Producto Interno Bruto
PIEG:	Plan Indicativo de Expansión de la Generación
PSS®E:	Simulador de Sistemas de Potencia para Ingeniería (<i>Power System Simulator for Engineering</i>). Software de SIEMENS
RCP:	Trayectoria de concentración representativa (<i>Representative Concentration Pathways</i>)
RTR:	Red de transmisión regional
SDDP:	Programación dinámica dual estocástica (<i>Stochastic Dual Dynamic Programming</i>). Software de PSR Energy.
SEN:	Secretaría de Energía de Honduras
SERNA:	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
Shp:	Shapefile
SIN:	Sistema interconectado nacional
SSP:	Rutas socioeconómicas compartidas (<i>Shared Socioeconomic Pathways</i>)
USGS:	Encuesta Geológica de los Estados Unidos (<i>United States Geological Survey</i>)
VoLL:	Valor de pérdida de carga (<i>Value of Loss Load</i>)

Introducción

El presente documento sistematiza los resultados de un proceso de asistencia técnica y co-construcción entre la Secretaría de Energía de Honduras y la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL), para la adaptación de la guía para la implementación de la Metodología de Planificación Eléctrica Resiliente de la CEPAL³, de acuerdo con el contexto, la institucionalidad, la normativa y los actores clave del sector eléctrico de Honduras.

Esta guía se realizó en el contexto de la asistencia técnica brindada por la CEPAL a la Secretaría de Energía de Honduras (SEN) para fortalecer las capacidades nacionales en la Metodología para la Planificación Eléctrica Resiliente, desarrollada por la CEPAL para los países de América Latina y el Caribe.

La vulnerabilidad del sistema eléctrico hondureño frente a eventos extremos provocados por el cambio climático ha ido en aumento en la última década tal como se ha evidenciado en las fallas eléctricas ocurridas en este periodo. A pesar de esto, el concepto de resiliencia no está incluido en de manera explícita, en las etapas y procesos de diseño de la planificación eléctrica de largo plazo, que finalmente guían las decisiones de inversión.

La guía pretende contribuir al fortalecimiento de capacidades de Honduras para implementar, en un futuro cercano, una planificación eléctrica que incorpore la resiliencia tanto en sus decisiones estratégicas de inversiones de largo plazo como en sus decisiones de planificación y acción de corto plazo. Específicamente, la guía busca orientar a los planificadores para decidir qué parámetros del diseño tanto de la Prospectiva Energética Nacional como del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) y del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) deben evaluarse o ser modificados con el objetivo específico de mejorar la resiliencia del sistema eléctrico y disminuir su vulnerabilidad ante eventos extremos. De este modo, se espera que esta guía pueda orientar las futuras inversiones en el sistema eléctrico de Honduras.

³ Sauma, E., Gil, M. y Poveda, R., 2025. Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2025/29). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

El informe se estructura de la siguiente manera: en el capítulo I se presenta el contexto actual de la planificación eléctrica de Honduras. En el capítulo II se expone un breve resumen de la metodología para la planificación eléctrica resiliente, con el propósito de proporcionar el marco conceptual que sustenta la guía desarrollada. En el capítulo III se presenta la guía para la implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente de Honduras, organizada según los tres pilares que la componen; así como las cuatro etapas que conforman el Pilar 1. Por su parte, en el capítulo IV se presentan las principales observaciones y recomendaciones surgidas en el desarrollo del taller presencial de capacitación sobre la Metodología para la Planificación Eléctrica Resiliente de la CEPAL y la guía de su implementación para Honduras. Finalmente, en el capítulo V se presentan las conclusiones del desarrollo de la guía de implementación de la metodología de la CEPAL al caso de Honduras.

I. Contexto de la planificación eléctrica en Honduras

El subsector eléctrico de Honduras constituye un componente fundamental para el desarrollo económico y social del país, ya que garantiza el suministro de energía eléctrica necesario para las actividades productivas, comerciales y residenciales. Este subsector está conformado por las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, y cuenta con la participación de instituciones públicas y empresas privadas que operan dentro del marco regulatorio nacional.

En los últimos años, el sistema eléctrico hondureño ha experimentado transformaciones importantes, particularmente en la diversificación de la matriz de generación, con una creciente participación de fuentes renovables como la hidroeléctrica, solar, eólica y biomasa. Asimismo, el país forma parte del mercado eléctrico regional centroamericano a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), lo que permite el intercambio de energía con otros países de la región y contribuye a fortalecer la seguridad energética.

Sin embargo, el sistema eléctrico de Honduras también enfrenta una serie de desafíos operacionales y de planificación para cumplir con los requerimientos de la creciente demanda energética nacional. El país sufre eventos meteorológicos extremos, que se prevé se intensifiquen por los efectos del cambio climático, y que podrían afectar de manera negativa la infraestructura eléctrica y las fuentes energéticas de generación. Dentro de estos eventos extremos, se pueden mencionar huracanes, tormentas tropicales, inundaciones y olas de calor, entre otros.

El perfil de riesgo de Honduras se caracteriza por una combinación de estas diferentes amenazas, lo que implica desafíos particulares con respecto a cómo abordarlos desde una perspectiva de planificación eléctrica. A esto, se le deben sumar otros desafíos inherentes al desarrollo energético de un país en crecimiento, con una matriz energética que está cambiando en el contexto de una transición energética hacia combustibles limpios.

En este contexto, la elaboración de una guía metodológica que permita realizar una planificación eléctrica resiliente que considere tanto estos problemas como también otros factores no meteorológicos, permite apoyar a los planificadores y profesionales del subsector eléctrico a conducir el desarrollo y gestión del sistema de manera que pueda responder mejor a los desafíos a los que se enfrenta el país.

En ese sentido, previo al desarrollo de la guía metodológica, resulta importante presentar una visión general del estado actual del subsector eléctrico de Honduras. Por esto, a continuación, se describen algunos aspectos relevantes relacionados con la caracterización del sistema eléctrico hondureño, los principales desafíos asociados a su clima y geografía, así como elementos clave del proceso de planificación del sector.

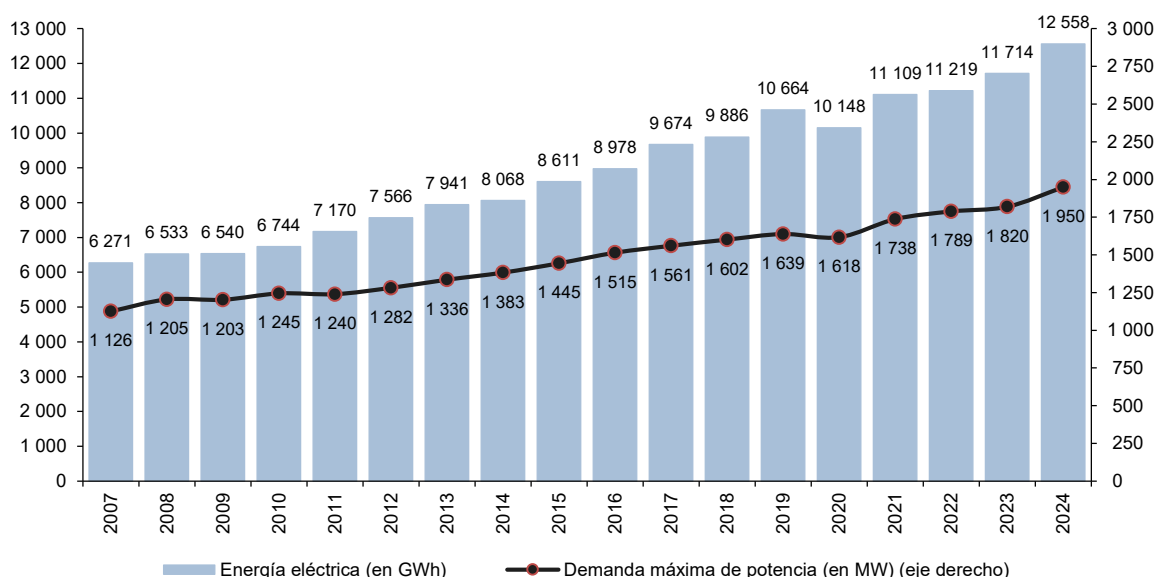
A. Caracterización del sistema eléctrico hondureño

A continuación, se presenta una caracterización del sistema eléctrico hondureño en función de diferentes aspectos relacionados a la oferta y demanda eléctrica, así como también otros elementos asociados a su operación e infraestructura.

1. Demanda eléctrica en Honduras

La demanda eléctrica en Honduras ha ido en aumento en los últimos años, especialmente con posterioridad a la pandemia del COVID-19. En el contexto de un aumento del crecimiento económico del país, se da una correlación entre el producto interno bruto (PIB) y la demanda de energía. Entre los períodos de 2007 a 2024, se ha duplicado el consumo energético, con un aumento promedio anual de 3.93% del consumo total y un aumento promedio anual de la demanda máxima de un 3.10% (CND, 2026a). Esta evolución de la demanda de energía y demanda de potencia máxima anual se puede ver en el gráfico 1.

Gráfico 1
Demanda de energía y máxima demanda de potencia anual para el período 2007-2024



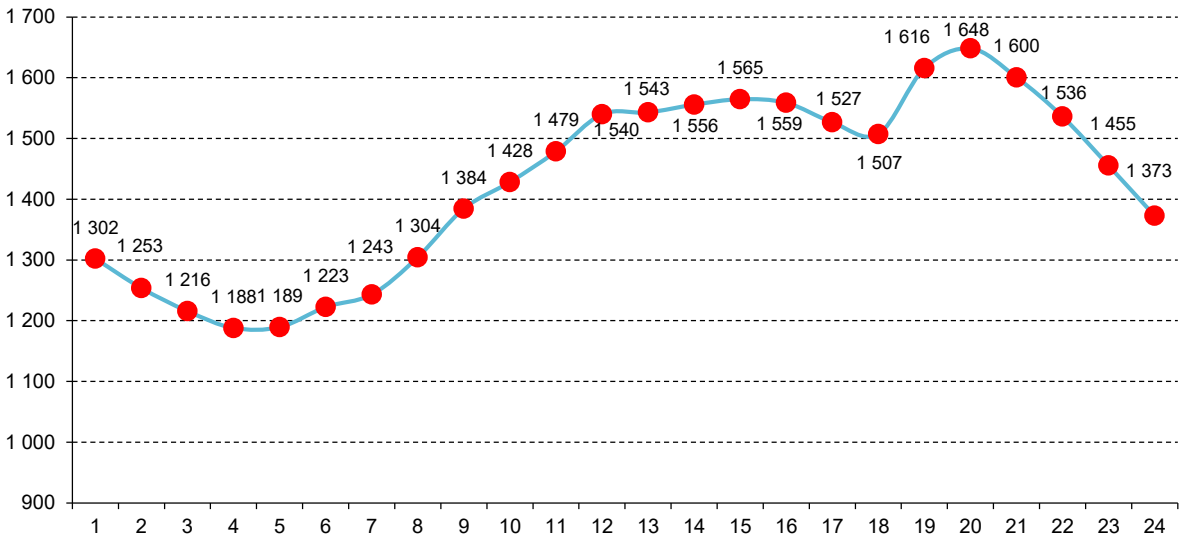
Fuente: CND, 2026a.

Con relación a la componente geográfica de la demanda eléctrica en el país, el consumo del sistema eléctrico nacional está concentrado en la región Noroccidental, Centro Sur y Litoral Atlántico. De estas regiones, el mayor consumo se concentra en la región Noroccidental, la cual agrupa los departamentos de Cortés, Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque, Lempira y parte de Yoro. En menor medida, está el consumo de la región Centro Sur, que abarca los departamentos de Francisco Morazán, El Paraíso, Olancho, Choluteca, Valle, La Paz, Comayagua e Intibucá (CND, 2026a).

Por su parte, el perfil de la demanda eléctrica diaria se caracteriza por tener generalmente dos picos diarios. El primero de relativa menor envergadura ocurre entre las 11:00 y las 13:00 horas, mientras que el mayor pico de demanda de todo el día tiene lugar entre las 19:00 h y las 21:00 h (SEN, 2025a). A continuación, se puede ver la demanda horaria promedio del año 2024 (véase el gráfico 2).

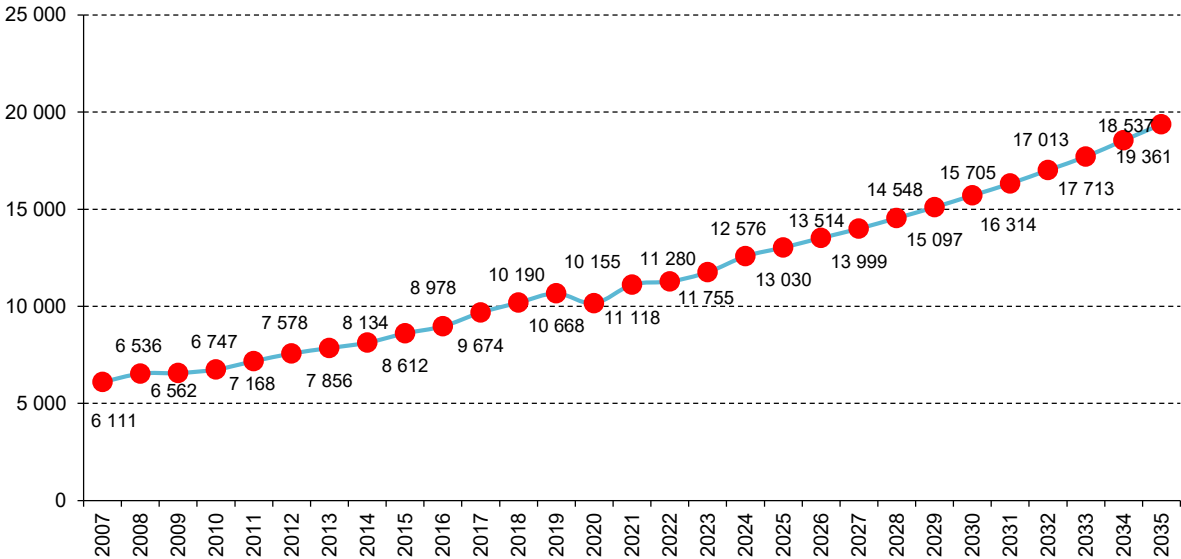
Por último, con respecto a las proyecciones de crecimiento de la demanda a futuro, como se mencionó previamente, esta tiene cierta relación con el crecimiento proyectado del PIB. En general, se ve una tendencia creciente pronunciada como se aprecia en el gráfico 3.

Gráfico 2
Demanda horaria promedio de 2024
(En MW)



Fuente: Elaboración propia en base a SEN, 2025a.

Gráfico 3
Demanda histórica y proyectada, 2007-2035
(En GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a SEN, 2025a.

2. Composición de la matriz eléctrica hondureña

La capacidad de generación eléctrica hondureña está marcada principalmente por una parte de generación fósil y otra hidroeléctrica. En menor medida, existe capacidad instalada de energía solar, eólica, biomasa y geotérmica. En 2024, la capacidad de potencia instalada alcanzó 3,310.83 MW, distribuidos en 107 centrales, con un 39.74% proveniente de fuentes fósiles y un 60.26% de fuentes renovables (SEN, 2025a). A continuación, se puede ver el detalle de potencia instalada en el sistema al año 2024 (véase el cuadro 1).

Cuadro 1
Potencia instalada en el sistema eléctrico de Honduras al 2024

Tipos de generación	En MW	En porcentajes	En número de plantas
Fósil	1 210,60	36,56	22
Hidroeléctrica	927,4	28,01	48
Solar	549,9	16,61	18
Eólicas	238,1	7,19	3
Biomasa	239,8	7,24	14
Coque de petróleo	105,0	3,17	1
Geotérmica	40,0	1,21	1
Total	3 310,83	100,0	107

Fuente: SEN, 2025a.

Entre las centrales hidroeléctricas del país se destaca la central Francisco Morazán ("El Cajón"), la más potente del sistema con una capacidad instalada de 300 MW (CND, 2024b). Con respecto a las energías renovables no hidráulicas, desde el 2011 comenzó su incorporación inicialmente de generación eólica y, posteriormente, tecnología solar fotovoltaica lo que ha contribuido a la diversificación de la matriz (CND, 2024b). Sin embargo, aún sigue existiendo una producción importante de electricidad mediante tecnologías que utilizan combustibles fósiles.

De hecho, al evaluar el índice de renovabilidad del sistema interconectado nacional de Honduras, se observa que para el año 2024 el 52.48% de la generación de energía eléctrica provino de fuentes renovables. Dentro de éstas, la generación hidroeléctrica lideró con una participación del 30.88% (3,834.13 GWh) del total de la matriz de generación. Por su parte, la generación a partir de combustibles fósiles, principalmente bunker y diésel, representó el 40.50% (5,028.71 GWh) de la generación eléctrica del SIN (SEN, 2025a).

3. Red de transmisión en el sistema eléctrico hondureño

Las líneas de transmisión, en 2025, alcanzan una longitud aproximada de 1,328 en 230 kV, 1,053 km en 138 kV y 694 km en 69 kV (CND, 2026b). Particularmente, en el sistema de transmisión de la zona norte se concentra la mayor cantidad de consumo eléctrico del país, mientras que en la zona sur se ubica una gran parte de la generación renovable variable. Esto ocasiona un flujo de potencia dominante en dirección sur-norte desde uno de los principales centros de generación a un importante foco de consumo. En la zona norte se encuentran en su mayoría tramos en 138 kV. Esta es una zona altamente mallada, aunque parte de los elementos operan con un considerable nivel de carga. La región centro-sur se enlaza con la zona norte por dos enlaces paralelos en 230 kV en conjunto con un enlace en 138 kV (CND, 2024a).

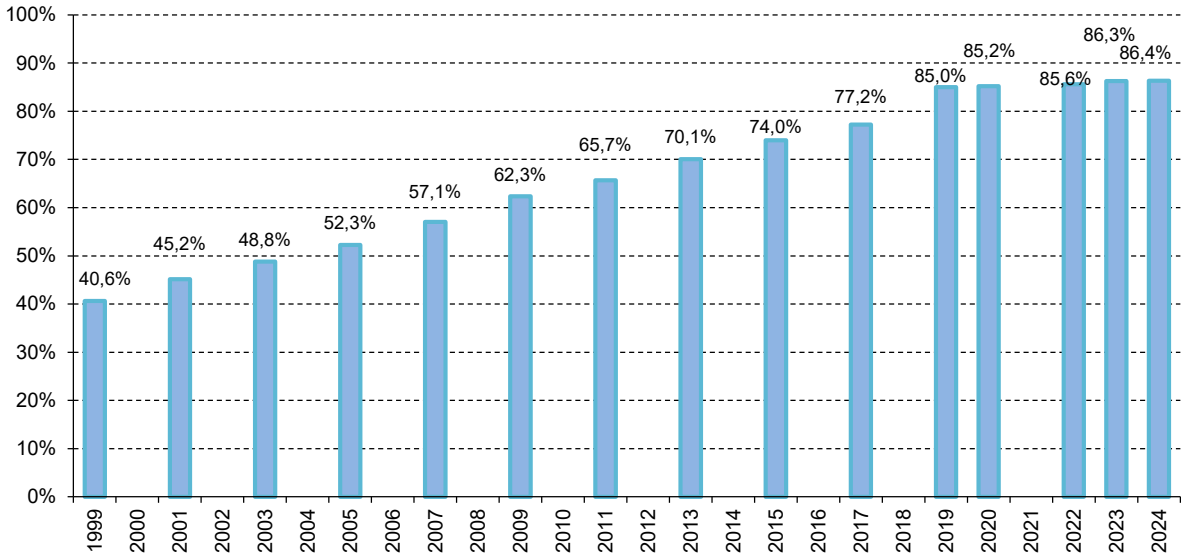
Actualmente, se identifica como una problemática la falta de capacidad o insuficiencia de las líneas de transmisión para cubrir a cabalidad las necesidades de transporte de electricidad. La red de transmisión presenta ciertas limitaciones en el transporte de energía para suministro de la demanda en varias zonas del país, ya sea por la capacidad de los elementos como líneas de transmisión o transformadores de potencia, o por insuficientes fuentes de potencia reactiva locales. Además, se encuentran problemas en ciertos circuitos radiales de largas longitudes (CND, 2024a). Estos problemas se reflejan, por ejemplo, en las limitaciones de los circuitos radiales en 69 kV hacia Olancho y El Paraíso, que, por su longitud, baja capacidad térmica y escasa generación local no pueden abastecer plenamente la demanda ni evacuar toda la generación disponible. También se observan en las subestaciones conectadas en derivación, que ante una falla quedan completamente aisladas por depender de una única línea de transmisión. Asimismo, se evidencia una capacidad insuficiente de transformación en la zona central, donde los transformadores de Suyapa, Toncontín y Santa Fe operan con altos flujos debido a que alimentan gran parte del Distrito Central y los circuitos radiales asociados, lo que expone al sistema a sobrecargas y limita el crecimiento futuro de la demanda (CND, 2024a). Estas limitaciones de la capacidad del sistema de transmisión, incluso durante la operación normal del sistema, hace que el sistema eléctrico sea aún más vulnerable ante eventos extremos.

4. Desafíos de cobertura eléctrica a nivel de distribución

El sistema eléctrico hondureño también tiene un desafío a resolver en cuanto a la cobertura de servicios eléctricos para sus clientes a lo largo del país. El índice de cobertura eléctrica (ICE) en Honduras se define como la fracción de la población a nivel nacional que cuenta con el servicio de energía eléctrica proporcionado por una red de distribución (SEN, 2025a). Al año 2024 el índice de cobertura eléctrica es de 86.36% donde se alcanza un 94.00% en el sector urbano y un 76.66% en las zonas rurales.

Por su parte, existe una alta desigualdad de cobertura dependiendo de los departamentos, entre los de menor cobertura están, Gracias a Dios (11.18%), El Paraíso (62.92%) y Olancho (72.05%). En contraste con Islas de la Bahía (98.76%), Cortés (96.06%), y Francisco Morazán (96.27%) que presentan valores de ICE mayores (SEN, 2025a). A continuación, se puede ver el porcentaje histórico de cobertura eléctrica expresado como (ICE) entre los años 1999 y 2024. Es apreciable un significativo aumento, aunque la tendencia ha ido estancándose en los últimos años post pandemia (véase el gráfico 4).

Gráfico 4
Porcentaje histórico de cobertura eléctrica (ICE)



Fuente: Elaboración propia en base a SEN, 2025a.

5. Funcionamiento del mercado eléctrico hondureño

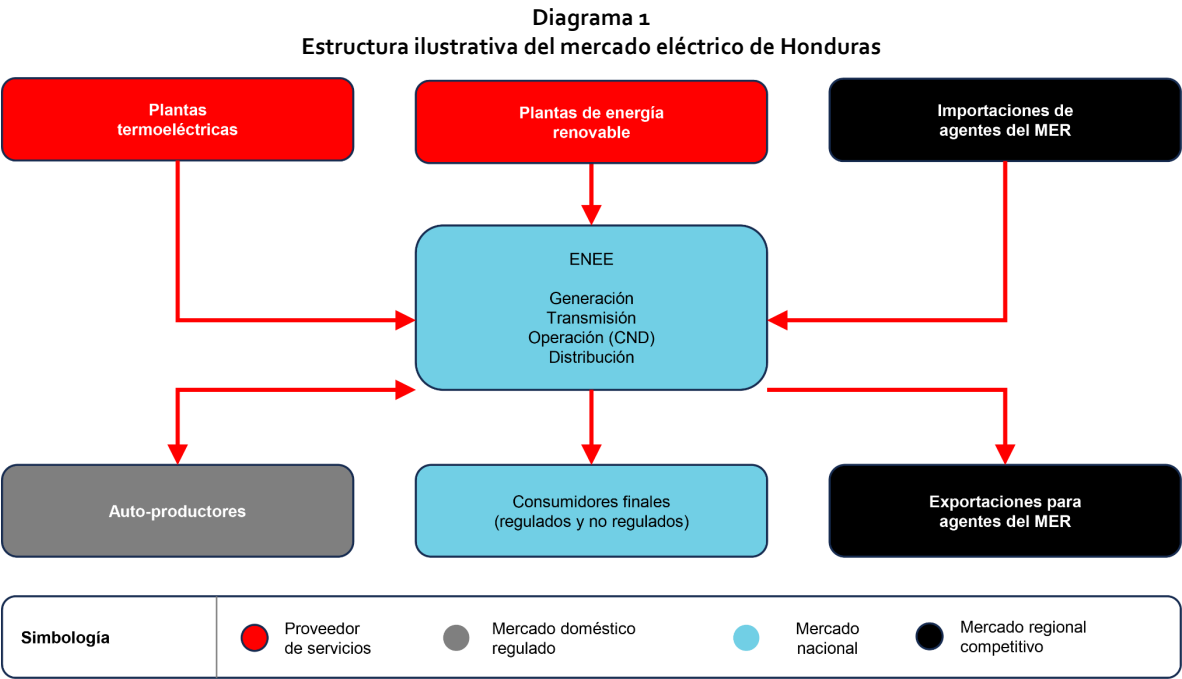
Finalmente, es necesario caracterizar el funcionamiento del mercado eléctrico hondureño. Actualmente la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se encarga de la operación del sistema mediante el Centro Nacional de Despacho, administrando el mercado eléctrico nacional. A su vez, la empresa de distribución de la ENEE tiene el monopolio de la compra de energía eléctrica a los proveedores de servicios privados. Desde el lado de la demanda, la empresa de distribución es quien lleva la energía eléctrica a los usuarios regulados y no regulados conectados en el sistema eléctrico nacional (SEN, 2025a).

El mercado eléctrico nacional consiste en un mercado mayorista de electricidad que se compone de un mercado de contratos y un mercado de oportunidad. Hasta mayo de 2025, en el mercado de oportunidad participan 26 generadores privados, los cuales están habilitados para realizar transacciones en el mercado eléctrico nacional (CND, 2026a).

La ENEE también coordina las transacciones de energía con los demás agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER). Existen agentes autorizados por el Ente Operador Regional (EOR) que llevan a cabo transacciones de energía eléctrica en el MER a través de la Red de Transmisión Regional (RTR) que interconectan a los países miembros (CND, 2024b).

Honduras cuenta con dos conexiones con El Salvador a través de los enlaces entre las subestaciones de Agua Caliente y 15 de septiembre, así como entre las subestaciones de Nueva Nacaome y 15 de septiembre. Además, posee dos conexiones con Nicaragua, la primera entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino y la segunda entre Prados y León I. Finalmente, se conecta con Guatemala mediante una línea de transmisión que une las subestaciones La Entrada Copán y Panaluya (CND, 2024b).

En el diagrama 1 se puede ver una estructura ilustrativa del Mercado Eléctrico de Honduras (véase el diagrama 1).



Fuente: SEN, 2025a.

B. Desafíos del subsector eléctrico hondureño en función de su clima y geografía

A continuación, se presentan algunos desafíos para el sistema eléctrico hondureño en función de sus necesidades de desarrollo de infraestructura eléctrica y las vulnerabilidades inherentes a su geografía y clima. La información de este apartado proviene principalmente del informe *El camino hacia una infraestructura energética resiliente en Centroamérica, Caso de estudio Honduras* (GIZ, 2021).

Honduras se ubica en la parte más ancha del istmo centroamericano y presenta una geografía mayoritariamente montañosa, con zonas planas en las áreas costeras y en el este del país. Estas características generan desafíos importantes para la infraestructura eléctrica, ya que buena parte de la red de transmisión se encuentra en regiones de difícil acceso, especialmente durante la temporada de lluvias, mientras que en las zonas costeras las estructuras de distribución sufren mayor deterioro por la presencia de salitre. A esto se suma que los dos principales centros de consumo presentan riesgos distintos: Tegucigalpa se localiza en un área menos expuesta a desastres naturales, mientras que San Pedro Sula se ubica en una región vulnerable a huracanes e inundaciones (GIZ, 2021).

El clima tropical del país mantiene temperaturas relativamente estables, entre 8 °C y 31 °C, con dos estaciones principales: verano e invierno. Las zonas costeras, especialmente la del Pacífico, son más cálidas, lo que afecta el funcionamiento del sistema eléctrico. Las proyecciones indican un aumento de temperatura durante el verano, lo que podría incrementar los picos de demanda y reducir la disponibilidad de plantas, en particular en el Litoral Atlántico, además de disminuir la capacidad de las redes si no se modernizan de forma adecuada. Aunque muchas de estas redes se encuentran en zonas montañosas más frías, la evacuación de energía desde el sur y las interconexiones con El Salvador y Guatemala también podrían verse afectadas por temperaturas más extremas en el futuro (GIZ, 2021).

Además de lo anterior, se debe señalar que el país enfrenta diversas amenazas naturales, entre ellas ciclones tropicales, inundaciones, deslaves, sequías e incendios, cuya intensidad podría incrementarse debido al cambio climático. En este sentido, los ciclones, aunque no son muy frecuentes, han provocado daños importantes en el sistema eléctrico, en particular a la generación y a las redes de transmisión y distribución. Otros fenómenos, como inundaciones, deslaves e incendios, ocurren casi todos los años y obligan a destinar recursos que podrían utilizarse en la expansión del sistema a tareas de reparación, limitando así el crecimiento del sector (GIZ, 2021).

Por su parte, la precipitación, variable clave para el sistema debido al peso de la generación hidroeléctrica, presenta patrones muy desiguales vinculados a la topografía. Las zonas costeras concentran la mayor cantidad de lluvia, especialmente la del Atlántico, mientras que el sur es históricamente más seco. En el futuro se prevé un aumento en la intensidad de las lluvias y una redistribución a lo largo del año, con reducciones en junio, julio y agosto, y aumentos en el resto del periodo anual. Estos cambios pueden dificultar la operación del parque hidroeléctrico y aumentar las fallas en transmisión y distribución. Además, el incremento de precipitaciones en zonas que no han sido tradicionalmente lluviosas puede poner en riesgo infraestructura que no fue diseñada para condiciones más extremas, mientras que las lluvias intensas podrían detonar más inundaciones y deslaves (GIZ, 2021). En este último sentido, es preciso señalar que aproximadamente un 15 % del territorio hondureño es propenso a inundaciones, especialmente en las áreas costeras, y se espera que su intensidad aumente junto con la de los ciclones. Los deslaves, por otra parte, favorecidos por la deforestación, son recurrentes durante la época de lluvias y difíciles de mitigar debido a su carácter repentino. Su ocurrencia produce daños significativos en la infraestructura eléctrica, siendo la red de transmisión particularmente vulnerable a estos fenómenos ya que muchas de las zonas afectadas son de difícil acceso (GIZ, 2021).

No obstante, los huracanes representan la amenaza más severa para el sistema eléctrico, ya que combinan vientos fuertes, lluvias intensas, inundaciones y deslaves. En particular, la región este de Gracias a Dios es la más vulnerable por su aislamiento del sistema interconectado y la fragilidad de su infraestructura. Asimismo, el Litoral Atlántico y el Valle de Sula también presentan riesgos relevantes debido a la importancia económica de la zona y a las debilidades de su infraestructura eléctrica.

También se debe mencionar, que la subida del nivel del mar y las marejadas ciclónicas también han causado daños en las zonas costeras, especialmente en el Pacífico, afectando activos de distribución debilitados por la edad y por la exposición constante al salitre (GIZ, 2021).

Otro tipo de amenaza que afecta al país son las sequías, las que son difíciles de detectar y pronosticar, y afectan directamente la generación hidroeléctrica, lo que obliga a recurrir a medidas reactivas y costosas. Por su parte, los incendios forestales, asociados a sequías, altas temperaturas y vientos, afectan principalmente a las redes de transmisión y distribución situadas en zonas montañosas. Aunque existen medidas preventivas y de respuesta, muchas veces resultan insuficientes, por lo que la reconstrucción de activos dañados suele incluir mejoras de resistencia ante este tipo de amenaza (GIZ, 2021).

Finalmente, se debe destacar que todo lo antes señalado contribuye a aumentar los niveles de falla en el suministro eléctrico en el país. Así, por ejemplo, la energía no suministrada en el año 2024 fue de 115,340 MWh lo que incluye tantos cortes por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales. En cuanto a la energía no suministrada exclusivamente por fallas, se ha registrado un aumento en el período 2021-2024, pasando desde 10GWh en 2021 a 28 GWh en el 2024 (SEN, 2025a).

C. Planificación del sistema eléctrico de Honduras

En Honduras, la operación y planificación del sistema eléctrico nacional se rige por un marco institucional y legal fundamentado principalmente en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la cual establece roles claramente definidos para las distintas instituciones del sector. La Secretaría de Energía (SEN) es responsable, entre otras funciones, de la formulación de políticas sectoriales; la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) se encarga de la regulación de tarifas y de las condiciones del mercado; y el Centro Nacional de Despacho (CND) es el responsable de la operación del sistema y de la planificación de su expansión. Asimismo, la operación y planificación del sistema eléctrico responde a lineamientos y marcos complementarios de política pública, vinculados al desarrollo sostenible, la acción climática y los compromisos internacionales asumidos por el país. Entre estos se incluyen la Visión de País, Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), entre otros.

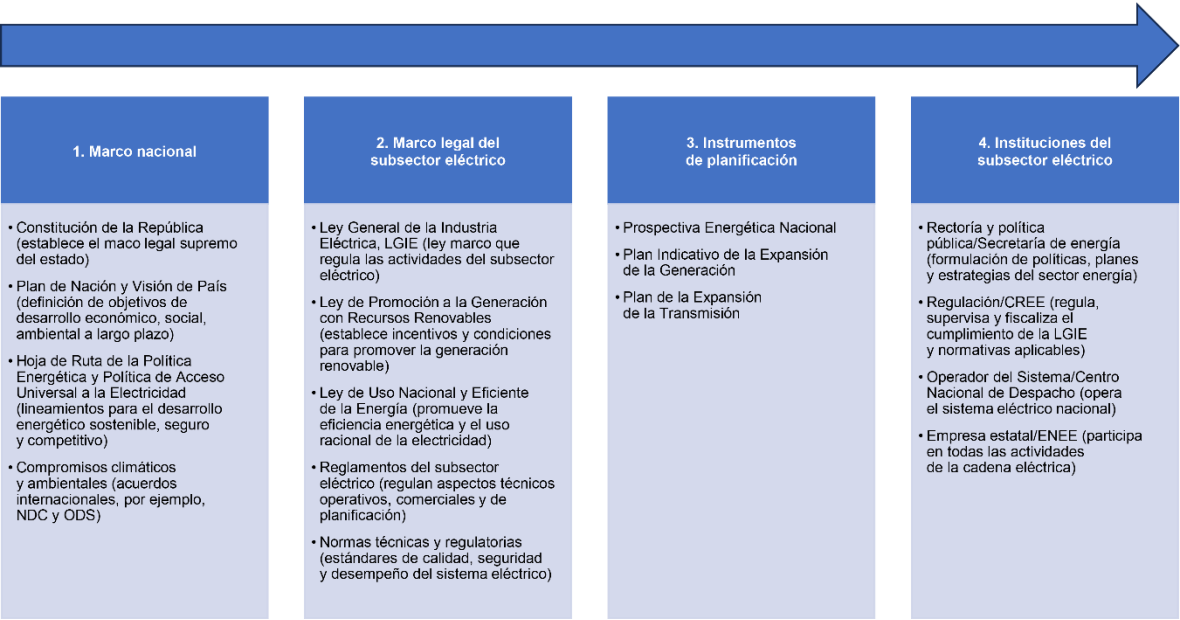
A nivel estratégico, la planificación del sector energético nacional se apoya en el ejercicio de Prospectiva Energética, impulsado por la SEN. Esta herramienta proporciona un horizonte de largo plazo para el desarrollo del sector energía, incluido el subsector eléctrico, al integrar el análisis histórico de la demanda y la oferta con proyecciones que reflejan las tendencias estructurales del país. La prospectiva permite evaluar distintos escenarios y rutas de desarrollo bajo criterios técnicos, económicos y ambientales, constituyéndose en un insumo clave para la toma de decisiones estratégicas (SEN, 2025c).

En el ámbito específico del subsector eléctrico, el CND desarrolla instrumentos de planificación orientados a asegurar, esencialmente en el mediano plazo, un suministro eléctrico confiable, continuo y al mínimo costo posible. En este contexto, el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) identifica las necesidades futuras de capacidad de generación y orienta a los agentes del mercado en los procesos de contratación, sirviendo además como insumo fundamental para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) (CND, 2024b).

Complementariamente, el CND elabora el PERT con una periodicidad bienal y un horizonte de planificación de diez años. Este plan, basado en los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación, define las inversiones necesarias en infraestructura de transmisión y debe ser sometido a la aprobación de la CREE (CND, 2024a).

Finalmente, en el marco de la planificación eléctrica con enfoque territorial y social, se destaca la Política de Acceso Universal a la Electricidad (PAUEH), decretada en 2021. Esta política busca cerrar las brechas de cobertura eléctrica y garantizar el acceso al servicio en zonas rurales y poblaciones vulnerables, mediante la implementación de proyectos de electrificación social, comunitaria y cooperativa, bajo la coordinación y supervisión de la SEN (Poder Ejecutivo de Honduras, 2021a). Un esquema general del este marco regulatorio se presenta a continuación (véase el diagrama 2).

Diagrama 2
Marco de las políticas energéticas y principales leyes y regulaciones del sector eléctrico de Honduras



Fuente: Elaboración propia.

II. Metodología para la planificación eléctrica resiliente: aspectos generales

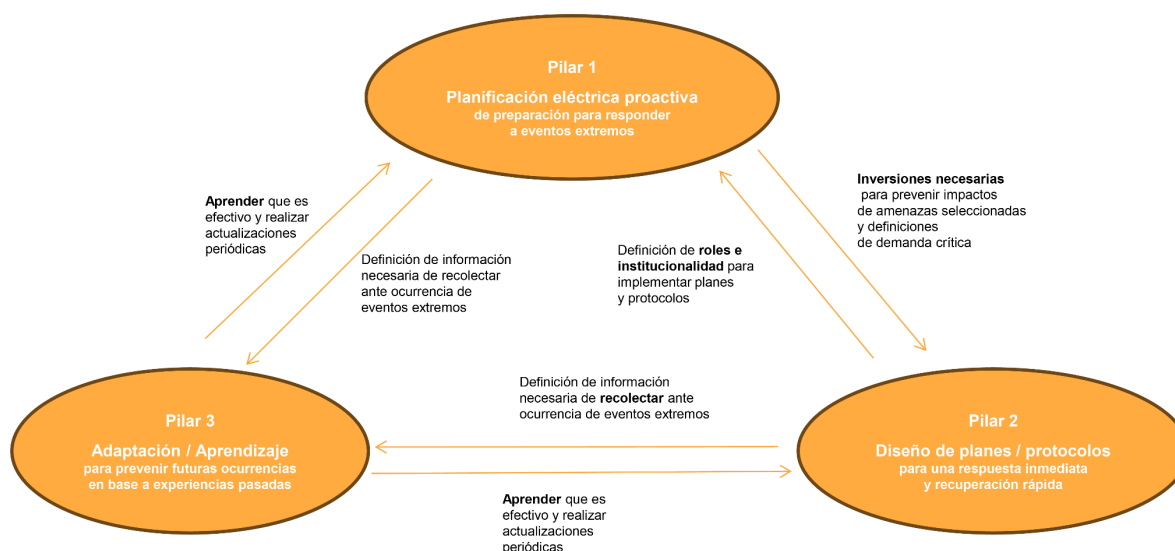
A continuación, se presenta un resumen de los pilares y etapas de la metodología de la CEPAL para la planificación eléctrica resiliente. El objetivo es introducir sus conceptos fundamentales y estructura operativa. Para un entendimiento profundo de esta guía, se recomienda la lectura íntegra del documento original: "Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe" (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

A. Marco general de la metodología para la planificación eléctrica resiliente

La metodología de la CEPAL para la planificación eléctrica resiliente se propone a partir de un marco general compuesto de tres pilares fundamentales. Cada uno de estos pilares representa una componente de la metodología y se van retroalimentando de manera continua (Sauma, Gil y Poveda, 2025). Estos pilares interactúan entre sí, mediante la entrega de información relevante para la planificación de las inversiones del sistema eléctrico resiliente y de cómo estas inversiones permiten prevenir impactos de amenazas que podrían afectar a este sistema (véase el diagrama 3).

La implementación de estos pilares puede no realizarse de manera secuencial, y su duración y periodicidad dependerá de las definiciones acordadas en la institucionalidad a cargo del proceso de planificación eléctrica resiliente continua (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Diagrama 3
Esquema del marco general de la metodología de planificación eléctrica resiliente de la CEPAL



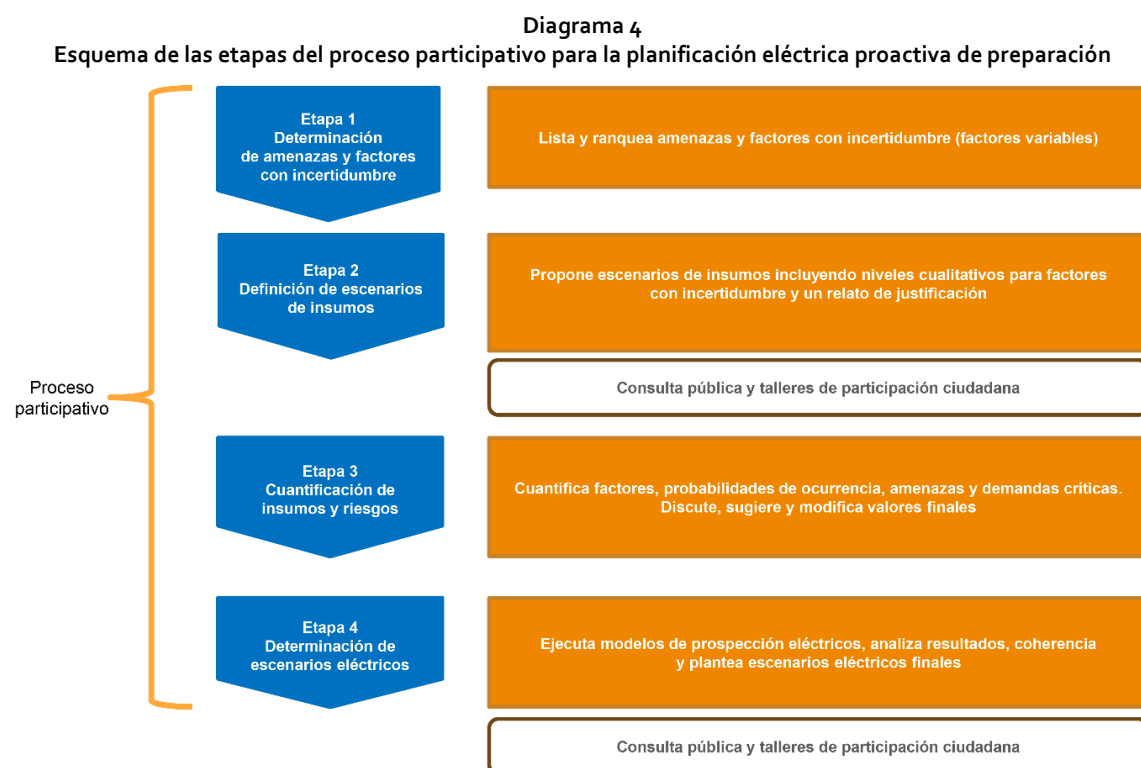
Fuente: Sauma, Gil y Poveda, 2025.

B. Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos

“La planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos apunta a la visión de largo plazo que un sistema eléctrico debe tener. Esta implica que los procesos de planificación tradicionales deben incorporar de manera explícita a la resiliencia como un factor que tributa a la generación de escenarios eléctricos y que ayude a guiar las inversiones en infraestructura con especial foco en generar un sistema que cumpla tanto con ser resiliente como con ser adecuado y seguro, aspectos fundamentales de la confiabilidad” (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Dada la filosofía de esta metodología, la planificación eléctrica proactiva de preparación debe ser diseñada e implementada considerando un comité o panel consultivo conformado por un grupo variado de expertos de diferentes disciplinas ligadas a la planificación eléctrica. Del mismo modo, los resultados obtenidos en cada una de sus cuatro etapas deben ser sometidos a una consulta pública y talleres de participación ciudadana. Esto se debe realizar con el objetivo de incorporar diversas visiones y opiniones que robustecen y validan el proceso en su totalidad.

Se debe aclarar que un proceso de planificación eléctrica puede realizarse de diferentes formas, según la realidad de cada país, región o territorio. Por lo tanto, no existe una solución única respecto de cómo realizar este proceso. No obstante, lo anterior, los autores proponen el desarrollo de 4 etapas para este pilar (véase el diagrama 4). En la implementación de la metodología, cada una de estas etapas debería ser guiada por una autoridad y asesorada por un panel consultivo conformado por expertos invitados a participar en este proceso.



Fuente: Sauma, Gil y Poveda, 2025.

Etap 1: determinación de amenazas y factores con incertidumbre

Esta etapa tiene como objetivo identificar, para su consideración en el proceso de planificación eléctrica proactiva y resiliente:

- Las principales amenazas que afectan al sistema eléctrico, y
- Los principales factores con incertidumbre (o factores variables) que condicionan el proceso de planificación eléctrica.

La identificación y priorización de estas amenazas y factores con incertidumbre permitirá que en la etapa 2 se generen escenarios de insumos que alimenten el proceso de la planificación eléctrica.

Etap 2: definición de escenarios de insumos

Esta etapa tiene como objetivo definir escenarios de insumos, es decir, definir estados o visiones de futuro, con valores relativos para cada factor con incertidumbre.

Para alcanzar este objetivo, se debe observar los resultados de la etapa 1, y a partir de estos, crear relatos respecto a los posibles escenarios de futuro que permitan sintetizar o representar las amenazas y factores con incertidumbre priorizados en la etapa anterior.

La definición de estos escenarios permitirá, en etapas posteriores, cuantificar el riesgo asociado a las amenazas y factores con incertidumbre y servirán como insumo para el proceso prospectivo de planificación eléctrica (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Etapas 3: cuantificación de insumos y riesgos

Esta etapa tiene como objetivo cuantificar los distintos factores con incertidumbre y probabilidad de ocurrencia, nivel de riesgo y niveles de demanda crítica en cada nodo/zona, para cada amenaza (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Además de lo anterior, se pretende identificar y ubicar geográficamente las demandas críticas del sistema que posteriormente serán fundamentales para los análisis técnicos de planificación eléctrica resiliente. Esta información debe ser desagregada con un nivel de detalle técnico suficiente de modo que permita llevar a cabo la etapa 4 y el uso de modelos de prospectiva de alta complejidad.

Etapas 4: determinación de escenarios eléctricos

El objetivo de esta etapa es determinar escenarios eléctricos finales. Esto es, identificar la infraestructura eléctrica que se planifica construir en cada escenario y año de interés, de acuerdo con los resultados de las etapas anteriores. La infraestructura que se planifica debe incluir, al menos, a la potencia de generación eléctrica que se sugiere instalar y las inversiones en transmisión eléctrica.

De este modo, los resultados de las etapas anteriores constituyen insumos validados para realizar los procesos de modelación matemática, de alto detalle técnico, que requiere un proceso de planificación eléctrica de largo plazo.

Es importante destacar que, en esta etapa, se deben especificar los parámetros del modelo matemático a utilizar en la planificación eléctrica de largo plazo que se ven afectados directamente por los distintos niveles de las amenazas priorizadas (los que fueron cuantificados en la etapa anterior). Es decir, en esta etapa se deben vincular las vulnerabilidades del sistema eléctrico con los parámetros del modelo de planificación de largo plazo. De esta forma, se logra vincular explícitamente la etapa de cuantificación de las amenazas con la etapa 4 (de determinación de escenarios eléctricos).

C. Pilar 2: diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida

Este pilar tiene como objetivo diseñar planes y protocolos para el sistema eléctrico que garanticen una respuesta inmediata y efectiva ante eventos extremos⁴.

Estos planes y protocolos se deben crear considerando que la resiliencia del sistema dependerá de su capacidad para minimizar interrupciones, proteger la infraestructura y restaurar en el menor tiempo posible el suministro eléctrico afectado.

Para alcanzar una mayor efectividad y eficiencia, estos planes y protocolos deben ser diseñados con un enfoque sistemático y coordinado que permita ser aplicado en cualquier tipo de contingencia.

Se debe hacer notar que la creación de estos planes y protocolos se realiza según las amenazas y priorizadas en el pilar 1. Además, deben ser revisados y redefinidos de acuerdo con la evolución de las condiciones del sistema, la tecnología y los efectos del cambio climático.

⁴ Como por ejemplo desastres naturales, fallas críticas o ataques cibernéticos.

D. Pilar 3: adaptación/aprendizaje para prevenir futuras ocurrencias en base a experiencias pasadas

“El proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas consiste en utilizar la información levantada (así como también identificar la no levantada) para realizar un diagnóstico de las condiciones del sistema ante eventos extremos. Este proceso requiere considerar la información definida y levantada dentro del diseño de planes para una respuesta inmediata y una rápida recuperación, así como también la información que no se pudo levantar, punto a partir del cual se pueden formular diversas preguntas para guiar la adaptación del sistema. La adaptación y el aprendizaje permiten que el sistema eléctrico mejore continuamente su capacidad para enfrentar eventos extremos, utilizando las experiencias previas como base para implementar cambios y actualizaciones. Este enfoque contribuye a reducir vulnerabilidades y mejorar la eficiencia operativa, al tiempo que permite una respuesta más efectiva ante futuros eventos” (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Es necesario señalar que este proceso de adaptación y aprendizaje requiere información respecto al evento extremo, tanto durante su desarrollo como una vez finalizado. El no contar con información detallada y precisa de los elementos que han fallado y el nivel de profundidad de la falla misma, dificultará la definición de medidas preventivas y de mejora continua para el sistema.

III. Guía de implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente de Honduras

Este capítulo presenta la guía de implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente resumida en el capítulo III, específicamente diseñada y adaptada para Honduras, considerando su contexto, institucionalidad, normativa principal y actores clave del sector energético.

Esta guía se desarrolla con el objetivo de orientar los pasos que deben darse para una exitosa implementación en Honduras de la metodología de planificación eléctrica resiliente desarrollada por la CEPAL (Sauma, Gil y Poveda, 2025), pretendiendo consolidar las capacidades locales para aplicar la metodología, promoviendo un proceso de planificación eléctrica fortalecido y con enfoque resiliente, capaz de ajustarse a las variaciones y desafíos del sistema eléctrico.

En este sentido se reconoce que el sistema eléctrico, incluidos todos sus subsectores y componentes, evoluciona de acuerdo con el desarrollo y la variación de factores relevantes involucrados en este y su planificación. Dentro de estos factores se pueden mencionar:

- Los avances de la tecnología,
- El incremento de la demanda eléctrica y los cambios en su perfil debido a la creciente electrificación de procesos y dispositivos, y
- Los cambios en las condiciones meteorológicas que debe enfrentar el sistema eléctrico en su totalidad, debido al fenómeno de cambio climático, cuyos efectos se van haciendo más patentes cada día.

A. Conformación del comité de seguimiento y del comité asesor de expertos

Tal y como se señala en la metodología de planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe desarrollada por la CEPAL (Sauma, Gil y Poveda, 2025), la implementación de cada pilar y etapa que la componen se lleva a cabo a través de procesos impulsados por una autoridad gubernamental específica y un panel consultivo⁵, quienes, a través de un trabajo conjunto, aúnan esfuerzos para planificar la expansión de largo plazo del sistema eléctrico considerando la resiliencia como factor clave en contextos donde los efectos del cambio climático estresan el sistema y aumentan el riesgo y los impactos de fallas tanto en el sector generación, transmisión y de distribución eléctrica.

En este sentido, el primer paso es la conformación del comité de seguimiento, con el fin de:

- Dar un respaldo institucional del más alto nivel para llevar a cabo esta implementación,
- Asegurar el seguimiento del proceso, garantizando que cada uno de sus pasos y productos sean consistentes y representativos del sistema eléctrico nacional y todos los lineamientos que influyen y afectan su planificación de largo plazo,
- Incorporar la resiliencia como factor fundamental para enfrentar las amenazas que afectan al país o región donde se aplique esta guía, y
- Favorecer la participación de diversos sectores y actores relevantes, de modo de dar validez general a los resultados.

En el caso de Honduras, en este primer ejercicio, la autoridad gubernamental que ha impulsado este trabajo fue la SEN, en particular la Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial, en atención a la planificación energética nacional que se desarrolla.

Se debe hacer notar que esta labor podría ser realizada por otra institución. En específico, por ejemplo, por una institución que desarrolle a profundidad el análisis correspondiente del subsector eléctrico, como el CND, o bien otras instituciones como la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) para atender el desarrollo de la estrategia a Largo Plazo como insumo para las NDC, así como para estudios que se quieran impulsar desde la academia.

Una de las primeras actividades efectuadas por la SEN, en este primer ejercicio, fue la conformación del Comité de Seguimiento (COS)⁶, para guiar el desarrollo del trabajo y contar con una permanente mirada de las prioridades y particularidades del sistema eléctrico de Honduras⁷. En el ejercicio desarrollado, este comité estuvo conformado por:

- **Equipo Honduras:** un grupo de profesionales de la SEN que han facilitado insumos y han guiado el desarrollo del trabajo en función de su conocimiento del sistema eléctrico de Honduras.
- **Equipo CEPAL:** vínculo entre el equipo consultor y Honduras. Participaron con el equipo consultor en el desarrollo de la metodología de planificación eléctrica resiliente en que se basa este estudio.
- **Equipo Consultor:** encargados del desarrollo de productos, informes e insumos para guiar el desarrollo del trabajo. Autores de la metodología de planificación eléctrica resiliente en que se basa este estudio.

⁵ En este caso el panel consultivo correspondió al comité asesor de expertos.

⁶ Este comité es convocado por la institución a cargo del proceso, en este caso, la Secretaría de Energía.

⁷ El COS se reunió de manera regular durante todo el desarrollo de este primer ejercicio de implementación de esta guía. (ver anexo A1).

Entre las primeras funciones del COS está la conformación de un Comité Asesor de Expertos (CAE)⁸, correspondiente a un grupo interdisciplinario e intersectorial de expertos locales⁹ que actúa como un grupo de asesores de la planificación eléctrica resiliente. La conformación del comité de asesor de expertos busca:

- Analizar y validar los principales resultados técnicos derivados de la implementación de la metodología,
- Asegurar un desarrollo participativo y robusto del proceso de planificación eléctrica resiliente,
- Contribuir al fortalecimiento de las capacidades técnicas nacionales en planificación eléctrica resiliente,
- Promover la cooperación interinstitucional y el intercambio de conocimientos entre actores del sector energético, y
- Generar un espacio de diálogo que contribuya a la toma de decisiones informadas y sostenibles en el marco de la planificación eléctrica del país.

El trabajo del CAE es muy relevante en el proceso de desarrollo de una guía para la implementación de la metodología de la CEPAL y para su aplicación actual y futura.

En el caso de Honduras, este trabajo se organizó mediante tres talleres virtuales, asociados a temas específicos de las etapas del Pilar 1 y del Pilar 3 de la metodología. La descripción de los talleres se presentará en el desarrollo de las respectivas etapas dentro de esta guía. Solo se hace notar que la planificación, coordinación y ejecución de cada una de estas instancias fue desarrollada por los miembros del COS.

B. Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras. Etapa 1: determinación de amenazas y factores con incertidumbre

La etapa 1 del Pilar 1 corresponde a la determinación de las amenazas y factores con incertidumbre asociados a la planificación del sistema eléctrico de largo plazo. Estos pasos se presentan a continuación:

- Preparar listado preliminar de amenazas

El COS prepara un listado preliminar de amenazas, a partir de, entre otros, los siguientes aspectos:

- Las condiciones geográficas y meteorológicas propias del país o de la región,
- Las características generales del país, en particular, por ejemplo, de infraestructura de los sectores de generación, transmisión y distribución eléctrica, o el nivel de dependencia de algún energético, etc.,

⁸ Tal y como se señala en la Metodología de Planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe desarrollada por la CEPAL, la implementación de cada pilar y etapa que la componen considera el aporte de un panel consultivo conformado por un grupo variado de expertos de diferentes disciplinas ligadas a la planificación eléctrica.

⁹ Para la conformación del CAE, el equipo de Honduras seleccionó y presentó al COS, los nombres de diversos especialistas relacionados con el sector energético del país, según sus áreas de experiencia (energía, economía, sustentabilidad, etc.) y sus funciones, entre otros aspectos. Una vez seleccionados estos expertos, desde la Secretaría de Energía de Honduras (SEN) se remitió una invitación formal a cada uno de estos especialistas, para conformar el comité. Una versión preliminar (no oficial) de la invitación se puede ver en el anexo A2.

- Los eventos disruptivos que han afectado el sistema eléctrico en el pasado, y
- Los eventos, que, aunque no hayan sucedido en el pasado, se considera que:
 - En caso de ocurrencia podrían tener un alto impacto en el sistema eléctrico, o
 - Existe una alta probabilidad de ocurrencia
- Preparar listado preliminar de factores con incertidumbre

El COS prepara un listado preliminar de factores con incertidumbre, a partir de información relacionada a las variables o parámetros de mayor influencia en los procesos de planificación y que condicionan las decisiones de expansión y operación del sistema en el largo plazo.
- Circular el listado inicial de amenazas y factores con incertidumbre

Circular entre los integrantes del CAE el listado inicial de amenazas y factores con incertidumbre preparado por el COS, de manera previa al primer taller o sesión de trabajo del CAE, donde se busca identificar y priorizar las amenazas y los factores con incertidumbre (véase el anexo A3).
- Organizar y desarrollar el primer taller del CAE

Organizar y desarrollar el primer taller o sesión de trabajo del CAE, considerando una metodología participativa. Este taller tiene como objetivos identificar y jerarquizar las principales amenazas del sistema eléctrico del país y los factores con incertidumbre que mayormente influenciarán su evolución a futuro (véase el anexo A4).
- Sistematizar información levantada

Sistematizar la información levantada en el primer taller de modo que, a partir del listado de amenazas y factores con incertidumbre elaborado preliminarmente por el Comité de seguimiento, se pueda obtener un listado de amenazas y factores con incertidumbre priorizados para Honduras.

En el marco del análisis realizado y considerando la aplicación sistemática de los pasos metodológicos previamente descritos, se llevó a cabo la evaluación del caso específico de Honduras. Este proceso permitió identificar, analizar y ponderar diversos elementos asociados al contexto nacional.

Como resultado de este ejercicio, se obtuvo un listado de amenazas y factores de incertidumbre priorizados, los cuales constituyen insumos clave para la toma de decisiones y el proceso de planificación del subsector eléctrico.

C. Resultados de Etapa 1: amenazas y factores con incertidumbre priorizados para el caso de Honduras

1. Identificación de amenazas priorizadas y su descripción

En el ejercicio realizado se procedió a la identificación de amenazas priorizadas y su descripción, lo que permitió determinar tres amenazas principales para el caso de Honduras. No obstante, es importante señalar que estas amenazas no deben considerarse como absolutas ni únicas. En análisis posteriores, o al evaluar la planificación eléctrica desde diferentes enfoques —ya sea a nivel nacional o para una región específica— las amenazas priorizadas pueden variar en función de los objetivos del estudio, los criterios de evaluación y la disponibilidad de datos. De esta manera, el enfoque metodológico permite ajustar la selección de amenazas según el contexto y las necesidades de la planificación, garantizando flexibilidad y pertinencia en la toma de decisiones manteniendo la incorporación de un análisis resiliente.

2. Tormentas tropicales-huracanes (inundaciones)

Honduras ha estado expuesta por décadas a desastres hidrometeorológicos que comprometen infraestructura crítica, incluida la eléctrica. Este tipo de eventos tiene efectos directos sobre la capacidad del sistema eléctrico de proveer electricidad a los centros de consumo, afectando desde redes de distribución hasta infraestructura de transmisión de alta tensión, subestaciones o generadores.

El huracán Mitch (1998) fue un punto de inflexión, provocando lluvias e inundaciones sin precedentes, dañó redes de electricidad, carreteras y puentes, causó alrededor de 7,000 muertes y 8,000 desaparecidos y pérdidas estimadas en USD 3,800 millones (≈ 70 % del PIB de entonces) con más de 70,000 viviendas destruidas. Su impacto obligó a reconstrucciones masivas y puso en evidencia la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante eventos extremos (CEPAL, 1999).

Entre 2020 y 2024, los huracanes Eta, Iota, Julia y Sara dejaron pérdidas económicas millonarias que afectaron al sector productivo y dañaron infraestructura (incluidas líneas y subestaciones) (BID & CEPAL, 2021; BID & CEPAL, 2025). Por ejemplo, Eta e Iota produjeron pérdidas por más de 1.8 mil millones de dólares (BID & CEPAL, 2021). A nivel de riesgo agregado, el perfil de riesgo país del Banco Mundial estima una pérdida promedio anual por huracanes de USD 48 millones (0.25 % del PIB) y una pérdida máxima probable (250 años) de USD 1.6 mil millones, cuantificando el potencial daño macroeconómico y sobre infraestructura crítica como la eléctrica (World Bank, 2016).

Es preciso señalar que esta amenaza climática ya había sido considerada como relevante previamente. Un análisis realizado entre 1978 y 2015 muestra que inundaciones, tormentas tropicales, deslizamientos de tierra y sequías fueron los desastres más recurrentes en Honduras, concentrados en los municipios Distrito Central, San Pedro Sula, La Ceiba y Puerto Cortés (Quesada-Román et al., 2024). Además, fichas climáticas internacionales documentan tendencias desde los años 60: aumento de temperatura (~ 0.6 °C por década) y mayor frecuencia de precipitaciones extremas, condiciones que agravan tanto la demanda como el estrés térmico e hidrológico sobre la infraestructura eléctrica (SERNA, 2010).

De este modo, la primera de las amenazas priorizadas para el caso de Honduras corresponde a **tormentas tropicales-huracanes (inundaciones)**. Las tormentas tropicales y los huracanes se diferencian en su intensidad e impactos, así como también en la frecuencia con que ocurren. Sin embargo, desde el punto de vista del impacto en el sector eléctrico, ambos producen inundaciones, que son las que causan los mayores problemas e impactos negativos sobre el sistema eléctrico. Por esto, se decidió considerar **tormentas tropicales, huracanes e inundaciones** como una sola amenaza cuyo riesgo se debe evaluar conjuntamente. En este sentido, se sugiere evaluar el riesgo de las inundaciones (principalmente provocadas por tormentas tropicales y huracanes) sobre el sistema eléctrico.

3. Altas temperaturas extremas

La segunda de las amenazas priorizadas para el caso de Honduras corresponde a **las altas temperaturas extremas**. Amenaza asociada a los eventos donde el promedio anual de las temperaturas máximas diarias en la región considerada se encuentra en un X% superior, considerando los registros en la última década en dicha región.

Bajo este marco conceptual, y en el contexto de la metodología de planificación eléctrica resiliente, el valor de este porcentaje (X) debería definirse en la Etapa 3 del Pilar 1 (Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos), que es cuando se hace la cuantificación de las amenazas y los factores con incertidumbre. Dicho porcentaje se debe determinar tomando en consideración la cantidad y calidad de los datos históricos disponibles.

La relevancia de esta definición radica en que se trata de una amenaza latente en el territorio. En efecto, el aumento de las temperaturas en Honduras se prevé como una consecuencia de los efectos del cambio climático en el futuro. Para el año 2050 se espera un aumento de la temperatura promedio de 1.8°C y de entre 3°C a 5.6 °C para el final del siglo, asociándose a esto también un aumento de eventos como sequías y olas de calor, especialmente en la zona noreste del país (The World Bank Group, 2023).

Con respecto al tema de las olas de calor y los récords de demanda eléctrica, las altas temperaturas ocurridas en mayo del año 2024 son un ejemplo de este problema. Estas elevaron la demanda eléctrica a máximos históricos (CND, 2024b) y el CND tuvo que declarar en momentos estado de emergencia a causa de la sobrecarga de circuitos y transformadores, aumento de demanda y problemas asociados a la capacidad de generación (CND, 2024c).

4. Sequías prolongadas

Finalmente, las **sequías prolongadas** han sido consideradas como la tercera amenaza latente para el país. En este contexto, se entiende por sequías prolongadas aquellos eventos de baja precipitación donde el nivel anual de lluvias en la región considerada se encuentra en un X% inferior respecto a los registros de la última década.

Al igual que las altas temperaturas extremas, al considerar la metodología de planificación eléctrica resiliente el valor de este porcentaje (X) debe definirse en la Etapa 3 del Pilar 1 (Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos), que es cuando se debe realizar la cuantificación de las amenazas y los factores con incertidumbre, considerando la cantidad y calidad de los datos históricos disponibles.

La importancia de esta amenaza radica en su impacto directo sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, particularmente en la reducción de la capacidad de generación hidráulica. En este sentido, las sequías prolongadas están estrechamente relacionadas con la variabilidad hidro climática del país.

Dicha variabilidad se encuentra influenciada, en gran medida, por fenómenos como El Niño, la Niña y la canícula¹⁰. En particular, El Niño tiende a intensificar y prolongar la canícula entre los meses de junio y septiembre, generando sequías en las regiones sur y centro del país, lo que reduce los aportes hídricos, afecta los niveles de los embalses y limita la generación hidroeléctrica. Por el contrario, La Niña tiende a aumentar lluvias y riesgos de inundaciones y deslizamientos (Mi Ambiente, 2019).

D. Identificación de factores con incertidumbre priorizados y su descripción

Luego de sistematizar y analizar las respuestas y justificaciones proporcionadas por todos los participantes del primer taller del CAE, se identificaron como prioritarios ocho factores con incertidumbre que deben ser incorporados en el proceso de planificación proactiva resiliente en Honduras.

La selección de estos factores se realiza en función de la influencia que tienen para el desarrollo futuro del sistema, la alta variabilidad que pueden presentar y la importancia que tienen en las decisiones, entre otros elementos.

¹⁰ El Niño y La Niña son fases del fenómeno océano-atmósfera ENSO (El Niño–Southern Oscillation) que afectan la precipitación regional (sequías o excesos de lluvia), mientras que la canícula corresponde a una disminución temporal de las lluvias dentro de la estación húmeda, típicamente observada entre julio y agosto, que puede intensificar condiciones de sequía.

Cabe recalcar que los factores con incertidumbre o factores variables se pueden definir como aquellos parámetros que influyen en los procesos de planificación, pero no tienen una relación con los riesgos del sistema, sino que, más bien, condicionan las decisiones de expansión y operación en el largo plazo. Estos suelen ser condicionantes tecnológicos, de costo o tendencias de mercado sobre los cuales no se tiene certeza total de sus valores futuros y, por lo tanto, aportan incertidumbre al proceso de planificación (Sauma, Gil y Poveda, 2025).

Estos factores con incertidumbre son (en orden de importancia, de acuerdo con los resultados consensuados en el taller):

- Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica
- Evolución y perfil de la demanda eléctrica
- Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía
- Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable
- Costos de generación térmica
- Nivel de penetración de la generación distribuida
- Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, y
- Tiempo de retraso en obras de transmisión

A continuación, se describen estos factores con incertidumbre.

1. Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica

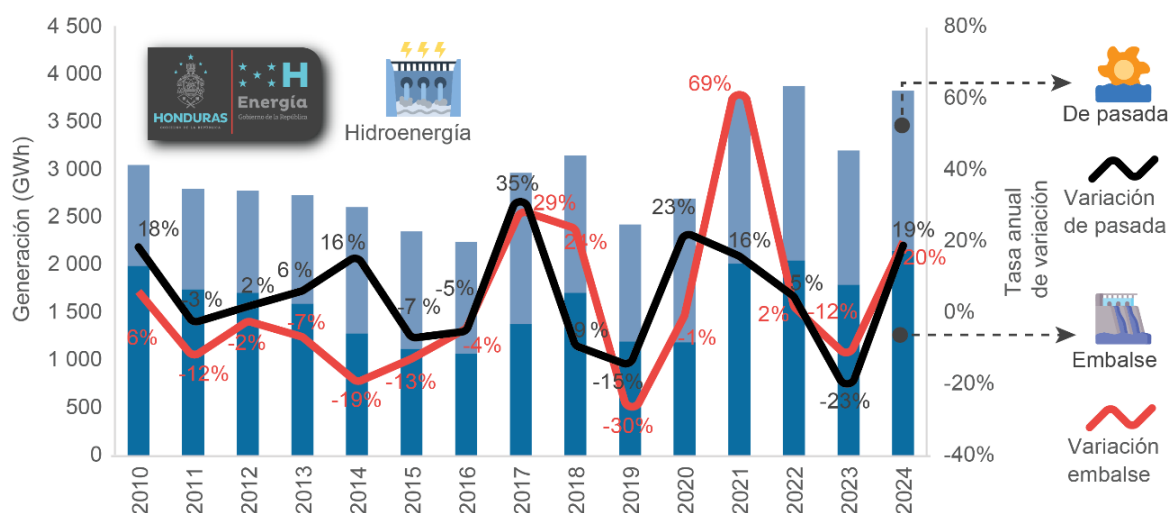
El recurso hídrico en Honduras es fundamental en la matriz de generación eléctrica del país. Al 2024 la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas (regulable y no regulable) llegaba al 28.1% y un 31%, respectivamente, de la energía total generada (CND, 2026a). El recurso hídrico es muy dependiente de factores climáticos que no solo cambian en el corto plazo, sino que en el contexto del cambio climático pueden significar variaciones permanentes en el largo plazo. Por ejemplo, proyecciones del modelo CESM1 (RCP8.5)¹¹ indican que para 2100, las precipitaciones disminuirán en alrededor de 20%, mientras que la disponibilidad hídrica (agua de ríos, lagos y acuíferos) podría reducirse en 41% respecto al presente. Así, se anticipan escenarios de años consecutivos con déficits lluviosos, disminuyendo la disponibilidad hídrica y consecuentemente afectando negativamente la generación hidroeléctrica (Pérez & Klein, 2020).

Esta reducción en la disponibilidad de recursos hídricos en Honduras evidentemente limita la cantidad de energía que es posible generar debido a que los caudales de ríos disminuyen, afectando centrales hidráulicas de pasada y también resulta más difícil almacenar suficiente agua en los embalses que abastecen a las centrales regulables.

Por ejemplo, en el siguiente diagrama, se ve una disminución en la generación hidroeléctrica para los años 2014, 2015, 2016, 2019 y 2023. Esto se relaciona con eventos de sequía, que afecta la cantidad de agua en ríos y embalses, reduciendo la capacidad de generar energía con este recurso. Sin embargo, también se ven años con mayores precipitaciones, como 2010, 2018, 2021, 2022 y más recientemente 2024, donde la generación hidroeléctrica ha mostrado un crecimiento considerable (SEN, 2025d). Esto muestra que existe alta variabilidad e incertidumbre en la disponibilidad de recursos hídricos (véase el gráfico 5).

¹¹ Proyecto de Gran Conjunto de "Fuerza Única" ("Single Forcing" Large Ensemble Project).

Gráfico 5
Generación hidroeléctrica histórica, 2010-2024
 (En GWh y porcentajes)



Fuente: SEN, 2025d.

De esta forma, la disponibilidad de recursos hídricos resulta un factor que genera incertidumbre en el sistema eléctrico ya que afecta una de las principales tecnologías de generación en el país y se prevé cambios importantes en la disponibilidad del recurso a futuro.

2. Evolución y perfil de la demanda eléctrica

Como se puede apreciar en el gráfico 1, en 2008 el consumo eléctrico fue de 6.5 TWh, y en 2024 se incrementó a 12.5 TWh. La demanda crece con alta variabilidad interanual en respuesta a cambios económicos, urbanos y climáticos. Esta evolución genera incertidumbre en la proyección de demanda futura (véase el gráfico 1).

Por su parte, la demanda pico en potencia en 2024 tuvo un crecimiento alto con respecto al 2023 siendo de alrededor de un 7.13%, consistente con un alza histórica constante de esta demanda pico. (CND, 2024a).

En Honduras, el crecimiento de la demanda eléctrica obedece en gran parte al crecimiento del PIB, crecimiento de las viviendas, la urbanización, entre otras (CND, 2024b). En ese contexto, el crecimiento económico en Honduras ha sido consistente y se proyecta que continúe estas tendencias (SEN, 2025c), sin embargo, alteraciones futuras de estas variables deberían afectar la demanda eléctrica a nivel nacional.

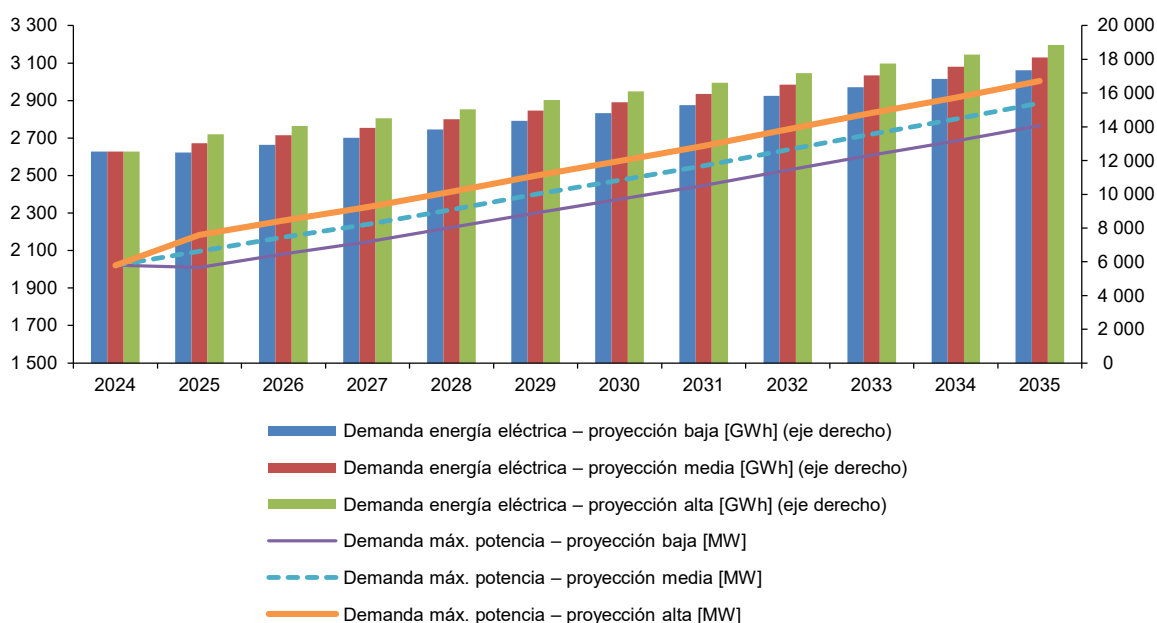
Por su parte, el perfil de la demanda eléctrica también se ha ido modificando, considerando aumentos en los valores máximos de demanda diaria, pero también, es esperable encontrar variaciones de la demanda total y diaria producto del aumento del acceso a sistemas de climatización (influenciado también por aumento de temperaturas por el cambio climático) y otros elementos de electrificación del consumo (Liddle y Huntington, 2021).

Además, el índice de acceso a la electricidad (IAE) para el 2024 es de 88.25% a nivel nacional con zonas muy por debajo de este nivel (SEN, 2025a) por lo que se espera ver un aumento en los consumos por acceso y electrificación. Esto crea una retroalimentación positiva entre el nuevo consumo y la necesidad de nuevos usos por parte de los usuarios entrantes, lo que aumenta aún más el impulso de la demanda eléctrica (Opiyo, 2020).

Por su parte, en la medida que aumentan los ingresos en un país, como es el caso de Honduras con un creciente aumento en el PIB, deberían aumentar los nuevos consumos. Sin embargo, también aumenta la incertidumbre debido a que países de ingresos medios o bajos poseen mayor elasticidad precio-demanda por energía, lo que implica que las condiciones económicas también afectan el uso de energía (Opiyo, 2020).

Se espera que la demanda siga una importante tendencia al alza. La proyección futura contempla en algunos casos crecimientos sobre el 3.6% hacia el año 2035, con un promedio anual del periodo 2025-2035 de 3.4%, según proyecciones del CND. Sin embargo, existe alta variabilidad posible dependiendo de los escenarios de alta o baja demanda como se ve en el gráfico 6, lo que indica incertidumbre a futuro (CND, 2026a).

Gráfico 6
Escenarios de proyección de demanda, 2024-2035



Fuente: CND, 2026a.

En síntesis, la demanda eléctrica típicamente obedece a una serie de variables que son inciertas a futuro, como el crecimiento económico o el crecimiento habitacional. A su vez, esto se combina con otros elementos que están afectando la demanda a futuro como la electrificación, los nuevos consumos, los efectos del clima, entre otros, aumentando aún más la incertidumbre. Tomando en consideración esto, además del hecho que la demanda es uno de los principales impulsores de la expansión del sistema eléctrico, se destaca la demanda como un factor con incertidumbre en la planificación eléctrica resiliente.

3. Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento energético a baterías (BESS) son una tecnología incipiente y de baja adopción en el país. Estas tecnologías se perfilan como de gran importancia para los sistemas eléctricos con altos niveles de energías renovables variables dentro de su matriz de generación, ya que permiten gestionar la variabilidad del recurso renovable, proveer servicios complementarios y dar confiabilidad y resiliencia en general a los sistemas (Dong et al., 2025)

Incluso, pueden servir como un complemento a la transmisión (Gómez-Ramírez et al., 2022) lo que resulta de gran utilidad en un sistema como el hondureño que se enfrenta a grandes desafíos en cuanto a la expansión de sus líneas. Existe entonces una necesidad por implementar este tipo de tecnología en los sistemas eléctricos en general. Sin embargo, a la fecha el nivel de implementación de estas ha sido bajo pese a que el 2025 se anunció un proyecto de 75 MW y 30 MWh de energía (Hondocompras, s.f.). Por ello, existe alta incertidumbre aún con respecto a la velocidad y nivel de penetración que van a tener.

Esto obedece principalmente al alto nivel de costos de estos sistemas. Sin embargo, el desarrollo reciente y las proyecciones apuntan a que esta situación debería cambiar. En el mundo los costos han caído drásticamente y se espera que sigan disminuyendo, aunque con incertidumbre sobre el ritmo y alcance de esas reducciones. Entre 2010 y 2024 los costos totales de instalación de BESS se redujeron en un 93%, pasando de 2,571 USD/kWh a 1,92 USD/kWh y se espera que para 2030, los costos podrían caer entre 50 y 60%, por mejoras en manufactura y economías de escala (IRENA, 2024). Hay proyecciones que señalan que los costos de sistemas BESS utilitarios de 4 horas podrían caer hasta un 47% para 2030 y entre 51 y 67% para 2050, dependiendo del escenario considerado.

Aquí destaca una incertidumbre significativa en la trayectoria de costos a largo plazo, debido a posibles fluctuaciones en la cadena de suministro de celdas y variaciones en los escenarios de demanda; estas proyecciones incluyen escenarios bajo, medio y alto para reflejar esta variabilidad (Cole et al., 2025).

De esta manera, se ve que los sistemas de almacenamiento son importantes para el desarrollo y planificación futuros del sistema eléctrico hondureño especialmente debido a la mayor penetración de energías renovables. Así, las incertidumbres que existen asociadas a los costos futuros de las baterías son un elemento relevante que incorporar en los procesos de planificación.

4. Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable

La generación renovable es un pilar fundamental de la matriz energética hondureña, llegando casi al 33% de la capacidad instalada total en 2024 considerando solo la energía Solar (16.6%), Eólica (7.2%), Biomasa (7.2%) y Geotérmica (1.2%) (SEN, 2025a). En particular, se prevé un aumento significativo de la expansión de estas fuentes de energía, particularmente en el caso de la solar y eólica (CND, 2024b). En ese sentido, los costos de las energías renovables resultan un parámetro muy importante en las inversiones del sistema y, por tanto, debe ser tomado en cuenta en la planificación.

Los costos de capital de las energías renovables como la solar o eólica han tenido una baja significativa desde comienzos de la década del 2010, lo que, junto con las políticas de impulso de estas tecnologías ha implicado un aumento significativo en la capacidad instalada en Honduras desde 2014 en adelante, especialmente de la solar. Aunque es probable que estos costos continúen en tendencia hacia la baja, todavía no se sabe con certeza cuánto disminuirán ni cuándo lo harán. Por ende, los trabajos de planificación a largo plazo podrían variar en las proyecciones de dichos costos.

Asimismo, el costo nivelado promedio global de la energía solar cayó un 90% entre 2010 y 2023. Esta reducción se atribuye a economías de escala, mejoras tecnológicas y competencia en el mercado. En el mismo periodo, el costo promedio nivelado de la energía eólica onshore bajó 70% (IRENA, 2024). Este descenso ha tenido un impacto directo en Honduras: la capacidad instalada solar pasó de 0 MW en 2013 a más de 549 MW en 2024 (SEN, 2025a).

Proyecciones de costos apuntan a que estas tecnologías seguirán bajando hacia 2050, con reducciones adicionales del 55 a 60% para solar y 45 a 50% para eólica, gracias a mejoras en eficiencia y producción masiva. Sin embargo, aunque la tendencia es clara, existe alta variabilidad en escenarios de largo plazo debido a factores como precios de materias primas (silicio, acero, cobre) costos de financiamiento y políticas de incentivos (S&P Global, 2023).

Al ser las tecnologías de generación renovables una parte relevante de la matriz eléctrica de Honduras la incertidumbre que se identifica en sus costos futuros debe ser considerada dentro de la planificación del sistema eléctrico.

5. Costos de generación térmica

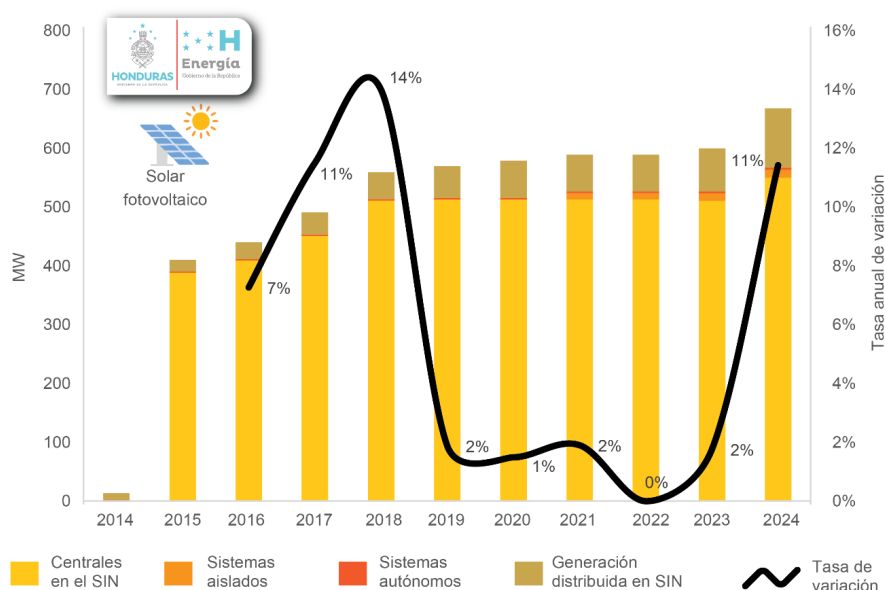
La generación térmica en base a combustibles fósiles en Honduras llegó a ser el 47% de la generación total del país en el año 2024 (CND, 2026a). De este porcentaje el 7% corresponde a centrales a base de carbón/petcoke y el 40% a centrales que operan con búnker o diésel. Esta cifra implica que los costos de generación térmica, principalmente los costos de los combustibles afecten directamente la operación y expansión del sistema.

Honduras es un país que depende en gran parte de las importaciones de combustibles para su consumo (SEN, 2025b) y por esto los costos mayormente son dependientes de los valores internacionales. Así, existe incertidumbre respecto de los precios que pueden alcanzar a futuro cada uno de los combustibles usados ya sea búnker, diésel, o gas natural. En ese sentido, es importante considerar esta incertidumbre dentro de análisis energéticos de largo plazo.

6. Nivel de penetración de la generación distribuida

La generación distribuida es una forma de producción de energía eléctrica que puede influir positivamente en el sistema eléctrico hondureño, al servir como una fuente alternativa y limpia a la generación por combustibles fósiles, entregando mayor independencia energética, descentralizando la oferta energética, y contribuyendo con la electrificación de zonas donde no hay acceso a la red de electricidad. Asimismo, un estudio identifica que la inclusión estratégica de generación distribuida de origen fotovoltaico potencialmente puede mejorar variables técnicas del sistema como los perfiles locales de voltaje y reducir las pérdidas en potencia activa y reactiva (Ramos-Gómez, et al., 2025) (véase el gráfico 7).

Gráfico 7
Capacidad fotovoltaica instalada en Honduras
(En MW y porcentajes)



Fuente: SEN (2025d).

Esta forma de generar electricidad es aún incipiente en el país, aunque se esperaría que su penetración aumente en el futuro, de la mano de menores costos en las tecnologías de generación fotovoltaica.

En general, la adopción de estos sistemas se puede ver afectada por barreras económicas asociadas al alto costo, pero también a la falta de liquidez para el financiamiento o tiempos de recuperación de la inversión largo, además de otras barreras sociales, políticas o técnicas como el simple desconocimiento de este tipo de alternativas (Garlet, et al., 2019). La mayor parte de proyectos de generación distribuida están conectados al Sistema interconectado nacional (SIN), aunque una parte tiene que ver con iniciativas recientes de electrificación de zonas aisladas (SEN, 2024b).

Honduras actualmente carece de políticas específicas de *net-metering*, aunque se implementan incentivos a renovables desde 2007 mediante decretos que, entre otras medidas, reducen impuestos en las inversiones (Poder Ejecutivo de Honduras, 2021b). Este tipo de medidas buscan que la inversión por parte de un agente del mercado tenga sentido económico. Sin embargo, parece ser que estos incentivos son insuficientes para hacer atractiva la inversión dado su alto costo total.

También, se debe considerar que en Honduras el valor de la tarifa eléctrica rondó entre 4.5 a 6.5 L/kWh aproximadamente en 2024 (SEN, 2025a), que no es un valor bajo, pero tampoco es lo suficientemente alto como para que una inversión en tecnologías de generación distribuida tenga sentido económico en el corto a mediano plazo.

De esta forma, la generación distribuida se ve afectada también por elementos como el crecimiento de la demanda, los costos de la energía, la regulación, e incluso su implementación en zonas aisladas, entre otros factores (IRENA, 2023). Todos estos elementos contribuyen a que exista una mayor incertidumbre respecto a la implementación futura de esta tecnología y resulta relevante considerarlo desde el punto de vista de la planificación eléctrica.

7. Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos

El intercambio de energía con otros países es un tema relevante desde la perspectiva del análisis de sistemas eléctricos, ya que no solo permite un mercado más competitivo, sino que también, puede afectar positiva o negativamente la resiliencia de un sistema (Valenzuela & Tesfaye, 2024).

El intercambio eléctrico entre países es clave porque puede reducir vulnerabilidad ante eventos extremos (huracanes, sequías) si hay capacidad de importación, pero también incrementar riesgos si el sistema depende de exportaciones que no se cumplen por falta de recursos.

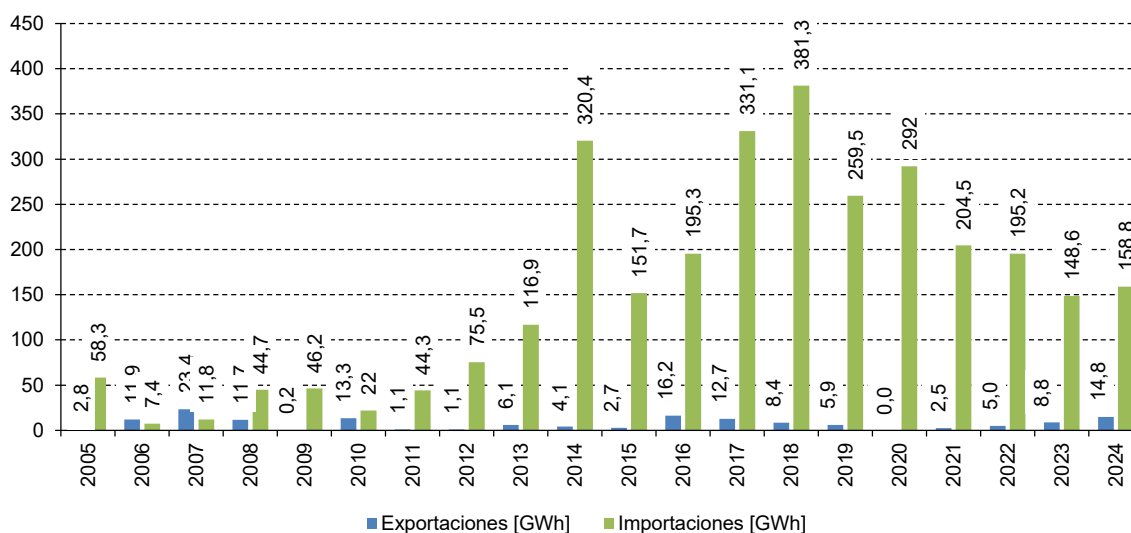
Con más de un 30% de su generación basada en capacidad hidráulica, Honduras enfrenta riesgos en años de sequía que reducen excedentes exportables, afectando la estabilidad del mercado regional. Esto se refleja en que las transacciones netas de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional han disminuido en los últimos años, mostrando menor capacidad de exportación por restricciones hídricas y mayor demanda interna, como se ve en el siguiente gráfico, que muestra el histórico de compras y ventas en el MER (GWh) al 2024 (véase el gráfico 8).

Los niveles de importaciones y exportaciones dependen de factores climáticos, de los niveles de producción eléctrica locales y de los países parte del MER y de otros factores técnicos como la capacidad de las líneas. En ese sentido, se ve como en las épocas más secas disminuyen los intercambios entre los países del MER (SEN, 2025a).

Por su parte, la inclusión de tecnologías renovables como la energía solar puede generar una sobreproducción que potencialmente podría exportarse. Sin embargo, el horario peak de producción no coincide con los peaks de consumo necesariamente. Por esto, sin formas de almacenamiento que permitan un arbitraje intra-horario más allá de las diferencias entre husos horarios entre países, es

complejo proyectar grandes volúmenes de exportación en base a energía solar. De esta manera, la incertidumbre climática, sumada a otros elementos que afectan la capacidad de los países vecinos para exportar o importar energía hacen que exista mayor incertidumbre a futuro con respecto a la energía intercambiada por el sistema eléctrico hondureño.

Gráfico 8
Histórico de compras y ventas de Honduras en el MER, 2024
(En GWh)



Fuente: SEN, 2025a.

8. Tiempo de retraso en obras de transmisión

Actualmente existen serias deficiencias en la expansión de la red de transmisión en Honduras. Se documentan retrasos frecuentes en proyectos estratégicos, incluyendo líneas en la zona Sur y la subestación El Paraíso, según se puede apreciar en el Plan de expansión de la red de transmisión (CND, 2024a). Estos atrasos se deben a factores como complejidad técnica, permisos ambientales, conflictos sociales y limitaciones presupuestarias. Si bien, existen esfuerzos por revertir esto, como el Programa Nacional de Transmisión eléctrica que busca modernizar la infraestructura y agilizar la implementación de proyectos (Secretaría de Finanzas de Honduras, 2025), aún existen evidentes problemas a nivel nacional.

El desarrollo de nuevos proyectos renovables puede impactar aún más esta incertidumbre, al requerir constantemente nuevas conexiones y expansiones del sistema. Por ejemplo, se ve que ya existen limitaciones en las líneas L615 y L637 en la zona Sur, las cuales conectan gran parte de la generación renovable con los centros de demanda eléctrica (CND, 2024a). Por su parte, otros factores como los económicos y regulatorios también pueden afectar los tiempos de construcción de infraestructura relevante de transmisión. Si bien, es bastante improbable que en un futuro se pueda “poner al día” al sistema con las obras de transmisión, el nivel de atraso sin duda puede variar dependiendo de múltiples factores y las consecuencias de estas sobre la topología de transmisión del sistema deben ser consideradas en la planificación eléctrica.

E. Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras. Etapa 2: definición de escenarios de insumos

La segunda etapa del Pilar 1 de la Metodología de Planificación Eléctrica Resiliente corresponde a la definición de escenarios de insumos, es decir, definir estados o visiones de futuro, con valores relativos para cada amenaza y factor con incertidumbre priorizado. En otras palabras, esta etapa toma los resultados de la etapa 1, que corresponden a un listado de las diferentes amenazas y factores con incertidumbre prioritarios para el proceso de planificación, y sobre estos crea un relato relacionado a los posibles escenarios de futuro que permitan encapsular la incertidumbre identificada. Así, en las etapas posteriores será posible cuantificar este insumo con valores que sirvan como parámetros para el proceso prospectivo de planificación eléctrica.

- Decidir respecto al número de amenazas y factores con incertidumbre priorizados que serán considerados en esta etapa:

A partir del listado de amenazas priorizadas, obtenidas luego de realizado el primer taller con el CAE, se debe tomar una decisión respecto a la cantidad de amenazas a incluir en la construcción de escenarios. Del mismo modo, se debe decidir cuántos factores con incertidumbre deben considerarse.

En este sentido, se debe tener en cuenta que para cada amenaza incluida en los escenarios deberá realizarse posteriormente un trabajo de levantamiento y análisis de información que permita cuantificar los riesgos e impactos del sistema eléctrico en caso de su ocurrencia. Además, para el proceso de planificación de largo plazo resiliente del sistema eléctrico, la inclusión de amenazas implica la inclusión de inversiones para hacer frente a estas amenazas.

Por su parte, para cada factor con incertidumbre, se deberá hacer un trabajo de prospectiva para contar con parámetros que alimenten el proceso de planificación del sistema eléctrico. Esto no lleva asociadas inversiones, pero sí hay un costo en términos de trabajo para cuantificar los parámetros asociados a cada nivel o escenario definido, para cada uno de los factores con incertidumbre incluidos.

- Construir escenarios cualitativos

El COS prepara, a partir del listado de amenazas y factores con incertidumbre priorizados como resultado de la etapa 1, un conjunto limitado de escenarios posibles a proponer al CAE en el segundo taller o sesión de trabajo. La idea es construir un número limitado de escenarios que combinen un nivel dado de cada amenaza y de cada factor con incertidumbre priorizado (véase el anexo A5).

Los niveles para categorizar las amenazas y factores con incertidumbre son cualitativos y pueden definirse con dos o tres categorías. Las categorías dependerán de la forma en que se estime conveniente. La única restricción es que las categorías sean excluyentes y denoten diferencias entre ellas.

La cantidad de escenarios a definir estará dada por la cantidad de categorías establecidas. Así, por ejemplo, si se establecen dos categorías, se tendrán que definir dos escenarios posibles. Si se establecen tres categorías o niveles, se tendrán que definir por tanto tres escenarios.

Por ejemplo, una categorización con dos niveles puede ser: nivel “Alto” y nivel “Bajo”, que pueden asociarse a escenarios “Optimista” y “Pesimista”. Por otro lado, una categorización de tres niveles puede ser por ejemplo mediante el uso de nivel “Alto”, “Medio” o “Bajo” y

puede dar como resultados escenarios como “Optimista”, “Tendencial” y “Pesimista”. Esta definición preliminar, tanto de los escenarios como de la categorización a usar, se analiza y concuerda en el COS.

- Construir “relatos” preliminares para cada uno de los escenarios desarrollados

A partir de cada escenario, se construye un relato que refleje la visión de futuro para las amenazas y los factores con incertidumbre. Este relato es cualitativo y busca describir, para cada escenario, lo que se supone que pase en el futuro con las amenazas y los factores de incertidumbre.

Por ejemplo, si se propone un escenario “Pesimista”, y una de las amenazas es “Sequías extremas”, el relato puede señalar que se espera que, en este escenario, producto del impacto de la evolución del fenómeno de cambio climático, el país sufra de sequías extremas, afectando con esto a la generación hidráulica. Si, además, se define como un factor de incertidumbre “La disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica”, se podría esperar, por tanto, que la disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica sea “Baja”.

- Circular propuesta de escenarios con el CAE

Circular entre los integrantes del CAE la propuesta de escenarios y niveles asociados, de manera previa al segundo taller o sesión de trabajo del CAE, donde se busca consensuar los escenarios y relatos.

- Organizar y desarrollar taller con el CAE

Organizar y desarrollar el segundo taller o sesión de trabajo del CAE, considerando una metodología participativa. Este taller tiene como objetivo analizar y concordar la forma como diferentes combinaciones de amenazas y factores con incertidumbre priorizados podrían configurar escenarios futuros posibles para el sistema eléctrico nacional. La construcción y discusión de estos escenarios permitirá orientar posteriormente la evaluación de riesgos, vulnerabilidades y opciones de planificación bajo diversas condiciones climáticas, económicas y tecnológicas.

- Sistematizar información levantada

Sistematizar la información levantada en el segundo taller de modo que, a partir de las propuestas realizadas por el COS y el trabajo realizado por el CAE, se obtenga un conjunto de escenarios y sus niveles y los relatos asociados.

F. Resultados de la Etapa 2: definición de escenarios de insumos para el caso de Honduras

En el marco del ejercicio desarrollado para el caso de Honduras, se implementó la Etapa 2 del Pilar 1 de la metodología, correspondiente a la definición de escenarios de insumos. Con base en el listado de amenazas y factores con incertidumbre priorizados en la etapa 1 de este pilar, se elaboró una propuesta de escenarios cualitativos y relatos preliminares basados en las tres amenazas y ocho factores con incertidumbre priorizados. Estos escenarios y relatos fueron presentados por el COS al CAE, y posteriormente discutidos y validados en el taller convocado para tal fin.

A partir de la sistematización del análisis y conclusiones desarrollados en el taller con el CAE, se definió en detalle cada uno de los escenarios y los correspondientes relatos asociados. Para esto, se construyó un número limitado de escenarios que combinan un nivel dado de cada amenaza y cada factor con incertidumbre.

En esta construcción se consideró, de manera anterior a la cuantificación de riesgos y costos, el uso de cinco niveles cualitativos para cada amenaza y factor con incertidumbre (véase el cuadro 2).

Cuadro 2
Niveles cualitativos definidos para la construcción de escenarios

Niveles cualitativos definidos	Descripción
Muy bajo	Para uso en casos específicos que representan una desviación a la baja importante respecto al nivel tendencial.
Bajo	Corresponde a disminuciones respecto al nivel tendencial.
Tendencial	Corresponde a la mantención del nivel actual o la tendencia de evolución actual de la variable asociada.
Alto	Corresponde a aumentos respecto al nivel tendencial.
Muy alto	Para uso en casos específicos que representan una desviación al alza importante respecto al nivel tendencial.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de estos cinco niveles se construyeron cuatro escenarios para las amenazas y los factores con incertidumbre (véanse los cuadros 3 y 4).

Cuadro 3
Escenarios de insumos definidos en conjunto con el comité asesor de expertos para las amenazas

Amenaza	Escenario Business-as-usual (BAU)- Economía lenta	Escenario BAU- Efectos fuertes CC	Escenario alta inversión renovable- Economía activa	Escenario alta inversión renovable- Economía activa- Efectos fuertes CC
Tormentas tropicales- Huracanes (Inundaciones)	Tendencial	Alto	Alto	Alto
Altas temperaturas extremas	Tendencial	Alto	Tendencial	Alto
Sequías prolongadas	Tendencial	Alto	Tendencial	Alto

Fuente: Elaboración propia.

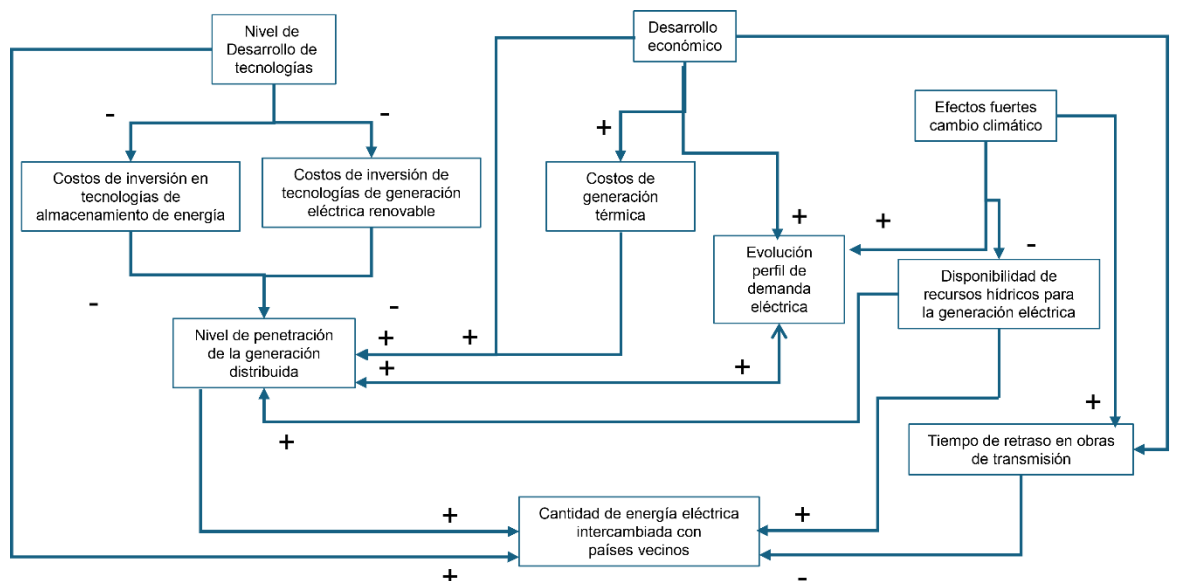
Cuadro 4
Escenarios de insumos definidos en conjunto con el comité asesor de expertos para los factores con incertidumbre

Factor con incertidumbre	Escenario Business-as-usual (BAU)- Economía lenta	Escenario BAU- Efectos fuertes CC	Escenario alta inversión renovable- Economía activa	Escenario alta inversión renovable- Economía activa- Efectos fuertes CC
Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica	Tendencial	Muy bajo	Alto	Bajo
Evolución y perfil de la demanda eléctrica	Bajo	Alto	Alto	Muy alto
Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía	Tendencial	Tendencial	Bajo	Bajo
Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable	Tendencial	Bajo	Muy bajo	Bajo
Costos de generación térmica	Tendencial	Bajo	Alto	Tendencial
Nivel de penetración de la generación distribuida	Bajo	Tendencial	Alto	Alto
Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos	Bajo	Bajo	Alto	Tendencial
Tiempo de retraso en obras de transmisión	Alto	Tendencial	Tendencial	Tendencial

Fuente: Elaboración propia.

Para una mayor comprensión de la relación entre estas amenazas y los factores con incertidumbre, se presenta a continuación un diagrama de influencias entre factores basado en los argumentos entregados por los participantes del CAE durante los talleres realizados. Este diagrama tiene como fin ayudar a reflejar e interpretar los escenarios propuestos y analizados con dicho comité (véase el diagrama 5).

Diagrama 5
Influencias entre amenazas y factores con incertidumbre



Fuente: Elaboración propia.

En el diagrama cada flecha representa una relación de influencia entre los factores que une. Los signos positivo o negativo hacen referencia a una influencia que se estima positiva o negativa, respectivamente. Por ejemplo, se considera que un alto nivel de desarrollo tiene un efecto positivo en el nivel de la demanda. No obstante, lo anteriormente dicho, se debe aclarar que este diagrama no pretende reflejar argumentos basados en evidencia científica, sino más bien, estas relaciones están basadas en lo identificado y obtenido en los talleres realizados con el CAE.

Con ayuda de los cuadros de resumen y el diagrama antes expuestos, se construyeron “relatos” para cada uno de los escenarios desarrollados. A continuación, se presentan dichos relatos.

1. “Escenario *Business-as-usual* (BAU)-Economía lenta”

Este escenario se enmarca en un contexto general de crecimiento económico bajo o lento mundial y nacional y un desarrollo “normal” o “Business-as-usual” de las tecnologías. Con base en esta situación económica se identificaron consecuencias para los factores con incertidumbre en el sistema eléctrico. Un lento desarrollo económico a futuro genera efectos como una menor demanda eléctrica, un menor despliegue de nuevas tecnologías a causa de mayores costos (dependiente de mercados internacionales), entre otros elementos que aportan a ver un sector energético menos dinámico.

a) Amenazas

Con relación a las amenazas en este escenario, dado que es un escenario BAU, donde no se van a enfatizar los efectos extremos del cambio climático, se consideró mantener un nivel **tendencial** en los tres tipos de amenazas climáticas a considerar.

b) Factores con incertidumbre

En este escenario se propuso considerar una disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica como **tendencial**. En este caso, este factor no tiene directa relación con los factores económicos, por ello, es preferible considerarlo como **tendencial** además en un contexto de escenario “*Business-as-usual*” (BAU), donde no se espera analizar efectos extremos del cambio climático.

En cuanto a la evolución y perfil de demanda eléctrica se propuso un nivel **bajo** ya que el crecimiento futuro de la demanda está, al menos por ahora, fuertemente correlacionado con el crecimiento económico del país.

Se prevé que los costos de inversión tanto en tecnologías de almacenamiento como en tecnologías de generación renovable se mantengan en un nivel **tendencial**, considerando un escenario relativamente pesimista para el desarrollo económico nacional y global. No obstante, no se estimó que dichos costos puedan ubicarse en niveles altos en el futuro, dado que las proyecciones internacionales sobre la evolución de estos mercados coinciden en anticipar una continuidad en la tendencia decreciente de precios, impulsada por mejoras tecnológicas, economías de escala y una mayor competitividad industrial.

Los costos de generación térmica se consideraron en un nivel **tendencial**, ya que, en un escenario de crecimiento bajo, es improbable que se incorporen políticas que encarezcan los combustibles (como impuestos verdes). Asimismo, no sería realista asumir que los costos de los combustibles caigan significativamente, dado que los precios internacionales suelen mostrar una cierta alza cuando cae el nivel de actividad económica global. En contextos de bajo crecimiento económico, la demanda internacional de combustibles tiende a ser moderada, lo que limita tanto aumentos pronunciados como reducciones significativas en los precios. Esta combinación de factores respalda la clasificación de los costos de generación térmica como **tendencial** y fortalece la coherencia interna del escenario.

En el caso de la generación distribuida, se consideró un desarrollo de nivel de intensidad **bajo**, dado que los costos de estas tecnologías se mantendrían en niveles moderados en comparación a los precios de la generación eléctrica a gran escala que particularmente por sus dimensiones no serían elevados en este escenario. En general, el despliegue de generación distribuida tiende a presentar una correlación positiva con el nivel de los costos de producción de los grandes generadores: a medida que la generación centralizada mantiene precios relativamente accesibles, disminuyen los incentivos económicos para una adopción acelerada de soluciones distribuidas. Por ello, se proyectó un crecimiento intermedio, condicionado por la competitividad relativa entre ambas formas de generación.

En cuanto a la cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, se supuso en un nivel **bajo** ya que, en un futuro con menor dinamismo en las inversiones renovables y en el desarrollo energético general, es esperable que haya poco desarrollo de intercambios energéticos obedeciendo también que probablemente exista un menor superávit de generación a nivel nacional.

Finalmente, se esperaba que el tiempo de retraso en obras de transmisión sea **alto** en función de un lento desarrollo del sector eléctrico, además de una menor necesidad de acelerar obras de transmisión en vista de un desarrollo renovable más lento.

2. “Escenario BAU-Economía lenta-Efectos fuertes CC”

Este escenario consideró un contexto de “*Business-as-usual*” (BAU), tanto en términos de desarrollo de las tecnologías como en términos de crecimiento económico, pero con efectos incrementados del cambio climático, junto con todas las consecuencias que estos conllevan. Esto se traduce en factores con incertidumbre que se derivan de una peor hidrología, pero sin inclinarse de manera significativa hacia costos altos o bajos en caso de factores asociados a economías nacional y global. En cuanto a las amenazas, se incrementan todas las amenazas de índole climática.

a) Amenazas

Dado que el principal elemento a modificar en este escenario corresponde a las variables climáticas, con el objetivo de someter el sistema eléctrico a estrés, se consideraron niveles **altos** para “Tormentas tropicales – Huracanes (inundaciones)”, “Altas temperaturas extremas” y “Sequías prolongadas”. Esto con el fin de representar un “peor escenario” en términos climáticos, en un contexto sin otro tipo de grandes dificultades, para evaluar el impacto que esto tendría en el sistema y en las dificultades que conllevaría.

b) Factores con incertidumbre

El principal factor con incertidumbre afectado es la “Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica”, que se consideró de nivel **muy bajo** debido a los efectos del cambio climático (CC), representando condiciones de sequías prolongadas y escasez de agua en gran parte del año. Si bien eventos extremos como tormentas tropicales o huracanes pueden generar precipitaciones significativas en periodos puntuales, estas lluvias no son suficientes para compensar la falta de disponibilidad hídrica de manera sostenida, por lo que el nivel general de recurso se mantiene bajo. Esta clasificación buscó reflejar la presión continua sobre los recursos hídricos, más allá de eventos aislados de precipitación.

Dado que el resto de los factores con incertidumbre no están basados en variables climáticas, es que la mayoría de estos no presentan modificaciones significativas y se mantuvieron en un nivel **tendencial**. Sin embargo, en el caso de la “Evolución y perfil de la demanda eléctrica” se consideró de nivel **alto**. A diferencia del escenario anterior, en este se consideró que los efectos fuertes del CC compensan la baja actividad económica en términos de demanda del sistema, al requerir mayores niveles de uso de climatización, así como necesidad de mayor riego y bombeo de agua.

Los costos de inversión en tecnologías de almacenamiento se consideraron en un nivel **tendencial**, considerando que, a nivel global, la creciente demanda por estas soluciones las convierte en una prioridad estratégica para muchos países, incentivando inversiones y despliegues constantes. Además, en este escenario, los impactos altos del cambio climático refuerzan la necesidad de contar con sistemas eléctricos más flexibles y resilientes, lo que genera una inclinación adicional hacia el uso de tecnologías de almacenamiento. En paralelo, los costos de inversión en tecnologías de generación eléctrica renovable se proyectaron en un nivel **bajo**, en línea con las tendencias globales de fuerte promoción de energías limpias, el continuo avance tecnológico y la presión derivada de eventos climáticos extremos, que aumentan la urgencia de reducir la dependencia de generación eléctrica convencional y diversificar la matriz energética.

En cuanto a los “Costos de generación térmica”, se asumió para estos un nivel **bajo**, debido a incentivos suaves de descarbonización que deben ser compatibles con la escasez hídrica en mantener la estabilidad de generación del sistema.

Asimismo, se consideró un nivel **tendencial** de penetración de generación distribuida, ya que este tipo de generación continúa siendo promovido como una alternativa estratégica para complementar la oferta eléctrica. En este escenario, los altos niveles de incertidumbre derivados del cambio climático ejercen presión sobre la disponibilidad de recursos y la continuidad del suministro, haciendo que la adopción de generación distribuida se perciba como una opción relevante para asegurar la demanda en los distintos sectores de consumo. Aunque los costos de inversión en tecnologías renovables son relativamente bajos —lo que favorece tanto la generación distribuida como los proyectos a gran escala—, los sistemas centralizados pueden presentar costos más competitivos. No obstante, los sistemas distribuidos, incluyendo soluciones híbridas que integren generación renovable y térmica, permiten **augmentar la resiliencia del sistema**, garantizar el suministro frente a eventos extremos y ofrecer flexibilidad para adaptarse a variaciones en la disponibilidad de recursos y a demandas locales de energía.

En cuanto a la “Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos”, se proyectó un nivel **bajo**, considerando que los impactos elevados del cambio climático en el país, como sequías prolongadas o eventos extremos que afecten la generación hidroeléctrica y la continuidad del suministro, podrían incrementar la demanda de electricidad proveniente de países vecinos. En caso de que los países vecinos enfrenten situaciones similares, el intercambio de energía se verá reducido, al priorizar cada país su propio suministro. Esto hace que el intercambio alcance un nivel **bajo**, reflejando la necesidad de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico frente a variaciones en la disponibilidad de recursos locales.

Asimismo, en el caso del “Tiempo de retraso en obras de transmisión”, se consideró un nivel **tendencial**, dado que, aunque este aspecto es relevante para el desarrollo y la expansión del sistema eléctrico, alcanzar un nivel bajo de retrasos resulta prácticamente inviable en el futuro cercano. Esta limitación se debe a múltiples factores, incluyendo la disponibilidad de recursos financieros, la necesidad de inversiones significativas, los procesos de planificación y permisos, así como posibles dificultades logísticas y técnicas en la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica. A pesar de que la expansión de la red de transmisión es prioritaria para garantizar la confiabilidad y resiliencia del sistema frente a los impactos del cambio climático, los plazos de construcción y las restricciones presupuestarias implican que los retrasos no puedan eliminarse por completo. Por ello, un nivel **tendencial** refleja de manera realista la capacidad del país para avanzar en obras de transmisión, equilibrando la prioridad del desarrollo con las limitaciones prácticas de inversión, ejecución y coordinación interinstitucional.

3. “Escenario alta inversión renovable-economía activa”

Este escenario buscó reflejar un futuro de alta inversión en tecnologías renovables en un contexto de “Economía activa” que refleja un mayor crecimiento económico nacional y también internacional. Una situación económica positiva favorecería el desarrollo de proyectos, la baja en los costos de inversión en nuevas tecnologías y propiciaría un sector energético más dinámico. Este contexto económico se acompañaría en contrapartida con un escenario de condiciones climáticas adversas, pero no tan severas, donde la ocurrencia de eventos extremos afecta al país de manera estimada en coherencia con un escenario climático de “Business-as-usual” o normal, a excepción de la consideración de las tormentas tropicales – huracanes (inundaciones), las que se considera tienen una mayor ocurrencia.

a) Amenazas

Respecto al nivel de la amenaza de “Tormentas tropicales-Huracanes (inundaciones)”, se ha considerado un nivel **alto**, en atención a la evolución esperada de los impactos del CC y sus efectos en el país. Si bien se reconoce que esta amenaza es, en gran medida, independiente de la evolución de la actividad económica, su intensidad y frecuencia proyectadas justifican su inclusión en un nivel elevado

dentro del análisis. En este sentido, aunque el escenario planteado no corresponde a condiciones climáticas extremas, se ha optado por mantener un nivel **alto** de esta amenaza con el propósito de evaluar su impacto potencial en la planificación del sistema eléctrico. En particular, este enfoque permite analizar la necesidad de desarrollar infraestructura como represas multipropósitos, que no solo contribuyan a la generación eléctrica, sino que también fortalezcan la seguridad hídrica y el control de inundaciones en el país.

Por otro lado, se consideró que el nivel de la amenaza de “Altas temperaturas extremas”, es **tendencial** en este escenario, dado que la mayor relevancia se ha concentrado en las tormentas tropicales y huracanes. Por la misma razón, ya señalada, la amenaza “Sequías prolongadas” también se consideró en un nivel **tendencial**, manteniendo coherencia en la priorización de riesgos dentro del escenario planteado.

b) Factores con incertidumbre

En este escenario, la “Disponibilidad de recursos hídricos” para la generación eléctrica se consideró **alta**, dado que, a pesar de que las altas temperaturas y las sequías prolongadas se mantienen en un nivel medio, la amenaza elevada por tormentas tropicales y huracanes genera precipitaciones significativas durante el año. Esta condición representa una oportunidad estratégica para desarrollar proyectos multipropósito que no solo aprovechen el recurso hídrico para generación eléctrica, sino que también contribuyan a la seguridad hídrica y al control de inundaciones. La adecuada planificación y construcción de infraestructura, como presas y embalses reguladores, permite transformar estos eventos extremos en un suministro más estable y confiable para el país.

Por otro lado, se consideró que la “Evolución y perfil de la demanda eléctrica” tiene un nivel **alto**, debido a que a este escenario se asocia una mayor actividad económica, lo que lleva, por una parte, a un mayor consumo energético de las industrias y el comercio, así como también a un aumento de la electrificación de la demanda.

Respecto a los “Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía” en este escenario se consideró una evolución a la **baja** significativa respecto del nivel internacional de los costos de este tipo de tecnologías, favoreciendo por tanto su mayor adopción dentro del sistema eléctrico. Lo mismo ocurre con el nivel de “Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable” que también se consideró que tendría una evolución importante, lo que resulta en un nivel **muy bajo**.

Respecto a los “Costos de generación térmica”, se consideró que este escenario promueve la inversión en energías renovables, por lo que se estima la aplicación de algunos instrumentos de política pública que aumenten el costo de la operación de la generación eléctrica que utiliza combustibles fósiles y, por tanto, que este costo tenga un nivel **alto**. Esto solo sería posible dada la buena situación económica del país considerada en este escenario, y la poca presencia de amenazas climáticas, que permiten darse la libertad de prescindir de la generación térmica y optar por opciones menos contaminantes.

En el caso de la generación distribuida, se consideró un desarrollo de nivel de intensidad **alto**, dado que los costos de estas tecnologías se mantendrían en niveles bajos en comparación a los precios de la generación eléctrica a gran escala que serían elevados en este escenario debido a políticas ambientales. En general, tal como se mencionó anteriormente, el despliegue de generación distribuida tiende a presentar una correlación positiva con el nivel de los costos de producción de los grandes generadores.

En este escenario de mayor generación renovable y distribuida, y dadas las características de perfiles de generación y consumo, se consideró que podría haber una mayor cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, tanto de la recibida por el país, como eventualmente la entregada a otros países, en particular para evitar vertimiento. En consecuencia, la cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos se consideró en un nivel **alto**.

Por último, se consideró en este escenario, que el tiempo de retraso en obras de transmisión sería **tendencial** a partir de la condición de economía activa del país, lo que favorecerá la ejecución de obras de transmisión del sistema eléctrico.

4. “Escenario alta inversión renovable-economía activa-efectos fuertes CC”

Este escenario buscó reflejar un futuro de alta inversión en tecnologías renovables en un contexto de “Economía Activa”, que refleje un mayor crecimiento económico a nivel nacional y también internacional, junto con efectos muy severos del cambio climático y las consecuencias que estos conllevan. Una situación económica positiva favorecería el desarrollo de proyectos, la reducción en los costos de inversión en nuevas tecnologías y propiciaría un sector energético más dinámico. Este contexto económico se acompañaría en contrapartida con un escenario de condiciones climáticas severas, donde hay un nivel incrementado de todas las amenazas de índole climática.

a) Amenazas

Dado que el principal elemento a modificar en este escenario, con respecto al anterior, corresponde a las variables climáticas (con el objetivo de someter el sistema eléctrico a estrés de este origen), se consideraron niveles **altos** para “Tormentas tropicales – Huracanes (inundaciones)”, “Altas temperaturas extremas” y “Sequías prolongadas”. Esto con el fin de representar un “peor escenario” en términos climáticos, en un contexto donde la economía crece en forma acelerada y con fuertes inversiones renovables.

b) Factores con incertidumbre

El principal factor con incertidumbre afectado es la “Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica”, que se consideró de nivel **bajo** debido a los efectos del cambio climático, representando condiciones de sequías prolongadas y escasez de agua en gran parte del año. Si bien eventos extremos como tormentas tropicales o huracanes pueden generar precipitaciones significativas en periodos puntuales, estas lluvias no serían suficientes para compensar la falta de disponibilidad hídrica de manera sostenida, por lo que el nivel general de recurso se mantiene **bajo**. Esta clasificación buscó reflejar la presión continua sobre los recursos hídricos, más allá de eventos aislados de precipitación.

Se consideró que la “Evolución y perfil de la demanda eléctrica” tendría un nivel **muy alto**, debido a que a este escenario se asocia una mayor actividad económica, lo que llevaría, por una parte, a un mayor consumo energético de las industrias y el comercio, así como también, a un aumento de la electrificación de la demanda. A esto se sumaría la demanda adicional producto de efectos fuertes del CC, lo que resultaría en un crecimiento aún mayor de la demanda.

Respecto a los “Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía” este escenario consideró una evolución a la **baja** significativa de los costos de este tipo de tecnologías, favoreciendo por tanto su mayor adopción dentro del sistema eléctrico. Lo mismo ocurre con el nivel de “Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable” que también se consideró que tendrá una evolución importante a la **baja**.

Respecto a los “Costos de generación térmica”, se consideraron en un nivel **tendencial** porque este escenario, a pesar de promover la inversión en energías renovables, se vería enfrentado a efectos fuertes del CC, lo que puede restringir más al sistema en caso de pérdida de líneas o falta de agua, lo que resulta en que aún se tenga que depender de generación térmica en caso de ser necesaria. Esto implica que no se podría tener una política tan severa de impuestos a las emisiones, lo que mantendría el costo en un nivel **tendencial**.

En el caso de la generación distribuida, se anticipó un desarrollo de nivel de intensidad **alto**, dado que los costos de estas tecnologías se mantendrían en niveles bajos en comparación a los precios de la generación eléctrica a gran escala que serían elevados en este escenario debido a políticas ambientales. Así, el nivel de penetración de la generación distribuida se consideró **alto**.

En este escenario de mayor generación renovable y distribuida, dadas las características de perfiles de generación y consumo, y a las posibles restricciones impuestas por los efectos fuertes de CC, se consideró un nivel **tendencial** de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, tanto de la recibida por el país, como eventualmente la entregada a otros países, en particular para evitar vertimiento y mantener la seguridad eléctrica en el país.

Por último, se consideró en este escenario, que el “Tiempo de retraso en obras de transmisión” será **tendencial** a partir de la condición de economía activa del país, lo que favorecerá la ejecución de obras de transmisión del sistema eléctrico. Al respecto, cabe mencionar que, por una parte, se espera que el tiempo de retraso en obras de transmisión aumente debido a que los recursos se destinarían en forma muy importante a otras prioridades (salud, alimentación, accesos a vías de comunicación, etc.) para atender los efectos severos del cambio climático. Por otra parte, se espera que el tiempo de retraso en obras de transmisión disminuya debido a que el crecimiento acelerado de la economía inyectaría recursos monetarios importantes para acelerar las inversiones que harían el sistema eléctrico más robusto. En consecuencia, considerando ambos efectos, se consideró un nivel **tendencial** del tiempo de retraso en obras de transmisión.

G. Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras. Etapa 3: cuantificación de insumos y riesgos

1. Cuantificación de amenazas

La tercera etapa del Pilar 1 de la Metodología de la CEPAL tiene como objetivo principal la cuantificación de los factores con incertidumbre y las amenazas identificadas previamente. En ese contexto, en este apartado se explica cómo se debería abordar la cuantificación por medio de una serie de pasos que abordan desde la identificación de la información hasta la aplicación de metodologías específicas que potencialmente se pueden aplicar en Honduras.

Los pasos para cuantificar las amenazas y los factores con incertidumbre se presentan a continuación. Se hace notar que esta definición se realiza a partir de los resultados obtenidos en la etapa 1 y etapa 2 del Pilar 1.

- **Identificación de fuentes de Información**

Para cuantificar las amenazas que afectarán la planificación eléctrica a futuro, es fundamental tener información adecuada que caracterice el riesgo asociado a ella. Esto implica contar con datos históricos adecuados e idealmente, algún tipo de proyección futura. Sin embargo, muchas veces los datos históricos pueden ser parciales o incompletos, mientras que las proyecciones futuras pueden ser inexistentes ya que estas dependen de algún estudio. Por ello, se deben considerar las amenazas a estudiar e identificar las brechas de información existentes. En este sentido, puede ser útil realizar una sistematización como la siguiente (véase el cuadro 5).

Cuadro 5
Fuentes de datos históricos y proyecciones asociadas a amenazas y eventos

Amenaza	Evento y variable analizada	Fuente datos histórico	Fuente proyección	Brecha
Tormentas tropicales-Huracanes (Inundaciones)	Tormentas tropicales, Huracanes: mm precipitación/ evento, etc.	Base histórica de huracanes/ tropicales desde 1851–2024 International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS), con posiciones, vientos y presiones. Fuentes: NOAA/NCEI, 2025 OCHA, n.d. También, existen fuentes Nacionales de información, como la Comisión Permanente de Contingencias de Honduras (COPECO), la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), la Agencia Hondureña de Aeronáutica Civil, Climatología aeronáutica y el Instituto Nacional de Estadística de Honduras.	Proyecciones del Banco Mundial para 2035–2064 indican que, aunque la frecuencia puede variar, la intensidad de ciclones aumentará, principalmente en eventos severos Fuentes: World Bank, n.d.a	Historia extensa pero insuficiente (puede generar sesgo); proyecciones globales con alta incertidumbre local; faltan datos específicos de Honduras en escenarios múltiples de GCM
	Inundaciones: Frecuencia de eventos, precipitación extrema, caudal máximo de ríos (mm precipitación/evento. Días con acumulación de mm de precipitación, etc.	Datos de 1980 y 2023, del Climate Knowledge Portal (EMDAT, CRED), con impactos crecientes desde 2000 por eventos como Eta e Iota Fuente: World Bank, n.d.b El USGS documentó el caudal máximo anual en cuencas principales luego del huracán Mitch, evidenciando escalas históricas en descargas fluviales Fuente: USGS, 2001	Proyección del Banco Mundial (CMIP6) ^a señala que los episodios de lluvias extremas y la probabilidad de inundaciones fluviales están proyectados a aumentar, reflejando mayores caudales máximos y frecuencia de eventos bajo distintos SSP hacia 2050–2100. Fuente: World Bank, n.d.c Existen proyecciones nacionales en la plataforma Agua de Honduras (SERNA, s.f.).	Registro histórico robusto geográficamente, pero con datos de caudal limitados y poca resolución temporal para todas las cuencas. Las proyecciones internacionales ofrecen datos generales (CMIP6), pero carecen de análisis local de caudales y escenarios SSP específicos para Honduras. Proyecciones locales poseen escenarios de cambio climático que se pueden analizar.
Altas temperaturas extremas	N° días con temperaturas sobre umbra (Ej. 35°C)	El conjunto agroclimático para Honduras (1981–2022) registra la cantidad de “heat days” y “heat nights”, así como duración y magnitud de olas de calor, reportando variaciones significativas ligadas a eventos ENSO ^b Fuente: Barrios Pérez & Amaya Quintero, 2023	Proyecciones CMIP6 del Banco Mundial para Honduras incluyen indicadores de días cálidos extremos, noches tropicales y duración de olas de calor según múltiples escenarios SSP (1-2.6 a 5-8.5), con tendencias al aumento en número e intensidad Fuente: (World Bank, n.d.c)	Existe data histórica validada a nivel internacional además de fuentes directas nacionales. Se identifican oportunidades de mejora en cuanto a proyecciones detalladas locales.
Sequías	Sequías: Índice de sequía (por ejemplo, SPI/PDSI), precipitación acumulada, duración de sequías	El índice medio de sequía (SPI) en Honduras entre 1960 y 2021 tiene un promedio de –0.384, con extremos entre 2,584 (máx. de sequía moderada) y –2,292 (sequía muy severa). En 2021 fue –0.539. Una base de datos agroclimática (1981–2022) reporta índices detallados como número de días/sequías secas, duración promedio y precipitación total, con episodios vinculados a eventos El Niño y La Niña Fuentes: Barrios Pérez & Amaya Quintero, 2023 CEIC, n.d. CENAOS-COPECO, n.d.)	Proyecciones generales del Banco Mundial (CMIP6) muestran al 2030 déficit de precipitación de –8% a –15% especialmente en temporada de lluvias (junio y agosto) en el suroeste del país; hacia 2050, estos déficits intensifican la frecuencia y duración de las sequías Fuente: World Bank, n.d.c	La cobertura histórica es sólida, pero puede haber subregistro en datos antiguos y falta de resolución temporal de índices. Las proyecciones derivan de modelos regionales con alta incertidumbre en precipitación local y no ofrecen escenarios independientes de escenarios económicos (SSP) múltiples.

Fuente: Elaboración propia.

^a CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6) es el conjunto más reciente de modelos climáticos globales que compara simulaciones bajo distintos escenarios de emisiones y socioeconómicos para proyectar cambios futuros en el clima.

^b El Niño Southern Oscillation- Fenómeno del Niño y la Niña.

Este cuadro es un ejemplo metodológico y no es exhaustivo en cuanto a la existencia de otras posibles fuentes de datos y proyecciones, aunque permite tener una idea de cuál es el estado actual de la información disponible para una potencial cuantificación de variables asociadas a las amenazas. A su vez, existen fuentes de información de carácter local como SERNA y COPECO que no necesariamente están disponibles en línea y que por ello no se incluyen en la tabla, sin embargo, estas deberían ser accesibles bajo solicitud de las entidades correspondientes.

El análisis de las brechas que se incluye ayuda a entender el estado actual y los elementos de información faltantes que se requieren desarrollar para tener una mejor calidad del seguimiento de datos históricos y de los datos proyectados de las variables. Como se menciona en las brechas, existe información relativamente completa con relación con los datos históricos nacionales para las distintas amenazas, aunque con pocos datos regionales. Existen proyecciones climáticas específicas para el país que no están disponibles en línea, pero sí son accesibles para los planificadores. Esto es relevante ya que, desde la perspectiva de la planificación eléctrica, el componente local es importante para las decisiones de inversión.

- **Proceso de cuantificación de amenazas**

Para realizar una cuantificación de las variables asociadas a las amenazas con la información identificada, se propone una cuantificación general que permite elaborar escenarios futuros. Para hacer esto se debe realizar una selección y procesamiento de los datos existentes. Esto implica desarrollar las siguientes siete acciones generales:

- Descargar bases de datos u otra información.
- Identificar resolución de los datos, temporal, geográfica, etc.
- Procesar datos, filtrando aquellos a usar y acoplar información histórica a la proyección en caso de ser posible. Puede pasar que las proyecciones sean inconsistentes con los datos históricos, existiendo discontinuidades lo que va a requerir tomar supuestos que permitan conectar de manera razonable ambos datos.
- Identificar la existencia de uno o más escenarios asociados a los datos, ya sea climáticos, económicos u otros.
- Asociar dichos escenarios de los datos a los escenarios propuestos previamente en el Pilar 1, etapa 2.
- Proponer escenarios de variación de las variables asociadas a las amenazas, vinculados a los escenarios del Pilar 1, etapa 2. En esta parte, se puede evaluar realizar supuestos o proyecciones propias basadas en los datos de proyecciones. Queda dentro de la libertad de los equipos expertos que manejen los datos el dar algún tipo de procesamiento, aplicación de supuestos, interpolaciones u otras metodologías que permitan subsanar las brechas o falta de datos de la información base con la que se trabaja.
- Documentar toda la metodología realizada, considerando que los escenarios propuestos deben ser trazables y todo el proceso de planificación, en general, debe ser trazable.

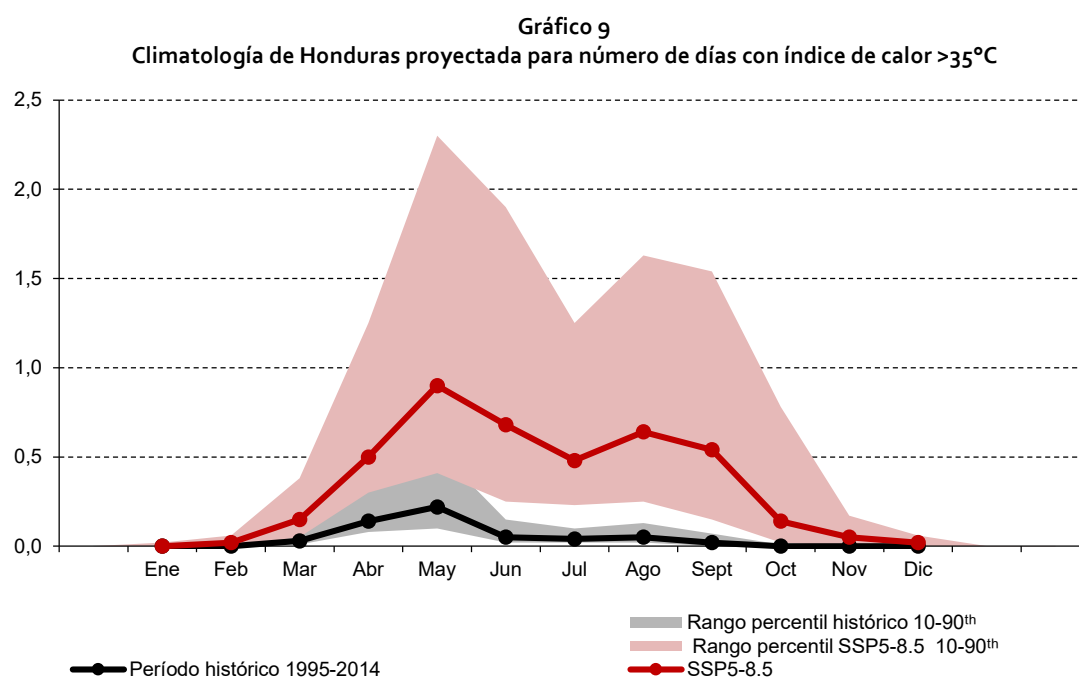
2. Ejemplificación de aplicación de proceso de cuantificación para amenazas

Para ilustrar el proceso de cuantificación de una amenaza, se ha seleccionado como ejemplo la amenaza Altas temperaturas extremas (olas de calor), considerando la variable “Número de días con índice de calor sobre 35°C”. La cuantificación se realiza siguiendo los siete pasos (o acciones generales) descritos previamente.

a) Descarga de datos

En este caso se utiliza como fuente de datos una proyección del Banco Mundial (World Bank, n.d.c) que combina datos históricos con proyecciones en escenarios SSP (Shared Socioeconomic Pathways). Escenarios que describen posibles futuros socioeconómicos y de emisiones de gases de efecto invernadero, usados en modelos climáticos para proyectar impactos del cambio climático (actualización de los escenarios RCP). Estos tienen una resolución mensual por períodos de 20 años (2020-2039, 2040-2059, 2060-2079, 2080-2099). Cabe recalcar que la definición de ola de calor no es única en la literatura científica, aunque típicamente se pueden definir con base en tres o más días consecutivos que superan la temperatura máxima promedio para el percentil 90 de temperaturas máximas de la zona. Más detalle al respecto se puede ver en el artículo de Perkins y Alexander (2013).

A modo de ejemplo, se pueden ver algunas de las series de proyecciones climatológicas de días con índice de calor sobre 35°C para el escenario SSP5-8.5 (véase el gráfico 9). Como se puede apreciar en el gráfico, la proyección de este índice, indica que, a partir de los impactos del CC, se espera que exista aproximadamente un día al año, en mayo, con un nivel de índice de calor sobre los 35°C en el periodo 2020-2039. Esto contrasta con la historia, donde en el periodo 1995-2014, se ha calculado que, en promedio anual, esto no alcanzó ni siquiera a un cuarto de día.



Fuente: Elaboración propia en base a World Bank, n.d.c.

En particular, se descargan los datos de las series entre 2020-2039 para todos los escenarios disponibles, esto es, desde el SSP1-1.9 hasta el SSP5-8.5 (ver literal d) de este apartado).

b) Identificación de resolución y origen de variable

Al identificar las series de datos y su resolución, se ve que hay valores de proyecciones climatológicas que consideran días sobre el índice de calor 35°C para cada mes del año y escenario de proyección SSP, los cuales tienen un valor histórico (2020) y uno de proyección (2039). Además, estos datos consideran un valor de rango de percentil 10-90 que informa sobre el nivel de dispersión que hay

entre los modelos climatológicos utilizados para obtener el valor final de la proyección para cada escenario SSP. En el siguiente cuadro se puede ver los datos disponibles para el escenario SSP5-8.5 (véase el cuadro 6).

Cuadro 6
Número de días con índice de calor >35°C, dato histórico y proyección SSP5-8.5

Categoría	Período de referencia histórico 1995-2014	Período de referencia histórico 1995-2014		SSP5-8.5 (2040)	SSP5-8.5 rango percentil 10-90	
		Bajo	Alto		Bajo	Alto
Enero	0	0	0	0	0	0,02
Febrero	0	0	0	0,02	0	0,06
Marzo	0,03	0,01	0,05	0,15	0,05	0,33
Abril	0,14	0,08	0,26	0,5	0,3	0,95
Mayo	0,22	0,1	0,44	0,9	0,41	1,89
Junio	0,05	0,02	0,13	0,68	0,25	1,65
Julio	0,04	0,02	0,08	0,48	0,23	1,02
Agosto	0,05	0,02	0,11	0,64	0,25	1,38
Septiembre	0,02	0	0,07	0,54	0,15	1,39
Octubre	0	0	0,01	0,14	0,02	0,76
Noviembre	0	0	0,01	0,05	0	0,17
Diciembre	0	0	0	0,02	0	0,06

Fuente: World Bank, n.d.c.

c) Procesamiento de datos

El procesamiento de datos que se realiza tiene el objetivo de acomodar los datos de las fuentes con las dimensiones y períodos que se desean proyectar. En este caso se busca hacer una proyección cada 5 años para los periodos desde 2020 a 2040. Como se vio en el paso previo, se tiene un valor de días para cada mes de los años 2020 y 2040. Los valores intermedios tendrán que ser interpolados linealmente para tener una serie completa. Así, se puede ver a modo de ejemplo los datos procesados para el escenario SSP5-8.5 quedan de la siguiente forma (véase el cuadro 7).

Cuadro 7
Proyección climatológica de número de días con índice de calor >35°C. Escenario SSP 5-8.5

Mes	2020 (Proyección)	2025	2030	2035	2040 (Proyección)
Enero	0	0	0	0	0
Febrero	0	0,005	0,01	0,015	0,02
Marzo	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15
Abril	0,14	0,23	0,32	0,41	0,5
Mayo	0,22	0,39	0,56	0,73	0,9
Junio	0,05	0,2075	0,365	0,5225	0,68
Julio	0,04	0,15	0,26	0,37	0,48
Agosto	0,05	0,1975	0,345	0,4925	0,64
Septiembre	0,02	0,15	0,28	0,41	0,54
Octubre	0	0,035	0,07	0,105	0,14
Noviembre	0	0,0125	0,025	0,0375	0,05
Diciembre	0	0,005	0,01	0,015	0,02

Fuente: Elaboración propia.

Nota: A partir de los datos proyectados para los años 2020 y 2040 se interpolan, de manera lineal los datos para los años 2025, 2030 y 2035.

d) Identificación de escenarios asociados a los datos

Como se mencionó previamente, los datos originales vienen contenidos dentro de diferentes escenarios SSP (Shared Socioeconomic Pathways) que consideran diferentes visiones de futuro para el mundo y sus emisiones (World Bank, n.d.c). Estos escenarios representan lo siguiente:

- SSP1-1.9: trayectoria sostenible (emisiones muy bajas)
 - Mundo: se enfoca en la sostenibilidad, la cooperación global y la reducción de la desigualdad.
 - Emisiones: muy bajas; busca limitar el calentamiento muy por debajo de 2 °C (por ejemplo, alrededor de 1,5 °C).
- SSP1-2.6: trayectoria sostenible (emisiones bajas)
 - Mundo: similar a SSP1-1.9 en cuanto a desarrollo social sostenible, pero con medidas de mitigación ligeramente menos estrictas.
 - Emisiones: apunta a mantener el calentamiento global por debajo de 2 °C. Esto aún requiere una cooperación internacional significativa y reducciones sustanciales de emisiones, aunque no tan rápidas o profundas como en SSP1-1.9.
- SSP2-4.5: Camino Intermedio (Emisiones Moderadas)
 - Mundo: continúa las tendencias históricas sociales y económicas, con ciertos avances, pero sin cambios drásticos hacia la sostenibilidad.
 - Emisiones: intermedias; las tendencias actuales persisten, llevando a un calentamiento moderado.
- SSP3-7.0: rivalidad regional (emisiones altas)
 - Mundo: caracterizado por fragmentación, nacionalismo y cooperación internacional limitada, lo que conduce a un desarrollo lento y alta desigualdad.
 - Emisiones: altas; la acción climática es limitada y resulta en un calentamiento significativo.
- SSP5-8.5: desarrollo impulsado por combustibles fósiles (emisiones muy altas)
 - Mundo: crecimiento económico rápido e intensivo en energía, altamente dependiente de combustibles fósiles, con fuerte avance tecnológico.
 - Emisiones: muy altas; conducen a un calentamiento severo debido a la continua dependencia de los combustibles fósiles.

e) Asociación de escenarios de datos a escenarios de etapa 1

Los escenarios asociados a la etapa 1 consideran cinco niveles (véase el cuadro 1). Sin embargo, tal y como se señala en dicho cuadro, los niveles "Muy alto" y "Muy bajo" son excepcionales y ninguno de ellos se aplica a la amenaza de "Altas temperaturas extremas" (véase el cuadro 2). Dado esto, para el análisis realizado en este caso se consideran tres niveles para las altas temperaturas extremas: Alto, medio (tendencial) y bajo. Por ello, se deben seleccionar los escenarios de los datos originales que mejor coinciden con la situación futura que se quiere describir en los escenarios de la etapa 1 dado que no hay una correlación uno a uno entre estos.

Primero, se deben revisar los relatos de los escenarios de los datos, resumidos en el paso anterior y compararlos con el relato que se plantea para los escenarios de la etapa 1. De manera complementaria, resulta útil poder visualizar las diferencias entre los escenarios de las proyecciones hacia el año 2040 para así poder descartar escenarios que tengan valores outliers o que puedan no alinearse con el relato que buscan mostrar el escenario proyectado (véase el cuadro 8).

Cuadro 8
Comparación de proyecciones SSP para número de días con índice de calor >35°C

	Histórico	SSP1-1.9	SSP1-2.6	SSP2-4.5	SSP3-7.0	SSP5-8.5
Enero	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
Marzo	0,03	0,12	0,13	0,12	0,12	0,15
Abril	0,14	0,45	0,53	0,47	0,47	0,5
Mayo	0,22	0,8	0,97	0,88	0,79	0,9
Junio	0,05	0,57	0,65	0,61	0,64	0,68
Julio	0,04	0,36	0,42	0,4	0,35	0,48
Agosto	0,05	0,47	0,48	0,48	0,51	0,64
Septiembre	0,02	0,35	0,36	0,41	0,33	0,54
Octubre	0	0,09	0,08	0,09	0,09	0,14
Noviembre	0	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05
Diciembre	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, las diferencias entre escenarios no son muy grandes ni tampoco implican que un escenario climático más extremo será siempre “peor” que otro en todos los meses. Por ello, se deben asociar a los escenarios de la etapa 1 considerando tanto el relato como los datos de la proyección.

Si se toma en consideración el relato de los escenarios SSP se puede ver que el escenario SSP2 4.5: Camino Intermedio (Emisiones Moderadas) se acopla mejor al escenario Medio-tendencial. Además, los valores de las proyecciones coinciden con un valor medio esperable en este caso. En particular, para el escenario Bajo, se podría utilizar el escenario SSP1 1.9: Trayectoria Sostenible (Emisiones Muy Bajas) por sobre el SSP1-2.6 ya que este último, pese a tener un relato que se acopla con lo que podría ser un escenario bajo, presenta valores muy elevados de días con temperatura sobre el índice de 35°C lo que no representa un menor nivel de efecto de olas de calor. Particularmente, tiene el valor más alto de todas las proyecciones para el mes de mayo lo que no se alinea con un escenario “bajo”. Finalmente, en el caso Alto se puede utilizar el escenario más extremo de SSP5 8.5: Desarrollo Impulsado por Combustibles Fósiles (Emisiones Muy Altas) ya que coincide tanto en valores elevados como en relato general. Además, el escenario SSP3-7.0 tiene valores muy bajos para días sobre el índice 35°C lo que no se alinea bien con el objetivo de proyectar un escenario con alto impacto de temperaturas extremas.

De esta forma, los escenarios seleccionados son los siguientes:

- Bajo: SSP1 1.9
- Medio(tendencial): SSP2 4.5
- Alto: SSP5 8.5

f) Proponer escenarios de variación de variables vinculadas a etapa 1

En este caso no se proponen escenarios de variación de variables ya que existen suficientes escenarios y proyecciones que varían la variable analizada.

g) Documentación de la metodología realizada

Una buena documentación de la metodología realizada considera el registro de los pasos anteriores, además de la inclusión de las planillas de datos utilizadas y las fuentes. En este caso se utilizó una planilla con los datos originales descargados (World Bank, n.d.c) sobre la cual se trabajó para interpolar los datos originales.

3. Consideración de un análisis costo-beneficio

El apartado anterior tiene como objetivo la cuantificación de las amenazas desde una perspectiva de su frecuencia e impacto general, lo que más adelante permitirá evaluar la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante dicha amenaza y la forma en que estas amenazas van a ser incorporadas explícitamente en la modelación asociada a la planificación de largo plazo del sistema eléctrico. Naturalmente, las amenazas y los eventos extremos asociados también traen consecuencias económicas sobre el sistema eléctrico y el país. Por ello, resulta útil realizar de forma complementaria un análisis económico de los efectos de las amenazas.

Con este propósito, se puede considerar una perspectiva de análisis de costo-beneficio, la que es útil cuando se trata de planificar y prepararse para desastres naturales, ya que aborda dos elementos claves: cuánto riesgo queremos que el sistema soporte y cuánto podemos o estamos dispuestos a pagar para soportar dichos riesgos. Así, las medidas de resiliencia deben alcanzar un balance óptimo entre desempeño, costo y riesgo (Panteli y Mancarella, 2015).

En primer lugar, resulta útil evaluar el costo para el sistema y los consumidores de tener una falla del sistema y energía no suministrada en el país. Con relación a este tema, el Value of Lost Load (VoLL) o el valor de energía no suministrada en español, es un concepto relevante para los cálculos que derivan en los costos e impactos de las amenazas en el sistema eléctrico.

El valor de energía no suministrada es una métrica de la industria eléctrica destinada a representar, en una cifra monetaria, los beneficios sociales derivados de la reducción de interrupciones del servicio. Más formalmente, representa la disposición a pagar de la sociedad. En teoría, la multiplicación del VoLL por la energía no suministrada estima los beneficios sociales de reducir los cortes de energía, una parte clave del análisis que considera los costos y beneficios de disminuir las interrupciones del suministro eléctrico (Gorman, 2022).

El CND en su Plan Indicativo de la expansión de la generación (CND, 2026a) toma como referencia para el VoLL (o costo de energía no suministrada - CENS- como se define por el CND) los valores usados en estudios previos tanto nacionales como regionales, con dos escalones. El primer escalón corresponde a 1,574 USD/MWh bajo una profundidad de racionamiento del 2% y el segundo a un CENS de 2,143 USD/MWh para el restante 98% de profundidad de racionamiento, la profundidad de racionamiento indica el segmento porcentual del consumo eléctrico que no puede ser suministrado por el sistema. Este valor puede servir como referencia, no obstante, el planificador puede considerar valores más altos, lo que refleja una menor tolerancia o disposición a tener energía no suministrada.

Para determinar el costo de falla se puede:

- Obtener la cantidad de energía no suministrada a causa de fallas
- Obtener el costo de cada unidad de energía no suministrada
- Calcular el valor de la energía no suministrada por falla, a partir del producto matemático entre los valores anteriores.
- Estimar o asumir un porcentaje de falla por causa
- Multiplicar el costo por falla por el porcentaje de fallas por causa y se obtiene el costo por falla.

De esta forma, por ejemplo, considerando que en el 2024 hubo 28 GWh no suministrados a causa de fallas (SEN, 2025a) un cálculo simple tomando el valor de 1,574 USD/MWh arroja un costo total de 44 millones de dólares. Si se asume que el 100% de estas fallas son por causa de las amenazas (no es así en la realidad), realizar inversiones anualizadas hasta por USD 44 millones se justificarían, lo que constituye un análisis costo beneficio muy simple de ejecutar. Ahora, para evaluar más en detalle, resultaría de suma utilidad contar con el desglose de las causas de las interrupciones, para así poder evaluar los costos asociados directamente a la ocurrencia de cada amenaza.

Por otro lado, este análisis es solo respecto de los efectos de la energía no suministrada y no considera los costos de la infraestructura eléctrica dañada. En ese caso, la información de catastros y seguimiento de datos post eventos permitiría contar con datos de los costos en los que incurre el sistema para reparar y recuperar la infraestructura. Con esta información eventualmente se puede también considerar costos asociados a la ocurrencia de amenazas y así evaluar de mejor manera las inversiones a realizar. Por ejemplo, en un modelo se puede considerar costos promedio por reparación de infraestructura que vengan asociados a los eventos para así cuantificar de mejor manera los verdaderos efectos económicos.

Finalmente, con respecto al tema de las inversiones a realizarse, es relevante considerar que existen muchas soluciones distintas, con diferentes características técnicas y de costo. En la siguiente tabla se presenta un ejemplo de algunas soluciones de largo plazo típicas que se pueden aplicar en un sistema (véase el cuadro 9).

Cuadro 9
Medidas de resiliencia de largo plazo

Procedimientos operacionales
• Evaluación y gestión de riesgos
• Mejora de los planes de emergencia y de preparación
• Poda de árboles/gestión de la vegetación para despejar las franjas de servidumbre de las líneas de transmisión
Medidas de reforzamiento (estructurales y de topología)
• Soterramiento de líneas de distribución y transmisión
• Modernización de postes y estructuras con materiales más fuertes y robustos
• Elevación de subestaciones y reubicación de instalaciones en zonas menos propensas a inundaciones
• Rutas de transmisión redundantes mediante la construcción de instalaciones de transmisión adicionales
• Re-enrutamiento de líneas de transmisión hacia zonas menos afectadas por condiciones climáticas
Soluciones inteligentes
• Almacenamiento de energía
• Generación distribuida
• Gestión de demanda (<i>demand response</i>)
• Microrredes
• Esquemas avanzados de control y protección, como los <i>System Integrity Protection Schemes</i> (SIPS)
• Sistemas avanzados de visualización e información

Fuente: Panteli y Mancarella, 2015.

Por ejemplo, las medidas de reforzamiento del sistema suelen ser mucho más costosas que las posibles soluciones del tipo Smart Grid. Por lo tanto, las medidas de mejora de la resiliencia que se implementen deberán, en última instancia, estar respaldadas por un análisis costo-beneficio que considere las posibles consecuencias de eventos meteorológicos de alto impacto y baja probabilidad. Antes de aplicar cualquier medida, su costo (incluidos los costos de capital, operación y mantenimiento) debe compararse con la reducción del riesgo que dichas medidas permiten alcanzar (Panteli y Mancarella, 2015).

4. Ejemplo de metodología para levantamiento y elaboración de datos de riesgo climático

a) Metodología general

En la etapa 3 se cuantifican las amenazas con el propósito de, eventualmente, incluir el riesgo de manera cuantitativa dentro de un modelo energético o eléctrico. Esto se ve con mayor detalle en la etapa 4, sin embargo, una forma de vincular la etapa 3 (de cuantificación) con la etapa 4, es mediante la elaboración de mapas de riesgo. Estos mapas permiten incorporar el riesgo de las amenazas y analizar elementos claves como la vulnerabilidad del sistema eléctrico. Así, el mapa de riesgo puede ser útil para evaluar algunas amenazas, ya que estas suelen tener elementos locales muy marcados, lo que significa que datos de resolución nacional muchas veces pueden sub o sobreestimar los efectos del cambio climático particularmente sobre la infraestructura eléctrica. En ese sentido, de ser posible, es ideal contar con un análisis de riesgo climático que cuente con elementos geográficos. Este análisis permite entender la interacción de variables climáticas con la infraestructura y su vulnerabilidad.

A continuación, se presenta a modo de ejemplo, una metodología para la elaboración de los mapas. En el futuro se podría considerar su inclusión dentro de las políticas de evaluación de impactos del cambio climático sobre la infraestructura eléctrica. La metodología expuesta a continuación ya ha sido aplicada en algunos países, como Chile, y tiene características particulares que son función principalmente de la disponibilidad y calidad de datos con los que se contaba en este caso particular.

Una metodología de mapas de riesgo climático busca analizar y evaluar los riesgos climáticos que amenazan la infraestructura eléctrica, utilizando herramientas y metodologías reconocidas en la evaluación de riesgo. En este contexto, la generación de mapas de riesgo climático para la infraestructura eléctrica se orienta a apoyar la planificación y gestión del sector energético frente a amenazas climáticas crecientes.

De manera resumida, los pasos para la elaboración de mapas de riesgo climático son los siguientes¹²:

- Levantamiento, recopilación y estandarización de información.

La recopilación de información se orienta a levantar, normalizar y dejar operativas las fuentes climáticas y de infraestructura necesarias, sobre la base de una geodatabase común y un conjunto de procedimientos que garantizan consistencia interna e interoperabilidad.

- Identificación de bases de datos disponibles y requeridas.

A partir de los procesos de levantamiento y estandarización ejecutados en las actividades anteriores se construye una matriz de disponibilidad vs. requerimientos que permite identificar brechas de información y priorizar solicitudes o desarrollos complementarios.

- Definición de variables meteorológicas clave para la evaluación de riesgo climático.

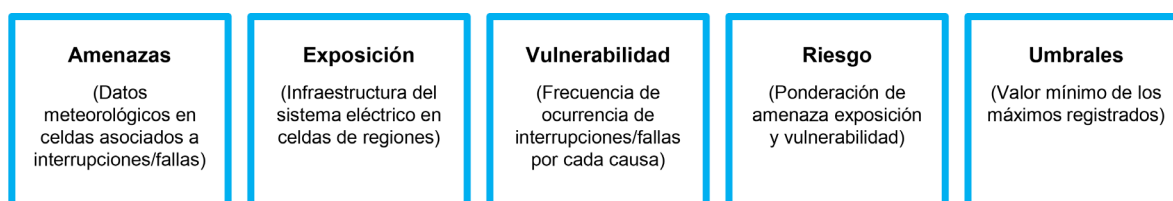
La definición de variables se realiza por causa de interrupción con base en su relación física con los procesos considerados y en la disponibilidad de series nacionales. Se procura mantener un set que apunte reglas de umbral simples y claras, facilitando su traducción a máscaras cartográficas y su lectura por actores operativos. El conjunto base puede incluir precipitaciones (mm/día), Temperaturas máximas (°C), ráfaga diaria máxima (m/s), etc.

¹² Basado en la metodología desarrollada por el equipo consultor en el servicio de asesoría para el análisis y elaboración de mapas de riesgo climático en la infraestructura eléctrica de Chile en el contexto del Proyecto Mejora de la Capacidad de Adaptación de las Comunidades Andinas a través de Servicios Climáticos (ENANDES).

- Establecimiento de umbrales de amenaza climática.

Para el establecimiento de los umbrales de amenaza climática se aplica una ruta metodológica secuencial que permite avanzar desde la identificación de los componentes del riesgo hasta la definición de dichos umbrales. En una primera etapa, se define la amenaza climática a partir de datos meteorológicos asociados a interrupciones y fallas del sistema eléctrico, analizados en celdas territoriales (de 10 x 10 kilómetros, por ejemplo). Estas celdas se vinculan con los eventos registrados en las líneas de distribución, lo que permite relacionar condiciones atmosféricas específicas con fallas observadas en el territorio (véase el diagrama 6).

Diagrama 6
Síntesis del proceso para la evaluación de riesgo y umbrales



Fuente: Elaboración propia.

b) Generación de mapas

Se procede a generar mapas de riesgo basados en la amenaza, exposición y vulnerabilidad. En este caso particular, se elaboran los mapas considerando la información disponible en el caso estudiado.

- **Amenaza:** la amenaza se representa mediante cartografías específicas por variable meteorológica, construidas sobre una malla de cierta resolución (10x10 km en el caso específico de Chile), alineada a la red de distribución. Para cada celda y, cuando corresponda, para cada línea identificada dentro de la celda, se estima la intensidad de amenaza a partir de la frecuencia y/o magnitud. Las variables consideradas incluyen temperatura (máxima), precipitación diaria máxima, viento (racha máxima), etc. El resultado por variable es un mapa continuo de intensidad de amenaza que captura los contrastes intrarregionales.
- **Exposición:** para la elaboración de mapas de exposición se toman las capas de datos obtenidas para la infraestructura de generación, transmisión (se separa entre líneas de transmisión y subestaciones) y distribución. De esta forma se generan mapas específicos para cada una de estas infraestructuras tomando diferentes indicadores de exposición.
- **Vulnerabilidad:** la vulnerabilidad se entiende como la susceptibilidad de la red eléctrica a experimentar fallas ante estímulos meteorológicos, reflejando propiedades intrínsecas de los activos. La vulnerabilidad es el elemento más importante dentro de estos mapas, puesto que es el factor donde existe una mayor incidencia por parte de las decisiones estratégicas que se tomen. La vulnerabilidad puede representarse de muchas formas y tener asociadas diferentes variables como las características del suelo, características geográficas, climatológicas, entre otras. Se debe decidir cuáles de estas variables se evaluarán en la práctica, considerado los estudios y análisis localizados que existan a la escala de datos requerida. Para el caso específico de Chile, a modo ilustrativo, se decidió que para su representación cartográfica se elaboran mapas, utilizando como proxy operativo la historia de interrupciones atribuibles a causas climáticas. Así, se puede tener una buena muestra de las fallas reales del sistema y su relación con los eventos meteorológicos sin necesidad de realizar estudios exhaustivos en cada zona e infraestructura.

- **Riesgo:** el mapa de riesgo integra, para cada celda¹³ y para cada línea de distribución identificada dentro de ella, la información de Exposición (E), Amenaza (A) y Vulnerabilidad (V), todas normalizadas en el rango [0,1] y alineadas temporalmente. La estimación del riesgo se realiza a nivel de causa específica: temperatura, precipitación, viento, etc., de modo que para cada causa se obtenga un indicador consistente con la evidencia de interrupciones. Por defecto se adopta una forma (o ecuación matemática) multiplicativa coherente con marcos internacionales de evaluación de riesgo: $R = A \times E \times V$, la que penaliza la ausencia de cualquiera de los componentes y preserva la interpretación de “coincidencia de condiciones”. Las ilustraciones 1 al 4 muestran mapas de amenazas de huracanes e inundaciones y de sequías e incendios, y mapas de riesgo de incendios forestales, a modo de ejemplo

c) Identificación de umbrales

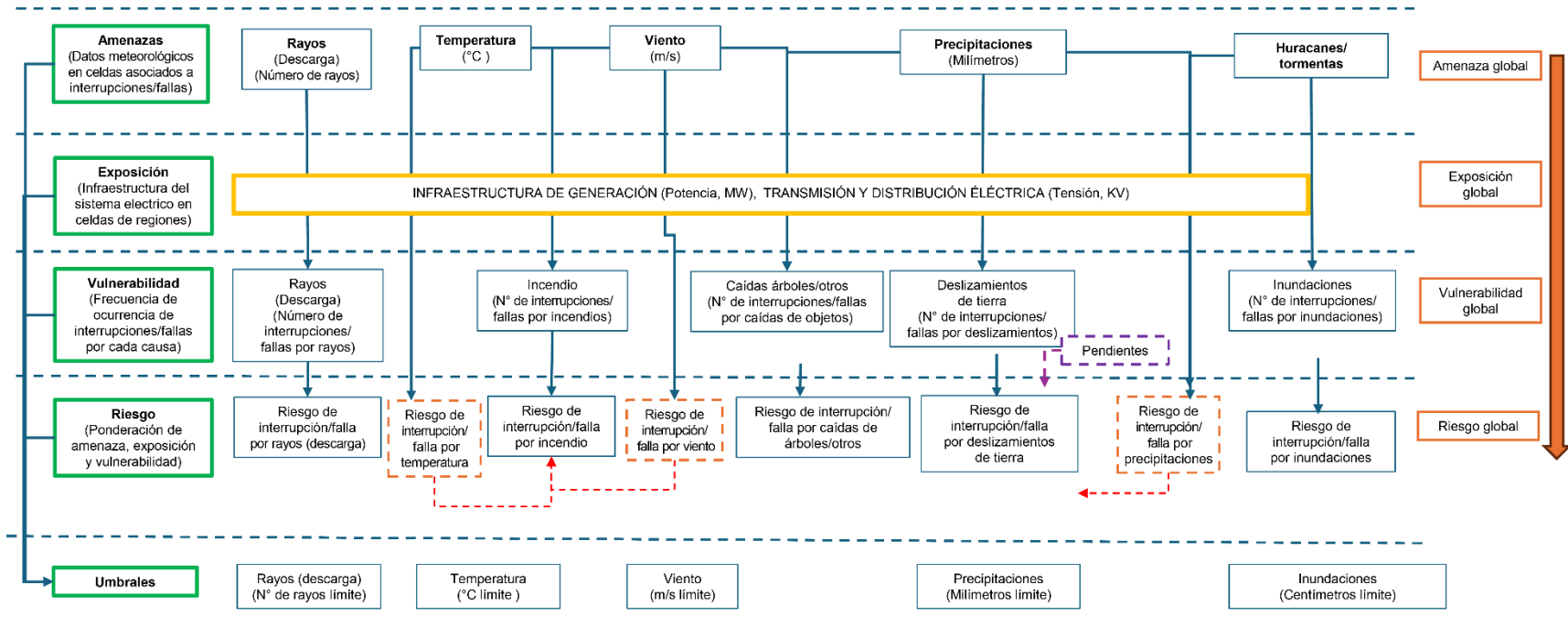
La identificación de umbrales se basa en la caracterización de condiciones extremas por región. Para cada variable climática analizada, se determina primero el valor máximo observado en cada celda de la malla 10x10 km. Con ese conjunto de máximos, se calcula el promedio regional de los máximos (promedio de máximos por región), el cual se adopta como umbral único regional de referencia. Esta aproximación regional (en vez de realizarse a nivel de grilla) permite asociar el umbral a la dispersión real de los datos extremos observados, evitando sesgos derivados de promedios simples, que no reflejan adecuadamente la severidad de los eventos. Estos umbrales constituyen referencias operativas para la alerta temprana, la priorización territorial y el diseño de medidas preventivas. En términos de uso, celdas que sistemáticamente superan el umbral macro zonal indican áreas donde la probabilidad de afectación climática (y su eventual traducción en interrupciones) es mayor, orientando así focos de inversión, mantenimiento y gestión del riesgo en concordancia con la estructura territorial de cada región. Cabe recalcar que estos mapas no consideran un monitoreo continuo, sino que más bien, permiten realizar un sistema de alertas gatillados por variables meteorológicas que ya son monitoreadas por la agencia meteorológica nacional respectiva.

Así, se puede ver como una metodología basada en análisis realizados en sistemas de información geográficos, ayuda a identificar de manera más precisa las zonas que se encuentran bajo mayor riesgo en función de determinadas variables climáticas. Esto permite la elaboración y cuantificación de escenarios prospectivos más precisos, y a su vez, permite una toma de decisiones más informada a la hora de planificar un sistema eléctrico resiliente a los fenómenos climáticos más relevantes para cada lugar del país.

A modo de síntesis, todos los componentes de la metodología explicada para el caso de estudio se pueden resumir en el siguiente esquema metodológico donde se puede ver cómo se relacionan Amenazas, Exposición, Vulnerabilidad, Riesgo y Umbrales con los diferentes fenómenos climáticos, los riesgos para la infraestructura y el riesgo global del sistema (véase el diagrama 7). Evidentemente, al aplicar esta metodología en otro país, las distintas amenazas y elementos de este cuadro pueden variar.

¹³ Cada celda tiene, para el caso de Chile, una resolución 10x10 km, que es función del detalle de los datos con los que se cuenta tanto para fallas como para información climatológica y de infraestructura eléctrica.

Diagrama 7
Ejemplo de un esquema metodológico explicativo para la identificación de umbrales a partir del estudio de los factores del riesgo



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Se presenta este diagrama a modo de ejemplo.

d) Aplicación preliminar de mapas de riesgo en Honduras con los datos disponibles

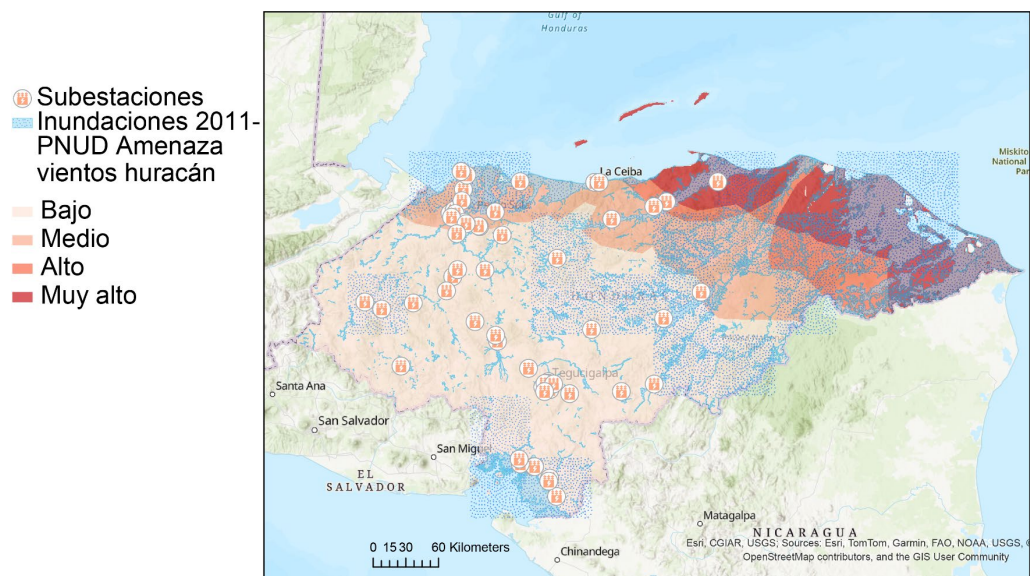
Como se desprende de la metodología anterior, la elaboración de mapas de riesgo puede ser compleja. De todas maneras, como ejercicio preliminar se pueden tomar algunas capas de datos georreferenciados de Honduras proporcionados por la Secretaría de Energía para mostrar aplicaciones de mapas de amenazas además de mostrar algunos mapas de riesgo desarrollados previamente.

Alguna de la información con la que se cuenta, entre otras, es la siguiente:

- Amenazas de ciclones (shp-polygon)
- Amenazas deslizamientos (shp-polygon)
- Amenazas viento huracán (shp-polygon)
- Fallas geológicas (shp-line)
- Incendios 2010-2011 (shp-point)
- Inundaciones 2011 fuente PNUD (shp-polygon)
- Riesgo Incendio Forestal febrero, marzo, abril y mayo (shp-polygon)
- Sequía (shp-polygon)
- Subestaciones eléctricas (shp-point).

Por ejemplo, se puede tomar la capa de amenaza de huracanes que muestra diferentes niveles de amenazas de este fenómeno sobre el mapa de Honduras y combinarla con la capa de Inundaciones de 2011 y la capa de subestaciones eléctricas. Esto permite obtener un mapa mediante el cual se puede evaluar de forma muy general la interacción entre huracanes, inundaciones y los posibles riesgos para la infraestructura eléctrica. Como se ve en el mapa siguiente, existen zonas donde coinciden la amenaza de huracán, las inundaciones y la infraestructura eléctrica. De todas maneras, cabe recalcar que esto es un análisis muy general y sería útil contar con mayor detalle de infraestructura eléctrica, de manera que se pueda evaluar mejor la exposición del sistema (véase el mapa 1).

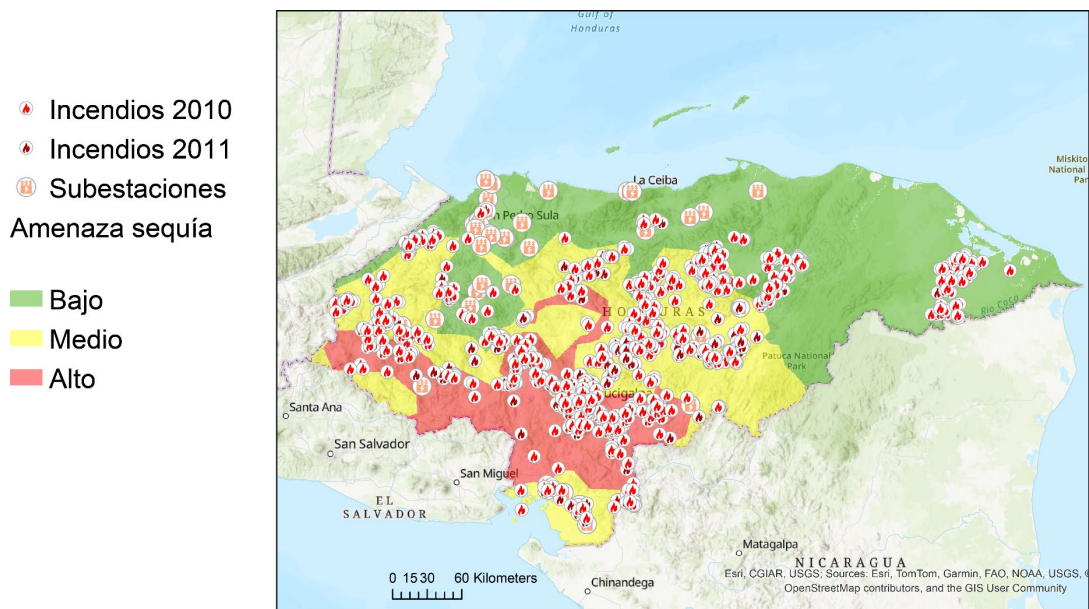
Mapa 1
Mapa de amenaza huracanes más inundaciones y subestaciones eléctricas



Fuente: Elaboración propia.

También, se puede aprovechar la capa de amenaza de sequías y combinarla con los eventos de incendios y subestaciones eléctricas. Así, también se puede hacer un análisis muy general de como interactúan ambas variables con la infraestructura. Como es esperable zonas amenazadas por la sequía tienden a tener mayor frecuencia de incendios (véanse los mapas 2 y 3).

Mapa 2
Mapa de amenaza sequías más incendios y subestaciones eléctricas



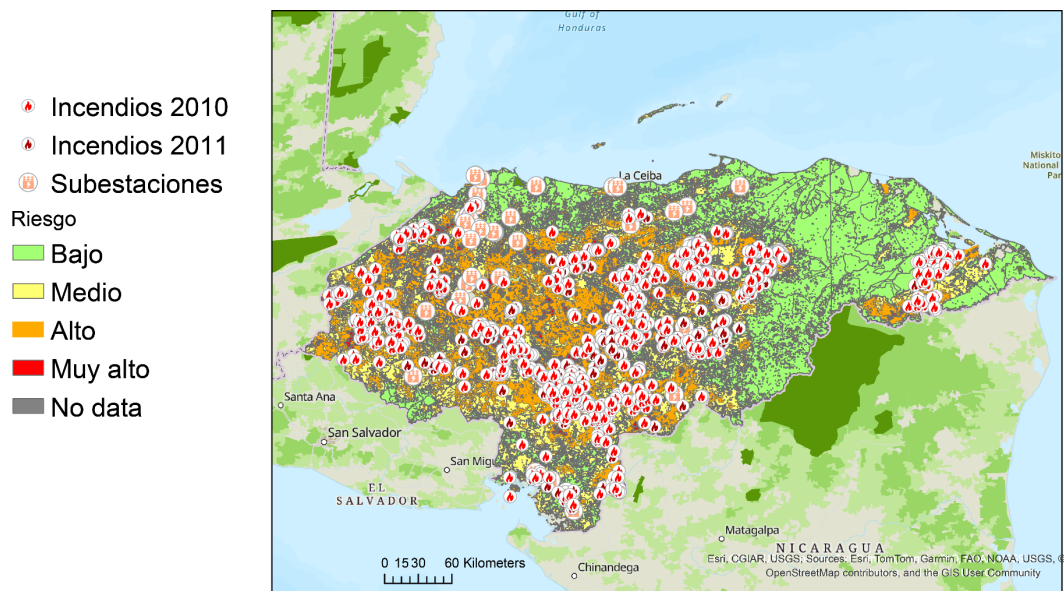
Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, se cuenta ya con un mapa de riesgo de incendios forestales con detalle geoespacial, además de diferenciación mensual. Si a este se le incluyen las capas de incendios e infraestructura eléctrica, se puede ver una correlación similar, aunque el nivel de detalle es muy alto por lo que una mirada a nivel nacional puede ser poco clara (véase el mapa 3).

Este mapa tiene la virtud de ser muy detallado por lo que permite análisis a nivel mucho más local lo que siempre es deseable. Así, se pueden ver, por ejemplo, un acercamiento al departamento de Comayagua donde se ve la interacción riesgo, incendios e infraestructura. La idea es que, en el eventual caso de elaborar mapas de riesgo con este tipo de detalle, es que se formulen como herramientas interactivas que permitan hacer acercamientos en las zonas de interés (véase el mapa 4).

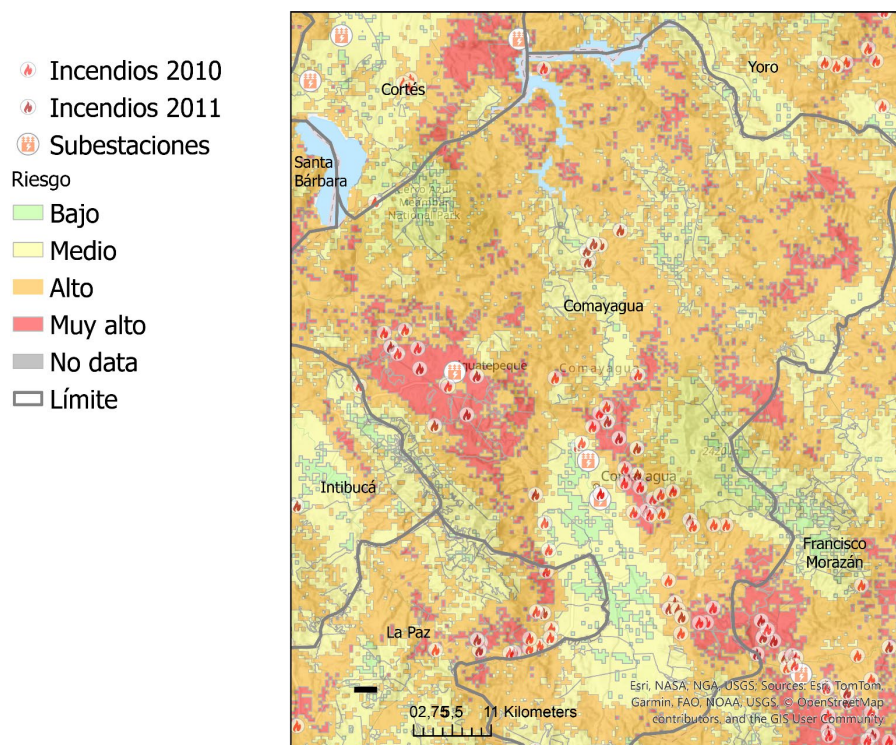
Finalmente, cabe recalcar que estos mapas son solo un ejercicio que consta de juntar algunas capas útiles para realizar análisis generales de la interacción de amenazas, riesgo e infraestructura.

Mapa 3
Mapa de riesgo de incendios más incendios y subestaciones eléctricas



Fuente: Elaboración propia.

Mapa 4
Mapa de riesgo de incendios más incendios y subestaciones eléctricas, Comayagua



Fuente: Elaboración propia.

5. Cuantificación de los factores con incertidumbre

Habiéndose ya tratado la cuantificación de las amenazas, a continuación, se presentan los pasos para abordar los factores asociados a las incertidumbres.

a) Identificación de fuentes de Información

Cada uno de los factores con incertidumbre influye de alguna forma en el sistema eléctrico a través de sus costos, restricciones operacionales, restricciones topológicas, demandas energéticas u otras variables que afectan la expansión y operación del sistema eléctrico.

En ese contexto, es necesario identificar adecuadamente los parámetros relacionadas a cada uno de los factores, y el dato real con el que se cuenta tanto histórico como proyectado.

De manera similar al caso de las amenazas, es posible guiarse con una tabla para identificar los elementos relevantes asociados a cada factor. No obstante, en el caso de los factores con incertidumbre, puede suceder que, en algunos casos, no existe una fuente de información a nivel local. En esos casos, es posible identificar fuentes de datos a nivel global o internacional, que sirvan como aproximación de los datos locales. También, aquí se debe destacar que la variable a analizar no necesariamente es única y dependerá de las características del factor y de la disponibilidad del dato.

A modo de ejemplo, se presenta el siguiente cuadro para algunos factores. En particular, se puede ver cómo, para el caso de la disponibilidad de recursos hídricos, resulta útil analizar una variable de índole climática como la precipitación y el caudal, una variable directamente asociada al clima, pero no inherentemente climática como la cota de los embalses, o bien, una variable de tipo eléctrica como la producción de energía hidroeléctrica. Cada una por separada sirve para dar una idea de la capacidad y producción eléctrica con base en la disponibilidad hídrica y su uso combinado potencialmente es mejor para hacer proyecciones de la capacidad del sistema eléctrico de acuerdo con la disponibilidad de recursos hídricos.

Por su parte, también se muestra como ejemplo el perfil de demanda eléctrica. Aquí se identifican principalmente las metodologías de proyección de demanda utilizada en estudios como el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Adicionalmente, otros procesos prospectivos del país pueden ser incorporados y evaluados periódicamente para generar sinergias útiles. Además, se toma como ejemplo el caso de los costos de inversión en tecnologías de almacenamiento, los cuales dependen totalmente de datos globales ante la inexistencia de información local. Esto no es necesariamente algo negativo, ya que es esperable que no exista un desarrollo en la manufactura de baterías en Honduras que vaya a significar importantes variaciones en los costos locales versus los internacionales. Mayor detalle respecto de lo mencionado se puede ver en el cuadro 10.

Cuadro 10
Extracto de ejemplo de información de variables asociadas a factores con incertidumbre

Factor con Incertidumbre	Variable a analizar (real)	Variable a Modelar	Dato Histórico	Proyección	Brecha
Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica	1. Precipitación anual y estacional, cota de Embalses, Caudales afluentes históricos, etc. 2. Producción hidroeléctrica (MWh), Factor de planta promedio hidráulico	Factor de planta hidráulico	1. Registros históricos de precipitación. El CND ocupa para el año base hidrológico información del informe Perspectiva climática estacional noviembre, diciembre 2022, enero, febrero y marzo 2023 Honduras. No se encontraron series de niveles de embalses. 2. Factor de planta promedio hidráulico (Disponible en CND)	Proyecciones Banco Mundial CMIP6 para precipitaciones. Fuente: World Bank, n.d.a	Datos históricos incompletos en algunas cuencas; falta de series largas de caudales; proyecciones climáticas no desagregadas por cuenca y alta incertidumbre en escenarios locales. No hay datos de embalses disponibles.
Evolución y perfil de la demanda eléctrica	Demanda eléctrica	Demanda eléctrica	Demanda Eléctrica disponible CND	En el plan Indicativo de Expansión de la generación se usa la proyección de demanda de ENEE laborada mediante la aplicación de técnicas de tendencia, análisis econométricos, doble algoritmos, juicio de experto, entre otros (Centro Nacional de Despacho, 2024). Prospectiva Energética Nacional	Se podría avanzar en una proyección de demanda más depurada y metodológicamente más clara.
Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía	CAPEX Tecnologías BESS	CAPEX tecnologías BESS	Se utilizan datos internacionales del PNL en el caso del Plan Indicativo de Expansión de la generación (CND, 2024b).	Se pueden usar proyecciones internacionales del PNL, NREL como Cole et al., 2025	No existe levantamiento de datos locales (debido a escasa adopción). Se depende del supuesto de que el valor internacional se refleja en el país.
Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable	CAPEX Tecnologías Renovables	CAPEX Tecnologías renovables	Se pueden utilizar datos del Plan Indicativo de Expansión de la generación Fuente: CND, 2024b	Existen proyecciones internacionales realizadas por instituciones como NREL, IEA, etc. Fuentes: Feldman et al, 2020. Vatankhah Ghadim et al., 2025	Puede necesitarse hacer ajustes entre el costo internacional y el costo instalado en Honduras.

Factor con Incertidumbre	Variable a analizar (real)	Variable a Modelar	Dato Histórico	Proyección	Brecha
Costos de generación térmica: se refiere a los costos de operación	OPEX tecnologías térmicas	OPEX Tecnologías térmicas	Se pueden utilizar datos del Plan Indicativo de Expansión de la generación Fuente: CND, 2024b	Existen fuentes internacionales como las del IEA validadas ya en informes CND (2024b). Fuente: U.S Energy Information Administration, 2025	Puede necesitarse hacer ajustes entre valores nacionales e internacionales.
Nivel de penetración de la generación distribuida	Capacidad instalada (MW) generación distribuida	Capacidad instalada (MW) generación distribuida	SEN publica en su informe de cobertura y acceso a la electricidad las viviendas y departamentos con penetración de generación domiciliaria ^a . Fuente: SEN, 2025d.	Se deberían realizar estudios o proyecciones específicas en Honduras. Prospectiva energética nacional tiene escenarios de proyección a futuro de crecimiento de capacidad instalada.	Se necesita levantar datos y realizar proyecciones locales. Falta mejor levantamiento de la línea base y los escenarios futuros son muy generales.
Nivel de energía eléctrica intercambiada con países vecinos	MWh intercambiados	MWh intercambiados	Existe información Histórica del Mercado Eléctrico Regional (MER) publicada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE y por sieHonduras. Fuente: CRIE, n.d. SEN, 2024a	No se identifica información disponible online. Se deberían realizar estudios o proyecciones específicas en Honduras	Se necesita realizar proyecciones locales.
Tiempo de retraso en obras de transmisión	Tiempo sobre período nominal de construcción de obras	Tiempo de construcción de obras de transmisión/restricción de obras de transmisión	Estudios de CND como el Plan de Expansión de la transmisión abordan las brechas en transmisión. Fuente: CND, 2024a	Proyecciones existen por parte del Plan de Expansión de la Transmisión Fuente: CND, 2024a	Si bien existen identificados cuellos de botella, sería positivo evaluar las causas de fondo de los atrasos para depurar las proyecciones.

Fuente: Elaboración propia.
^a <https://sen.hn/wp-content/uploads/2025/10/BEN2024.pdf>.

b) Proceso de cuantificación de los factores con incertidumbre

Para la cuantificación de los factores con incertidumbre, una vez identificada la información, se puede proceder de manera similar al caso de las amenazas. En particular, aquí es importante identificar que existen en muchos casos sinergias con otros procesos de planificación a nivel nacional, por lo que se puede iniciar con datos o series ya existentes identificadas previamente. También, es necesario considerar que pueden existir diferentes variables que influyen para un mismo factor con incertidumbre. De forma general, se puede realizar el siguiente procedimiento.

- Descargar bases de datos u otra información de origen local o de la literatura internacional.
- Identificar resolución de los datos, temporal, geográfica, etc. Identificar si hay más de una variable relevante y el origen de esta.
- Procesar datos, filtrando aquellos a usar y acoplar información histórica a la proyección en caso de ser posible. También, debe definirse como considerar cuando existen más de una variable que sirve para proyectar la evolución de un factor con incertidumbre. En este caso se pueden tratar de combinar, o bien, descartar en caso de que sean menos relevantes.
- Identificar existencia de uno o más escenarios asociados a los datos, ya sea climáticos, económicos u otros.
- Asociar dichos escenarios de los datos a los escenarios propuestos previamente en la etapa 1. Aquí es relevante chequear que haya consistencia entre los escenarios de los diferentes factores. Por ejemplo, uno esperaría cierta correlación dentro de un mismo escenario para los costos de almacenamiento y los costos de energías renovables
- Proponer escenarios de variación de las variables asociadas a los factores con incertidumbre, vinculados a los escenarios de la etapa 1. En esta etapa se puede evaluar realizar supuestos o proyecciones propias basadas en los datos de proyecciones. Queda dentro de la libertad de los equipos expertos que manejen los datos el dar algún tipo de procesamiento, aplicación de supuestos, interpolaciones u otras metodologías que permitan subsanar las brechas o falta de datos de la información base con la que se trabaja.
- Documentar toda la metodología realizada, considerando que los escenarios propuestos deben ser trazables y, en general, todo el proceso de planificación debe ser trazable.

6. Ejemplificación de aplicación de proceso de cuantificación para factores con incertidumbre

A continuación, se realiza un ejemplo de cálculo del factor con incertidumbre de costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable. Específicamente, cuantifica el factor con incertidumbre para el caso de la variable CAPEX de proyectos solares fotovoltaico. Para ello, se siguen los pasos descritos previamente.

a) Cálculo de CAPEX proyectos solares fotovoltaicos (2025-2040)

i) Descarga de datos

Para la descarga de datos se debe primero identificar la fuente de datos a utilizar. Con base en el trabajo de (Vatankhah Ghadim et al., 2025) se pudo hacer un barrido de diferentes fuentes de proyecciones de costos de energías renovables. Se seleccionó la base de datos de la IEA (2023) con valores proyectados para la Unión Europea al 2050.

ii) *Identificación de resolución y origen de variables*

En este caso los datos vienen con una proyección de costos de CAPEX para paneles fotovoltaicos a nivel del mercado mayorista (escala Utility) en USD/kW. Se tienen valores de costos para el 2022, 2035 y 2050. Se presentan 3 series de datos donde hay una proyección mínima, una máxima y una media para el CAPEX.

iii) *Procesamiento de datos*

Para el procesamiento de datos se consideran las 3 series de proyecciones y se realiza una interpolación lineal para obtener los valores de costos para los años entre 2023-2034 y 2036-2049. De esta forma la serie de datos a usar es la siguiente (véase el cuadro 11).

Cuadro 11
Proyección de CAPEX para proyectos solares fotovoltaicos basado en proyección IEA, 2023

Año	CAPEX en USD/kW			Año	CAPEX en USD/kW		
	Mín	Media	Máx		Mín	Media	Máx
2022	1 019,70	1 019,7	1 019,7	2037	574,05	591,91	615,25
2023	987,22	988,8	990,38	2038	562,38	578,86	603,58
2024	954,73	957,90	961,07	2039	550,71	565,81	591,91
2025	922,25	927,00	931,75	2040	539,03	552,77	580,23
2026	889,76	896,10	902,44	2041	527,36	539,72	568,56
2027	857,28	865,20	873,12	2042	515,69	526,67	556,89
2028	824,79	834,30	843,81	2043	504,01	513,63	545,21
2029	792,31	803,40	814,49	2044	492,34	500,58	433,54
2030	759,82	772,50	785,18	2045	480,67	487,53	521,87
2031	727,34	741,60	755,86	2046	468,99	474,49	510,19
2032	694,85	710,70	726,55	2047	457,32	461,44	498,52
2033	662,37	679,80	697,23	2048	445,65	448,39	486,85
2034	629,88	648,90	667,92	2049	433,97	435,35	475,17
2035	597,40	618,00	638,60	2050	422,30	422,30	463,50
2036	585,73	604,95	626,93				

Fuente: Elaboración propia en base a IEA, 2023.

Nota: En verde dato de la proyección.

iv) *Identificación de escenarios asociados a los datos*

Como se puede ver, existen 3 valores para la serie con una cota inferior (Mín), media y máxima (Máx).

v) *Asociación de escenarios de data a escenarios de etapa 1*

Dado que los escenarios de los datos son 3 niveles que coinciden con los niveles asociados a la etapa 1 (Bajo, Medio-tendencial, Alto)¹⁴, se puede hacer una asociación directa entre estos.

- Bajo (Mín)
- Medio-Tendencial (Media)
- Alto (Máx.)

¹⁴ Como se aprecia en el cuadro 2, el uso de los 2 niveles más extremos definidos es excepcional.

vi) Proponer escenarios de variación de variables vinculados a etapa 1

No es necesario proponer más escenarios de variación de variables ya que con base en los tres escenarios ya planteados por los datos, se puede hacer una vinculación directa a los escenarios bajo, medio-tendencial y alto.

vii) Documentación de la metodología realizada

Una buena documentación de la metodología realizada considera el registro de los pasos anteriores, además de la inclusión de las planillas de datos utilizadas y las fuentes. En este caso se utilizó solo una planilla para interpolar los datos originales.

H. Pasos para la implementación del Pilar 1: planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos en Honduras. Etapa 4: determinación de escenarios eléctricos

Una vez que se tienen los escenarios de insumos definidos, validados, justificados y cuantificados, se pueden utilizar para la proyección de las decisiones de inversión y de los costos del sistema en procesos de planificación futura. Para este ejercicio se suelen usar modelos de optimización, que formulan la planificación del sistema como un problema de minimización de costos asociados a las inversiones en nueva capacidad de generación y transmisión, así como a la operación de las centrales existentes siguiendo una serie de restricciones técnicas y regulatorias según la normativa de cada país.

1. Pasos para determinación y aplicación de escenarios eléctricos en modelos de optimización

a) Disponer de los datos cuantificados y proyectados generados o levantados dentro de las etapas anteriores

Para cada amenaza y factor con incertidumbre priorizado en las etapas anteriores, se debería tener proyecciones que correspondan a los niveles definidos como categorías. En este caso: "Muy bajo", "Bajo", "Tendencial", "Alto" y "Muy alto", según se definieron en esta oportunidad. La definición de las distintas proyecciones queda a criterio de quien realice la modelación.

Dado que el foco de esta planificación a partir de escenarios está en la resiliencia, se debe poner especial énfasis en el efecto que pueden tener las amenazas a futuro. Esto es, identificar rigurosamente los efectos que podrían tener las amenazas identificadas sobre el sistema.

Por ejemplo, en caso de tormentas e inundaciones, cuantificar el efecto que esto podría tener sobre infraestructura de generación y de transmisión, y disponer de niveles de magnitud de este impacto.

b) Definir el tipo de modelo en que se utilizarán estos datos, en función del objetivo de la modelación, y utilizar los mismos escenarios definidos en la Etapa 2

En función de la información disponible y levantada, se debe definir el objetivo de la modelación a realizar. En caso de querer desarrollar una proyección de la expansión del sistema eléctrico, se debe definir si será una proyección de generación y transmisión de manera conjunta (co-optimización) y la herramienta a utilizar para este fin. En el numeral 3.8. de esta guía se indican algunas herramientas comúnmente utilizadas y sus usos más comunes.

Al diseñar estos modelos, siempre debe haber un balance entre mantener el problema tratable, con tiempos de resolución no excesivos y que a la vez entregue resultados suficientemente detallados para la toma de decisiones. A mayor detalle más tiempo podría tomar la resolución, o podría haber dificultades para llegar a soluciones factibles. Algunas de las distinciones más relevantes que deben hacerse al momento de pensar en estos modelos son:

- El horizonte temporal: ¿Cuántos años a futuro se está proyectando que el modelo a utilizar pueda contener dentro del horizonte de interés para el planificador?
- La granularidad temporal: ¿Qué detalle temporal manejará el modelo? ¿Resolución diaria? ¿Resolución horaria? ¿Se usarán días tipo? ¿Cuántos días tipo sería la cantidad óptima? ¿Se resuelve cada año o cada cierto número de años?
- En general la resolución horaria permite reconocer el efecto de las rampas en generación, los beneficios de las baterías ante generación renovable variable, además de poder simular eventos de pérdida de infraestructura durante ciertas horas, que no es posible simular con una resolución diaria.
- La resolución espacial: ¿Qué nivel de detalle tendrá el modelo de sistema eléctrico a utilizar? Se debe utilizar una versión simplificada del sistema eléctrico que represente fidedignamente sus capacidades de generación y sus focos de demanda. Aunque es mucho más simple resolver un problema uninodal, este no permite identificar problemas en transmisión, como la saturación de las líneas a ciertas horas. A mayor cantidad de nodos se puede identificar de forma más precisa la ubicación de elementos vulnerables, pero se complejiza la resolución.

c) Preparar los datos disponibles de modo que sirvan de insumo para el modelo a utilizar, tanto en función de resolución espacial/temporal como del horizonte al que se pretenda resolver

Dado que el punto anterior buscaba identificar el modelo que desearía resolverse para llegar a los resultados de interés del sistema sobre el que se trabaja, lo siguiente es hacer el calce entre las proyecciones levantadas en las etapas anteriores, y el tipo de modelo que se requiere resolver identificado en el punto anterior.

En caso de que la información tenga una resolución mayor a la necesaria (por ejemplo, niveles de demanda en intervalos de 15 minutos y se busca trabajar en un modelo de resolución horaria), se debe hacer un tratamiento de la información para “condensar” los datos al mismo nivel que se requiera para trabajar.

Es más complejo el caso contrario, en que se requiera una resolución mayor a la de la que se dispone. En este caso habría que considerar realizar un nuevo levantamiento de información con granularidad más fina, o realizar supuestos en base a metodologías de estimación de factores, o al criterio experto de los planificadores. Por ejemplo, si se dispone de datos de demanda a nivel departamental, y se requiere un detalle más fino para llegar a barras distintas dentro del mismo departamento, la asignación de demanda debe estimarse con base en un criterio razonable. Esto puede no ser problema para la demanda eléctrica actual, pero en caso de realizar proyecciones de consumo de aire acondicionado, electromovilidad u otros nuevos consumos, se debe tener la forma de llevarlos a la resolución que el modelo requiera.

d) Vincular amenazas y factores con incertidumbre identificados con parámetros y variables del sistema según la modelación utilizada

Con las amenazas y factores con incertidumbre identificados, se requiere dar especial énfasis a la vinculación entre estos y los componentes o parámetros del sistema eléctrico que están siendo modelados.

Para cuantificar el nivel de impacto que alguna amenaza tendrá sobre los componentes o parámetros del sistema eléctrico, se debe identificar el grado de vulnerabilidad presente ante cada amenaza. Esta vulnerabilidad puede estar representada de distintas formas, y puede depender tanto de aspectos técnicos de la estructura (por ejemplo, en caso de líneas de transmisión, del tamaño de la línea, material de esta, años de uso, entre otros) como de su ubicación (nuevamente en caso de infraestructura de transmisión, si está ubicada en zonas que históricamente presentan alto riesgo de inundación o de vegetación que podría llevarse por delante en caso de una tormenta).

En este último caso, una forma de entender la vulnerabilidad presente en el sistema es a través de mapas de riesgo, como fue abordado previamente en la etapa 3 de este pilar. Esta no es la única forma de identificar vulnerabilidades, pero es una de las formas gráficas que más claramente la pueden representar.

Según el grado de vulnerabilidad identificado para cada componente del sistema, y según los niveles de amenaza/factores con incertidumbre presentes en cada escenario, se puede cuantificar el efecto que tendrán estos sobre la modelación. Por ejemplo, el factor de incertidumbre asociado a la evolución y perfil de la demanda eléctrica influirá evidentemente sobre los niveles de demanda que haya que abastecer, así como también en las horas en las que esta se concentrará. Según el modelo utilizado, el disponer de granularidad horaria tanto en demanda como en generación será crucial para poder representar fidedignamente el fenómeno identificado, así como su impacto sobre el parámetro del modelo, y su consecuencia resultante para la realidad del sistema.

e) Implementar la modelación y resolver el problema de optimización asociado

Una vez definido el modelo y preparados los datos de entrada en la resolución adecuada, se procede a su ejecución. En esta etapa es fundamental realizar una validación inicial para asegurar que los datos de entrada sean coherentes con el problema abordado. Esto en particular es importante a la hora de hacer proyecciones; por ejemplo, se debe verificar que demandas decrecientes en ciertos sectores no resulten en valores de demanda negativos en años futuros.

Este proceso consiste en ejecutar el algoritmo de optimización (como programación lineal, mixta-entera o estocástica) configurando los parámetros de resolución (tolerancias, límite de tiempo, gap de optimalidad) para obtener una solución técnica y económicamente factible. La resolución generará un plan de expansión detallado que especifica qué tecnologías (solar, eólica, baterías, líneas de transmisión), en qué ubicaciones, en qué años y a qué capacidad deben ser construidas para satisfacer la demanda futura al menor costo total del sistema. Todo esto orientado a satisfacer la demanda proyectada al mínimo costo, respetando las restricciones operativas y las metas de política pública —como límites de emisiones o cuotas de renovables— integradas en el diseño del modelo.

f) Chequear resultados obtenidos (órdenes de magnitud, aplicar criterio experto)

Una vez obtenida la solución del modelo, se debe realizar una validación técnica inicial de los resultados que este propone. Esto implica revisar que las órdenes de magnitud sean coherentes (inversiones totales en un orden de magnitud razonable, capacidades instaladas en GW, no en MW, costos marginales en USD/MWh dentro de rangos históricos). Se debe aplicar criterio experto para evaluar la lógica de los despachos (que las plantas hidráulicas operen según la lógica utilizada de disponibilidad hídrica, que las baterías carguen en horas de bajo costo y descarguen en horas punta, que el gas opere como respaldo) y la secuencia de inversiones (que la penetración renovable aumente de manera creíble, que no se priorice de sobremanera una tecnología que no haya tenido ese nivel de participación de manera histórica). Antes de avanzar, este paso es clave para detectar errores en los datos, el modelo o su configuración.

Asimismo, es fundamental validar que el comportamiento del modelo sea consistente con la narrativa de cada escenario. Se debe verificar que los casos más restrictivos efectivamente impongan un mayor estrés al sistema, mientras que los escenarios optimistas reflejen una expansión más dinámica y eficiente en términos de costos.

g) Discutir resultados de planificación con integrantes de los talleres y partes involucradas

Los resultados técnicos iniciales deben socializarse y validarse en el contexto más amplio del CAE. Esto implica organizar nuevas reuniones o talleres con los integrantes de distintos equipos técnicos (generación, transmisión, regulación, medio ambiente) y partes interesadas que lo conforman.

El objetivo es presentar el plan de expansión propuesto, explicar los *drivers* clave de las decisiones (costos, políticas, restricciones), y recabar retroalimentación crítica, en particular validar que se obtiene lo que se buscaba con los escenarios construidos en conjunto. Esta discusión puede revelar supuestos no considerados (limitaciones sociales para proyectos específicos, nuevas políticas en desarrollo, preocupaciones sobre la confiabilidad en escenarios extremos), lo que permitirá refinar los supuestos del modelo, plantear escenarios alternativos e iterar hacia un plan consensuado, robusto y resiliente.

En el contexto de la implementación de un modelo con datos preparados para una resolución acordada, se presentan, a continuación, los siguientes ejemplos de implementaciones.

2. Ejemplo de función objetivo y restricciones de un problema de optimización asociado a la planificación de la expansión de un sistema eléctrico

Para mostrar cómo se implementaría este tipo de modelación en la práctica, se presentan ejemplos de una función objetivo que modela la expansión de un sistema eléctrico, junto con algunas de las restricciones que se usan para formular el problema de optimización. Se eligen ciertas restricciones, no todas las necesarias, con el fin de visualizar los efectos más directos y relevantes que tienen los escenarios en la modelación del problema y cómo influirían en los resultados a los que se puede llegar con estos procesos.

3. Función objetivo para la modelación de la expansión de un sistema eléctrico: minimización de costos totales

El problema de planificación de largo plazo busca la minimización de los costos totales, por lo que la función objetivo apunta a obtener el mínimo valor para todos los costos de operación e inversión del sistema. Esto se puede representar con la siguiente expresión matemática.

$$C T = P_{inst} + X_{inst} + SC_{inst} + P_{gen} + P_{nons}$$

Los costos aquí expresados corresponden a:

P_{inst} :	Costo asociado a la nueva capacidad de generación instalada
X_{inst} :	Costo asociado a la nueva capacidad de transmisión construida
SC_{inst} :	Costo asociado a las nuevas inversiones en tecnologías de almacenamiento
P_{gen} :	Costo asociado a la operación de las centrales
P_{nons} :	Costo asociado a la demanda no suministrada

Como se menciona en los escenarios, los factores con incertidumbre “Evolución y perfil de la demanda eléctrica”, “Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía”, “Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable”, “Costos de generación térmica” influyen directamente en estos valores.

- Los costos de inversión en tecnologías de generación renovable, al ser más altos o bajos, afectarán en cuánto pesarán estos dentro de los costos totales, afectando a su vez el factor de emisión de la matriz de generación resultante.
- La evolución de la demanda eléctrica afectará en los requerimientos de demanda del sistema, y, por lo tanto, en los costos necesarios para cubrir dicha demanda según los costos de operación de las centrales.
- Los costos de inversión en tecnologías de almacenamiento influirán en qué tan factibles será implementar generación renovable variable y en la facilidad que tendrá el sistema para desplazar demanda temporalmente dentro del día.
- Los costos de generación térmica influirán directamente en los costos asociados a operación de centrales.

4. Balance de oferta y demanda eléctrica en cada nodo

El balance de oferta y demanda considera que la suma de todas las demandas (multiplicadas por un coeficiente de pérdidas del sistema, que se puede considerar como pérdidas en las líneas (o *grid losses*, “GL”) más la carga de baterías, debe ser igual al flujo neto por líneas existentes y candidatas más la generación, energía no suministrada y descarga de baterías en cada nodo, hora, día tipo y año. Este balance de energía también se conoce como la Ley de Corriente de Kirchhoff. Esto se puede representar con la siguiente expresión matemática.

$$(1 + GL) \cdot (D_{b,t,d,h} + D_{b,t,d,h}^{EV} + D_{b,t,d,h}^{H2}) + c_{b,t,d,h}^{BESS} - D_{(b,t,d,h)}^{GD} =$$

$$\sum_{l_i \in L_i^b} f_{l_i,t,d,h}^{exist} + \sum_{c_i \in C_i^b} f_{c_i,t,d,h}^{cand} - \sum_{l_o \in L_o^b} f_{l_o,t,d,h}^{exist} - \sum_{c_o \in C_o^b} f_{c_o,t,d,h}^{cand} + \sum_{g \in G} p_{g,b,t,d,h}^{gen} + p_{b,t,d,h}^{nons} + (u_{b,t,d,h}^{BESS} \cdot \eta_{dis}^{BESS})$$

$$\forall t \in T, \forall d \in D, \forall h \in H, \forall b \in B$$

Las variables expresadas en esta restricción corresponden a:

GL:	Pérdidas eléctricas, expresadas como un valor porcentual, del inglés <i>grid losses</i> .
D:	Demanda eléctrica tradicional (no electromovilidad ni Hidrógeno Verde)
D^{EV} :	Demanda eléctrica por concepto de vehículos eléctricos
D^{H2} :	Demanda eléctrica por requerimientos para producir Hidrógeno Verde
C^{BESS} :	Demanda eléctrica por carga de baterías eléctricas
D^{GD} :	Demanda eléctrica negativa por concepto de generación distribuida
F_{li}^{exist} :	Energía que llega a una barra por líneas de transmisión existentes
F_{ci}^{cand} :	Energía que llega a una barra por líneas de transmisión candidatas construidas
F_{lo}^{exist} :	Energía que sale de una barra por líneas de transmisión existentes
F_{co}^{cand} :	Energía que sale de una barra por líneas de transmisión candidatas construidas
p_{gen} :	Potencia generada en una barra
p_{nons} :	Potencia no suministrada
U^{BESS} :	Descarga de baterías eléctricas para suministrar demanda
η_{dis}^{BESS} :	Eficiencia de descarga de baterías eléctricas

La generación distribuida se puede considerar como una demanda de signo negativo ($-D_{b,t,d,h}^{GD}$), que se resta de la demanda para cada nodo, año, día y hora. En este ejemplo, las pérdidas se consideran como $(1+GL)$ multiplicando los valores de demandas¹⁵.

En este caso, los factores con incertidumbre asociados a los niveles de demanda y al nivel de generación distribuida afectarán tanto estas demandas positivas como las negativas, en función de los requerimientos de la población y la disponibilidad de tecnologías de generación distribuida. Por otro lado, el nivel de energía intercambiada con otros países afectará a ciertos nodos al poder recibir/enviar una mayor/menor cantidad de energía, lo que terminará impactando en la energía que es necesario generar a nivel nacional.

5. Capacidad de generación renovable no despachable según capacidad instalada existente y nueva en el nodo, según su factor de capacidad horario

En una modelación, se debe respetar que la capacidad de generación renovable no despachable (es decir, generación renovable que no se puede controlar) no supere a la capacidad instalada construida (considerando la existente previo a la planificación y la nueva instalada como parte de la planificación) en el nodo según su factor de capacidad horario, esto es que la capacidad de generación de las energías renovables variables está limitada por su factor de planta horario. Esto quiere decir, a cada hora, una central renovable podrá generar a lo más lo que señala su factor de planta multiplicado por las capacidades instaladas nuevas y existentes. Esto se puede representar con la siguiente expresión matemática.

$$p_{g,b,t,d,h}^{gen} \leq \left(p_{g,b}^{exist} + \sum_{\tau \in (0,t)} p_{g,b,\tau}^{inst} \right) \cdot Cf_{g,b,t,d,h}$$

$$\forall g \in G^R, \forall t \in T, \forall d \in D, \forall h \in H, \forall b \in B$$

Los parámetros y variables expresadas en esta restricción corresponden a:

- $p_{g,b}^{gen}$: Potencia generada en una barra
- $p_{g,b}^{exist}$: Capacidad de generación existente
- $p_{g,b,\tau}^{inst}$: Capacidad de generación nueva instalada (decisión del modelo)
- Cf : Factor de capacidad de la tecnología de generación en cada hora

Se considera que la generación renovable no despachable (o sea, generación renovable variable) no puede entregar reserva en giro.

En este caso, para la generación renovable variable, como la solar, hidro de pasada, y eólica, se determina un Cf (factor de capacidad) que dictará su capacidad de generación en cada hora de los días tipo representativos utilizados en esta modelación. El contar de un valor así dependerá de la información disponible y proyecciones existentes asociadas a variables climáticas. En este caso, si hay niveles de amenazas climáticas, es decir, efectos del CC más severos, se esperaría que los factores de capacidad asociados a centrales hidráulicas de pasada sean muy bajos; en el caso de las centrales solares, dependiendo del nivel de tormentas o fenómenos climáticos con nubosidad, se podrán también ver perjudicados sus factores de capacidad. De esta forma, el impacto de estos factores con incertidumbre se verá en una menor o mayor generación con fuentes renovables, lo que podrá aumentar los requisitos de otras fuentes de energía, resultando en impactos a los costos de generación y a los asociados a impuestos por emisiones de CO_2 .

¹⁵ GL siendo valor promedio de pérdidas anuales determinado a partir del Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional de Honduras. Disponible en: <https://sen.hn/wp-content/uploads/2023/05/Informe-estadistico-anual-del-subsector-electrico-nacional.pdf>.

6. Capacidad de generación hidráulica de embalse no supera a la capacidad instalada existente y nueva en el nodo, según su factor de capacidad (por día tipo)

Se considera una modelación del factor de planta hidráulico de embalse limitado por días tipo a diferencia de las otras centrales despachables que lo consideran anual. Esto se puede representar con la siguiente expresión matemática.

$$\sum_{h \in H} (p_{g,b,t,d,h}^{gen}) \leq \left(p_{g,b}^{exist} + \sum_{\tau \in (0,t)} p_{g,b,\tau}^{inst} \right) \cdot H^d \cdot Cf_{b,t,d}^H$$

$$\forall g \in G^H, \forall t \in T, \forall b \in B, \forall d \in D$$

Los parámetros y variables expresadas en esta restricción corresponden a:

- p^{gen} : Potencia generada en una barra
- p^{exist} : Capacidad de generación existente
- p^{inst} : Capacidad de generación nueva instalada (decisión del modelo)
- H^d : Horas de disponibilidad de agua según día tipo
- Cf : Factor de capacidad de la tecnología de generación en cada hora

El factor de capacidad hidráulica varía según día tipo (mes del año) con base en factores de planta desarrollados en estudios climáticos.

Esta restricción en particular se basa en un modelo que asume un nivel de disponibilidad de agua que se ve reflejado en el sistema como un porcentaje de capacidad que pueden entregar las centrales hidráulicas de embalse. Otras formas de modelar son con modelos con condiciones de borde que concatenan el agua disponible de un mes a otro, y consideran la posibilidad de tomar decisiones en base al mes en el que se esté resolviendo el despacho del sistema. En este caso, se toma como supuesto que el agua ya se “distribuyó” entre los meses y cada mes tiene una cota asignada, que no se podría modificar independientemente de la actividad que se vea en los otros meses. En este caso, las amenazas asociadas a sequías, y el factor con incertidumbre asociado a la disponibilidad de agua, harían que este valor de Cf^H (factor de capacidad específico según día tipo para centrales de embalse) se vea modificado. Esto finalmente resulta en una menor factibilidad de generar energía para estas plantas, visto como p^{gen} .

I. Herramientas comerciales para la planificación de la expansión

La planificación eléctrica se enfrenta a muchos tipos de incertidumbres. Algunas son de largo plazo como crecimiento económico, avances tecnológicos y políticas regulatorias. Otras incertidumbres son más relevantes a nivel operacional como la evolución del perfil de la demanda o la variabilidad en la generación con fuentes renovables.

En el sector eléctrico es muy común encontrar herramientas comerciales para la planificación de la expansión. Sin embargo, estas suelen ser de uso general y tienen una serie de limitaciones, entre estas, que no siempre se logra representar simultáneamente la incertidumbre de largo plazo (cambios regulatorios, transiciones tecnológicas, etc.) y la de corto plazo (variabilidad de la generación de renovables, posibilidad de fallas, etc.). Además, algunas de estas herramientas no logran capturar la interacción entre generación y transmisión.

Herramientas como PSS®E, GridView, SDDP y Promod utilizan un despacho económico para simular cómo el mercado de energía utiliza un plan dado, para una gran diversidad de escenarios. Sin embargo, estos paquetes no optimizan la topología de la red y el mix de generación. De este modo, estas herramientas ayudan a realizar un análisis de escenarios, pero no optimizan realmente la expansión del sistema eléctrico.

Otras herramientas, como LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning), tienen una optimización de todo el mix de generación, pero no consideran la topología de la red eléctrica. Versiones recientes de LEAP ofrecen una solución a este problema a través de la consideración de diferentes “zonas” entre áreas conectadas por una línea de transmisión frecuentemente congestionada, entre las cuáles se puede importar o exportar energía.

LEAP es una herramienta poderosa y versátil ampliamente utilizada y que es lo suficientemente amigable como para ser usada por usuarios con diferentes niveles de experiencia. LEAP puede rastrear el consumo, producción y extracción de recursos energéticos en todos los sectores de una economía, y contabilizar tanto fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero del sector energético como no energético. Una ventaja clave es que sus bajos requisitos de datos iniciales. La herramienta es especialmente adecuada para estudios de co-beneficios climáticos de la reducción de contaminación local del aire, y permite realizar análisis costo-beneficio integrados comparando múltiples escenarios alternativos de política energética.

Sin embargo, esta herramienta presenta limitaciones importantes para la planificación de sistemas eléctricos. La principal debilidad es su resolución espacial, ya que está diseñado como una herramienta de modelado a medio y largo plazo para un sistema uninodal, es decir, representado como un solo nodo. Esto impide que pueda representar congestión en líneas de transmisión, así como posibles diferencias entre las zonas donde se produce la energía con las zonas en las que hay mayores niveles de consumo.

En el contexto de la planificación resiliente es necesario tener la capacidad de realizar modelaciones que contemplen la pérdida de ciertas líneas de transmisión y el efecto que tiene esto durante el día, o incluso las horas, en que el sistema se ve forzado a operar de manera subóptima. Así como también para evaluar el impacto de potenciales soluciones que se podrían implementar durante estos eventos.

Algunos otros modelos comerciales como NetPlan y OPTNET tienen capacidad de optimizar la topología de la red. Sin embargo, estos métodos suponen un escenario fijo de la generación (es decir, no son capaces de representar dónde y cuándo la inversión de generación responde a la inversión en planificación).

Otras herramientas permiten una co-optimización de la generación y la transmisión del sistema eléctrico. En este sentido, cabe mencionar la herramienta de planificación a largo plazo del WECC, que incorpora información detallada sobre las interacciones entre las inversiones de generación y transmisión. Otras excepciones son PLEXOS y OPTGEN que optimizan de manera simultánea (co-optimizan) generación y transmisión, pero no consideran las incertidumbres a largo plazo en la optimización, aunque sí realizan un análisis de sensibilidad de la solución obtenida.

Hoy en día, Honduras realiza su planificación del sector energético, a nivel macro, utilizando la herramienta LEAP, considerando un horizonte de 10 años, y lleva a cabo periódicamente talleres de capacitación en su uso entre las instituciones¹⁶ del sector,¹⁷. Por otra parte, Honduras emplea el software SDDP para la realización de simulaciones operativas del Sistema Interconectado Nacional. Este proceso se complementa con la herramienta OPTGEN (Optimal Generation) de PSR, la cual permite la optimización de la expansión de la generación eléctrica, sirviendo como insumo clave para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG). Además, para el caso de la planificación de la expansión de la transmisión eléctrica se usa la herramienta OptNet, que permite integrar SDDP, y se realizan algunos estudios eléctricos por análisis de flujo de potencia mediante el uso de la herramienta PSS®E.

¹⁶ Como el Banco Central de Honduras (BCH), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Centro Nacional de Despacho (CND), Unidad de Técnica de Control de la Distribución (UTCD), Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) y la Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH).

¹⁷ Secretaría de Energía de Honduras, 2025. "Culmina con éxito taller de herramientas de Planificación Energética Nacional". Disponible en: <https://sen.hn/culmina-con-exito-taller-de-herramientas-de-planificacion-energetica-nacional/>.

En resumen, existen diversas herramientas comerciales para la planificación de la expansión, las que tienen diferentes ventajas y desventajas, aunque la mayoría de las herramientas comerciales de planificación de transmisión están limitadas en su capacidad de representar la incertidumbre y los detalles topológicos de la red eléctrica. Dada la importancia de la consideración de las restricciones y vulnerabilidades de la transmisión eléctrica dentro de la planificación eléctrica del SIN, y la creciente incertidumbre que afectan a los diversos factores, se sugiere reemplazar el actual uso de LEAP y OPTGEN para realizar la prospectiva del sistema eléctrico por una herramienta que permita una representación más exacta del sistema de transmisión y que, a la vez, permita avanzar hacia una planificación eléctrica del SIN basada en una optimización estocástica que considere diversos escenarios (principalmente de hidraulicidad), pero entregue un plan de expansión único óptimo para el sistema eléctrico, considerando todos los escenarios posibles. No es necesario usar una herramienta existente (como SDDP o PLEXOS). Se podría implementar una herramienta propia que se elabore de manera adecuada para la realidad de Honduras, combinando ventajas de distintas herramientas existentes. Asimismo, se sugiere ampliar el horizonte de análisis utilizado en el PIEG (que actualmente es de 10 años) a al menos 20 años, tal como se usa en otros estudios de prospectiva del sector energético de Honduras, para la consideración de nuevas tecnologías que podrían estar disponibles a precios competitivos en el futuro.

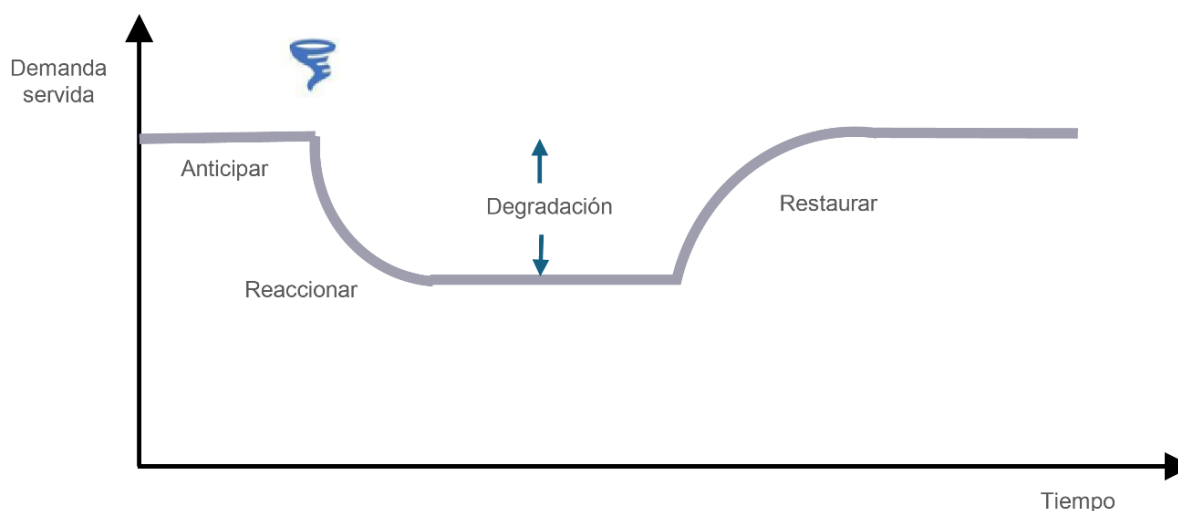
J. Pasos para la implementación del Pilar 2: diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida en Honduras

El diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida del sistema eléctrico es el proceso donde se definen las acciones necesarias y los roles e institucionalidad a cargo para su implementación, de modo de responder de manera rápida y efectiva, con los elementos planificados en el sistema para estos fines, para la recuperación de la operación del sistema eléctrico frente a eventos extremos.

Esta respuesta inmediata y recuperación rápida, se planifica de manera especial para garantizar la continuidad de la operación de las demandas definidas como críticas en la etapa de planificación eléctrica proactiva de preparación. A su vez, en esta etapa se debe definir la información que se debe recolectar ante la ocurrencia de eventos extremos, de modo de alimentar el proceso de adaptación y aprendizaje. Esta componente se alimenta del plan de inversiones generado a partir de la planificación eléctrica proactiva de preparación y de la información y experiencias aprendidas en el proceso de adaptación y aprendizaje.

A diferencia del Pilar 1, que corresponde a una identificación y planificación anticipativa, el Pilar 2 corresponde a las acciones que se deben tomar en el momento de la ocurrencia del evento de alto impacto o en una ventana de tiempo reducida previa a su ocurrencia (véase el gráfico 10).

Gráfico 10
Esquema resumen de las acciones ante un evento extremo que provoque degradación en la operación del sistema eléctrico



Fuente: Sauma, Gil y Poveda, 2025.

Para precisar más las escalas de tiempo en que se deben ejecutar los planes y protocolos diseñados en el contexto del Pilar 2, a continuación, se indican las 3 fases concretas que tiene este pilar, y a lo que se debe apuntar en cada uno:

- **Anticipar:** corresponde a las acciones que se deben tomar apenas se toma conocimiento de que se aproxima la ocurrencia de una amenaza (difiere así del Pilar 1, que son medidas que se toman de manera preventiva independientemente de si viene un evento o no). Estas son medidas que apunten a reducir el impacto del evento o la duración del corte del servicio, priorizando la demanda crítica. En caso de eventos climáticos, para los que se pueda disponer de pronósticos, se podría asumir que esta fase duraría desde 5 días antes de que se produzca el evento¹⁸, hasta que se dé la ocurrencia de este.

La duración de esta ventana de anticipación dependerá del tipo de evento que se aproxime. En el caso de pronósticos climáticos la incertidumbre disminuye a medida que se reducen los días a futuro del pronóstico.

Esto considera acciones como disponer de cuadrillas en zonas que se sepa estarán más vulnerables ante el evento, así como también alertar a la población y principalmente a las demandas identificadas como críticas.

Se debe destacar que no todas las amenazas cuentan con esta fase, dado que en caso de eventos repentinos o fortuitos no se dispondrá de una notificación previa, como sí puede ocurrir en el caso de eventos climáticos. A su vez, hay amenazas posibles que son de larga duración (como es el caso de sequías prolongadas), por lo que la preparación del sistema eléctrico ante estas se asocia más a lo visto en el Pilar 1.

¹⁸ Tomado como supuesto de días de anticipación con los que se puede tener un pronóstico del tiempo suficientemente confiable como para destinar recursos en función de este.

- **Reaccionar:** corresponde a las acciones que se deben realizar durante la ocurrencia del evento, y corresponden principalmente a lo establecido en manuales y protocolos de las instituciones identificadas como responsables.

La duración de esta ventana corresponde a los minutos y horas siguientes al comienzo del evento, y corresponden a las medidas más críticas que determinan qué tan efectivos son los planes y protocolos considerados.

En este punto, se requiere de una comunicación continua y efectiva, la activación de planes de respuesta, la difusión de información en tiempo real de la magnitud de la interrupción y el despliegue de todos los recursos y herramientas disponibles para enfrentar el evento. En muchos casos esto está fuertemente relacionado con la efectividad del sistema de monitoreo del sistema eléctrico (como SCADA) en uso.

- **Restaurar:** corresponde a las acciones que se deben realizar posterior a la ocurrencia del evento, con el fin de restaurar la operación normal del sistema eléctrico. La eficiencia con la que se logre dependerá del nivel de información disponible sobre el estado del sistema eléctrico tras la ocurrencia del evento, y de los recursos disponibles para reparar y reponer los componentes afectados de la infraestructura.

La duración de esta ventana corresponde a las horas y días posteriores a la ocurrencia del evento, y son todas las medidas necesarias para poder devolver el sistema eléctrico a su estado nominal de operación.

A continuación, se presentarán los pasos y requisitos para diseñar estos planes de manera generalizada, para luego llevarlos a la realidad de Honduras tanto en lo relativo a los organismos responsables como a las amenazas específicas que enfrenta el país. Finalmente se presentan algunas alternativas de soluciones tecnológicas que podrían ser beneficiosas de implementar para las diversas fases de acción ante la ocurrencia de un evento extremo.

1. Pasos y requisitos para diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida

Ante eventos extremos, el diseño de planes y protocolos debe realizarse en torno a una serie de elementos clave que reflejen las prioridades del sistema eléctrico considerando la necesidad de incurrir en una operación deteriorada de este. Los planes y protocolos de respuesta inmediata y recuperación rápida buscan principalmente identificar elementos críticos considerados como prioridad nacional (denominados demanda crítica) y ante la ocurrencia de un evento extremo, resguardarlos mientras conjuntamente se recupera la operación del resto del sistema. De esta forma, los pasos para su diseño son:

- Identificar la demanda crítica

Dada la definición de resiliencia considerada, para asegurar una operación (aunque sea deteriorada) del sistema ante la ocurrencia de un evento extremo, en que se priorizan demandas críticas, el primer paso es identificar cuáles son las demandas críticas.

El criterio para identificar demandas críticas puede responder a diversas necesidades, aunque por lo general se centran en demandas consideradas cruciales para el buen funcionamiento del país. Las áreas consideradas suelen ser salud, telecomunicaciones, edificios gubernamentales, edificios militares, entre otros.

Según el contexto en que se encuentre el país, se podrá modificar este criterio en función de las principales amenazas a las que este se enfrente.

- Identificar acciones necesarias para anticipar, reaccionar y restaurar en función de los recursos disponibles

Una vez identificada la demanda crítica, se realiza la caracterización del sistema de distribución. Esto es, caracterizar apropiadamente el circuito en que está, junto con sus posibles vulnerabilidades, vistas como si recibiera alimentación desde múltiples conexiones, o dependiera de unas pocas. El nivel de saturación de las líneas que alimenten a este también es relevante pues indican una vulnerabilidad. A su vez, además de la caracterización técnica y eléctrica, se identifica cómo se ve afectado este por las amenazas ya identificadas en el Pilar 1.

- Definir roles e institucionalidad responsable tanto del diseño de planes y protocolos como para la ejecución de estos

Tras definir la demanda que se busca resguardar, y el contexto en que se encuentra esta tanto técnicamente como respecto a las amenazas que enfrenta el país, se debe designar roles específicos encargados de las funciones de coordinar y operar dentro de las 3 fases consideradas en la ocurrencia del evento (anticipación, reacción y restauración).

Esto quiere decir, que se requiere definir responsabilidades claras para coordinar durante la anticipación al evento, la reacción al evento, y la recuperación tras el evento. Dentro de estas, debe haber entidades ejecutoras/operadoras, que se encargan de llevar a cabo medidas definidas dentro de los planes y protocolos que apunten a minimizar el impacto del evento priorizando la demanda crítica (véase el cuadro 12).

Cuadro 12
Esquema de responsabilidades de coordinación y operación en las 3 fases de ocurrencia de un evento extremo

Fase	Entidad coordinadora	Entidad operadora
Anticipación	Encargada de emitir alertas y de planificación y coordinación general	Encargada de desplegar recursos
Reacción	Coordinación general y procesamiento de información	Encargada de levantar información en tiempo real y utilizar los recursos desplegados para minimizar el impacto al sistema
Restauración	Coordinación de restauración y redacción de informes que detallen y analicen la ocurrencia	Ejecución de la restauración

Fuente: Elaboración propia.

- Diseñar y redactar los planes con el mayor nivel de detalle posible, con protocolos específicos según tipo de amenaza

El diseño de los planes corresponde a la redacción de protocolos, o pasos, que se deben seguir en una fase previa, durante, y post la ocurrencia de un evento extremo. Los detalles de estos pueden diferir según el tipo de amenaza que se está considerando. Por ejemplo, el despliegue de recursos será distinto si se trata de un incendio focalizado que afecta a ciertas líneas de transmisión versus una tormenta con inundaciones que afecta múltiples zonas del sistema eléctrico.

Algunos de los elementos que se deben incluir son: Encargados de levantamiento y procesamiento de información; Planes de respuesta y contingencia según tipo de daño o pérdida de un elemento que sufra la infraestructura eléctrica; Coordinación interinstitucional vista como responsabilidades y canales de comunicación; Gestión de recursos y logística; Uso de tecnologías y análisis de riesgos; Elaboración de informes posteriores a eventos que estudien el tipo de evento y su causa, para su aplicación dentro del Pilar 3.

Estos planes deben revisarse y actualizarse de manera frecuente, para tomar en consideración factores como el crecimiento del sistema eléctrico, la actualización de las herramientas disponibles para enfrentar eventos extremos, el cambio en las prioridades a nivel nacional, entre otros.

Dentro de la definición de roles e institucionalidad también se debe designar un encargado de velar por la actualización constante de estos planes, la realización de esta actualización, y la fiscalización del cumplimiento de estos durante eventos extremos.

- Circular los planes y protocolos con todas las instituciones responsables que deban actuar en caso de eventos extremos

Con los planes definidos, estos se deben circular con todas las instituciones involucradas y responsables, con indicaciones claras de las responsabilidades de cada una. En muchas instancias, tanto los planes/manuales/protocolos, así como los informes elaborados de manera posterior al evento, contendrán información delicada respecto a vulnerabilidades del sistema eléctrico. Esto los vuelve instrumentos de seguridad nacional, y su divulgación se debe limitar al personal estrictamente necesario. Es delicado encontrar un balance entre informar y preparar a las instituciones y población, y no entregar información crítica de seguridad nacional a posibles actores maliciosos.

2. Aplicación de los pasos específicos para Honduras

Con los pasos indicados en el numeral anterior, se procede a llevarlos a la realidad de Honduras, en función del trabajo realizado por el equipo consultor en sus sesiones de trabajo con el COS y talleres del CAE. El manejo de los planes y protocolos actuales (junto con las designaciones de demanda crítica) de Honduras es confidencial, al considerar que contienen información sensible para resguardar la seguridad nacional.

De esta forma, los puntos siguientes mostrarán cómo se deberían enfocar estos planes y protocolos ante las amenazas identificadas en el taller 1 con el CAE; cómo los planes y protocolos actualmente existentes han sido utilizados para poder anticiparse, reaccionar y posteriormente restaurar el servicio ante eventos pasados; y cómo ha operado la institucionalidad de Honduras en estas situaciones y también su rol como participante del Sistema Eléctrico Regional (SER).

3. Enfoque según amenazas priorizadas en Pilar 1

En función de las amenazas identificadas en el Pilar 1 (Tormentas tropicales, huracanes e inundaciones; Altas temperaturas extremas; y Sequías prolongadas), se enfoca la implementación del Pilar 2 en planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación ante estas amenazas. Como se mencionó previamente, en el caso de amenazas de larga duración, la prevención ante estas va más ligada a la planificación de largo plazo del sistema, que se aborda dentro del Pilar 1.

Por lo tanto, el diseño de estos planes estará enfocado principalmente en la respuesta ante la amenaza de tormentas tropicales, huracanes e inundaciones.

4. Definición de roles e institucionalidad

Dentro del trabajo realizado por los COS y el CAE, se han identificado las principales instituciones responsables de coordinar y actuar previamente, durante y después de un evento extremo: el CND, COPECO y ENEE. Los roles que cumplen estas instituciones se detallan en el cuadro 13.

Cuadro 13
Esquema de responsabilidades de coordinación y operación en las 3 fases
de ocurrencia de un evento extremo en el caso de Honduras

Fase	Entidad coordinadora	Entidad operadora
Anticipación	ENEE a través del CND, Gerencia de Generación, Distribución y transmisión, asimismo UTCD ^a (planificación y coordinación, disposición de manuales que identifican demandas críticas) y COPECO (alertas)	ENEE (despliegue de cuadrillas en terreno) y generadoras privadas (planes propios)
Reacción	ENEE a través del CND, Gerencia de Generación, Distribución y transmisión, asimismo UTCD (Coordinación general y procesamiento de información)	ENEE (levantamiento de información por cuadrillas y SCADA, destinación de recursos disponibles) y generadoras privadas (puesta en marcha según necesidad)
Restauración	ENEE a través del CND, Gerencia de Generación, Distribución y transmisión, asimismo UTCD (redacción de informes que detallen y analicen la ocurrencia)	ENEE (restablecimiento del suministro a través de cuadrillas en terreno)

Fuente: Elaboración propia.

^a UTCD: Unidad técnica de control de la distribución.

5. Protocolos actuales y demanda crítica

Actualmente Honduras cuenta con planes y manuales para casos de contingencias que han sido utilizados ante diversas amenazas a las que se ha visto enfrentado su sistema eléctrico. Mayor detalle de estas experiencias se encuentra en los pasos de implementación del Pilar 3 (proceso de adaptación y aprendizaje), en que se presentan y analizan las respuestas dadas durante la actividad del Taller 3 del CAE.

En las conversaciones que se ha tenido con el COS y el CAE se ha mencionado la existencia de manuales de respuesta, en los que se tiene definidos los circuitos específicos que abastecen a demandas críticas.

De esta forma, los encargados de respuesta no ven una lista de edificios o clientes considerados como demandas críticas, sino que tienen circuitos priorizados según un criterio establecido dado que alimentan demandas consideradas críticas. Entre las demandas críticas se consideran los hospitales. Una lista o definición más general se considera información confidencial por temas de seguridad nacional y no está disponible públicamente.

Ante expansiones de la red eléctrica, o instalaciones de nuevas demandas consideradas críticas, se actualizan los manuales para incorporar estos circuitos como parte de los priorizados ante ocurrencia de eventos extremos.

Según lo discutido con los expertos, la demanda crítica es priorizada en su recuperación del servicio, pero en el momento de la falla, dependen de sus propios medios para disponer de alternativas de generación auxiliar. Por ejemplo, los aeropuertos cuentan con medios de generación propios, así como las mismas dependencias del CND que cuentan con generadores auxiliares a diésel.

Una de las principales medidas de anticipación y reacción corresponde al despliegue de cuadrillas en zonas que serán o son afectadas por desastres naturales como tormentas e inundaciones. Dentro de las conversaciones, se ha identificado que, ante este tipo de eventos, se duplica el número de cuadrillas activas, con el objetivo de llegar de manera rápida a las zonas afectadas y realizar las reparaciones necesarias. Otras medidas que se han llevado a cabo corresponden a la elevación de subestaciones localizadas en zonas inundables, así como la poda sistemática de vegetación cercana a infraestructura de transmisión y distribución.

Entre otras medidas que apuntan a mejorar los estándares de respuesta de Honduras se menciona la licitación para renovar el sistema SCADA utilizado en el monitoreo del sistema eléctrico; la actualización de relés utilizados para desconexiones automáticas en caso de ser necesario; la construcción de un banco de baterías para combatir la salida imprevista de generación solar; la realización de auditorías técnicas a centrales generadoras para que dispongan de sistemas de control automático acordes a los requerimientos del sistema; y la publicación de una Norma Técnica de Servicios Complementarios que podría exigir a los generadores aportar con estas obligaciones.

A su vez, al ser parte del SER¹⁹, Honduras debe estar alineado con el Ente Operador Regional (EOR) y ser partícipe de los planes y protocolos elaborados por esta entidad para sus países miembros. Para casos de ocurrencias de eventos en el SER, se dispone de una guía de restablecimiento ante eventos. (Ente Operador Regional, 2023).

Parte de lo que se establece como las responsabilidades del EOR son:

a) Operación técnica

La operación técnica se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR es el responsable de coordinar la operación con los OS/OM²⁰ de los países miembros, sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos por la Regulación Regional.

El EOR dirige, coordina y asegura que la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional se realice preservando la seguridad y calidad del servicio de electricidad durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

El EOR bajo la gerencia de Planificación y Operación junto con sus respectivas coordinaciones técnicas, atiende los procesos relacionados a la operación del Sistema Eléctrico Regional, servicios que se detallan a continuación:

b) Seguridad operativa

- Realizar la identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) anual
- Programar Semanalmente los Mantenimientos a la RTR
- Preparar el programa Anual de Mantenimientos a la RTR
- Suministrar informes de eventos en el SER
- Actualizar las Capacidades Máximas de Transferencias de Potencia
- Realizar estudios de Seguridad Operativa de corto plazo para el buen funcionamiento del SER
- Elaborar informes mensuales y anuales de la operación del SER
- Realizar las validaciones eléctricas del predespacho regional y para la asignación de Derechos de Transmisión.

c) Tiempo real

- Realizar maniobras de restablecimiento ante contingencias, estado de alerta y emergencias en la operación en tiempo real del SER

¹⁹ El SER se conforma de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En el caso de Honduras sus países vecinos conectados son Nicaragua, Guatemala y El Salvador.

²⁰ Operadores de Sistema y operadores de mercado.

- Supervisar y controlar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño de la Red en Tiempo Real
- Coordinar los Redespachos
- Coordinación de los Mantenimientos y Maniobras Programadas
- Preparar el informe diario de la operación en tiempo real del SER
- Preparar el informe preliminar de eventos en el SER

d) Planificación del sistema eléctrico regional

- Preparar el informe Anual de Planificación indicativa de Largo Plazo
- Preparar el informe Anual de Diagnóstico de Mediano Plazo
- Preparar el informe de Planeamiento Operativo de mediano plazo del SER
- Gestionar la Base de Datos Regional para la conexión de nuevos proyectos a la RTR
- Administrar los Convenios de confidencialidad con los dueños de proyectos para estudios de conexión a la RTR
- Evaluar los estudios técnicos de nuevas solicitudes de conexión a la RTR y proponer a la CRIE para autorización.

6. Propuestas de soluciones tecnológicas que contribuirían a una respuesta inmediata y una recuperación rápida

En este punto se listan algunas soluciones tecnológicas que se recomienda tener en consideración, para aportar tanto en labores de anticipación, como de reacción y restauración, aplicadas a Honduras. Vale la pena destacar que en las conversaciones que se ha tenido con profesionales de Honduras, se han mencionado varias de estas como consideraciones reales y planes efectivos de mejora que se están llevando a cabo. Estas son:

a) BESS distribuidos

Los sistemas de almacenamiento por medio de baterías (o BESS por su sigla en inglés) que se instalan de manera distribuida en puntos estratégicos asociados a demandas críticas pueden, combinados con generación local (como energía solar fotovoltaica en tejados de casas), separarse automáticamente de la red principal cuando esta colapsa. Esto permite que demandas críticas sigan operando de forma ininterrumpida durante y después del evento extremo, independientemente del estado de la red de transmisión.

Durante la fase de restauración, cuando la red está débil y volviendo a ensamblarse, los BESS pueden proveer servicios auxiliares esenciales como regulación de frecuencia y voltaje, actuando como amortiguadores que permiten reconectar cargas y generadores de manera estable y ordenada. También pueden evitar que fluctuaciones dañen equipos recién reparados.

Tras un apagón, cuando la energía vuelve, hay un periodo durante la restauración en que se están acomodando las cargas. Estas se desconectan y conectan a la red, en funciones de criterios técnicos, lo que hace que volver a retomar inercia lleve su tiempo. Los BESS distribuidos pueden suavizar esta demanda, liberando energía almacenada para satisfacer la demanda local y aliviando la presión sobre la red principal durante las horas críticas de restauración. También sirven para aprovechar de mejor manera la generación renovable variable, dado que pueden almacenar el exceso de generación solar o eólica durante el día o en momentos de viento, para usarla durante la noche o cuando la generación

renovable cae debido al mal tiempo. Este último fue de hecho uno de los argumentos entregados dentro del Taller 3 con el CAE como motivación por la que Honduras ya se encuentra trabajando en la adquisición de bancos de baterías. Esto asegura un suministro más confiable y continuo de las fuentes limpias, incluso si el evento natural afecta su generación en tiempo real. Esto está enfocado a las posibles desconexiones producto de tormentas tropicales e inundaciones, con el fin de mantener suministro. Aun así, también pueden ser de ayuda en caso de sequías prolongadas, asumiendo un mayor nivel de penetración de energías renovables no hídricas, dado que permiten aprovechar de mejor manera esta energía en horas de menor producción.

Se debe hacer notar que el uso de BESS distribuidos también puede utilizarse como apoyo durante mantenciones programadas para asegurar el suministro ininterrumpido durante la duración de estas, aunque este proceso no esté relacionado con eventos extremos.

Los precios de los bancos de baterías han mostrado una tendencia a la baja en los últimos años, pero aun así son una inversión significativa en la escala que se requiere para ser un apoyo al sistema. En mercados fuera de China y Estados Unidos, se han alcanzado precios de 125 USD/kWh para proyectos de BESS de escala mayor de larga duración (4 horas o más), de los cuales 75 USD/kWh corresponden a los costos de envío desde China y 50 USD/kWh a la instalación y conexión de la batería (Ember Energy, 2025).

b) BESS móviles

Existe la alternativa de BESS móviles, montados en camiones que les da la característica adicional de ser transportables a zonas donde más se les necesite. Hay versiones modificadas de esta solución, que además incluye paneles solares fotovoltaicos montados en el camión, permitiendo la recarga de las baterías durante su desplazamiento.

Dada su cualidad de móviles, son una herramienta de gran versatilidad, que puede ser utilizada tanto para abastecer picos de demanda, como para realizar mantenciones sin afectar el suministro del sistema, como para proveer energía a demanda crítica en caso de desastres.

Representan energía de emergencia que puede llevarse exactamente dónde y cuándo se necesita. Un camión puede desplegarse en horas a un refugio, un hospital de campaña, un centro de comunicaciones o una zona de reparación que carece de energía, funcionando como una subestación o planta generadora temporal e instantánea.

A diferencia de los generadores diésel, que dependen de un suministro constante y vulnerable de combustible, las versiones FV de estos camiones generan y almacenan su propia energía mediante los paneles solares desplegables. Esto los hace ideales para eventos donde las carreteras están cortadas y la logística de combustible es un problema, operando de forma autónoma por días.

Pueden utilizarse para "inyectar" energía y estabilidad en nodos específicos de la red de distribución que han sido restaurados pero que aún son débiles. Esto permite energizar más clientes en una zona mientras se reparan las líneas de alimentación principales, acelerando la recuperación escalonada. Esta solución también está dedicada a mantener el suministro en caso de interrupciones por tormentas e inundaciones.

En tiempos normales, los camiones pueden usarse para proveer energía en mantenimientos programados sin interrumpir el servicio a los clientes. En emergencias, su rol cambia inmediatamente a uno de respuesta. Esta dualidad maximiza el retorno de la inversión y mantiene al personal y equipo entrenado y listo.

En el estudio de Moghadasi et al., 2025, se realiza una modelación que compara casos sin BESS, con un BESS estático (SBESS) y un BESS móvil (MBESS). Al considerar simultáneamente el costo de generación de energía, las pérdidas de potencia activa y reactiva, la desviación de voltaje y las

incertidumbres de las fuentes y cargas renovables, el caso MBESS mejoró significativamente el rendimiento de la microrred. Las características clave de esta investigación incluyeron el modelado detallado de los costos de transporte y el consumo energético estocástico de camiones eléctricos, la ubicación y el dimensionamiento óptimos de MBESS, y una comparación exhaustiva con SBESS. Los resultados de la simulación en el sistema IEEE de 33 nodos mostraron mejoras notables: una reducción del 2.6% en los costos de generación, una disminución aproximada del 30% en las pérdidas de potencia y una mejora significativa en el perfil de voltaje. Estos hallazgos enfatizan que el enfoque propuesto ofrece una solución práctica, escalable y con visión de futuro para mejorar la flexibilidad y la sostenibilidad de la microrred.

Históricamente baterías móviles han tenido uso ante desastres a nivel internacional. Destaca el caso de Japón tras el gran terremoto y tsunami del 2011, en que fueron desplegados camiones con recubrimiento de paneles solares como una alternativa de energía para asegurar suministros básicos en sectores más afectados de la población²¹. Esta tecnología ha mejorado enormemente en los últimos 15 años. En un caso de 2025, tras un derrame de petróleo en Baltimore, EE.UU. se despachó un MBESS para poder energizar la maquinaria necesaria para contener y limpiar el derrame. Se menciona en la nota que existen opciones móviles con diversas capacidades y que actualmente la principal limitante es el precio y que algunos clientes estarían pagando hasta 1,000 USD/kWh por el servicio de MBESS (IEEE Spectrum, 2025). Esto es 8 veces más costoso en términos de inversiones que las opciones estáticas.

Hay múltiples proveedores del servicio de MBESS, que disponen de variadas opciones en oferta, que difieren tanto en la cantidad de energía que pueden almacenar como en la potencia a la que la pueden entregar. Algunos proveedores existentes son Polinovel²², NOMADPOWER²³, VolvoEnergy²⁴, MaxPower²⁵, entre otros.

Los precios a los que se ofrece este servicio difieren entre proveedores, y dependen del tamaño y potencia de la batería requerida. Para dar una idea general, el modelo Traveler de NOMADPOWER, de 999 kW de potencia y 2 MWh de energía tiene un precio de arriendo de USD 42,000 al mes (Herolifecare, 2026) en caso de arrendarse por 1 mes, y de USD 32,000 al mes en caso de arrendarse por 6 meses.

c) Torres de alta tensión de reemplazo

Las torres de alta tensión de reemplazo, como su nombre lo indica, corresponde a la solución de tener torres de repuesto pre-posicionadas en regiones estratégicas. Esto puede contribuir a eliminar los cuellos de botella logísticos (fabricación y transporte, que pueden tomar semanas o meses), tanto en la reacción como en la restauración del servicio. Esto permite a las cuadrillas iniciar la reconstrucción de tramos críticos en días, no en semanas, restableciendo el "esqueleto" de la transmisión rápidamente.

Las torres pueden desplegarse primero en los corredores de transmisión más críticos que alimentan las demandas consideradas críticas, maximizando el impacto de la restauración en la seguridad pública y el buen funcionamiento de la infraestructura nacional.

Cada día sin transmisión tiene un costo económico y social enorme (pérdidas industriales, afectación a servicios básicos). Acortar la duración del apagón masivo reduce estas pérdidas de manera drástica, por lo tanto, estas medidas temporales suelen justificar sus costos.

²¹ Solar Power Truck' Dispatched to Area Affected by Great East Japan Earthquake. 2011. Disponible en: https://www.japanfs.org/en/news/archives/news_id030963.html.

²² <https://www.polinovelbess.com/mobile-bess/>

²³ <https://nomadpower.com/products>

²⁴ <https://www.volvoenergy.com/en/energy-storage/energy-storage/temporary-power-solutions.html>

²⁵ <https://www.mxpcharger.com/mobile-energy-storage-systems-for-disaster-relief-operations/>

El despliegue de esta red requiere de un mapeo detallado de puntos débiles o vulnerabilidades en la red de transmisión y a la estandarización de diseños, lo que a su vez mejora los protocolos de preparación ante huracanes y agiliza el despliegue de recursos al tener identificados los puntos débiles del sistema. Esta solución permitiría reducir el impacto de desconexiones producto de tormentas tropicales e inundaciones.

La infraestructura de transmisión en sí es costosa, por lo que esta medida debería estudiarse cuidadosamente antes de llevarse a cabo. Se debe tener información completa de las debilidades del sistema e implementarse solo en puntos estratégicos y debidamente estudiados.

Los costos de estas dependerán del proveedor, y de las especificidades de la torre en sí (altura, tensión, entre otros) y se encuentran a precios en torno a los 1,000 y 2,000 USD por tonelada (XyTower, 2025), sin considerar los costos de obras e instalación.

De acuerdo con la información del proveedor, al incorporar estos costos adicionales, la adquisición de las torres representa aproximadamente el 45% del costo total del proyecto.

d) Sistemas de drones de vigilancia

Esta medida corresponde a la disposición de drones de vigilancia para supervisar infraestructura de transmisión, levantar necesidades de mantenimiento y posibles puntos de fallas en caso de eventos extremos.

Es la medida más eficaz para evitar que las líneas se caigan. Los drones identifican con precisión y rapidez árboles de riesgo, vegetación invasiva o daños incipientes en estructuras que, durante un evento de viento intenso, serían los primeros puntos de falla. Por este motivo, esta medida pasa por la disponibilidad de información, y aparte de tener los drones disponibles, requiere de un uso sistemático y metódico de estos. Transforma el mantenimiento de un esquema reactivo o cíclico a uno basado en condición. Los equipos de poda y reparación pueden dirigirse exactamente a donde se necesita, optimizando recursos y garantizando que el trabajo preventivo se realice donde más impacto tiene.

Como solución, se pueden utilizar de manera frecuente sin necesidad de que haya un evento extremo, pero en el caso de estos, son de gran utilidad tanto para reacción como para identificar puntos que requieren restauración. En el caso de tormentas, podrían no estar disponibles si las situaciones climáticas hacen muy peligroso su uso, por lo tanto, en el caso de Honduras se debe verificar que las condiciones permitan su uso ante tormentas, pudiendo usarse ya pasado el evento y se haya presentado inundaciones.

Pasado el evento, como tras un huracán, los drones pueden sobrevolar rápidamente las líneas para evaluar daños en áreas de difícil o peligroso acceso (zonas inundadas, laderas inestables), proporcionando información crucial para planificar la restauración sin poner en riesgo al personal.

Dependiendo del tipo de producto y softwares utilizados, es posible también generar mapas y modelos 3D de la infraestructura y su entorno, permitiendo analizar el crecimiento de la vegetación a lo largo del tiempo y modelar con mayor precisión el impacto de vientos sobre estructuras específicas de manera histórica.

Ante la alternativa de desplegar helicópteros tanto para chequear la infraestructura de transmisión como zonas afectadas por eventos extremos, los drones no requieren arriesgar al personal, no consumen combustible y requieren una inversión menor.

Nuevamente existen múltiples proveedores, y se puede contar desde un dron básico solo con cámara a drones avanzados con una integración LiDAR para construir modelos 3D de los elementos de la infraestructura de transmisión. Los precios están en el rango de 15,000 USD a 30,000 USD por unidad en los casos de soluciones de alto rendimiento (UAVCoach, 2026).

e) Sistemas de desconexión automáticos y/o de ahorro energético

Esta solución corresponde a disponer de sistemas automáticos (como relés de cierre o interruptores que detectan fallas) que pueden aislar secciones dañadas de la red para evitar que una falla local (un árbol que cae sobre una línea tras una tormenta) se propague y colapse una subestación entera o cause un apagón en cascada.

Esta es una de las soluciones que Honduras ya está buscando implementar, o más bien, renovar los relés disponibles actualmente para mantenerlos en óptimas condiciones de operación. Ante la pérdida súbita de una línea o planta generadora, los esquemas de ahorro o desconexión automática de carga (como los interruptores de frecuencia) pueden desconectar rápidamente cargas no esenciales para equilibrar la oferta y la demanda, evitando un colapso total por desbalance.

Un sistema que ha sufrido un colapso total (*blackout*) es mucho más difícil y lento de restaurar que uno que logró mantener partes aisladas operando (islas de poder). Estos sistemas ayudan a crear o mantener esas islas, que pueden alimentar infraestructura crítica mientras el resto se recupera. Vinculado a esto, uno de los problemas que se abordaron durante el Taller 3 del CAE, fue la necesidad de realizar operaciones de reconexión en centrales que no contaban con personal. En caso de disponer de relés automáticos en correcto funcionamiento, estos trabajos podrían realizarse a distancia, en función de que la operación nominal del relé no se haya visto afectada por el evento extremo.

En zonas propensas a incendios forestales, la desconexión automática ante fallas (como conductores rotos) o condiciones de riesgo extremo (vientos fuertes y sequía) es una herramienta clave de seguridad pública, previniendo la ignición de incendios por chispas eléctricas.

Las alternativas digitales tienen un costo mayor que las soluciones electromecánicas más antiguas. Sin embargo, dado el significativo beneficio que aportan al sistema, se consideran inversiones altamente recomendables. Esto es particularmente claro al compararlas con un escenario en el que no es posible realizar una desconexión oportuna, frente a uno que sí permite el acceso a información y la reconexión a distancia. Los costos de las opciones digitales o numéricas están entre los USD 5,000 y USD 50,000 por unidad (EmergenResearch, 2025).

K. Pasos para la implementación del Pilar 3: adaptación aprendizaje para prevenir futuras ocurrencias en base a experiencias pasadas en Honduras

El proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos con base en experiencias pasadas consiste en utilizar la información registrada (así como también identificar la no registrada) para realizar un diagnóstico de las condiciones del sistema ante eventos extremos.

La adaptación y el aprendizaje permiten que el sistema eléctrico mejore continuamente su capacidad para enfrentar eventos extremos, utilizando las experiencias previas como base para implementar cambios y actualizaciones.

En este contexto, se debe intentar responder preguntas como las siguientes (Sauma, Gil y Poveda, 2025)

- ¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Cuál fue la principal causa?
- ¿Qué valores de suministro/combustibles/comunicaciones se tuvo durante el evento? (Esto en función de la información definida como relevante de levantar, en función del tipo de evento en ocurrencia)

- ¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad? ¿Por qué se produjo esta afectación?
- ¿Qué nivel de suministro se logró asegurar en la demanda crítica?
- ¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Cuál fue el tiempo de restauración a la operación habitual?
- ¿Qué medidas tomadas fueron exitosas para evitar una mayor profundidad de la falla y que se deberían mantener en el futuro?
- ¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo? ¿Por qué no se pudieron realizar?
- ¿Qué información no se pudo levantar durante el evento extremo? ¿Por qué no se pudo levantar?

Estas experiencias pueden haber ocurrido en el sistema en sí o en otros sistemas de los cuales se puede aprender. El análisis de la información debe resultar en conclusiones que permitan aprender respecto a la efectividad de las medidas e inversiones realizadas o definidas en la planificación del sistema, así como también, alimentar las actualizaciones periódicas del proceso de planificación eléctrica resiliente.

Se sugiere implementar este pilar realizando los siguientes tres pasos (los que se detallan posteriormente en este apartado):

i) Identificar flujos de información

Lo primero que se debe considerar para aprender de un evento es la información disponible. Sin información es imposible hacer un verdadero análisis del evento, las fallas y las oportunidades de mejora. De manera simple, se puede completar el siguiente cuadro que ayuda a ordenar las fuentes de información disponibles (véase el cuadro 14).

A modo de ejemplo, para el caso de Honduras, en el cuadro 14 se han completado las dos primeras líneas con dos tipos de fuentes muy distintas. Se da el ejemplo del índice SAIDI que es reportado y fiscalizado por la CREE, con apoyo o información de ENEE-UTCD. También se muestra como fuente el informe realizado por BID y CEPAL (2021) que evalúa los efectos e impactos de la tormenta tropical Eta y el huracán Iota en Honduras.

Cuadro 14
Extracto de ejemplo de información respecto a eventos que afectan al sistema eléctrico

Institución	Dato/información	Formato/detalle	Disponibilidad	Brechas
CND	Índice SAIDI	Horas de energía no suministrada por zona del Sistema Eléctrico	Uso Interno	Falta especificidad respecto de la causa específica de la falla
BID/CEPAL	Evaluación de los efectos e impactos de la tormenta tropical Eta y el huracán Iota en Honduras	Informe que analiza datos de efectos multidimensionales en el país	Disponible online	Depende de un externo, no está disponible para cada evento

Fuente: Elaboración propia.

ii) Realizar análisis de los eventos

Para el análisis de los eventos, se pueden tomar distintos caminos. Una forma directa y fácil de hacerlo, es por medio de un taller con expertos donde se discuta el tema. Este tipo de metodologías tiene la ventaja de entregar un diagnóstico rápido, aunque más general, de los

problemas. Esto permite, además, identificar elementos críticos o de mayor relevancia sobre los que se requiera tener mayor profundización. En ese caso, sería ideal contar con algún estudio especializado para analizar un tema en particular. Obviamente, esto implica mayor uso de recursos y tiempo, por lo que tener un diagnóstico claro antes resulta útil para delimitar el problema y justificar además la realización de estudios más profundos.

Para el caso de Honduras, en particular, se puede dar el ejemplo realizado en el taller 3 del CAE, donde se analizaron distintos eventos guiados por un conjunto de preguntas orientadoras de la discusión (ver anexo A6). Durante este taller se analizaron los siguientes eventos:

- Falla de línea de transmisión de 138 kV ocurrido en 2025.
- Falla bifásica por contacto de línea de transmisión con vegetación.
- Tormentas tropicales Eta e Iota.
- *Blackouts*.

La sistematización de los análisis realizados se puede revisar en el anexo A7.

iii) Identificar opciones de mejora al sistema y a la recolección de datos

Para el caso de Honduras, y a partir de la sistematización del tercer taller del CAE, se presentan a continuación algunas propuestas de mejoras al sistema eléctrico y a la recolección de datos. Estas propuestas y conclusiones permiten implementar modificaciones en el sistema, en los protocolos de respuesta, en la recolección de datos u en otras formas de prevenir y minimizar riesgos en el sistema.

- Mejorar los protocolos en caso de fallas de líneas que consideren un plan de contingencia, basado en la experiencia de la falla de línea de transmisión de 138 kV ocurrido en 2025 y la falla bifásica por contacto de línea de transmisión con vegetación.
- Prever en los protocolos de respuesta ante tormentas la contratación de cuadrillas adicionales con mayor antelación basado en el caso de los huracanes Eta y Iota.
- Promover inversiones en las redes de distribución (y su redundancia) para entregar mayor versatilidad y menos vulnerabilidad ante tormentas basado en el caso de los huracanes Eta y Iota.
- Mejorar el sistema de gestión de información de datos a nivel de distribución ya que no había seguimiento detallado de las fallas lo que dificulta la reposición de suministro. Esto se basa en la experiencia de los huracanes Eta y Iota.
- En casos en que depende únicamente de acciones internas, por ejemplo, subestaciones desatendidas en las que se debe tomar una medida física y no hay personal en sitio, los tiempos de recuperación pueden alcanzar las 6 horas.
- En el caso de los *blackouts*, se identificaron una serie de aprendizajes particulares
 - Necesidad de disminuir riesgos de equipos a la intemperie que son vulnerables contra animales y equipos pesados.
 - Minimizar mal mantenimiento y participación de personal no autorizado a nivel nacional y regional.
 - Identificar y mapear plantas de generación mapear pueden dar servicio de arranque en negro, estableciéndolo en la Norma Técnica para poder hacerlo obligatorio.
 - Resolver casos de líneas que funcionan estresadas constantemente.

- Mejorar esquemas de protección, renovando relés a diferencial de línea y de transformadores.
- Renovar sistema SCADA (en licitación)
- Realizar auditorías técnicas a generadores para chequear sistemas de control automático.
- Concretar una Norma Técnica de servicios complementarios que permita obligar a los generadores a cumplir requerimientos.

De esta manera, se logra disponer de un listado de medidas y potenciales acciones que podrían ser útiles para aumentar el nivel de resiliencia y acelerar la respuesta del sistema ante la ocurrencia de eventos extremos.

IV. Taller presencial de capacitación

El taller presencial de capacitación sobre la metodología de planificación eléctrica resiliente dirigido a los funcionarios de la Secretaría de Energía de Honduras y otros especialistas/expertos del sector se desarrolló en Tegucigalpa los días 25 y 26 de marzo de 2026. La agenda del taller consta en el anexo A8.

La estructura del encuentro presencial alternó ponencias teóricas con sesiones de discusión destinadas a analizar la metodología de la CEPAL bajo la realidad hondureña. Los hallazgos principales, articulados en torno a los consensos y disensos surgidos del diálogo grupal, son los siguientes:

- Interacción interinstitucional y generación de espacios de diálogo

Un elemento destacado del taller ampliamente valorado por los asistentes fue la creación espacios de intercambio y diálogo constructivo. Estas dinámicas permitieron que cada institución compartiera sus perspectivas y conociera las posiciones de otras entidades, favoreciendo así una comunicación abierta y enriquecedora entre todos los actores. Así mismo, la instancia facilitó el entendimiento de la gobernanza del sector eléctrico hondureño, esclareciendo la forma en que se toman las decisiones de planificación eléctrica (es decir, quien planifica cada paso y quien implementa dichos pasos) y cómo se aplican los distintos protocolos y planes que el sector eléctrico.

- Identificación de oportunidades de mejora para una planificación eléctrica resiliente

A lo largo de las sesiones de análisis grupal, se identificaron diversas oportunidades para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico nacional. Estas oportunidades surgieron del intercambio de experiencias entre los participantes y permitieron proponer la integración de nuevos criterios en la planificación de la expansión eléctrica, con el objetivo de anticipar y responder de manera más eficaz ante posibles eventos extremos.

Los principales elementos propuestos se detallan a continuación:

- Integrar la resiliencia del sistema eléctrico como un eje central y explícito en la Política Energética Nacional, permitiendo así elevar su importancia, establecer consensos sobre las estrategias a seguir y facilitar el acceso a recursos financieros para las inversiones requeridas que garanticen una infraestructura capaz de anticipar, reaccionar y restaurar el sistema ante eventos extremos.
 - Alcanzar consensos respecto a las estrategias a implementar para avanzar hacia una planificación resiliente de la expansión de largo plazo del sistema eléctrico nacional. Una convocatoria amplia facilita la obtención de recursos financieros destinados a las inversiones necesarias para alcanzar este fin, sobre todo considerando las principales amenazas que debe enfrentar el país.
 - Priorizar obras y tecnologías de múltiples usos que permitan no solo fortalecer la resiliencia y favorecer la reacción temprana y restauración rápida del sistema ante eventos extremos, sino que, además, que apoyen la operación económica permanente del sistema. Ejemplo de estas inversiones puede ser el caso de drones de vigilancia de la red de transmisión eléctrica, sistemas de desconexión automática, uso de baterías móviles y distribuidas, y una adecuada gestión de las torres de alta tensión de reemplazo.
 - Fortalecer la coordinación interinstitucional con el fin de asegurar la disponibilidad, actualización y calidad de bases de datos de información climática histórica, como insumo clave para la planificación eléctrica de largo plazo y la integración efectiva de la resiliencia en el sistema.
- Promover una discusión nacional sobre los desafíos de la expansión resiliente del sistema eléctrico

En el desarrollo de las actividades grupales y plenarias del taller se plantearon los siguientes desafíos para la expansión resiliente del sistema:

- Integrar de manera explícita en la planificación eléctrica los aspectos vinculados a la gestión social y ambiental, con el fin de identificar y gestionar restricciones críticas de manera temprana. Este enfoque preventivo busca mitigar riesgos que deriven en sobre costos y retrasos en la implementación de las inversiones.
- Analizar los costos incorporados en los modelos de optimización de la planificación de la expansión del sistema eléctrico, con el objetivo de contrastarlos con valores de mercado y así facilitar y robustecer los procesos posteriores de licitación de las obras.
- Desarrollar y mantener actualizados mapas de riesgo que provean información relevante para la planificación de la expansión del sistema eléctrico, permitiendo priorizar los recursos hacia inversiones adecuadas en las zonas más vulnerables y fortaleciendo, de este modo, la resiliencia del sistema. Dichos mapas de riesgo pueden ser elaborados por instituciones que no pertenecen al sector energía.
- Promover una discusión abierta a nivel nacional sobre la resiliencia del sistema eléctrico, que permita consensuar visiones de las distintas instituciones que participan en el sector eléctrico. Quizás, se requiera de alguna entidad internacional independiente para facilitar el diálogo y la búsqueda de consensos entre las instituciones de gobierno y las empresas privadas, superar las posibles desconfianzas y crear una cultura de colaboración público-privada.
- Promover una discusión a nivel nacional sobre las fuentes de financiamiento requeridas para las inversiones destinadas a fortalecer el sistema eléctrico, considerando no solo el crecimiento de la demanda, sino también las principales amenazas climáticas que enfrenta el país.

V. Conclusiones y recomendaciones

Este documento resume el proceso desarrollado para elaborar una guía para la aplicación de la metodología general de planificación eléctrica resiliente en el caso de Honduras.

El desarrollo de esta guía permitió la aplicación concreta de fases específicas, como las etapas 1 y 2 del Pilar 1, así como la ejemplificación y el diseño de orientaciones en otras etapas, como la etapa 4 del mismo pilar. Además de lo anterior, el trabajo conjunto con el Comité Asesor de Expertos permitió consolidar una serie de conclusiones y recomendaciones respecto al levantamiento y análisis de información y la mejora continua, integradas en el Pilar 3 de Adaptación y Aprendizaje.

Durante el proceso, destaca la relevancia de la participación y compromiso técnico de la Secretaría de Energía de Honduras. Un factor de éxito determinante en la aplicación de esta metodología es, precisamente, el involucramiento activo de las autoridades sectoriales y de los responsables de la planificación de largo plazo del país.

En este sentido, la conformación del Comité de Seguimiento, que tuvo un claro carácter proactivo, favorece la implementación de los pilares y fortalece las capacidades institucionales. Esto resulta vital para la planificación eléctrica resiliente en un contexto de impactos críticos del cambio climático.

Así mismo, la labor del Comité Asesor de Expertos ha otorgado validez y robustez al proceso, a través de actividades participativas, en las que su experiencia y conocimiento, permitió identificar y priorizar las amenazas y los factores con incertidumbre que pueden impactar el sistema eléctrico hondureño en el mediano y largo plazo.

Se debe destacar que, a la hora de cuantificar las amenazas y factores con incertidumbre, es importante no sólo cuantificar la probabilidad de ocurrencia de las amenazas y la estimación de la frecuencia de ocurrencia. Resulta imperativo realizar un análisis de costo-beneficio que valore el impacto económico de dichas amenazas sobre el sistema. Sólo de esa forma, se podrá tener información relevante que pueda guiar las decisiones de inversiones efectivas para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico.

Existen diversas soluciones, tanto de índole tecnológicas (BESS distribuidos o BESS móviles) como de gestión (torres de alta tensión de reemplazo), que permiten mitigar los tiempos de respuesta y recuperación ante eventos extremos. Se debe incorporar el análisis de costos y beneficios de estas soluciones a la hora de evaluar los distintos escenarios de prospectiva.

Dadas tanto las condiciones dinámicas del sistema como la evolución tecnológica, es crucial realizar actualizaciones frecuentes de la planificación (planes y protocolos). En este sentido, se recomienda realizar análisis post-evento tras cada contingencia extrema, identificando las opciones de mejora del sistema y de la recolección de datos.

Finalmente, es posible sintetizar las lecciones aprendidas de la siguiente manera:

- **Comité asesor de expertos.** Es fundamental contar con un panel de expertos (idealmente entre 20 y 30 profesionales) que brinde una visión interdisciplinaria y holística de la planificación eléctrica resiliente. La resiliencia no es un problema puramente técnico; por ello, su planificación no puede recaer exclusivamente en la ingeniería eléctrica, sino que requiere una integración de diversas áreas del conocimiento.
- **Gestión de la información.** Instituciones como la ENEE o COPECO manejan información detallada de las fallas ocurridas en el sistema eléctrico y sus causas (incluyendo lugar de la falla, magnitud de la falla, causa precisa de la falla, etc.). No obstante, el acceso suele estar restringido por consideraciones de seguridad nacional. Si bien esta reserva es comprensible, debido a la protección del sistema, en algunas ocasiones las instituciones responsables suelen enfrentar limitaciones de tiempo y recursos para la elaboración y actualización continua de mapas de riesgo. Para subsanar esto se debe promover la sistematización y disponibilidad pública de información agregada, por ejemplo, a nivel de alimentadores, que permita a otras instituciones desarrollar mapas de riesgo complementarios.
- **Nivel de centralismo de las decisiones.** El presupuesto es una restricción crítica. Por ello, antes de la implementación, se debe definir el nivel de centralización o descentralización (a través de mecanismos de mercado) que se adoptará para las inversiones en resiliencia del sistema. Esto implica, tener una discusión detallada de los distintos mecanismos o modelos de negocio para financiar la planificación eléctrica resiliente.
- **Nivel de penetración de las tecnologías.** Es necesario una combinación de gestión y tecnología para implementar correctamente la planificación eléctrica resiliente. Es decir, se deben implementar tanto mecanismos que mejoren la gestión de recursos (como una distribución óptima de sistemas de desconexión automática) como mecanismos de implementación de nuevas tecnologías (como realizar inversiones en sistemas de generación y almacenamiento Solar FV - BESS móviles).

Bibliografía

- Agencia Hondureña de Aeronáutica Civil. (s.f.). Climatología Aeronáutica. Disponible en: <https://meteo.aero.ahac.gob.hn/clm.html>
- Barrios Pérez, C., Amaya Quintero, A., (2023). Database of Agroclimatic Indices in Honduras (1981-2022): Historical Record of Dry Conditions, Heatwaves, and Water Availability Across Agricultural Seasons, <https://doi.org/10.7910/DVN/JZTN8Z>, Harvard Dataverse, V1. Recuperado de <https://dataverse.harvard.edu/dataset.xhtml?persistentId=doi:10.7910/DVN/JZTN8Z>
- BID & CEPAL (2021). Evaluación de los efectos e impactos de la tormenta tropical Eta y el huracán Iota en Honduras. Disponible en: <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/91034cc8-b36b-4dd0-aeda-ddf90e655d15/content>
- BID & CEPAL (2025). Evaluación de los efectos e impactos Tormenta Tropical Sara en Honduras. Disponible en: <https://repositorio.cepal.org/entities/publication/bc68a704-b367-4909-a17d-a6402fa4cddb>
- CEIC. (n.d.). Honduras Mean Drought Index. Recuperado de <https://www.ceicdata.com/en/honduras/environmental-climate-risk/mean-drought-index>
- CENAOS-COPECO. (n.d.). Monitor de Sequía. Recuperado de <https://cenaos.copeco.gob.hn/MonitorSequia.html>
- Ciapessoni, E., Cirio, D., & Pitto, A. (2023), "Power System Resilience: Definition, features and properties", CIGRE Science & Engineering, 30.
- CND. (2026a). Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026 – 2035. Disponible en: <https://cnd.enee.hn/wp-content/uploads/2026/03/Informe-PIEG-2026-2035.pdf>
- CND. (2026b). Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2026-2035. Disponible en: https://cnd.enee.hn/wp-content/uploads/2025/10/01_Borrador-PERT-2026-2035.pdf
- CND. (2024a). Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2024–2033. Recuperado de https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Plan-de-Expansi%C3%B3n-de-la-Red-de-Transmisi%C3%B3n_2022-2031.pdf
- CND. (2024b). Plan Indicativo de expansión de la Generación 2024-2033. Disponible en: <https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Go1-PIEG-2024-2033-Aprobado.pdf>
- CND. (2024c). Comunicado CND 09 –05 –2024. Disponible en: https://cnd.enee.hn/wp-content/uploads/2024/05/Comunicado-9_5_2024-copia.pdf

- Cole, Wesley, Vignesh Ramasamy, and Merve Turan. (2025). Cost Projections for UtilityScale Battery Storage: 2025 Update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-93281. <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (199). Honduras: evaluación de los daños ocasionados por el huracán Mitch, 1998: sus implicaciones para el desarrollo económico y social y el medio ambiente. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/1aca10ca-3959-4fdf-96e9-bc1cbdfecb6/content>
- Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE). (2020). Anuario Estadístico de Energía. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/AnuarioCNE2020.pdf>
- CRIE. (n.d.) MER. Disponible en: <https://crie.org.gt/mer/>
- Dong, Z. et al. (2025), «Powering Future Advancements and Applications of Battery Energy Storage Systems Across Different Scales», Energy Storage and Applications, vol. 2, No. 1, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, marzo.
- Ember Energy (2025). How cheap is battery storage? Dic, 2025. Disponible en: <https://ember-energy.org/latest-insights/how-cheap-is-battery-storage/>
- EmergenResearch. (2025). Protective Relay In Electric Utilities Market Size. Disponible en: <https://www.emergenresearch.com/industry-report/protective-relay-in-electric-utilities-market>
- Energía Estratégica. (2025). Deras advirtió que las deficiencias en transmisión pueden limitar la capacidad renovable de Honduras. Recuperado de <https://www.energiaestrategica.com/deras-advirtio-que-las-deficiencias-en-transmision-pueden-limitar-la-capacidad-renovable-de-honduras/>
- Ente Operador Regional. (2023). Guía de restablecimiento ante eventos en el SER. Actualización 2023. Disponible en: <https://www.enteoperador.org/servicio-al-cliente/guias-y-procedimientos-eor/guia-de-restablecimiento-ante-eventos-en-el-ser/>
- Feldman, David, Mark Bolinger, and Paul Schwabe. (2020). Current and Future Costs of Renewable Energy Project Finance Across Technologies. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-76881. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76881.pdf>.
- Garlet, T. B. y otros (2019), «Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil», Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 111, 1 de septiembre.
- GFDRR. (n.d.). Honduras — Risk Profile. Recuperado de https://www.gfdr.org/sites/default/files/publication/drp_honduras.pdf
- GIZ. (2021). El camino hacia una infraestructura energética resiliente en Centroamérica. Caso de estudio Honduras. Disponible en: <https://www.sica.int/viewer/?130219>
- Gómez-Ramírez, G. A. y otros (2022), «Increasing Distribution Network Capacity through Storage in Central American Countries: A Case Study», 2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA), págs. 1-6.
- Gorman, W. (2022). The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages, The Electricity Journal, vol. 35, No. 8
- Herolifecare. 2026. Precio listado de arriendo de tipos de baterías móviles. Recuperado de: <https://herolifecare.com/products/nomad-bess-rental-traveler-999-kw-2-o-mwh>
- Honducompras (s.f.). Expediente licitación: LPI 001-ENEE-UEPER-2024. Disponible en: <http://sicc.honducompras.gob.hn/HC/procesos/ProcesoHistorico.aspx?Ido=MwAADMAAAA%3d-ldrUVjZGdjI%3d&Id1=MQAAAA%3d%3d-OFoziWLXW%2fg%3d&Id2=TAAAAFAAAABJAAAAIAAADAAAAAwAAAAAQAAACoAAABF AAAATgAAAEUAAABFAAAALQAAAFUAAABFAAAAUAAAAEUAAABSAAAAALQAAADIAAAAwAAAA MgAAADQAAAA%3d-BNHoH4SvM6A%3d>
- IEA. (2023). World Energy Outlook 2023. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- IEEE Spectrum. (2025). Mobile BESS Powers Remote Heavy Equipment Automakers, startups offer transportable batteries for large loads. Disponible en: <https://spectrum.ieee.org/mobile-bess>
- IRENA. (2023). Renewables Readiness Assessment: Honduras. International Renewable Energy Agency. Recuperado de <https://sen.hn/wp-content/uploads/2023/11/IRENA-RRA.pdf>
- IRENA. (2024). Renewable Power Generation Costs in 2023. Recuperado de <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

- Liddle, B. & Huntington, H. (2021), «How prices, income, and weather shape household electricity demand in high-income and middle-income countries», *Energy Economics*, vol. 95, 1 de marzo.
- Mi Ambiente. (2019). Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático. República de Honduras ante la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático. Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Third%20National%20Communication%20HONDURAS.pdf>
- Ministerio de Energía de Chile. (n.d.). PELP. Recuperado de <https://energia.gob.cl/pelp>
- Moghadas, S. R., Dehghani Arani, Z., Abedi, M., & Gharehpetian, G. B. (2025). Techno-economic management of mobile battery energy storage systems in microgrids considering self-driving electric trucks and uncertainty of generation and consumption. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 172, 111242. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.111242>
- NOAA/NCEI. (2025). International Best Track Archive. Recuperado de <https://www.ncei.noaa.gov/products/international-best-track-archive>
- OCHA. (n.d.). IBTrACS Tropical Storm Tracks. Recuperado de <https://data.humdata.org/dataset/hnd-ibtracs-tropical-storm-tracks>
- Opiyo, N. N. (2020), «How basic access to electricity stimulates temporally increasing load demands by households in rural developing communities», *Energy for Sustainable Development*, vol. 59, 1 de diciembre.
- Panteli, M. & Mancarella, P. (2015), «Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies», *Electric Power Systems Research*, vol. 127, 1 de octubre.
- Pérez, S., Klein, L. (2020). Climate model predictions for Honduras, with emphasis on water availability. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7589362>
- Perkins, S. E. & Alexander, L. V. (2013), «On the Measurement of Heat Waves», *Journal of Climate*, vol. 26, No. 13, American Meteorological Society, 1 de julio.
- Poder Ejecutivo de Honduras. (2021a). Decreto PCM-120-2021. Recuperado de <https://www.tsc.gob.hn/web/leyes/PCM-120-2021.pdf>
- Poder Ejecutivo de Honduras. (2021b). Decreto PCM-120-2021. Recuperado de <https://www.tsc.gob.hn/biblioteca/index.php/leyes/65-ley-de-promocion-a-la-generacion-de-energia-electrica-con-recursos-renovables>
- Quesada-Román, A., Torres-Bernhard, L., Hernández, K., & Martínez-Rojas, N. (2024). Historical trends and future implications of disasters in Honduras. Recuperado de <https://link.springer.com/article/10.1007/s11069-024-06686-y>
- Ramos-Gómez, J. I., Molina-García, A. & Muñoz-Tabora, J. (2025), «Power System Modeling and Simulation for Distributed Generation Integration: Honduras Power System as a Case Study», *Energies*, vol. 18, No. 17, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, enero.
- Sauma, E., Gil, M. y Poveda, R. (Coords.). (2025). Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe. Documentos de Proyectos (LC/TS.2025/29). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- S&P Global. (2023). The Cost of Renewables Will Continue to Fall. Recuperado de <https://cdn.ihsmarket.com/www/pdf/0423/SPGCI-The-Cost-of-Renewables-Will-Continue-to-Fall-Report.pdf>
- Secretaría de Finanzas de Honduras. (2025). BCIE aprueba financiamiento. Recuperado de <https://www.sefin.gob.hn/bcie-aprueba-financiamiento-por-us165-millones-para-modernizar-la-red-electrica-de-honduras/>
- SEN. (2024a). Balance Energético Nacional. Disponible en: <https://sen.hn/balance-energetico-nacional/>
- SEN. (2024b). Informe de cobertura y acceso a la electricidad. Disponible en: <https://siehonduras.olade.org/WebForms/Reportes/VisorDocumentos.aspx?or=453&documentid=108>
- SEN. (2025a). Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional. Disponible en: <https://sen.hn/wp-content/uploads/2025/08/IEASEN-2024.pdf>
- SEN. (2025b). Informe Estadístico Mensual de Comercialización de Hidrocarburos en Honduras (ICH). Disponible en: <https://sen.hn/wp-content/uploads/2026/01/IEMCH-202511.pdf>
- SEN. (2025c). Prospectiva Energética 2025 Honduras. Disponible en: <https://sen.hn/wp-content/uploads/2025/12/Prospectiva-Energetica-Nacional-2025-2050-1.pdf>
- SEN. (2025d). Balance Energético Nacional. Disponible en: <https://sen.hn/wp-content/uploads/2025/10/BEN2024.pdf>

- SERNA. (2010), Estrategia Nacional de Cambio Climático. Disponible en: <https://icf.gob.hn/wp-content/uploads/2022/02/Estrategia-Nacional-de-Cambio-Climatico.pdf>
- SERNA (s.f.). Plataforma Agua de honduras. Disponible en: <https://aguadehonduras.gob.hn/>
- The World Bank Group. (2023). Country Climate and Development Report Honduras. Disponible en: <https://reliefweb.int/report/honduras/honduras-country-climate-and-development-report>
- UAVCoach. (2026). Powerline Inspection Drones: An In-Depth Guide [New for 2026]. Disponible en: <https://uavcoach.com/powerline-inspection-drones/>
- U.S Energy Information Administration. (2025). Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: Electricity Market Module. Disponible en: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/EMM_Assumptions.pdf
- USGS. (2001). Water-Resources Investigations Report. Recuperado de <https://pubs.usgs.gov/wri/wri014277/pdf/WRIR01-4277.pdf>
- Valenzuela, J M., Tesfaye, M. (2024). Central America as a Blueprint for Regional Power Integration. Recuperado de https://energyforgrowth.org/wp-content/uploads/2024/12/Formatted_Deep-integration_Valenzuela_v2-1.pdf
- Vatankhah Ghadim, H. et al. (2025), «Clean technology cost projections: investment and levelized costs of solar, wind, battery, and hydrogen», *Scientific Data*, vol. 12, No. 1, Nature Publishing Group, 22 de octubre.
- Vatankhah Ghadim, H. et al. (2025), «Clean technology cost projections: investment and levelized costs of solar, wind, battery, and hydrogen», *Scientific Data*, vol. 12, No. 1, Nature Publishing Group, 22 de octubre.
- World Bank. (2016). Honduras Earthquakes and Hurricanes Risk Profile. *Global Facility for Disaster Reduction and Recovery (GFDRR)*. Disponible en: https://www.gfdrr.org/sites/default/files/publication/drp_honduras.pdf
- World Bank. (n.d.a). Climate Knowledge Portal. Tropical Cyclones Projections. Recuperado de <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/country/honduras/tropical-cyclones-projections>
- World Bank. (n.d.b). Climate Knowledge Portal. Natural Disasters. Recuperado de <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/country/honduras/natural-disasters-historical>
- World Bank. (n.d.c). Climate Knowledge Portal. Climate Data Projections. Recuperado de <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/country/honduras/climate-data-projections>
- XyTower. (2025). Transmission Tower Price Per Ton: 2026 Factory Direct Pricing Guide. Disponible en: <https://www.xytower.com/transmission-tower-price-per-ton>

Anexos

Anexo A1

Participantes en reuniones de comité de seguimiento

Reunión preparación 1er comité asesor expertos

Fecha:	Jueves, 23 de octubre de 2025
Hora inicio	16:30 Horas
Hora Término	17:30 Horas
Lugar	Reunión Virtual

Participantes	
Integrantes CEPAL	- Rafael Poveda Bonilla (RP) - Marina Gil Sevilla (MG) - Ignacio Nancupil (IN)
Integrantes HN	- Ángela Díaz (AD) - Jessica Lagos (JL) - Lesvi Mariela Montoya (LM) - Alejandra Delcid (AD) - Jair Nazar (JN) - Helen Del Carmen Vides (HC)
Equipo del proyecto	- Enzo Sauma (ES) - Andrés Pereira (AP) - Francisco Manríquez (FM) - Sonia Vera (SV)

Reunión post 1er comité asesor expertos

Fecha:	Jueves, 06 de noviembre de 2025
Hora inicio	16:30 Horas
Hora Término	17:30 Horas
Lugar	Reunión Virtual

Participantes	
Integrantes CEPAL	- Rafael Poveda Bonilla (RP) - Marina Gil Sevilla (MG) - Ignacio Nancupil (IN)
Integrantes HN	- Ángela Díaz (AD) - Jessica Lagos (JL) - Helen Del Carmen Vides (HC) - Jorge Cárcamo (JC)
Equipo del proyecto	- Enzo Sauma (ES) - Andrés Pereira (AP) - Francisco Manríquez (FM)

Reunión 26 noviembre de 2025

Fecha:	Miércoles, 26 de noviembre de 2025
Hora inicio	16:30 Horas
Hora Término	17:20 Horas
Lugar	Reunión Virtual

Participantes	
Integrantes CEPAL	Rafael Poveda Bonilla (RP)
Integrantes HN	- Ángela Díaz (AD) - Jessica Lagos (JL) - Helen Del Carmen Vides (HC) - Jorge Cárcamo (JC) - Elisa Aguilera (EA) - Alejandra Delcid (AD) - Lesvi Mariela (LM) - Jair Nazar (JN) - Helen Vides (HV)
Equipo del proyecto	- Enzo Sauma (ES) - Andrés Pereira (AP) - Francisco Manríquez (FM)

Reunión 04 diciembre de 2025

Fecha:	Miércoles, 04 de diciembre de 2025
Hora inicio	16:30 Horas
Hora Término	17:45 Horas
Lugar	Reunión Virtual

Participantes	
Integrantes CEPAL	- Rafael Poveda Bonilla (RP) - Ignacio Nancupil (IN)
Integrantes HN	- Ángela Díaz (AD) - Jessica Lagos (JL) - Jorge Cárcamo (JC) - Alejandra Delcid (AD) - Lesvi Mariela (LM)
Equipo del proyecto	- Enzo Sauma (ES) - Sonia Vera (SV) - Andrés Pereira (AP) - Francisco Manríquez (FM)

Reunión 15 diciembre de 2025

Fecha:	Jueves, 18 de diciembre de 2025
Hora inicio	16:30 Horas
Hora Término	17:00 Horas
Lugar	Reunión Virtual

Participantes	
Integrantes CEPAL	- Rafael Poveda Bonilla (RP) - Ignacio Nancupil (IN)
Integrantes HN	- Ángela Díaz (AD) - Jessica Lagos (JL)
Equipo del proyecto	- Enzo Sauma (ES) - Andrés Pereira (AP) - Francisco Manríquez (FM)

Anexo A2

Invitación a conformar el comité asesor de expertos

Invitación y agenda primera reunión

Comité Asesor de Expertos de la Planificación Eléctrica Resiliente de Honduras

La Secretaría de Energía, con el apoyo de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y en el marco de la colaboración con el Programa GET.Transform de la Unión Europea, tiene el agrado de invitarle a participar en el Comité Asesor de Expertos de la Planificación Eléctrica Resiliente de Honduras.

Las actividades por desarrollar se enmarcan en la asesoría técnica que la CEPAL brinda a Honduras, orientada a fortalecer las capacidades técnicas y operativas en materia de planificación y prospectiva energética. En particular, la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la CEPAL está implementando la "Consultoría para el fortalecimiento de las capacidades de Honduras en la Metodología para la Planificación Eléctrica Resiliente".

Con el fin de asegurar un desarrollo participativo y robusto de este proceso, se conformará un Comité Asesor de Expertos, integrado por un grupo interdisciplinario e interinstitucional de 20 a 25 profesionales del sector energético nacional. Este comité será un espacio clave para discutir, analizar y consensuar los principales aspectos de la Planificación Eléctrica Resiliente de Honduras.

En este marco, se le invita a participar en tres talleres virtuales y un evento presencial de cierre, conforme al siguiente calendario:

Primer taller: martes 4 de noviembre de 2025, 13:30 a 15:30 h (hora de Honduras)

Segundo taller: martes 16 de diciembre de 2025, 13:30 a 15:30 h (hora de Honduras)

Tercer taller: martes 13 de enero de 2026, 13:30 a 15:30 h (hora de Honduras)

Evento presencial de cierre: Del martes 3 al jueves 5 de marzo de 2026, en Tegucigalpa (lugar por confirmar).

Objetivos del comité asesor de expertos

1. Contribuir al fortalecimiento de las capacidades técnicas nacionales en planificación eléctrica resiliente.
2. Promover la cooperación interinstitucional y el intercambio de conocimientos entre actores del sector energético.
3. Analizar y validar los principales resultados técnicos derivados de la consultoría.
4. Generar un espacio de diálogo que contribuya a la toma de decisiones informadas y sostenibles en el marco de la planificación eléctrica del país.

Esperamos contar con su valiosa participación y aporte en este importante comité, que será una instancia estratégica para fortalecer la resiliencia y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

Comité asesor de expertos – República de Honduras
Agenda primer taller del 4 de noviembre de 2025

Martes 04 de noviembre 2025	
13:30–13:40	Palabras de bienvenida de parte de la SEN
13:40–13:45	Palabras de bienvenida de parte de CEPAL
13:45–13:55	Presentación de todos los participantes
13:55–14:15	Presentación inicial de parte del equipo consultor y explicación del ejercicio a realizar en el taller
14:15–14:20	Evaluación y reflexión personal
14:20–14:55	Discusión y reflexión en subgrupos de 5-6 personas
14:55–15:25	Presentación en plenaria de parte de cada vocero de los grupos y discusión general
15:25–15:28	Evaluación/ranking final realizado por cada participante (Completar Google Form antes de terminar la sesión)
15:28–15:30	Cierre y próximos pasos

Las personas que integran el Comité asesor de expertos se presentan a continuación (véase el cuadro A2.1).

Cuadro A2.1
Listado de personas que integran el comité asesor de expertos

SEN/DNPEPES	Jorge Cárcamo
	Ángela Díaz
	Lesvi Montoya
SEN/DCE	Jessica Lagos
SEN/DGEREE	Alejandra Delcid
SEN/DGEM	Jair Nazar
Centro Nacional de Despacho	René Barrientos
	Amaru Contreras
	Ozy Melgar
	Ada Ruth Rodríguez
	Omar Martínez
	Shidia Matute
	Julissa Michelle Zelaya
	Deysi Flores
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)	Jorge Núñez
	José Enríquez
	Ada Cerna
	Carlos Laines
Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Rolando Castillo
	Erick Cardona
	Wendy Lara
	Carlos Hernández
	Kirby Arguijo
	Yamileth Gonzales
	Marcela Madrid
Unidad Técnica de Control de Distribución Honduras (UTCD/ENEE)	Carlos Nuñez
	Edwin Padilla
Secretaría de Estado en los Despachos de Gestión de Riesgos y Contingencias Nacionales (COPECO)	Iván Montalvo
	Víctor Ortega

Fuente: Elaboración propia

Anexo A3

Listado preliminar de amenazas y factores con incertidumbre para el caso de Honduras

Listado de amenazas:

1. Tormentas o tornados (precipitaciones extremas)
2. Inundaciones
3. Caída de rayos
4. Incendios
5. Altas temperaturas extremas
6. Deslizamientos y/o degradación de suelo
7. Sequías
8. Sabotaje y/o vandalismo (actos maliciosos)
9. Hackeos y/o ciberataques
10. Falla o desconexión de interconexiones internacionales
11. Falla de componentes por otras razones
12. Otra:

Listado de factores con incertidumbre:

1. Evolución y perfil de la demanda eléctrica
2. Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica
3. Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos
4. Nivel de penetración de la generación distribuida
5. Disponibilidad de financiamiento para inversiones en el sector eléctrico
6. Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica de fuentes renovables
7. Costos de inversión en tecnologías de combustibles de bajas emisiones (hidrógeno de bajas emisiones, amoníaco de bajas emisiones, biocombustibles, etc.)
8. Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía
9. Costos de generación eléctrica en base a fuentes térmicas (precios combustibles)
10. Nivel de penetración de transporte eléctrico
11. Nivel de electrificación de los distintos sectores económicos
12. ...

Anexo A4

Agenda de primer taller del comité asesor de expertos

Agenda de primer taller del Comité asesor de expertos

Primer Taller de Comité Asesor de expertos. Martes 04 de noviembre de 2025	
Hora	Actividad
13:30 – 13:40	Palabras de bienvenida de parte de la SEN
13:40 – 13:45	Palabras de bienvenida de parte de CEPAL
13:45 – 13:55	Presentación de todos los participantes
13:55 – 14:15	Presentación inicial de parte del equipo consultor y explicación del ejercicio a realizar en el taller
14:15 – 14:20	Evaluación y reflexión personal
14:20 – 14:55	Discusión y reflexión en subgrupos de 5-6 personas
14:55 – 15:25	Presentación en plenaria de parte de cada vocero de los grupos y discusión general
15:25 – 15:28	Evaluación/ranking final realizado por cada participante (Completar Google Form antes de terminar la sesión)
15:28 – 15:30	Cierre y próximos pasos

Fuente: Elaboración propia.

Anexo A5

Propuesta de escenarios cualitativos y relatos de insumo para taller 2 del comité asesor de expertos

Introducción

El presente informe reúne los resultados del taller realizado el 4 de noviembre de 2025, en el que participaron representantes de distintas instituciones del sector energético nacional, conformando un espacio técnico de análisis, validación y construcción de consensos interinstitucionales, a través de la conformación del comité asesor de expertos (en adelante Comité Asesor). Además, este documento busca avanzar en la discusión y estructuración de los escenarios cualitativos que servirán de base para la Planificación Eléctrica Resiliente de Honduras, que constituye el objetivo principal del taller a realizar el 16 de diciembre de 2025.

A partir de la selección previa de amenazas climáticas y factores con incertidumbre —realizada con apoyo del Comité Asesor— esta fase se orienta a analizar cómo diferentes combinaciones de estos elementos podrían configurar futuros posibles para el sistema eléctrico nacional. La construcción y discusión de estos escenarios permitirá orientar posteriormente la evaluación de riesgos, vulnerabilidades y opciones de planificación bajo diversas condiciones climáticas, económicas y tecnológicas.

El informe se estructura en tres capítulos.

El Capítulo I sintetiza el proceso de priorización de amenazas climáticas realizado por el Comité Asesor, destacando tres amenazas principales que influyen de manera significativa en la operación y expansión del sistema eléctrico. Asimismo, presenta las definiciones operativas de cada una de estas amenazas, con el fin de asegurar un entendimiento común para su posterior análisis.

El Capítulo II describe los factores con incertidumbre identificados como críticos para la planificación eléctrica resiliente, y desarrolla las definiciones y alcances de cada factor, considerando su relevancia técnica y su relación con la evolución futura del sistema.

Finalmente, el Capítulo III integra ambos elementos —amenazas y factores con incertidumbre— para la construcción de un conjunto de escenarios cualitativos. Estos escenarios incorporan distintos niveles de estrés climático y diferentes trayectorias económicas y tecnológicas, permitiendo elaborar relatos coherentes que orienten la evaluación posterior de riesgos, costos y alternativas de planificación.

Los resultados aquí presentados constituyen un paso fundamental en la actualización metodológica del proceso de planificación eléctrica del país, aportando insumos clave para fortalecer la resiliencia del sistema y asegurar su desarrollo sostenible en un contexto de creciente variabilidad climática y transformación energética.

I. Amenazas

Selección de amenazas

Luego de analizar las respuestas y justificaciones proporcionadas por todos los participantes del taller realizado el 4 de noviembre de 2025, se identificaron como prioritarias tres amenazas para ser incorporadas en el proceso de planificación proactiva resiliente para Honduras.

Estas amenazas son (en orden de importancia, de acuerdo con los resultados declarados en el taller del 4 de noviembre de 2025):

- Tormentas tropicales-Huracanes (Inundaciones),
- Altas temperaturas extremas, y
- Sequías prolongadas.

Definición de las amenazas seleccionadas

En este subcapítulo se describen las tres amenazas prioritarias seleccionadas a partir de los resultados del taller realizado el 4 de noviembre de 2025.

- Tormentas tropicales-Huracanes (Inundaciones). Las tormentas tropicales y los huracanes se diferencian en su intensidad e impactos, así como también en la frecuencia con que ocurren. Sin embargo, desde el punto de vista del impacto en el sector eléctrico, ambos producen inundaciones, las que son las que causan los mayores problemas e impactos negativos sobre el sistema eléctrico. Por ello, siguiendo los comentarios compartidos en el taller realizado el 4 de noviembre de 2025, se decidió considerar tormentas tropicales, huracanes e inundaciones como una sola amenaza cuyo riesgo se debe evaluar conjuntamente. En este sentido, se sugiere evaluar el riesgo de las inundaciones (principalmente provocadas por tormentas tropicales y huracanes) sobre el sistema eléctrico.
- Altas temperaturas extremas. Se entiende por altas temperaturas extremas la amenaza asociada a los eventos donde el promedio anual de las temperaturas máximas diarias en la región considerada se encuentra en el X% superior, considerando los registros en la última década en dicha región. El porcentaje X debería definirse en la Etapa 3 del Pilar 1 (Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos) de la metodología para la planificación eléctrica resiliente, que es cuando se debe realizar la cuantificación de las amenazas y los factores con incertidumbre. Dicho porcentaje se debe determinar tomando en consideración la cantidad y calidad de los datos históricos disponibles.
- Sequías prolongadas. Se entiende por sequías prolongadas a los eventos de sequía (bajo nivel de precipitaciones) donde el nivel anual de precipitaciones en la región considerada se encuentra en el X% inferior del nivel anual de precipitaciones registradas en la última década en dicha región. El porcentaje X debería definirse en la Etapa 3 del Pilar 1 (Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos) de la metodología para la planificación eléctrica resiliente, que es cuando se debe realizar la cuantificación de las amenazas y los factores con incertidumbre. Dicho porcentaje se debe determinar tomando en consideración la cantidad y calidad de los datos históricos disponibles.

II. Incertidumbre

Selección de factores con incertidumbre

Luego de analizar las respuestas y justificaciones proporcionadas por todos los participantes del taller realizado el 4 de noviembre de 2025, se identificaron como prioritarios ocho factores con incertidumbre que deben ser incorporados en el proceso de planificación proactiva resiliente.

Estos factores con incertidumbre son (en orden de importancia, de acuerdo con los resultados declarados en el taller del 4 de noviembre de 2025):

- Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica,
- Evolución y perfil de la demanda eléctrica,
- Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía,
- Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable,
- Costos de generación térmica,
- Nivel de penetración de la generación distribuida,
- Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, y
- Tiempo de retraso en obras de transmisión.

Definición de los factores con incertidumbre seleccionados

En este subcapítulo se describen los ocho factores con incertidumbre, seleccionados a partir de los resultados del taller realizado el 4 de noviembre de 2025, que deberían ser incorporados en el proceso de planificación proactiva resiliente.

- Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica: se refiere a la cantidad de agua que las hidroeléctricas tienen disponible para generar electricidad. Este factor está, naturalmente, correlacionado con el nivel de precipitaciones que ocurren en la región considerada.
- Evolución y perfil de la demanda eléctrica: se refiere a la tasa de crecimiento anual de la demanda por consumo eléctrico, incluyendo potenciales sectores de consumo como el transporte, así también como su distribución sectorial y su distribución temporal a lo largo del día.
- Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía: se refiere a la evolución de los costos de capital (CAPEX) de las tecnologías de almacenamiento de energía.
- Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable: se refiere a la evolución de los costos de capital (CAPEX) de las tecnologías de generación eléctrica renovable.
- Costos de generación térmica: se refiere a los costos de operación (OPEX) de las tecnologías de generación térmica, los que están compuestos principalmente por los costos de los combustibles fósiles adquiridos para generar electricidad.
- Nivel de penetración de la generación distribuida: se refiere a la capacidad instalada de generación distribuida (principalmente paneles solares en los techos de las casas, en el comercio y en la industria).
- Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos: se refiere a la cantidad de energía eléctrica adquirida de países vecinos o vendida a los países vecinos.
- Tiempo de retraso en obras de transmisión: se refiere al tiempo adicional que toma la construcción de una obra de transmisión, por sobre el tiempo normal (nominal) establecido para dicha construcción y su dependencia de recursos públicos para su ejecución.

III. Escenarios

Construcción de escenarios y relatos

Considerando las tres amenazas prioritarias descritas en el capítulo 1, y los ocho factores con incertidumbre descritos en el capítulo 2, se construyen un número limitado de escenarios que combinan un nivel dado de cada amenaza y cada factor con incertidumbre. Se sugiere, por ahora (antes de la cuantificación de riesgos y costos), considerar tres niveles cualitativos para cada amenaza y factor con incertidumbre: alto, medio y bajo. Luego, se construyen los escenarios asignando niveles a cada amenaza y cada factor con incertidumbre, siguiendo un hilo racional (o relato) coherente.

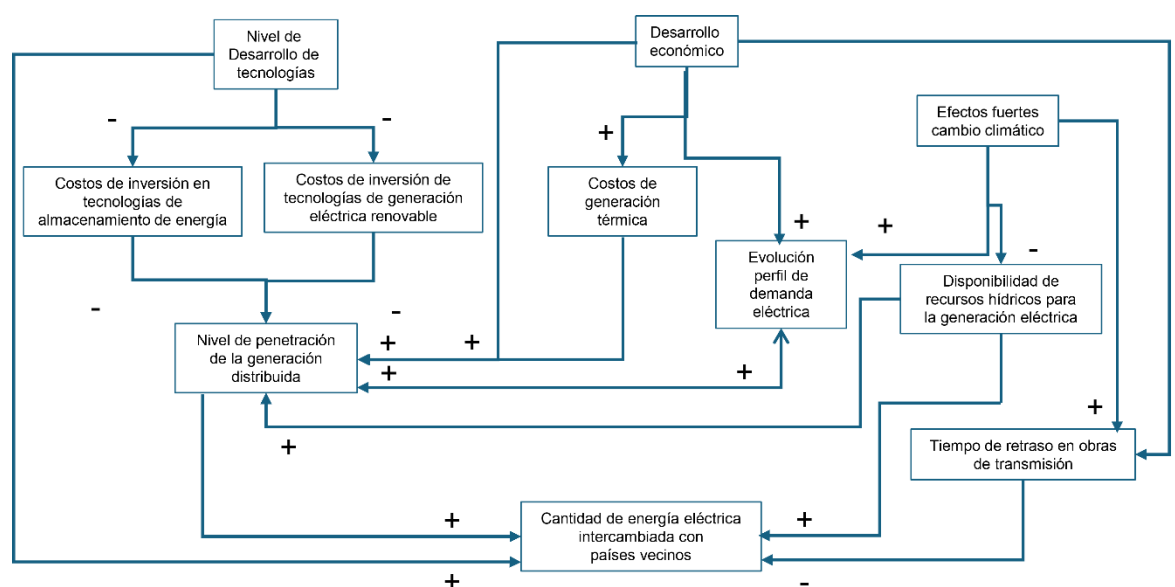
Se sugiere considerar los cuatro escenarios resumidos en las tablas siguientes para la planificación eléctrica resiliente de Honduras. En las tablas, los conceptos **alto**, **medio** y **bajo** se refieren al nivel considerado del factor o de la amenaza.

Factor con incertidumbre	Escenario <i>Business-as-Usual</i> (BAU) - Economía lenta	Escenario BAU - Efectos fuertes CC	Escenario alta inversión renovable - Economía activa	Escenario alta inversión renovable- Economía activa- Efectos fuertes CC
Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica	Medio	Bajo	Alto	Bajo
Evolución y perfil de la demanda eléctrica	Bajo	Medio	Alto	Alto
Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable	Medio	Bajo	Bajo	Bajo
Costos de generación térmica	Medio	Medio	Alto	Alto
Nivel de penetración de la generación distribuida	Bajo	Medio	Alto	Alto
Cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos	Bajo	Medio	Alto	Alto
Tiempo de retraso en obras de transmisión	Alto	Medio	Medio	Medio

Amenaza	Escenario <i>Business-as-Usual</i> (BAU) - Economía lenta	Escenario BAU - Efectos fuertes CC	Escenario alta inversión renovable - Economía activa	Escenario alta inversión renovable- Economía activa- Efectos fuertes CC
Tormentas tropicales-Huracanes (Inundaciones)	Medio	Alto	Alto	Alto
Altas temperaturas extremas	Medio	Alto	Medio	Alto
Sequías prolongadas	Medio	Alto	Medio	Alto

Para una mayor comprensión de la relación entre estas amenazas y los factores con incertidumbre, se presenta a continuación un diagrama de causalidad, para interpretar de mejor manera la tabla de escenarios propuestos. En el diagrama, cada flecha representa una relación de causalidad y los signos positivo o negativo hacen referencia a la correlación positiva o negativa de los niveles de los factores o amenazas considerados. Por ejemplo, un **alto** nivel de desarrollo tiene un efecto causal en un **alto** nivel de la demanda, por lo que existe una **correlación positiva** entre ambos niveles de los factores.

Diagrama A5.1
Influencias entre amenazas y factores con incertidumbre



Fuente: Elaboración propia.

Con ayuda de las tablas resumen de los cuatro escenarios y el diagrama de causalidad, se construyen los “relatos” para cada uno de los escenarios desarrollados. A continuación, se presentan dichos relatos.

“Escenario *Business-as-Usual* (BAU) - Economía lenta”

Este escenario se enmarca en un contexto general de crecimiento económico bajo o lento a nivel mundial y nacional y un desarrollo “normal” o “business-as-usual” de las tecnologías. En base a esta situación económica se identifican consecuencias para los factores con incertidumbre en el sistema eléctrico. Un lento desarrollo económico a futuro genera efectos como una menor demanda eléctrica, un menor despliegue de nuevas tecnologías a causa de mayores costos (dependiente de mercados internacionales), entre otros elementos que aportan a ver un sector energético menos dinámico.

Amenazas

Con relación a las amenazas en este escenario, dado que es un escenario BAU, donde no se van a enfatizar los efectos extremos del cambio climático, se considera mantener un nivel **medio** en los tres tipos de amenazas climáticas a considerar.

Factores con incertidumbre

En este escenario se propone considerar una disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica como **medio**. En este caso, este factor no tiene directa relación con los factores económicos, por ello, es preferible considerarlo como **medio** además en un contexto de escenario “business-as-usual” (BAU), donde no se espera analizar efectos extremos del cambio climático.

En cuanto a la evolución y perfil de demanda eléctrica se propone sea de nivel **bajo** ya que el crecimiento futuro de la demanda está, al menos por ahora, fuertemente correlacionado con el crecimiento económico del país.

Se prevé que los costos de inversión tanto en tecnologías de almacenamiento como en tecnologías de generación renovable se mantengan en un nivel **medio**, considerando un escenario relativamente pesimista para el desarrollo económico nacional y global. No obstante, no se estima que dichos costos puedan ubicarse en niveles altos en el futuro, dado que las proyecciones internacionales sobre la evolución de estos mercados coinciden en anticipar una continuidad en la tendencia decreciente de precios, impulsada por mejoras tecnológicas, economías de escala y una mayor competitividad industrial.

Los costos de generación térmica se consideran en un nivel **medio**, ya que, en un escenario de crecimiento bajo, es improbable que se incorporen políticas que encarezcan los combustibles (como impuestos verdes). Asimismo, no sería realista asumir que los costos de los combustibles caigan significativamente, dado que los precios internacionales suelen mostrar una cierta alza cuando cae el nivel de actividad económica global. En contextos de bajo crecimiento económico, la demanda internacional de combustibles tiende a ser moderada, lo que limita tanto aumentos pronunciados como reducciones significativas en los precios. Esta combinación de factores respalda la clasificación de los costos de generación térmica como **medio** y fortalece la coherencia interna del escenario.

En el caso de la generación distribuida, se anticipa un desarrollo de nivel de intensidad **bajo**, dado que los costos de estas tecnologías se mantendrían en niveles moderados en comparación a los precios de la generación eléctrica a gran escala que particularmente por sus dimensiones no serían elevados en este escenario. En general, el despliegue de generación distribuida tiende a presentar una correlación positiva con el nivel de los costos de producción de los grandes generadores: a medida que la generación centralizada mantiene precios relativamente accesibles, disminuyen los incentivos económicos para una adopción acelerada de soluciones distribuidas. Por ello, se proyecta un crecimiento intermedio, condicionado por la competitividad relativa entre ambas formas de generación.

En cuanto a la cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, se espera que sea de nivel **bajo** ya que, en un futuro con menor dinamismo en las inversiones renovables y en el desarrollo energético general, es esperable que haya poco desarrollo de intercambios energéticos obedeciendo también que probablemente exista un menor superávit de generación a nivel nacional.

Finalmente, se esperaría que el tiempo de retraso en obras de transmisión sea **alto** en función de un lento desarrollo del sector eléctrico, además de una menor necesidad de acelerar obras de transmisión en vista de un desarrollo renovable más lento.

“Escenario BAU - Economía lenta - Efectos fuertes CC”

Este escenario considera un contexto de *business-as-usual* (BAU), tanto en términos de desarrollo de las tecnologías como en términos de crecimiento económico, pero con efectos incrementados del cambio climático, junto con todas las consecuencias que estos conllevan. Esto se traduce en factores con incertidumbre que se derivan de una peor hidrología, pero sin inclinarse de manera significativa hacia costos altos o bajos en caso de factores asociados a economías nacional y global. En cuanto a las amenazas, hay un nivel incrementado de todas las amenazas de índole climática.

Amenazas

Dado que el principal elemento a modificar en este escenario corresponde a las variables climáticas, con el objetivo de someter el sistema eléctrico a estrés de este origen, se consideran niveles **altos** para “Tormentas tropicales – Huracanes (inundaciones)”, “Altas temperaturas extremas” y “Sequías prolongadas”. Esto con el fin de representar un “peor escenario” en términos climáticos, en un contexto sin otro tipo de grandes dificultades, para evaluar el impacto que esto tendría en el sistema y en las dificultades que conllevaría.

Factores con incertidumbre

El principal factor con incertidumbre afectado es la “Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica”, que se considera de nivel **bajo** debido a los efectos del cambio climático, representando condiciones de sequías prolongadas y escasez de agua en gran parte del año. Si bien eventos extremos como tormentas tropicales o huracanes pueden generar precipitaciones significativas en periodos puntuales, estas lluvias no son suficientes para compensar la falta de disponibilidad hídrica de manera sostenida, por lo que el nivel general de recurso se mantiene bajo. Esta clasificación busca reflejar la presión continua sobre los recursos hídricos, más allá de eventos aislados de precipitación.

Dado que el resto de los factores con incertidumbre no están basados en variables climáticas, es que la mayoría de estos no presentan modificaciones significativas y se mantienen en un nivel **medio**. De esta forma, la “Evolución y perfil de la demanda eléctrica se considera de nivel **medio**, asumiendo un crecimiento esperado, sin llegar a ser optimista.

Los costos de inversión en tecnologías de almacenamiento se mantienen en un nivel **medio**, considerando que, a nivel global, la creciente demanda por estas soluciones las convierte en una prioridad estratégica para muchos países, incentivando inversiones y despliegues constantes. Además, en este escenario, los impactos altos del cambio climático refuerzan la necesidad de contar con sistemas eléctricos más flexibles y resilientes, lo que genera una inclinación adicional hacia el uso de tecnologías de almacenamiento. En paralelo, los costos de inversión en tecnologías de generación eléctrica renovable se proyectan en un nivel **bajo**, en línea con las tendencias globales de fuerte promoción de energías limpias, el continuo avance tecnológico y la presión derivada de eventos climáticos extremos, que aumentan la urgencia de reducir la dependencia de generación eléctrica convencional y diversificar la matriz energética.

En cuanto a los “Costos de generación térmica”, se espera que estos se mantengan también en un nivel **medio**, debido a incentivos suaves de descarbonización que deben ser compatibles con la escasez hídrica en mantener la estabilidad de generación del sistema.

Asimismo, se considera un nivel **medio** de penetración de generación distribuida, ya que este tipo de generación continúa siendo promovido como una alternativa estratégica para complementar la oferta eléctrica. En este escenario, los altos niveles de incertidumbre derivados del cambio climático ejercen presión sobre la disponibilidad de recursos y la continuidad del suministro, haciendo que la adopción de generación distribuida se perciba como una opción relevante para asegurar la demanda en los distintos sectores de consumo. Aunque los costos de inversión en tecnologías renovables son relativamente bajos —lo que favorece tanto la generación distribuida como los proyectos a gran escala—, los sistemas centralizados pueden presentar costos más competitivos. No obstante, los sistemas distribuidos, incluyendo soluciones híbridas que integren generación renovable y térmica, permiten **aumentar la resiliencia del sistema**, garantizar el suministro frente a eventos extremos y ofrecer flexibilidad para adaptarse a variaciones en la disponibilidad de recursos y a demandas locales de energía.

En cuanto a la cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, se proyecta un nivel **medio**, considerando que no se anticipan mayores dificultades geopolíticas ni restricciones significativas en la disponibilidad de recursos energéticos. Sin embargo, los impactos elevados del cambio climático en el país, como sequías prolongadas o eventos extremos que afecten la generación hidroeléctrica y la continuidad del suministro, podrían incrementar la demanda de electricidad proveniente de países vecinos. Esto hace que el intercambio se mantenga en un nivel **medio**, reflejando la necesidad de complementar la oferta interna y asegurar la estabilidad del sistema eléctrico frente a variaciones en la disponibilidad de recursos locales.

Asimismo, en el caso del “tiempo de retraso en obras de transmisión”, se considera un nivel **medio**, dado que, aunque este aspecto es relevante para el desarrollo y la expansión del sistema eléctrico, alcanzar un nivel bajo de retrasos resulta prácticamente inviable en el futuro cercano. Esta limitación se debe a múltiples factores, incluyendo la disponibilidad de recursos financieros, la necesidad de inversiones significativas, los procesos de planificación y permisos, así como posibles dificultades logísticas y técnicas en la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica. A pesar de que la expansión de la red de transmisión es prioritaria para garantizar la confiabilidad y resiliencia del sistema frente a los impactos del cambio climático, los plazos de construcción y las restricciones presupuestarias implican que los retrasos no puedan eliminarse por completo. Por ello, un nivel **medio** refleja de manera realista la capacidad del país para avanzar en obras de transmisión, equilibrando la prioridad del desarrollo con las limitaciones prácticas de inversión, ejecución y coordinación interinstitucional.

“Escenario alta inversión renovable - Economía activa”

Este escenario busca reflejar un futuro de alta inversión en tecnologías renovables en un contexto de “Economía Activa” que refleja un mayor crecimiento económico a nivel nacional y también internacional. Una situación económica positiva favorecería los desarrollos de proyectos, la baja en los costos de inversión en nuevas tecnologías y propiciaría un sector energético más dinámico. Este contexto económico se acompañaría en contrapartida con un escenario de condiciones climáticas adversas, pero no tan severas, donde la ocurrencia de eventos extremos afecta al país de manera estimada en coherencia con un escenario climático de “business-as-usual” o normal.

Amenazas

Respecto al nivel de la amenaza de Tormentas tropicales-Huracanes (inundaciones), se considera **alto**, debido a la evolución de los impactos del CC y sus efectos en el país, aunque se reconoce que estos efectos son independientes de la evolución de la actividad económica del país. A pesar de asumir que éste es un escenario de condiciones climáticas adversas, pero no tan severas, se considera un nivel **alto** de la amenaza de Tormentas tropicales-Huracanes (inundaciones) para poder contar con un escenario donde se pueda testear el posible impacto de esta amenaza en la necesidad de Honduras de crear represas multipropósitos, que no solo generen electricidad sino también que provean soporte en la seguridad hídrica para control de inundaciones.

Por otro lado, se considera que el nivel de la amenaza de Altas temperaturas extremas, es **medio** en este escenario, dado que se ha definido como la mayor amenaza en este caso a las Tormentas tropicales y huracanes. Por la misma razón, ya señalada, en este escenario se considera que el nivel de la amenaza Sequías prolongadas es **medio**.

Factores con incertidumbre

En este escenario, la Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica se considera **alta**, dado que, a pesar de que las altas temperaturas y las sequías prolongadas se mantienen en un nivel medio, la amenaza elevada por tormentas tropicales y huracanes genera precipitaciones significativas durante el año. Esta condición representa una oportunidad estratégica para desarrollar proyectos multipropósito que no solo aprovechen el recurso hídrico para generación eléctrica, sino que también contribuyan a la seguridad hídrica y al control de inundaciones. La adecuada planificación y construcción de infraestructura, como presas y embalses reguladores, permite transformar estos eventos extremos en un suministro más estable y confiable para el país.

Por otro lado, se considera que la Evolución y perfil de la demanda eléctrica tiene un nivel **alto**, debido a que a este escenario se asocia una mayor actividad económica, lo que lleva, por una parte, a un mayor consumo energético de las industrias y el comercio, así como también a un aumento de la electrificación de la demanda.

Respecto a los Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía este escenario considera una evolución a la **baja** significativa del nivel internacional de los costos de este tipo de tecnologías, favoreciendo por tanto su mayor adopción dentro del sistema eléctrico. Lo mismo ocurre con el nivel de Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable que también se considera que tendrá una evolución importante a la **baja**.

Respecto a los Costos de generación térmica, se considera que este escenario promueve la inversión en energías renovables, por lo que se estima la aplicación de algunos instrumentos de política pública que aumenten el costo de la operación de la generación eléctrica que utiliza combustibles fósiles y, por tanto, que este costo tenga un nivel **alto**.

En el caso de la generación distribuida, se anticipa un desarrollo de nivel de intensidad **alto**, dado que los costos de estas tecnologías se mantendrían en niveles bajos en comparación a los precios de la generación eléctrica a gran escala que serían elevados en este escenario debido a políticas ambientales. En general, tal como se mencionó anteriormente, el despliegue de generación distribuida tiende a presentar una correlación positiva con el nivel de los costos de producción de los grandes generadores.

En este escenario de mayor generación renovable y distribuida, y dadas las características de perfiles de generación y consumo, se considera que podrá haber una mayor cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, tanto de la recibida por el país, como eventualmente la entregada a otros países, en particular para evitar vertimiento. En consecuencia, la cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos se considera en un nivel **alto**.

Por último, se considera en este escenario, que el Tiempo de retraso en obras de transmisión será **medio** a partir de la condición de economía activa del país, lo que favorecerá la ejecución de obras de transmisión del sistema eléctrico.

“Escenario alta inversión renovable - Economía activa - Efectos fuertes CC”

Este escenario busca reflejar un futuro de alta inversión en tecnologías renovables en un contexto de “Economía Activa”, que refleja un mayor crecimiento económico a nivel nacional y también internacional, junto con efectos severos incrementados del cambio climático y las consecuencias que estos conllevan. Una situación económica positiva favorecería los desarrollos de proyectos, la baja en los costos de inversión en nuevas tecnologías y propiciaría un sector energético más dinámico. Este contexto económico se acompañaría en contrapartida con un escenario de condiciones climáticas severas, donde hay un nivel incrementado de todas las amenazas de índole climática.

Amenazas

Dado que el principal elemento a modificar en este escenario, con respecto al anterior, corresponde a las variables climáticas (con el objetivo de someter el sistema eléctrico a estrés de este origen), se consideran niveles **altos** para “Tormentas tropicales – Huracanes (inundaciones)”, “Altas temperaturas extremas” y “Sequías prolongadas”. Esto con el fin de representar un “peor escenario” en términos climáticos, en un contexto donde la economía crece en forma acelerada y con fuertes inversiones renovables.

Factores con incertidumbre

El principal factor con incertidumbre afectado es la “Disponibilidad de recursos hídricos para la generación eléctrica”, que se considera de nivel **bajo** debido a los efectos del cambio climático, representando condiciones de sequías prolongadas y escasez de agua en gran parte del año. Si bien eventos extremos como tormentas tropicales o huracanes pueden generar precipitaciones significativas en periodos puntuales, estas lluvias no son suficientes para compensar la falta de disponibilidad hídrica de manera sostenida, por lo que el nivel general de recurso se mantiene **bajo**. Esta clasificación busca reflejar la presión continua sobre los recursos hídricos, más allá de eventos aislados de precipitación.

Dado que el resto de los factores con incertidumbre no están basados en variables climáticas, es que sus niveles son similares al escenario antes descrito.

Así, se considera que la Evolución y perfil de la demanda eléctrica tiene un nivel **alto**, debido a que a este escenario se asocia una mayor actividad económica, lo que lleva, por una parte, a un mayor consumo energético de las industrias y el comercio, así como también a un aumento de la electrificación de la demanda.

Respecto a los Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía este escenario considera una evolución a la **baja** significativa del nivel internacional de los costos de este tipo de tecnologías, favoreciendo por tanto su mayor adopción dentro del sistema eléctrico. Lo mismo ocurre con el nivel de Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica renovable que también se considera que tendrá una evolución importante a la **baja**.

Respecto a los Costos de generación térmica, se consideran en un nivel **alto** porque este escenario promueve la inversión en energías renovables, por lo que se estima la aplicación de algunos instrumentos de política pública que aumenten el costo de la operación de la generación eléctrica que utiliza combustibles fósiles y, por tanto, que aumente este costo.

En el caso de la generación distribuida, se anticipa un desarrollo de nivel de intensidad **alto**, dado que los costos de estas tecnologías se mantendrían en niveles bajos en comparación a los precios de la generación eléctrica a gran escala que serían elevados en este escenario debido a políticas ambientales. Así, el nivel de penetración de la generación distribuida se considera **alto**.

En este escenario de mayor generación renovable y distribuida, y dadas las características de perfiles de generación y consumo, se considera que podrá haber una **alta** cantidad de energía eléctrica intercambiada con países vecinos, tanto de la recibida por el país, como eventualmente la entregada a otros países, en particular para evitar vertimiento.

Por último, se considera en este escenario, que el Tiempo de retraso en obras de transmisión será **medio** a partir de la condición de economía activa del país, lo que favorecerá la ejecución de obras de transmisión del sistema eléctrico. Al respecto, cabe mencionar que, por una parte, se espera que el tiempo de retraso en obras de transmisión aumente debido a que los recursos se destinarían en forma muy importante a otras prioridades para atender los efectos severos del cambio climático a nivel social (salud, alimentación, accesos a vías de comunicación, etc.). Sin embargo, por otra parte, se espera que el tiempo de retraso en obras de transmisión disminuya debido a que el crecimiento acelerado de la economía inyecta recursos monetarios importantes para acelerar las inversiones que hacen el sistema eléctrico más robusto. En consecuencia, considerando ambos efectos, se considera un nivel **medio** del tiempo de retraso en obras de transmisión.

IV. Recomendaciones finales

En esta etapa del proceso, se ponen a disposición del Comité Asesor de Expertos los cuatro escenarios cualitativos desarrollados a partir de la priorización de amenazas climáticas y de los factores con incertidumbre críticos para la planificación eléctrica resiliente. Estos escenarios —que integran combinaciones coherentes de condiciones climáticas, económicas y tecnológicas— constituyen la base narrativa para avanzar hacia la evaluación de riesgos, vulnerabilidades y opciones de planificación futura.

Se invita al Comité y a las instituciones participantes a revisar, comentar y validar las caracterizaciones de escenarios propuestas, con el fin de asegurar que los escenarios reflejen de manera adecuada la realidad del sector eléctrico nacional y los posibles futuros a los que podría enfrentarse. Este proceso de retroalimentación es fundamental para fortalecer la claridad, transparencia y rigurosidad técnica del ejercicio, así como para promover una construcción colaborativa de insumos estratégicos para la toma de decisiones.

La revisión conjunta de los escenarios permitirá mejorar su precisión, garantizar que incorporen la experiencia y el conocimiento de todos los actores involucrados, y reforzar su utilidad para las siguientes fases del trabajo, particularmente la cuantificación de impactos, la evaluación de medidas de resiliencia y la formulación de recomendaciones de planificación resiliente para Honduras.

Anexo A6

Preguntas orientadoras para el análisis de eventos en Honduras

Trabajo en los subgrupos

Le invitamos a considerar un evento extremo ocurrido en Honduras y que afectó de manera importante el sistema eléctrico de Honduras. Para ese evento, intente contestar las siguientes preguntas:

- ¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué?
- ¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué?
- ¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad?
- ¿Qué valores de suministro se tuvo durante el evento? ¿Qué nivel de suministro se logró asegurar en la demanda crítica?
- ¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Y el tiempo de restauración a la operación habitual?
- ¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo? ¿Por qué no se pudieron realizar?
- ¿Qué información no se pudo levantar durante el evento extremo? ¿Quién debería levantar dicha información?
- ¿Hubo un reporte oficial del funcionamiento y los aspectos a mejorar en caso de eventos?

Anexo A7

Eventos analizados en tercer taller del comité asesor de expertos de Honduras

Evento 1 a analizar: falla de línea de transmisión de 138 kV ocurrido en 2025

¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué?

El evento consistió en la desconexión de una línea de transmisión de 138kV, provocando una pérdida del 38.27% de la carga (demanda que no se pudo satisfacer).

En el reporte del Centro Nacional de Despacho no se identifica la causa de la falla. Sin embargo, sí se sabe que la línea que se desconectó estaba en mantenimiento, lo que sugiere un problema de falta de monitoreo de las cargas a la hora de hacer las desconexiones necesarias para realizar las labores de mantenimiento de las líneas de transmisión.

¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad?

Hubo afectación del 38.27% de la carga (demanda que no se pudo satisfacer). No se sabe cómo se distribuyó esa pérdida.

¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Y el tiempo de restauración a la operación habitual?

La restauración ocurrió luego de 1 hora y 10 minutos.

¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo? ¿Por qué no se pudieron realizar?

Al parecer, no hubo un plan de contingencia ante la desconexión de la línea.

¿Hubo un reporte oficial del funcionamiento y los aspectos a mejorar en caso de eventos?

Sí, el reporte se encuentra en los informes de evento preliminar y en los informes de contingencias del Centro Nacional de Despacho.

Evento 2 para analizar: falla bifásica por contacto de línea de transmisión con vegetación

¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué?

El evento consistió en la desconexión de una línea de transmisión por contacto con vegetación, provocando una pérdida del 40.17% de la carga (demanda que no se pudo satisfacer). Esta desconexión implicó la desconexión de 500.59 MW de generación eléctrica.

En el reporte del Centro Nacional de Despacho se identifica la causa de la falla como “contacto de línea de transmisión con vegetación”, pero no se especifica si es contacto se produjo en el contexto de una tormenta, o de vientos fuertes, o de otro fenómeno climático; por lo que no es posible establecer una relación de causa-efecto.

No obstante, se sabe que la línea que se desconectó también estaba en mantenimiento, lo que sugiere un problema de falta de monitoreo de las cargas a la hora de hacer las desconexiones necesarias para realizar las labores de mantenimiento de las líneas de transmisión.

¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad?

Hubo afectación del 40.17% de la carga (demanda que no se pudo satisfacer) y la pérdida de 500.59 MW de generación eléctrica.

¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Y el tiempo de restauración a la operación habitual?

La restauración ocurrió luego de 1 hora y 11 minutos.

**¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo?
¿Por qué no se pudieron realizar?**

Al parecer, no hubo un plan de contingencia ante la desconexión de la línea.

¿Hubo un reporte oficial del funcionamiento y los aspectos a mejorar en caso de eventos?

Si, el reporte se encuentra en los informes de evento preliminar y en los informes de contingencias del Centro Nacional de Despacho.

Evento 3 para analizar: tormentas tropicales Eta e Iota, ocurridos el 4 y 16 de noviembre de 2020, respectivamente (Se trabajó con estas tormentas como si fuera un solo evento, dada su cercanía temporal)

¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué?

Este evento afectó a casi todo Honduras, en especial a la zona norte, en el valle de Sula, que fue inundada y afectó a centrales de generación de todo tipo (distintas tecnologías). También ocasionó la caída de torres de transmisión y distribución. Esto dejó a la zona sin energía eléctrica.

Esta situación además tensionó el sistema a sobre exigir la operación de otras centrales haciendo que la situación de falla se generalizara.

¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad?

Hubo afectación de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión y de distribución.

¿Qué valores de suministro se tuvo durante el evento? ¿Qué nivel de suministro se logró asegurar en la demanda crítica?

Se le dio prioridad de recuperación a las cargas críticas y a recuperar los sistemas de comunicaciones COD y SCADA.

¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Y el tiempo de restauración a la operación habitual?

Dada la profundidad del daño hubo dificultad para reaccionar y reparar. La recuperación del servicio duró meses en algunas zonas.

**¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo?
¿Por qué no se pudieron realizar?**

Se tuvieron que contratar cuadrillas adicionales; eso se podría haber previsto antes.

Por otra parte, las inversiones en las redes de distribución (y su redundancia) puede dar más versatilidad y menos vulnerabilidad.

¿Qué información no se pudo levantar durante el evento extremo? ¿Quién debería levantar dicha información?

Hay varias fuentes de información. El informe de contingencias mensual del Centro Nacional de Despacho detalla los problemas a nivel de transmisión y generación eléctrica. No hay información detallada a nivel de distribución eléctrica. Durante el evento no se pudo visualizar el estado de la red de distribución.

Las empresas distribuidoras, a raíz de estos eventos, acordaron elaborar un Plan de Contingencias (PECO), el cual se encuentra operativo actualmente.

¿Hubo un reporte oficial del funcionamiento y los aspectos a mejorar en caso de eventos?

Como se señaló anteriormente, hay varias fuentes de información. El informe de contingencias mensual del Centro Nacional de Despacho detalla los problemas a nivel de transmisión y generación eléctrica. No hay información detallada a nivel de distribución eléctrica.

Evento 4 para analizar: *blackouts*

¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué?

Corte de luz en todo el país, *blackout*. Se considera relevante hacer la distinción sobre situaciones adversas respecto al clima, dado que últimos 2 eventos de interrupción de servicio no han sido por fenómenos climáticos. En 2021 hubo 2 apagones generales por diferentes situaciones en el sistema, situaciones externas. Caída brusca de generación. En 2025 hubo un apagón por falla en sistemas de protección en El Salvador, caída brusca de generación solar.

Sistema completo en cascada empezó a caer producto de sobrecargas. Bajas de voltaje y frecuencia.

¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad?

Todo el sistema se vio afectado.

¿Qué valores de suministro se tuvo durante el evento? ¿Qué nivel de suministro se logró asegurar en la demanda crítica?

No se pudo mantener el suministro durante las horas del apagón. En Honduras se considera como demanda crítica los hospitales, no así las instalaciones militares. Hospitales tuvieron prioridad en recuperación, pero dependen de fuentes propias de generación en caso de cortes. Otros como aeropuertos cuentan con suministro parcial por su cuenta, así también el CND tiene alimentación secundaria por generador diésel.

¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Y el tiempo de restauración a la operación habitual?

En ambos casos la respuesta fue diferente. Hay protocolo de servicio en caso de apagón general. En ninguno de los dos se pudo aplicar igual, debido a particularidades de cada apagón. Por ejemplo, los cambiadores de tap quedan enclavados en la última posición en que voltaje se estaba regulando. Al reestablecer enviar esta señal puede generar un problema, por requerimiento de potencia reactiva, por posición alta de tap (esto en el caso de distribución).

En transmisión, los generadores de arranque en negro pueden brindar este servicio. Los que pueden tomar señal de frecuencia y voltaje en su propio sistema interno y esto trasladarlo a subestaciones aledañas. La disponibilidad de estos generadores es muy relevante en el tiempo de recuperación.

Se considera que fueron 4/5 horas el tiempo en reestablecer la operación del sistema en un 80%. El protocolo seguido no está publicado en la página del CND, y se desarrolló en parte en tiempo real en cada caso.

Para recuperar la operación en un 100%, el tiempo depende de si se pudo mantener conexión con países vecinos del Ente Operador Regional (EOR). El EOR se conforma de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En el caso de Honduras sus países vecinos conectados son Nicaragua, Guatemala y El Salvador. Dado que es más crítico reestablecer la generación que conectar nuevamente las cargas, la generación de países vecinos ayuda a realizar este proceso.

En casos en que depende únicamente de acciones internas, por ejemplo, subestaciones desatendidas en las que se debe tomar una medida física y no hay personal en sitio, los tiempos de recuperación pueden alcanzar las 6 horas.

¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo? ¿Por qué no se pudieron realizar?

En cuanto a daño en equipos de generación, de transmisión, o errores humanos, existen múltiples medidas que se pueden tomar para reducir el impacto de los eventos, o prevenirlos derechamente.

Equipos conectados a la intemperie pueden ser afectados por animales, también por equipos pesados (hace unos meses una máquina de una planta de azúcar tuvo un problema y pasó a llevar 3 estructuras de líneas de transmisión).

En caso de evento del Salvador, que fue regional, había personal no autorizado trabajando y algunos esquemas de protección no estaban habilitados. Cuando uno de los esquemas de protección falla, empiezan a fallar todos. Las vulnerabilidades revelan situaciones producto de mal mantenimiento.

Para poder reducir impacto del evento, se puede por ejemplo en plantas de generación mapear qué plantas pueden dar servicio de arranque en negro. Infraestructura capaz de ofrecer este servicio debe estar debidamente identificada. Caída de generación solar también entrega información valiosa, relacionada con información. Catálogo de generadores existe y se solicita información y un nivel de estándar a generadoras, pero aún no está establecida la Norma Técnica que podría hacer obligatorios estos estándares.

Falla de 2021 fue provocada por una línea que sigue operando, de manera estresada, no se ha atendido recomendación dada por autoridades. Se ha mantenido la operación a pesar de que existe vulnerabilidad, se han tomado medidas suplementarias o "parches".

Se está diseñando construcción de un banco de baterías para poder combatir salida de gen solar abrupta. Por caídas por nubes o situaciones climáticas puntuales.

En cuanto a esquemas de protección, se han realizado diligencias para renovar relés a diferencial de línea y de transformados y siguiendo buenas prácticas de ingeniería.

El actual sistema SCADA ya está obsoleto, por lo que se lanzó licitación para adquirir uno nuevo. Entre más se conozca la red más fácil es saber qué acciones se deben tomar en tiempo real.

Información de generadoras está regido según sus contratos, en caso de fotovoltaicas. El problema es que por su forma de operar es muy susceptible a cambios abruptos de tensión. Las generadoras toman la medida de salir de línea para evitar que se tenga una doble contingencia (línea con falla + salida abrupta de generación).

Se realizan auditorías técnicas a estos generadores para que los sistemas de control automático estén acorde a los requisitos del sistema.

Norma Técnica de SSCC aún está en carácter de borrador, pero podría exigir a todos los generadores que aporten con estas obligaciones.

¿Qué información no se pudo levantar durante el evento extremo? ¿Quién debería levantar dicha información?

Se puede tener una idea aproximada cercana de personal de campo que debe recibir la instrucción. Gracias a sistema SCADA. En caso de errores humanos, por personal que modifica un equipo de protección no debido, la información a levantar es menor. Si producen ellos un error, pueden identificar y resolver de manera más rápida la causa de la falla. Esto es distinto a cuando se producen eventos climáticos o que dependen de interconexiones dentro del EOR.

Informes se generan en CND, este se basa en la información que se pueda obtener con primera mano, como información forense. Los relevadores tienen capacidad para almacenar información, por lo que se puede saber quién fue el primero que percibió una anomalía y la ubicación de esta. Por este motivo es muy relevante disponer de relevadores actualizados y en correcta operación.

También se puede pedir información detallada a la planta generadora (en caso de estar involucrados) y también a operadores de líneas de transmisión.

Si el evento es muy masivo, el EOR recopila información entre varios países y se discute todo lo que se encontró para mejorar. El sistema Centroamericano tiene la cualidad de que se ha visto expuesto a bastantes situaciones de interrupción, por lo que cuentan con múltiples protocolos y experiencia práctica.

¿Hubo un reporte oficial del funcionamiento y los aspectos a mejorar en caso de eventos?

Algunos informes contienen información confidencial, en caso de un evento internacional, EOR es encargado de publicarlo en su página web. Hay muchos agentes involucrados, por lo que es crucial poder justificar quién pagará por desviaciones de energía.

El sistema de transmisión también tiene informes internos. Estos son privados, pero se pueden solicitar por el CND y en este caso se facilitan. Esto se hace, por ejemplo, dentro de la planificación de la expansión para justificar requerimientos de obras adicionales para apoyar al sistema, ante alguna vulnerabilidad. Cuando se hace el plan se pueden basar en situaciones realistas. Se identifica dónde está creciendo el sistema y dónde deben ser atendida la demanda. Tanto para planificación como para conocer el evento en sí.

Se recalca la importancia de CND que a partir de estas fallas levanta aprendizajes. Se generan documentos que sí son públicos y se emiten cada 2 años, disponibles en página web de CND. Para los tomadores de decisión es muy importante tener esta información cuando ocurre el problema, dado que se considera que es el mejor momento para atacar el problema. Existen muchas herramientas en este plan que se pueden utilizar para mejora del sistema. Por ejemplo, en caso de faltas por parte de agentes transmisores, se puede solicitar un repago por medio de tarifas de obras de cumplimiento obligatorio.

Anexo A8

Taller presencial de capacitación

La agenda del taller presencial se presenta a continuación, junto con la foto de lanzamiento del evento.

Taller de capacitación: guía de implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras

Fecha: 25 y 26 de marzo de 2026

Lugar: Secretaría de Energía de Honduras, Tegucigalpa

A. Contexto del taller

Este taller se lleva a cabo en el marco de la asistencia técnica de la CEPAL a la Secretaría de Energía de Honduras para la implementación de la metodología de planificación eléctrica resiliente en el país. Esta metodología ha sido desarrollada en 2025 por la CEPAL para todos los países de la región, y se ha aplicado de acuerdo con el contexto, la institucionalidad, la normativa principal y los actores clave del sector energético nacional.

El taller se desarrollará en modalidad presencial los días 25 y 26 de marzo de 2026 y está dirigido a equipos clave y profesionales vinculados a la planificación energética del país, así como a especialistas del sector eléctrico nacional.

B. Objetivo del taller

El objetivo principal del taller es fortalecer las capacidades técnicas nacionales mediante el diseño y desarrollo de actividades que faciliten la comprensión y aplicación efectiva de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras. Asimismo, se busca identificar los principales desafíos que enfrenta el sector eléctrico nacional para mejorar su resiliencia.

De manera complementaria, el taller servirá como un espacio de análisis y validación de la guía de implementación de dicha metodología, así como de los ejemplos prácticos incluidos en la guía, con la participación y retroalimentación del Comité Asesor de Expertos (CAE).

C. Motivación de la elaboración de una guía para la implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras

Honduras es un país que frecuentemente ha sufrido las consecuencias de eventos climáticos extremos como huracanes, tormentas tropicales, inundaciones, olas de calor, entre otros. En el contexto del cambio climático, se espera el aumento en intensidad y frecuencia de este tipo de fenómenos, los cuales pueden afectar negativamente la infraestructura eléctrica del país y su capacidad de suministro energético a la población. Por ello, realizar una planificación eléctrica resiliente que considere estos problemas, así como también otros factores no climáticos, permite guiar el desarrollo y la gestión del sistema eléctrico de manera que pueda responder de mejor manera a estos desafíos.

D. Organización del taller

El taller será realizado los días 25 y 26 de marzo de 2026, en modalidad presencial en las instalaciones de la Secretaría de Energía, en la ciudad de Tegucigalpa. Se contempla la realización de actividades grupales y plenarias, distribuidas en la jornada de la mañana y de la tarde.

Las actividades por desarrollar se basarán, en su mayoría, en metodologías que promuevan el aprendizaje activo y participativo. Así, por ejemplo, se considera:

- Exposición breve de conceptos y temas relacionados con los pilares que conforman la metodología para la planificación eléctrica resiliente, desarrollada por CEPAL en 2025. Esta exposición está orientada a recordar conceptos fundamentales y uniformar criterios utilizados en cada paso del proceso a aplicar al seguir la guía metodológica.
- Revisión en plenaria para conectar las actividades desarrolladas en los talleres realizados previamente con el Comité Asesor de Expertos con las etapas del pilar 1 de la metodología.
- Realización de dinámicas grupales, con guías que orienten y promuevan la participación de todos los asistentes, para actividades como:
 - La identificación de brechas y oportunidades de mejora en el contexto hondureño para la correcta implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente.
 - La identificación de la información requerida para la cuantificación del riesgo e impactos de las amenazas al sistema eléctrico y de factores con incertidumbre que lo afecten, en un contexto de cambio climático.
- Comprender la importancia de la cuantificación del riesgo e impactos de las amenazas al sistema eléctrico y de factores con incertidumbre que lo afecten.
- Proponer formas concretas de incorporar estos riesgos e impactos en el proceso de planificación del sistema eléctrico (es decir, identificar los parámetros del modelo de expansión del sistema eléctrico que varían con esta cuantificación).
- Realización de un juego de roles para el análisis y detección de oportunidades de mejora en temas como:
 - Diseño, comunicación y retroalimentación de planes y protocolos de acción frente a eventos de fallas en el sistema eléctrico.
 - Decisión y/o asignación de recursos en inversiones para soluciones resilientes con un presupuesto fijo y alternativas tecnológicas posibles.

E. Agenda preliminar y contenidos

Taller de capacitación sobre la guía de implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras

Fecha: 25 y 26 de marzo de 2026.

Lugar: Secretaría de Energía, Edificio Torre Altamira, inmediaciones del anillo periférico, a 1.2km del puente a desnivel, salida Valle de Ángeles. Tegucigalpa, Honduras.

Miércoles 25 de marzo de 2026	
Horario	Descripción de la Actividad
8:00 – 8:30	Registro
8:30 – 8:50	Apertura • Secretaría de Energía de Honduras • Sr. Rafael Poveda Bonilla, Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales, CEPAL.
8:50 – 10:10	Sesión 1. Contexto de la guía metodológica para Honduras. Metodología: Expositiva • Presentación Sr. Enzo Sauma (Presentación de la guía metodológica aplicada a Honduras, detallando el paso a paso y algunos ejemplos de aplicación práctica en base a los talleres realizados, revisando los resultados alcanzados en cuanto a la priorización de amenazas y factores con incertidumbre y relatos de escenarios, lo que constituyen las Etapas 1 y 2 del pilar 1: Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a eventos extremos de la metodología). • Preguntas y discusión plenaria.

Miércoles 25 de marzo de 2026	
Horario	Descripción de la Actividad
10:10 – 10:40	Receso: Café
10:40 – 12:00	Sesión 2. Desarrollo de la planificación eléctrica proactiva (Pilar 1). Metodología: Actividad de discusión grupal y escritura de consensos en cartulinas. - Preguntas orientadoras de la discusión: ¿Cómo realizar el análisis de riesgo de las amenazas? ¿Cómo incorporar los costos asociados a las amenazas en la planificación eléctrica (qué parámetro del modelo de la planificación eléctrica cambia con los distintos niveles de la amenaza)? ¿Cómo puede ayudar el disponer de mapas de riesgo en la toma de decisiones de la planificación eléctrica? ¿Quién debe realizar la cuantificación de los factores con incertidumbre ¿Por qué? ¿cómo se realiza dicha cuantificación? - Discusión plenaria.
12:00 – 13:00	Receso: Almuerzo
13:00 – 13:30	Sesión 3. Ejemplificación de la cuantificación de una amenaza o un factor con incertidumbre para el caso de Honduras. Metodología: Expositiva - Presentación Sr. Andrés Pereira (Presentación de un ejemplo de la cuantificación de una amenaza o un factor con incertidumbre y su impacto en los modelos de planificación eléctrica de prospectiva, lo que constituyen las Etapas 3 y 4 del Pilar 1). - Preguntas y discusión plenaria.
13:30 – 13:50	Pausa activa. Metodología: Tiempo libre de pausa, buscando lograr una conversación fluida entre los asistentes del taller. Estación de café disponible.
13:50 – 15:30	Sesión 4. Implementación práctica de la planificación eléctrica proactiva (Pilar 1). Metodología: Actividad grupal - Actividad de juego de roles (personajes) en torno al análisis de la forma cómo se deberían incorporar las decisiones de inversión e impacto asociadas a la resiliencia en el modelo de la planificación eléctrica, considerando sus implicancias, brechas y desafíos. - Discusión en subgrupos sobre las distintas visiones, los acuerdos y desacuerdos. - Discusión plenaria.

Jueves 26 de marzo de 2026	
Horario	Actividad
8:00 – 8:30	Registro
8:30 – 9:10	Sesión 5. Desarrollo del Pilar 2 (Diseño de planes / protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida) en Honduras. Metodología: Expositiva - Presentación Sra. Sonia Vera sobre la aplicación del Pilar 2 de la guía metodológica al caso particular de Honduras, como input hacia el desarrollo del Pilar 3 (Adaptación / Aprendizaje para prevenir futuras ocurrencias en base a experiencias pasadas). - Apoyo de invitado de ENEE sobre respuestas ante eventos extremos. - Preguntas y discusión plenaria.
9:10 – 10:10	Sesión 6. Implementación práctica de los Pilares 2 y 3 de la metodología. Metodología: Actividad grupal y escritura de consensos en cartulinas. - Actividad de discusión sobre la respuesta ante un evento extremo particular incluyendo preguntas asociadas a los Pilares 2 y 3. (Preguntas orientadoras de la discusión) En el contexto del rol que usted desempeña: ¿Qué debería hacer apenas se sepa que viene el evento? ¿Con qué información deberíamos contar? ¿Con qué entidad debería coordinarse? ¿Qué decisiones tiene que tomar usted para propiciar una recuperación rápida de la energía? - En un plano más de planificación, ¿Cómo podría mejorar su rol en la planificación eléctrica de mediano y largo plazo si contara con acceso a información agregada sobre la demanda crítica y los planes y protocolos ante eventos extremos? - En un plano más de planificación, ¿Cómo podría mejorar su rol en la planificación eléctrica de mediano y largo plazo si contara con información detallada de las causas que provocaron las distintas fallas y desconexiones durante el evento extremo? - Discusión plenaria.
10:10 – 10:40	Receso: Café

Jueves 26 de marzo de 2026	
Horario	Actividad
10:40 – 12:00	Sesión 7. Análisis de distintas soluciones tecnológicas para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos, que surgen a partir del análisis de las principales amenazas que afectan a Honduras. • Metodología: Actividad grupal y escritura de consensos en cartulinas. Actividad grupal sobre las inversiones necesarias en soluciones resilientes con un presupuesto fijo por periodo, y escritura de consensos en cartulinas. Se busca analizar las decisiones de inversiones que se pueden tomar en soluciones que mejoran la resiliencia en el caso particular de Honduras, con presupuesto limitado, considerando distintas alternativas de soluciones tecnológicas. • Discusión plenaria.
12:00 – 13:00	Receso: Almuerzo
13:00 – 14:40	Sesión 8. Discusión de posibles políticas y regulaciones para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico de Honduras, así como mecanismos de mercado, para llevar a la práctica la adecuada implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras. • Metodología: Actividad grupal y escritura de consensos en cartulinas. – Actividad de discusión grupal en torno a preguntas sobre: – ¿Cómo decidir cuánto nivel de centralismo se requiere? – ¿Cuánto se debería invertir centralmente? – ¿Cuán regulados deben operar los mercados, si se decide impulsarlos? – ¿Se deberían dar subsidios a las empresas privadas para fomentar la resiliencia? • Discusión plenaria.
14:40 – 15:00	Pausa activa. • Metodología: Tiempo libre de pausa, buscando lograr una conversación fluida entre los asistentes del taller. Estación de café disponible.
15:00 – 15:10	Resumen del Taller e información práctica. • Sr. Enzo Sauma
15:10 – 15:30	Cierre del Taller. • Secretaría de Energía de Honduras • Sr. Rafael Poveda Bonilla, Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales, CEPAL.

Imagen A8.1
Asistentes al Taller de capacitación sobre la guía de implementación de la metodología para la planificación eléctrica resiliente en Honduras



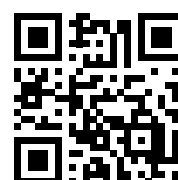
Fuente: CEPAL: <https://www.cepal.org/es/notas/cepal-fortalece-capacidades-institucionales-la-planificacion-electrica-resiliente-honduras>.

Este documento presenta una guía metodológica para implementar la planificación eléctrica resiliente en Honduras, en el contexto de crecientes riesgos asociados al cambio climático. Su objetivo es fortalecer las capacidades institucionales y técnicas del país incorporando la resiliencia en la planificación del sistema eléctrico tanto en decisiones de inversión de largo plazo como en acciones operativas de corto plazo. La metodología se estructura en tres pilares: i) planificación proactiva basada en la identificación de amenazas y escenarios, ii) diseño de protocolos para respuesta y recuperación ante fenómenos extremos y iii) aprendizaje y adaptación continua. El estudio define características clave del sistema eléctrico hondureño, destacando su crecimiento, matriz energética mixta y vulnerabilidades ante fenómenos como huracanes, sequías y altas temperaturas. La guía propone un proceso participativo con actores clave y expertos, orientado a mejorar la confiabilidad del sistema, reducir riesgos y apoyar una transición energética sostenible y resiliente.



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org

Versión digital disponible online



<https://bit.ly/CEPAL2026-57S>