

Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2024 – 2033

Versión	Aprobado
Fecha	11 de julio de 2024
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

Dirección de Planificación y Expansión del Sistema

CND

 **ENEE**

**Centro Nacional
de Despacho**

Tabla de Contenido

Lista de tablas	4
Lista de figuras	6
Acrónimos y siglas	7
Acrónimos comunes	7
Siglas de subestaciones existentes	8
Siglas y subestaciones planificadas	9
Resumen Ejecutivo	10
1 Introducción	13
1.1 Objetivo	13
1.2 Estructura del informe	14
2 Contextualización del subsector eléctrico nacional	15
2.1 Crecimiento de la demanda	15
2.2 Matriz eléctrica de Honduras	17
2.3 Topología actual del sistema de transmisión nacional	18
3 Descripción de la problemática actual de la red de transmisión	21
3.1 El Paraíso	21
3.2 Limitaciones en las líneas L615 y L637 en la zona Sur	22
3.3 Litoral Atlántico	23
3.4 Olancho	24
3.5 Occidente	25
3.6 Capacidad de transformación en el Distrito Central	26
3.7 Restricciones operativas en las líneas L524 y L529	26
3.8 Máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional 28	
4 Premisas y criterios de planificación	29
4.1 Horizonte de planificación	29
4.2 Costos de inversión de proyectos de transmisión	29
4.3 Consideraciones constructivas de los proyectos de transmisión	30
4.4 Proyección de demanda	31
4.5 Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo	32
4.6 Escenarios operativos modelados	33
4.6.1 Tasa de descuento para obras de transmisión	34
4.6.2 Expansión de la generación indicativa	35

5	Planificación de la expansión de la red de transmisión	37
5.1	Descripción de las herramientas computacionales	37
5.2	Proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión	38
	5.2.1 Expansión optimizada.....	39
	5.2.2 Ampliaciones para cumplimiento de CCSDM	40
	5.2.3 Ampliaciones para la mejora de la calidad de servicio de distribución.	40
6	Plan de expansión de la red de transmisión	41
6.1	Proyectos de expansión en desarrollo.....	41
	6.1.1 Construcción de línea de transmisión San Pedro Sula – San Buenaventura en 230 kV y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura.....	41
	6.1.2 Construcción de línea de transmisión Miraflores – Laínez en 138 kV y ampliación de subestaciones Miraflores y Laínez	42
	6.1.3 Construcción de subestación El Centro y ampliación de subestación Bellavista	42
	6.1.4 Ampliación de la subestación Choloma.....	42
	6.1.5 Construcción de la subestación El Sitio.....	42
	6.1.6 Ampliación de subestación Santa Marta y construcción de línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur en 230 kV.....	43
	6.1.7 Construcción de la subestación La Victoria	43
	6.1.8 Construcción de la subestación Calpules.....	44
	6.1.9 Construcción de la subestación Siguatepeque	44
	6.1.10 Compensación reactiva capacitiva.....	44
	6.1.11 Obras de expansión únicamente para el sistema de distribución	45
6.2	Proyectos de transmisión optimizados.....	46
	6.2.1 Proyecto seccionamiento de línea L612/L613 – Zamorano II – Danlí II– Terrero Blanco en 230 kV	46
	6.2.2 Proyecto Masca – La Victoria – Bermejo en 230 kV	48
	6.2.3 Proyecto Negrito – Yoro II – Arenales – Coyoles Central II – Reguleto	49
	6.2.4 Proyecto Cañaverl – Rio Lindo.....	51
	6.2.5 Proyecto Prados – Aguacaliente	51
	6.2.6 Proyecto La Entrada – Santa Rosa II – Santa Rosa	52
	6.2.7 Proyecto Jardines – Llanitos y Jicatuyo – Gualala	53
6.3	Proyectos para el cumplimiento de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos	54
	6.3.1 Proyecto Llanitos - Jicatuyo	54
	6.3.2 Proyecto Amaratoca - Talanga.....	55
	6.3.3 Proyecto Coyoles Central II – San Isidro	56
	6.3.4 Proyecto Bermejo – Circunvalación.....	56
	6.3.5 Proyecto Enlace 230/138 kV en zona centro del país.....	57
	6.3.6 Proyecto de compensación serie en líneas L526 y L527 San Pedro Sula Sur – Agua Prieta ..	57
	6.3.7 Proyecto línea de transmisión Juticalpa II – El Carbón.....	58
	6.3.8 Proyecto El Bijagual – Zamorano II.....	59
	6.3.9 Proyecto de compensación reactiva capacitiva en Distrito Central	59
	6.3.10 Proyecto habilitación del segundo circuito San Pedro Sula Sur – San Buenaventura y tramo de 10 kilómetros de línea L502-L504	60
6.4	Proyectos de mejora a la calidad de servicio de distribución	61
	6.4.1 Transformador El Bijagual	61
	6.4.2 Subestación Cerro Grande	61

6.4.3	Subestación Cuyamel y línea de transmisión Masca - Cuyamel	61
6.4.4	Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha.....	62
6.4.5	Subestación Concepción del Sur.....	62
6.4.6	Subestación la Labor y línea de transmisión Santa Rosa – La Labor	63
6.4.7	Línea de transmisión La Paz – La Esperanza – Erandique	63
6.4.8	Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz	64
6.4.9	Subestación El Ocotillo	65
6.4.10	Subestación Santa Rita	65
7	Resumen de proyectos	67
	Referencias	77

Lista de tablas

Tabla 1. Máxima demanda de potencia anual para el período 2007-2022	16
Tabla 2. Rangos de variación trimestral de la demanda total [MW] para los años 2021 y 2022	17
Tabla 3. Proyección de demanda con tasas de crecimiento del escenario base ENEE.....	32
Tabla 4. Rangos de voltaje permitidos bajo distintas condiciones operativas.....	32
Tabla 5. Flujo de potencia máximo permitido bajo distintas condiciones operativas	33
Tabla 6. Escenarios de operación para estudios eléctricos	34
Tabla 7. Centrales de generación en desarrollo	35
Tabla 8. Cronograma de expansión indicativa de la generación	35
Tabla 9. Retiros del parque de generación para el período 2024 - 2033	36
Tabla 10. Compensación reactiva capacitiva en desarrollo.....	44
Tabla 11. Obras de expansión en desarrollo para el sistema de distribución	45
Tabla 12. Desglose de costos de inversión para tramo SUY-ZMD-AMT.....	47
Tabla 13. Desglose de costos de inversión para tramo DND-TRB	47
Tabla 14. Desglose de costos de inversión para tramo ZMD-DND	48
Tabla 15. Desglose de costos de inversión para proyecto MAS-LVI-BER.....	48
Tabla 16. Desglose de costos de inversión para tramo NEG-YRD	50
Tabla 17. Desglose de costos de inversión para tramo YRD-ARN-CCD	50
Tabla 18. Desglose de costos de inversión para tramo CCD-RGU	51
Tabla 19. Desglose de costos de inversión proyecto CRL-RLN	51
Tabla 20. Desglose de costos de inversión proyecto PRD-AGC.....	52
Tabla 21. Desglose de costos de inversión proyecto LEC-SRD-SRS	53
Tabla 22. Desglose de costos de inversión tramo JRD-LLT	54
Tabla 23. Desglose de costos de inversión tramo JTY-GLL.....	54
Tabla 24. Desglose de costos de inversión tramo LLT-JTY	55
Tabla 25. Desglose de costos de inversión proyecto AMT-TLG	56
Tabla 26. Desglose de costos de inversión proyecto CCD-SIS	56
Tabla 27. Desglose de costos de inversión proyecto BER-CIR	57
Tabla 28. Desglose de costos de inversión del proyecto Enlace 230/138 kV en zona centro	57
Tabla 29. Desglose de costos de inversión proyecto compensación serie L526/L527	58
Tabla 30. Desglose de costos de inversión proyecto JUD-CBN	59
Tabla 31. Desglose de costos de inversión proyecto EBI-ZMD	59
Tabla 32. Desglose de costos de inversión compensación reactiva capacitiva en distrito central.....	60
Tabla 33. Desglose de costos para tramo de 10 km de línea L502 – L504 y segundo circuito SPS-SBV	60
Tabla 34. Desglose de costos de inversión para transformador de distribución en EBI.....	61
Tabla 35. Desglose de costos de inversión subestación CRD	61
Tabla 36. Desglose de costos de inversión subestación CYL y línea de transmisión MAS-CYL	62
Tabla 37. Desglose de costos de inversión de subestación FLE y línea de transmisión LEC-FLE.....	62
Tabla 38. Desglose de costos de inversión de subestación CDS	63
Tabla 39. Desglose de costos de inversión subestación LLB y línea de transmisión SRS-LLB	63
Tabla 40. Desglose de costos de inversión subestación LPZ	64
Tabla 41. Desglose de costos de inversión subestación La EPZ y línea de transmisión LPZ-EPZ.....	64
Tabla 42. Desglose de costos de inversión tramo EPZ-ERA	64

Tabla 43 Desglose de costos de inversión tramo TCA-SFP.....	65
Tabla 44 Desglose de costos de inversión subestación OCT y línea de transmisión AGP - OCT	65
Tabla 45 Desglose de costos de inversión para a subestación SRT	66
Tabla 46. Resumen de costos de inversión estimados para el PERT 2024 - 2033	67
Tabla 47. Resumen de proyectos en desarrollo	69
Tabla 48. Resumen de proyectos expansión optimizada	70
Tabla 49. Resumen de proyectos expansión optimizada (Continuación).....	71
Tabla 50. Resumen de proyectos para cumplimiento de los CCSDM	72
Tabla 51. Resumen de proyectos mejora a la calidad de servicio de distribución	73
Tabla 52. Resumen de violaciones que se resuelven con los proyectos para el cumplimiento de los CCSDM.....	75
Tabla 53. Resumen de violaciones que se resuelven con los proyectos para el cumplimiento de los CCSDM (Continuación).....	76

Lista de figuras

Figura 1. Costo de inversión por año PERT 2024 – 2033 [MUSD].....	12
Figura 2. Sistema Interconectado Nacional año 2033	12
Figura 3. Demanda de energía y máxima demanda de potencia anual, período 2007 – 2022.....	15
Figura 4. Diagrama de duración de carga anual para el período 2019-2022	16
Figura 5. Capacidad instalada en el SIN por tecnología, 2019-2022	17
Figura 6. Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación para el período 2007 – 2022.....	18
Figura 7. Sistema Interconectado Nacional a julio de 2023	19
Figura 8. Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca, operación normal .	21
Figura 9. Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca, contingencia de Tres Valles.....	22
Figura 10. Condiciones operativas en la zona sur, demanda máxima diurna, temporada seca, sin transferencias regionales.....	22
Figura 11. Condiciones operativas en la zona sur, demanda máxima diurna, temporada seca, porteo sur-norte.....	23
Figura 12. Condiciones operativas en la zona sur, demanda máxima diurna, temporada seca, porteo sur-norte, contingencia L627	23
Figura 13. Condiciones operativas en la zona del Litoral Atlántico.....	24
Figura 14. Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda, operación normal	24
Figura 15. Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda, contingencia L443	25
Figura 16. Flujo de carga en líneas L524 y L529 ante operación normal, considerando un escenario de demanda máxima diurna de invierno	27
Figura 17. Flujo de Carga Ante Contingencia de la Línea L529 en Escenario de Demanda Máxima Diurna de Invierno	27
Figura 18. Adiciones y retiros del parque de generación, período 2024 - 2033	36
Figura 19. Flujograma de etapa de expansión optimizada de la transmisión	39
Figura 20. Flujograma de etapa de expansión para el cumplimiento de los CCSDM.....	40

Acrónimos y siglas

Acrónimos comunes

AC	Corriente Alterna
ACSR	Aluminium Conductor Steel-Reinforced
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCSD	Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo de la red
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
IRENA	International Renewable Energy Agency
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT	Norma Técnica
O&M	Operación y Mantenimiento
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Mercado
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
PERT	Plan de Expansión de la Red de Transmisión
PIEG	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Siglas de subestaciones existentes

AGC	Agua Caliente	GMC	Guaimaca	PGR	Progreso
AGF	Agua Fría	GUA	Guaymas	PNU	Pueblo Nuevo
AGP	Agua Prieta	ISL	Isletas	RGU	Reguleto
AMT	Amarateca	FAR	El Faro	RET	Retorno
ARN	Arenal	JUT	Juticalpa	RLN	Río Lindo
BCO	Becosa	JUD	Juticalpa II	RNA	Río Nance
BVI	Bellavista	LEC	La Entrada	SBV	San Buenaventura
BER	Bermejo	LLN	La Leona	SIS	San Isidro
BIJ	Bijao	LPT	La Puerta	SPS	San Pedro Sula Sur
BOR	Bonito Oriental	LVI	La Victoria	SFE	Santa Fe
CAH	CAHSA	LNZ	Laínez	SLU	Santa Lucía
CJN	Cajón	LFL	Las Flores	SMT	Santa Marta
CDA	Cañada	LIM	Lima	SRS	Santa Rosa
CRL	Cañaveral	LUT	Lufussa III	SHL	Sociedad Hidroeléctrica Olanchana
CAR	Caracol	LSL	Lufussa San Lorenzo	SGT	Siguatopeque
CAT	Catacamas	LUV	Lufussa Valle	SUY	Suyapa
CTE	Ceiba Térmica	MAS	Masca	TEL	Tela
CDH	Cerro de Hula	MER	Merendón	TAL	Térmica Alsthom
CHI	Chichicaste	MFL	Miraflores	TSZ	Térmica Sulzer
CHY	Chinchayote	MCH	Mochito	TOC	Tocoa
CHM	Choloma	MOR	Morazán	TON	Toncontín
CIR	Circunvalación	NCO	Naco	VEG	Vegona
CYG	Comayagua	NIS	Níspero	VNU	Villanueva
CCE	Coyoles Central	NNC	Nueva Nacaome	YOR	Yoro
CUY	Cuyamapa	ODA	Ojo de Agua	ZAM	Zamorano
DAN	Danlí	PAT	Patuca	PAN	Panaluya
EBI	El Bijagual	PAV	Pavana	15S	15 de Septiembre
EST	El Estadio	PAZ	Piedras Azules	LNI	León I
ETX	Elcatex	PSM	Planta San Marcos		
ELC	Elcosa	PVR	Porvenir		
END	Ensenada	PRD	Prados		
ERA	Erandique	SND	Sandino		

Siglas y subestaciones planificadas

CAL	Calpules	ZMD	Zamorano II
CBN	El Carbón	EPZ	La Esperanza
CRD	Cerro Grande	FLE	La Flecha
CDS	Concepción del Sur	LLB	La Labor
CCD	Coyoles Central II	LPZ	La Paz
CYL	Cuyamel	LLT	Llanitos
CEN	El Centro	NEG	Negrito
SIT	El Sitio	TLG	Talanga
GLL	Gualala	TRB	Terrero Blanco
JRD	Jardines	YRD	Yoro II
JTY	Jicatuyo	TLD	El Taladro
DND	Danlí II	STR	Santa Rita
SRD	Santa Rosa II	OCT	El Ocotillo

Resumen Ejecutivo

El Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de operador del sistema tiene como función principal garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico al menor costo posible. Según, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el operador del sistema tiene la responsabilidad de planificar la red de transmisión para asegurar un servicio eléctrico continuo y de alta calidad al mínimo costo. Este proceso de planificación se realiza cada dos años, considerando un horizonte de estudio de diez años, el cual es fundamental para identificar, en el tiempo oportuno, obras para garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico nacional ante escenarios futuros de operación.

Después de la pandemia de Covid-19, se ha observado una notable recuperación en el consumo de energía eléctrica, siendo que, a partir del año 2022, la demanda eléctrica alcanzó los 1789 MW, representando un incremento del 2.9% con respecto al máximo valor registrado en 2021 y un aumento del 11% en comparación con el registro de 2020. Basado en el aumento gradual de la demanda eléctrica, surge la importancia de realizar las inversiones necesarias para fortalecer la infraestructura de la red de transmisión. Dichas inversiones deben ser orientadas para asegurar el transporte eficiente de la electricidad generada en los centros de producción hacia los centros de consumo, cumpliendo con criterios económicos y técnicos establecidos por la regulación nacional.

En la actualidad, se encuentran en ejecución un conjunto de proyectos de transmisión y distribución que buscan fortalecer la red de transmisión existente, abordando las necesidades de corto plazo del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos tienen un impacto significativo en el aumento de la capacidad de transporte hacia la zona norte y, además, buscan mejorar el suministro de potencia reactiva en distintas zonas del país. Por otra parte, estos también contribuyen a la mejora de la calidad del servicio eléctrico, mediante la construcción de nuevas subestaciones de distribución y la ampliación de la capacidad de transformación de subestaciones existentes.

Considerando el crecimiento natural de la demanda, la expansión del parque de generación debido a proyectos en desarrollo y el Plan Indicativo de Expansión de Generación (PIEG) 2024-2033, es imperativo que el sistema eléctrico nacional este preparado para garantizar la capacidad de transporte necesaria para un suministro confiable de energía. Estos factores, impulsan la planificación de la expansión de la red de transmisión, donde se simula la operación del sistema para identificar la realidad de la red de transmisión actual ante futuras condiciones operativas. Mediante este estudio, es posible realizar una evaluación rigurosa de las necesidades de expansión a largo plazo, asegurando que se aborden de manera eficiente y al menor costo posible.

Para la elaboración de este plan de expansión, se considera un horizonte de estudio el cual inicia en enero del 2024 y se extiende hasta diciembre del año 2033. El proceso involucra varias etapas cruciales para obtener el plan de expansión de la red de transmisión. Inicialmente, se evalúa la situación actual de la red identificando sus limitaciones para atender la demanda eléctrica, basándose en datos históricos y eventos relevantes en el sistema. Seguidamente se evalúa una etapa optimizada, en la cual se detectan las posibles sobrecargas en el sistema, considerando el crecimiento de la demanda durante el período de estudio. Dentro de esta etapa, se proponen proyectos candidatos que incluyen la construcción de nuevas

líneas de transmisión, subestaciones y la modernización de las existentes, junto con sus costos asociados. Estos proyectos se optimizan para minimizar los costos de inversión, determinando el cronograma óptimo de obras para mejorar la infraestructura actual de la red.

Después de obtener la cartera óptima de proyectos, se procede a ejecutar la etapa de cumplimiento de criterios, donde se evalúa la red ante condiciones normales y de contingencia simple mediante el uso de herramientas de flujo de potencia AC. Durante esta etapa se valida el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM) para diferentes escenarios de demanda, considerando la operación del sistema sin transferencias regionales, así como también los casos de importación, exportación y porteo con los demás países miembros del Sistema Eléctrico Regional (SER) y, finalmente, se proponen proyectos de transmisión adicionales para el cumplimiento de los CCSDM.

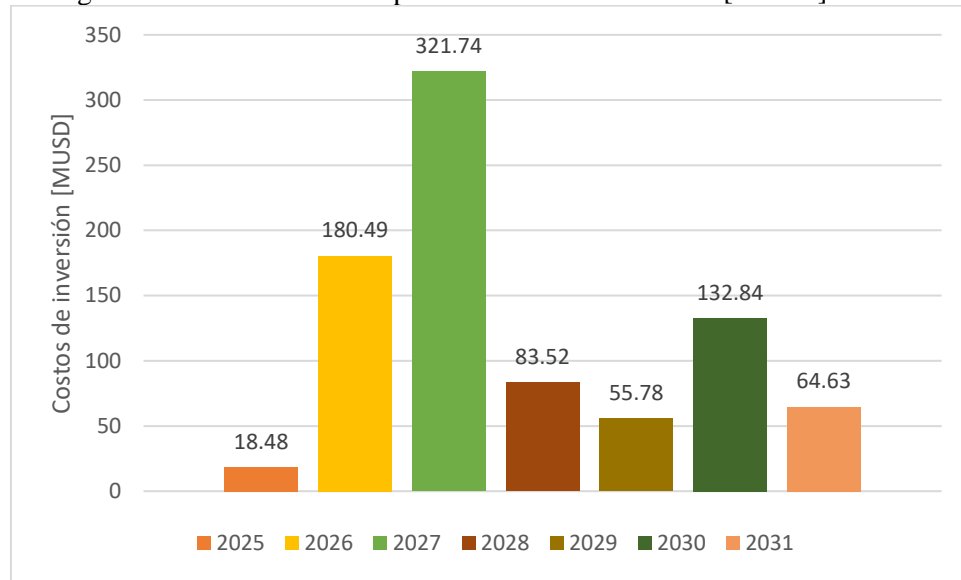
Por último, se considera una etapa de proyectos de mejora a la calidad del servicio de distribución. En general, esta etapa se compone de inversiones a nivel de transmisión, las cuales son requeridas para incorporar nuevas subestaciones eléctricas para suministrar la demanda a nivel de distribución. Además, estas inversiones a nivel de transmisión incluyen las ampliaciones de las subestaciones existentes. En ese sentido, el objetivo de estas inversiones posibilita mejoras en el servicio de distribución de energía eléctrica. Como consecuencia, estas inversiones permiten reducir las pérdidas eléctricas debido a la reducción de distancias de los circuitos de distribución y a la incorporación de nuevos transformadores para aliviar la sobrecarga de los existentes.

En los resultados del plan de expansión de la red de transmisión, se identifican 23 proyectos esenciales para atender las necesidades actuales y futuras. La implementación de estos proyectos conlleva una serie de beneficios operativos a largo plazo que desempeñan un papel fundamental en la mejora de la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico. Estos proyectos también aseguran la capacidad de satisfacer la creciente demanda de energía y facilitan la integración de centrales generadoras a gran escala en el sistema.

El costo total estimado de inversión asciende a los **857.48** millones de dólares estadounidenses, considerando en este, las diferentes etapas de planificación. La Figura 1 resume los costos de inversión por año correspondientes a la propuesta encontrada para el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2024 - 2033. Para efectos ilustrativos, la Figura 2 muestra la propuesta de expansión encontrada para el sistema interconectado nacional.

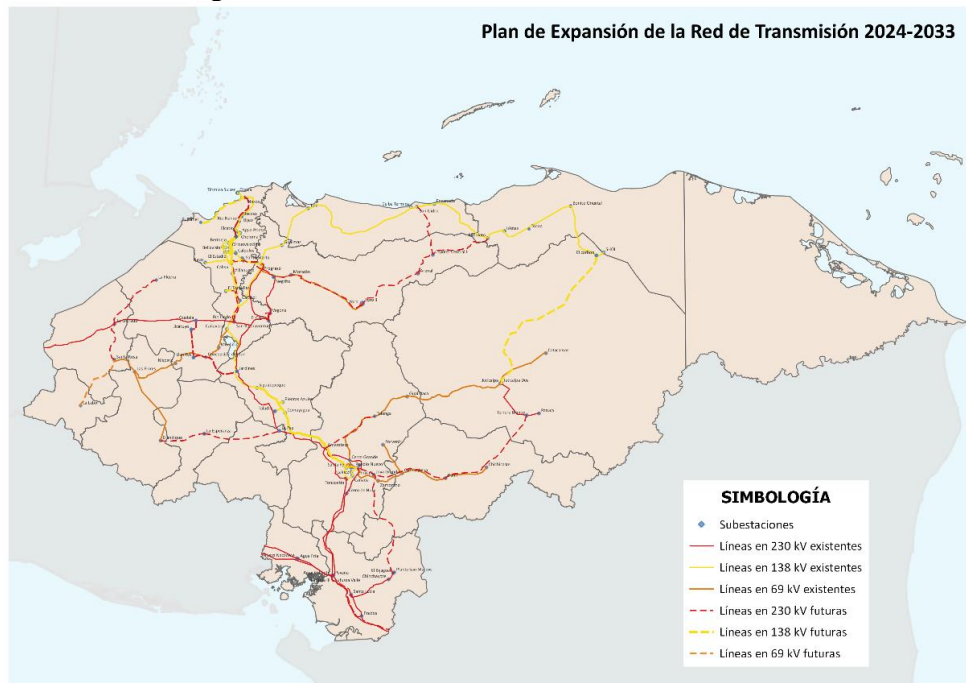
El presente informe ha sido modificado como respuesta los comentarios emitidos por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica mediante el **Acuerdo CREE-151-2023**, respuesta que fue remitida mediante oficio **DPES-CNC-020-IV-2024**. También se realizaron modificaciones en respuesta a los comentarios emitidos vía los requerimientos **PERT 2024-2033 Ref. Oficio GD-141-04-2024 y GD-156-04-2024** y **PERT 2024-2033 Ref. Oficio GD-206-05-2024**.

Figura 1. Costo de inversión por año PERT 2024 – 2033 [MUSD]



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Figura 2. Sistema Interconectado Nacional año 2033



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

1. Introducción

El Centro Nacional de Despacho (CND), operador del sistema eléctrico de Honduras, tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) para el horizonte comprendido 2024-2033. El PERT es un estudio bienal que busca identificar la infraestructura requerida para garantizar la transmisión eficiente y confiable de electricidad a lo largo de todo el territorio nacional. Además, la identificación de dicha infraestructura debe atender criterios económicos como ser mínimo costo posible de inversión, criterios técnicos como satisfacer la creciente demanda de electricidad, integrar nuevas fuentes de generación, mejorar la confiabilidad del sistema y la calidad del suministro eléctrico.

Posterior a la pandemia Covid-19, el consumo de energía eléctrica ha mostrado un crecimiento considerable, siendo que la demanda suministrada en el año 2022 alcanzó los 1789 MW, reflejando un 2.9% y 11% mayor a los máximos registros contabilizados en los años 2021 y 2020, respectivamente. En ese sentido, el crecimiento de la demanda eléctrica conlleva a la necesidad de identificar, con anticipación, inversiones futuras para robustecer la infraestructura actual de la red de transmisión y así poder transportar la energía eléctrica producida en los centros de generación hasta los centros de consumo, atendiendo criterios económicos y técnicos acorde a la regulación vigente del país.

Por lo tanto, el PERT contempla un horizonte de estudio de diez años, comprendidos desde el año 2024 hasta el 2033. En este plan se busca identificar, de forma oportuna, las obras de inversión necesarias para enfrentar los posibles desafíos del sistema eléctrico ante nuevas condiciones operativas. Finalmente, basado en el mandato de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el PERT 2024-2033 debe entregarse a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su revisión y aprobación.

1.1 Objetivo

El Ejercicio de planificación contempla la proyección del crecimiento de la demanda, los proyectos de transmisión que están en desarrollo, las incorporaciones al parque de generación que actualmente están en desarrollo, los retiros decididos al parque de generación y las centrales generadoras obtenidas como resultado del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) 2024-2033. Bajo estas consideraciones y teniendo en cuenta las limitaciones existentes para transportar energía entre las diferentes zonas del país, el PERT tiene como objetivo fundamental proponer, mediante estudios de optimización y validaciones eléctricas, obras de expansión de la red de transmisión atendiendo tanto criterios técnicos como económicos. Para alcanzar este objetivo general, los siguientes objetivos específicos fueron trazados:

- 1- Definir año base de estudio y proyectar el crecimiento de la demanda para el horizonte de expansión considerado;
- 2- Incorporar los proyectos de generación encontrados en el PIEG 2024-2033;
- 3- Analizar sobrecargas en la red de transmisión producidas por la proyección del crecimiento de la demanda y la incorporación de centrales generadoras;
- 4- Crear una cartera de proyectos candidatos de transmisión y explorar nuevas tecnologías para expandir la infraestructura actual de la red;

- 5- Conformar la base de datos para obtener el mejor conjunto de obras de expansión al mínimo costo posible;
- 6- Conformar la base de datos para realizar estudios eléctricos y verificar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM);
- 7- Identificar y proponer nuevos proyectos de transmisión para el cumplimiento de los CCSDM;
- 8- Enlistar los proyectos de expansión obtenidos en este estudio y proponer el PERT 2024-2033.

1.2 Estructura del informe

El presente informe está estructurado de la siguiente manera:

En el Capítulo 2 se presenta la contextualización del subsector eléctrico, donde se explora el crecimiento histórico de la demanda y su proyección para los próximos años. Además, se describe brevemente la composición de la matriz energética nacional y se contextualiza la topología actual del sistema nacional de transmisión de energía eléctrica.

El Capítulo 3 describe las limitaciones actuales de la red de transmisión, las cuales afectan el suministro de la demanda en diversas regiones del país. Dichas limitaciones se deben a una combinación de factores, que incluyen la capacidad de líneas de transmisión y transformadores de potencia, hasta la carencia de compensación reactiva a nivel local.

El Capítulo 4 presenta las premisas y criterios que se han establecido como parámetros esenciales de entrada en el proceso de planificación. Mientras tanto, el Capítulo 5 describe el proceso de planificación, detallando las herramientas computacionales utilizadas.

En el Capítulo 6, se presenta una descripción de los proyectos de expansión que están en desarrollo, y los proyectos de transmisión obtenidos como resultado del proceso de planificación, especificando los proyectos obtenidos en la fase de optimización y en la fase por cumplimiento de CCSDM. Finalmente, en el Capítulo 7 se presenta el resumen de los proyectos de transmisión.

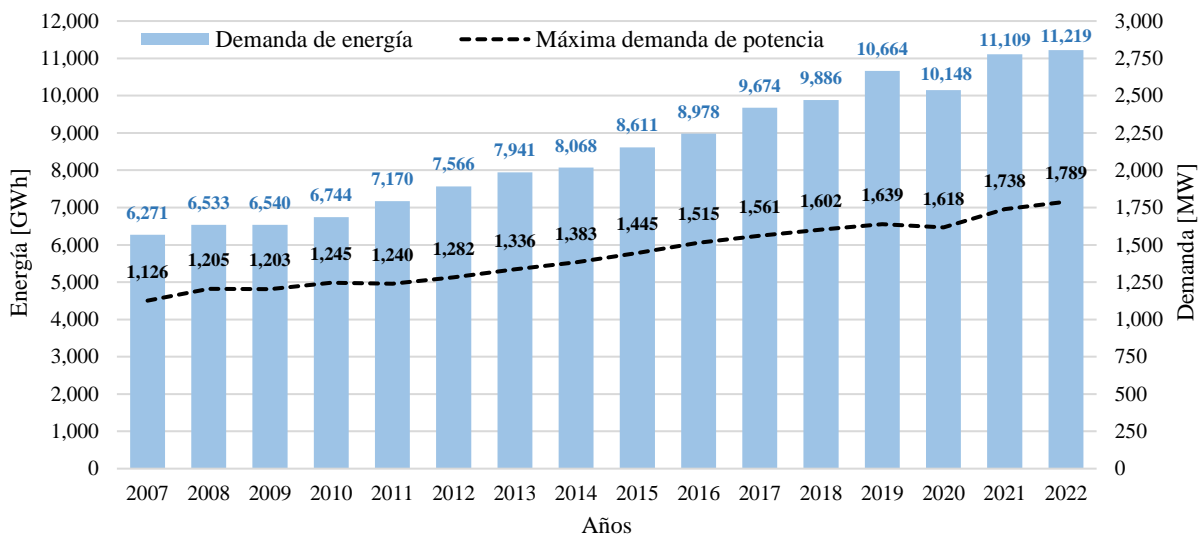
2. Contextualización del subsector eléctrico nacional

Para realizar la planificación de la expansión de la red de transmisión es necesario contextualizar las particularidades del sistema eléctrico hondureño y su estado actual. En ese sentido, las siguientes secciones presentan el comportamiento de la demanda nacional, la producción y la capacidad instalada de las tecnologías que componen la matriz de generación de energía eléctrica. Además, se describe el sistema de transmisión nacional, los elementos que lo componen, las limitaciones existentes para el transporte de energía, así como otras problemáticas recurrentes.

2.1 Crecimiento de la demanda

En la Figura 3 se presenta para el período 2007 al 2022, la variación de la demanda tanto de energía como de la máxima demanda anual de potencia. Comparando los registros desde el 2007 hasta 2022, el consumo de energía ha incrementado de 6,271 GWh a 11,219 GWh, representando un crecimiento anual de 3.95%. Por su parte, la máxima demanda incrementó de 1,126 MW a 1,789 MW, estimándose un crecimiento anual de 3.13%, exceptuando la demanda del año 2020, la cual fue impactada por las medidas adoptadas de confinamiento. Analizando el consumo de energía para el año 2021, se alcanzó 11,109 GWh, siendo un incremento en 9.5% con respecto al año 2020. Para el año 2022, el consumo de energía se registró en 11,219 GWh equivalente a un crecimiento de 1% comparado con el año 2021. Para la demanda de potencia en el 2022, se registró un valor máximo de 1,789 MW, representando 2.9% de incremento con respecto al registro del año 2021.

Figura 3. Demanda de energía y máxima demanda de potencia anual, período 2007 – 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Basado en los registros históricos, la demanda máxima de potencia anual ha ocurrido en los meses de abril y mayo, exceptuando el año 2020, cuyo registro se obtuvo en febrero. En la Tabla 1 se presentan

estos registros para cada año del período 2007-2022, especificando el año, valor máximo de demanda, día y hora de la ocurrencia.

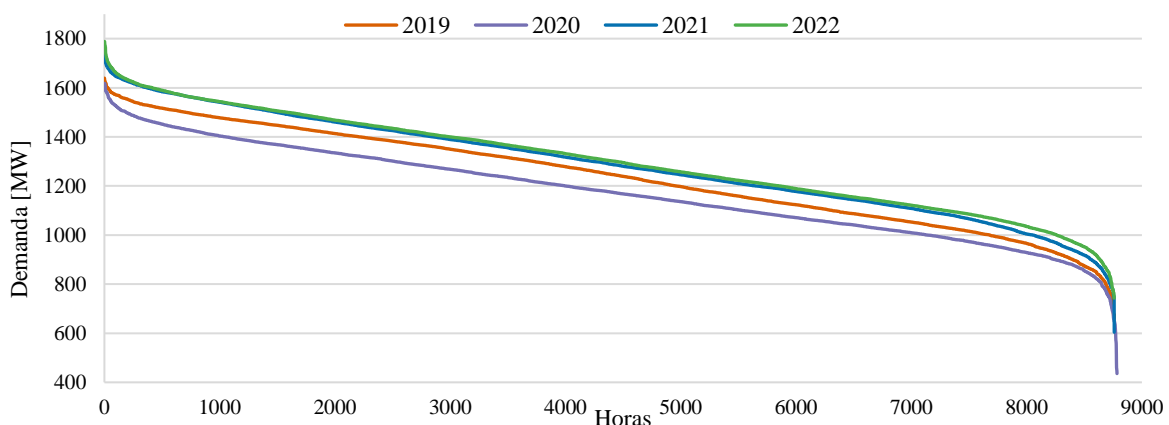
Tabla 1. Máxima demanda de potencia anual para el período 2007-2022

Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Fecha	Hora
2007	1,126.0	18/04/2007	19:00
2008	1,205.0	07/04/2008	11:30
2009	1,203.0	27/05/2009	11:42
2010	1,245.0	26/04/2010	11:06
2011	1,240.0	28/02/2011	11:24
2012	1,282.0	07/05/2012	18:43
2013	1,336.0	02/04/2013	19:08
2014	1,383.0	08/05/2014	18:56
2015	1,445.0	27/04/2015	19:19
2016	1,514.8	23/05/2016	11:47
2017	1,560.5	03/04/2017	19:05
2018	1,602.0	24/04/2018	19:08
2019	1,639.4	14/05/2019	11:44
2020	1,618.3	26/02/2020	19:04
2021	1,738.3	19/05/2021	18:55
2022	1,788.8	07/04/2022	11:57

Fuente: Elaboración con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Para analizar la relación del consumo con respecto a su registro horario del período 2019 a 2022, la Figura 4 muestra las respectivas curvas de duración de carga. En 2019, la demanda superó los 1,600 MW durante 29 ocasiones, en contraste con el año 2020, donde la demanda superó solamente en 7 ocasiones los 1,600 MW. Para el año 2021, la demanda excedió los 1,700 MW a lo largo de 11 ocasiones, mientras en 370 ocasiones se excedió los 1,600 MW. Finalmente, para el año 2022, se observa que la demanda excedió los 1,700 MW durante 37 ocasiones y los 1,600 MW en 417 ocasiones. Analizando el comportamiento de la demanda horaria de cada año, se identifica un incremento anual que se manifiesta de forma gradual.

Figura 4. Diagrama de duración de carga anual para el período 2019-2022



Fuente: Elaboración con información propia del CND

Complementando la información ilustrada en las figuras anteriores, la Tabla 2 presenta los rangos de variación trimestral de la demanda registrada en 2021 y 2022, valores en los cuales se considera la demanda suministrada y no suministrada.

Tabla 2. Rangos de variación trimestral de la demanda total [MW] para los años 2021 y 2022

Período	2021	2022
Enero a marzo	$714 \leq d \leq 1,682$	$736 \leq d \leq 1,704$
Abril a junio	$728 \leq d \leq 1,758$	$946 \leq d \leq 1,809$
Julio a septiembre	$736 \leq d \leq 1,705$	$946 \leq d \leq 1,675$
Octubre a diciembre	$703 \leq d \leq 1,728$	$724 \leq d \leq 1,697$

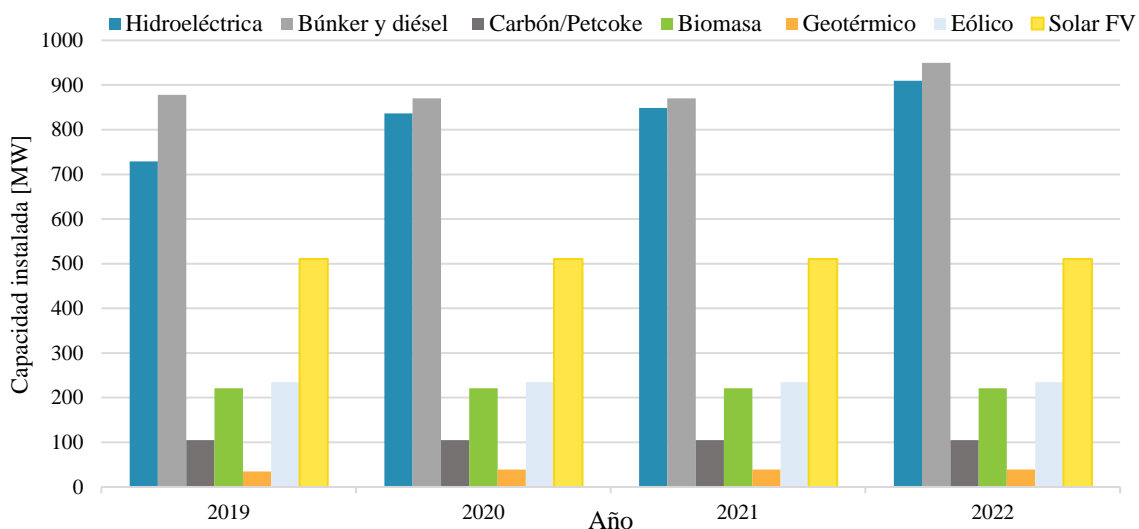
Fuente: Elaboración con información propia del CND

2.2 Matriz eléctrica de Honduras

Para el año 2022, la matriz de generación de Honduras se conforma por diversos tipos de tecnologías, cuya integración de acuerdo con los boletines estadísticos ENEE [2], representa una capacidad total instalada de 2,970.4 MW. Esta capacidad se constituye de 35.5%, equivalente a 1,054.9 MW, de centrales termoeléctricas a base de combustible fósil, 30.6% de generación hidroeléctrica, representando 909.4 MW, conformado por centrales con embalse de regulación y las centrales de pasada. La generación basada en energía renovables variables como ser solar fotovoltaica y eólica representa un 25.1%, equivalente a 745.8 MW, las centrales basadas en biomasa aportan 221.3 MW, lo que refleja un 7.5% y, finalmente, la única central geotérmica en operación representa un 1.3%.

Entre las hidroeléctricas se destaca la central Francisco Morazán, conocida como El Cajón, la cual consta de una capacidad de 300 MW compuesta por cuatro unidades de 75 MW, contando a la fecha con las unidades de generación de mayor capacidad del sistema. Otro aspecto importante es la entrada en operación de la central hidroeléctrica Arenal, la cual incrementó para el año 2022, la capacidad instalada en 7.1% con respecto al año 2021. Para el período 2019-2022, la capacidad instalada por tecnología de generación ha tenido un crecimiento, principalmente en la capacidad instalada hidroeléctrica y térmica (diésel y búnker), hecho que se ilustra en la Figura 5.

Figura 5. Capacidad instalada en el SIN por tecnología, 2019-2022

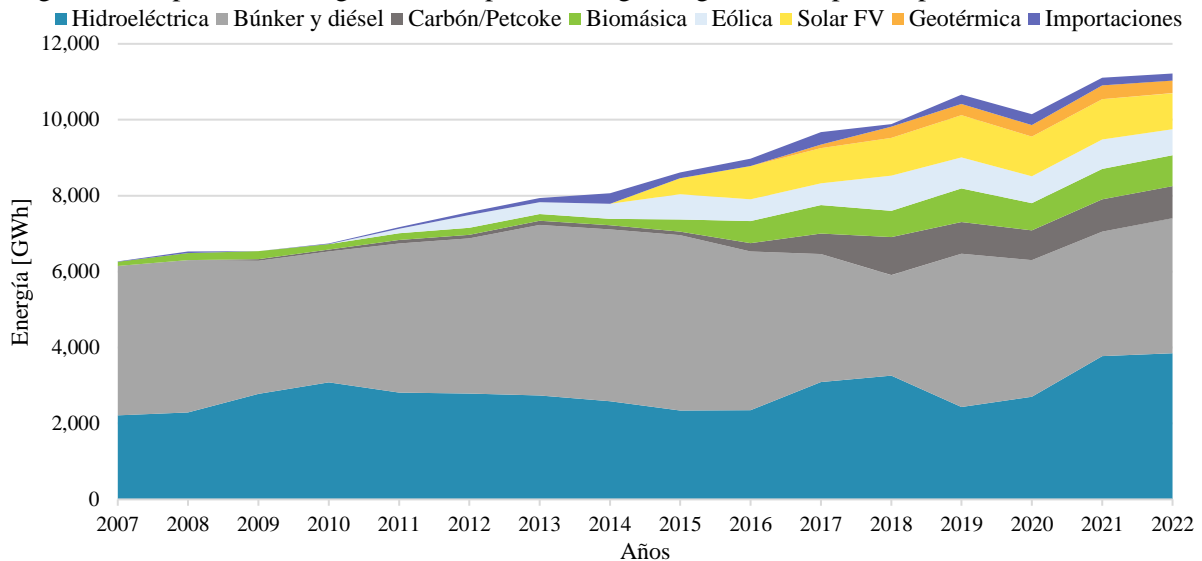


Fuente: Elaboración con información propia y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Por otro lado, la Figura 6 ilustra que, en 2007 hasta 2010, el despacho de energía eléctrica era compuesto principalmente por generación hidroeléctrica y térmica, adicional una pequeña proporción de

generación basada en biomasa. Siendo a partir del 2011 que la matriz energética alcanza una mayor diversificación al integrarse más proyectos renovables.

Figura 6. Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación para el período 2007 – 2022

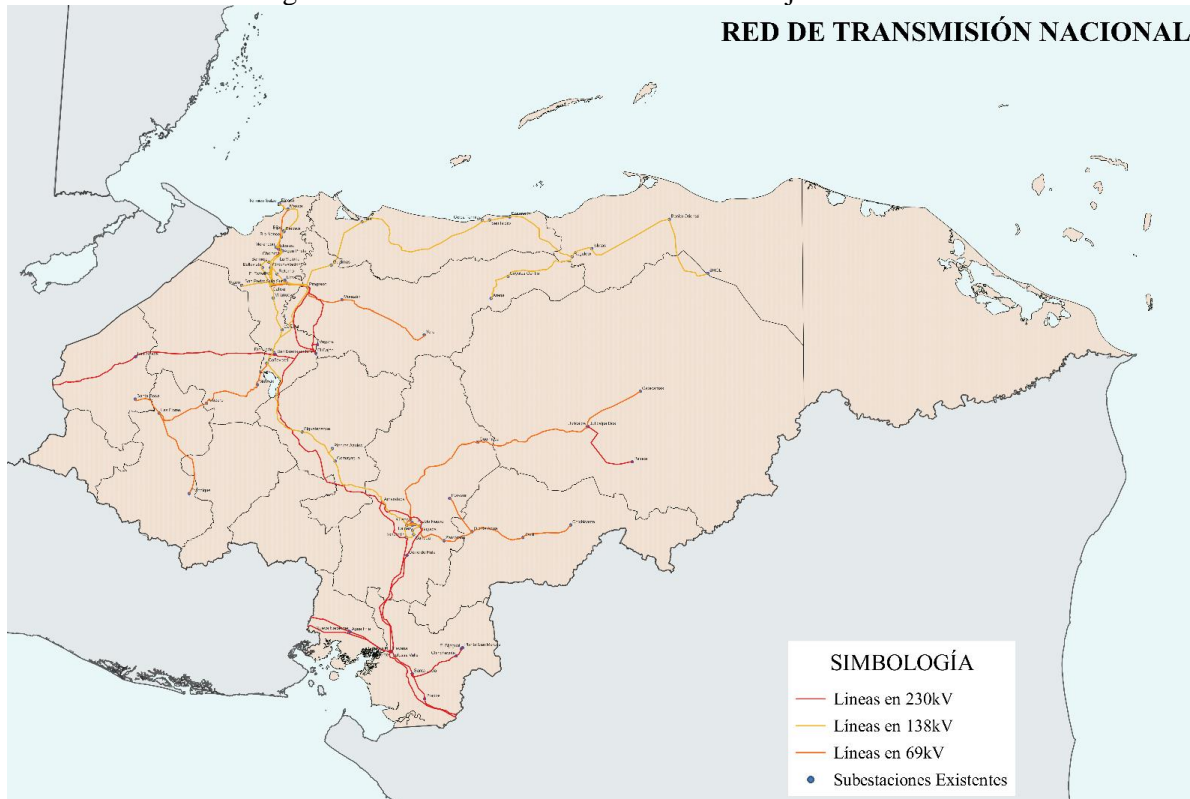


Fuente: Elaboración con información propia del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

2.3 Topología actual del sistema de transmisión nacional

La red de transmisión de Honduras se conforma por un conjunto de líneas de transmisión con diferentes niveles de tensión, junto con subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los niveles de tensión que se utilizan actualmente en la red de transmisión son 69, 138 y 230 kV. Hasta mediados de 2023, las líneas de transmisión de 69, 138 y 230 kV, alcanzaban longitudes alrededor de 694, 1050 y 1280 km, respectivamente. La Figura 7 ilustra la red de transmisión nacional, donde es posible identificar los niveles de tensión correspondientes.

Figura 7. Sistema Interconectado Nacional a julio de 2023



Fuente: Elaboración propia con información del CND

Se destaca que en el SIN existe una alta concentración de consumo de energía eléctrica en la zona norte, mientras que la zona sur alberga una cantidad significativa de generación renovable variable. Esta disparidad provoca un flujo de potencia predominante de sur a norte, transportando la energía desde los principales centros de generación hacia importantes áreas de consumo. La zona norte cuenta, principalmente, con tramos de transmisión en nivel de tensión de 138 kV, formando una red altamente mallada y la zona sur cuenta con una red en 230 kV.

La red de transmisión cuenta con cinco circuitos radiales que suministran energía a diferentes zonas del país, un circuito alimenta la zona occidente, dos alimentan la zona de oriente cubriendo los departamentos de Olancho y El Paraíso, otro parte del departamento de Yoro y el último cubre el Litoral Atlántico. De estos circuitos, el circuito que conecta al Litoral Atlántico opera en 138 kV, mientras los demás circuitos radiales operan en 69 kV. Es importante mencionar que la descripción de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión existentes en la red de transmisión se detalla en el Anexo A.1.

En general, la red de transmisión en Honduras comprende un total de 88 subestaciones eléctricas, cada una desempeñando diversas funciones que abarcan desde el suministro de la demanda, la interconexión de centrales de generación y la conmutación entre distintos elementos de transmisión y, en otras circunstancias, una combinación de estas funciones. Considerando las características de los equipos de transformación instalados, estos pueden clasificarse como se describe a continuación:

- 1- Dos subestaciones con niveles de tensión 230, 138, 69 kV;

- 2- Dos subestaciones con niveles de tensión 230, 138 kV;
- 3- Una subestación con niveles de tensión 230, 69 kV;
- 4- Tres subestaciones con niveles de tensión 138, 69 kV;
- 5- Dieciocho subestaciones en 230 kV;
- 6- Treinta y ocho subestaciones en 138 kV;
- 7- Veinticuatro subestaciones en 69 kV.

Otro grupo de elementos relevantes en la red de transmisión son los transformadores de potencia, que también se clasifican por su función y nivel de tensión al que operan. Los transformadores de potencia que se consideran que forman parte la red son los que operan con al menos dos devanados a niveles de alta tensión. Actualmente, el sistema de transmisión cuenta con un total de 16 transformadores que operan en diferentes niveles de tensión, 230, 138 y 69 kV. La información detallada de la configuración de las subestaciones existentes en la red de transmisión se describe en el Anexo A.2. La descripción de los transformadores de potencia, especificando su nivel de tensión y capacidad es ampliada en el Anexo A.3.

Para finalizar, es importante destacar la presencia de enlaces regionales que forman parte integral de la red de transmisión, permitiendo la integración de Honduras con el sistema interconectado centroamericano. Estos enlaces facilitan un intercambio operativo de al menos 300 MW entre pares de países, siempre que las condiciones operativas lo permitan. Concretamente, se cuenta con un enlace con Guatemala que conecta las subestaciones Panaluya y La Entrada. Además, se mantienen dos enlaces con El Salvador, uno que va desde la subestación 15 de Septiembre hasta Agua Caliente y el segundo que sale de la subestación Nueva Nacaome. Por último, se dispone de dos enlaces con Nicaragua, siendo el primero el que parte de la subestación Agua Caliente y termina en la subestación Sandino, mientras el segundo se origina en la subestación de Prados y finaliza en la subestación León.

3. Descripción de la problemática actual de la red de transmisión

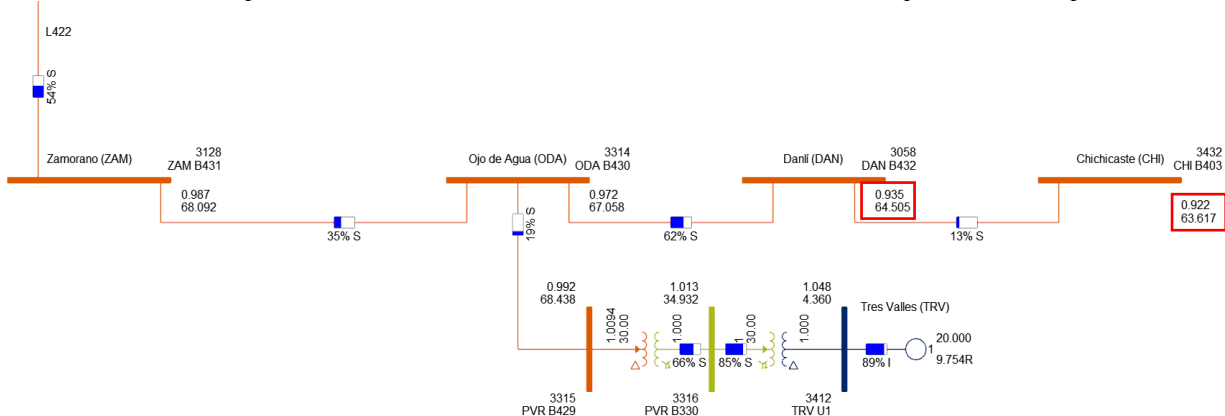
En este nuevo capítulo, se describe las limitaciones actuales en la red de transmisión que afectan el suministro de la demanda en diversas regiones del país. Estas limitaciones se deben a una combinación de factores, que van desde la capacidad de los elementos como líneas de transmisión y transformadores de potencia, hasta la falta de fuentes de potencia reactiva a nivel local.

3.1 El Paraíso

El departamento de El Paraíso se alimenta de forma radial en 69 kV por medio de la línea de transmisión L422 entre las subestaciones Suyapa y Zamorano con capacidad de transporte de 47 MVA. Esta zona cuenta con generación local proporcionada por la azucarera Tres Valles, conectada a la subestación El Porvenir, con una capacidad de 22 MW. Dicha producción depende del período de zafra, el cual comprende desde enero hasta agosto. Estos elementos contribuyen a que, en ocasiones, no se logre suministrar completamente la demanda eléctrica de la zona. Además, la limitada capacidad de transporte de las líneas de transmisión y la ausencia de generación local provoca condiciones de bajo voltaje.

Para ilustrar dicha problemática, en la Figura 8 se presenta una simulación de flujo de potencia en la cual la central Tres Valles opera en el 91% de su capacidad máxima, esto conlleva a que la línea L422 esté cargada en 54%. A pesar de que este escenario es favorable para la zona, es posible observar que el nivel de tensión en las subestaciones Danlí y Chichicaste están por debajo del límite mínimo establecido en los CCSDM.

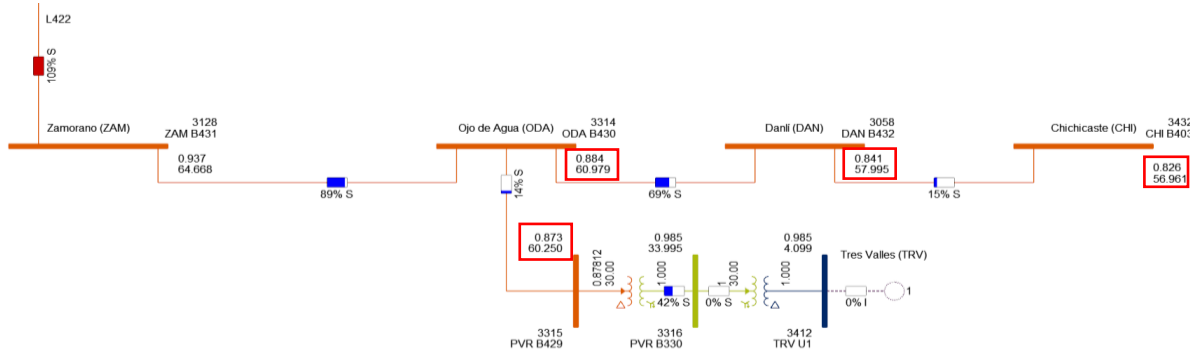
Figura 8. Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca, operación normal



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

Considerando el mismo escenario, se evalúa una condición operativa bajo contingencia simple con la pérdida de la central Tres Valles. Al analizar esta condición, los problemas de voltaje se acentúan dado que la demanda de la zona es suministrada, en su totalidad, desde la subestación Suyapa, lo cual provoca una sobrecarga en la línea L422 y niveles de voltaje de 0.84 y 0.82 p.u. en las subestaciones Danlí y Chichicaste, respectivamente. Dicha condición es presentada en la Figura 9.

Figura 9. Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca, contingencia de Tres Valles



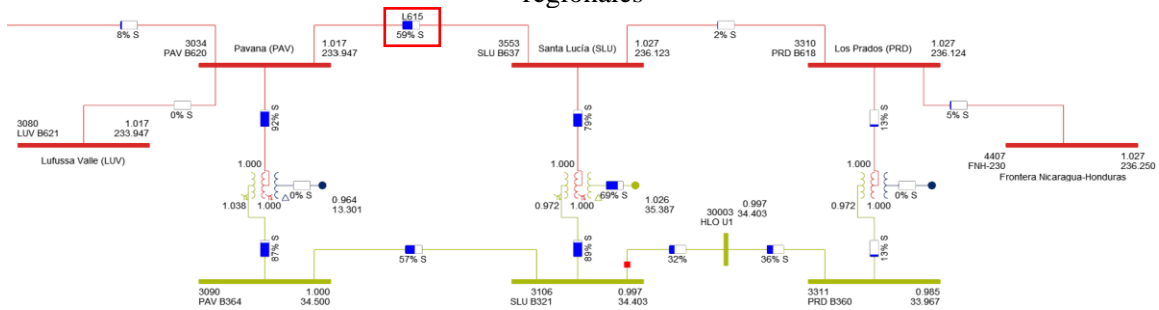
Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

3.2 Limitaciones en las líneas L615 y L637 en la zona Sur

En la zona sur del país se concentra la mayor producción de generación solar y eólica a nivel nacional. Dicha producción debe ser transportada hacia los mayores centros de consumo del país, provocando altos flujos de potencia por las líneas L615, Pavana-Santa Lucía, y L637, Santa Lucía-Prados Sur. Además, estos elementos transportan parte del flujo de potencia proveniente del enlace Honduras - Nicaragua en escenarios de porteo sur - norte e importaciones sur - norte.

Frente a condiciones de falla en la línea L615 o L627, se activan esquemas de desconexión de generación solar fotovoltaica en las subestaciones Santa Lucía y Prados para prevenir sobrecargas en los componentes de la red de transmisión. Esta acción también conlleva a desbalances de generación a lo interno del país. Considerando un escenario de demanda máxima diurna, temporada seca sin transferencias con un alto nivel de generación solar, la Figura 10 ilustra que la línea L615 presenta un porcentaje de cargabilidad del 59% de su capacidad. Es importante destacar que una contingencia en esta línea impacta en una pérdida de alrededor de 152 MW, son vitales para el sistema.

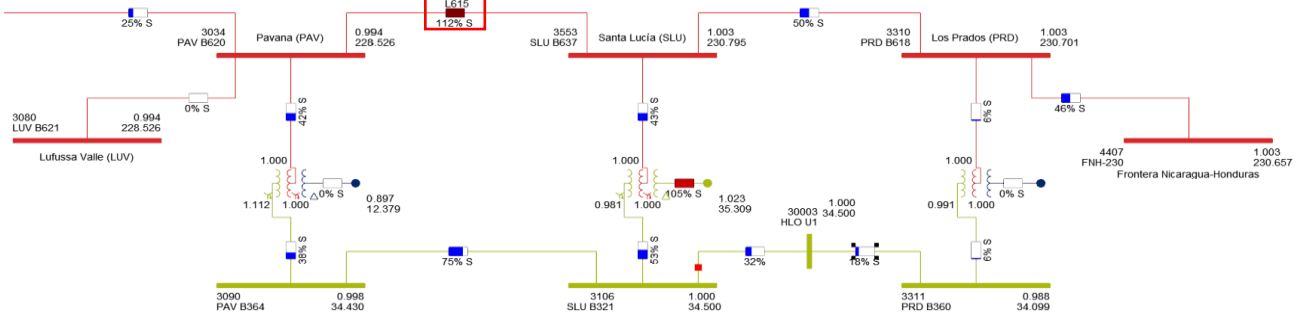
Figura 10. Condiciones operativas en la zona sur, demanda máxima diurna, temporada seca, sin transferencias regionales



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

Con el mismo escenario de demanda anteriormente mencionado, pero considerando el porteo de 300 MW de potencia desde Nicaragua, la cargabilidad de la línea L615 aumenta en 112%, según se ilustra en la Figura 11, lo cual representa un flujo de potencia de 291 MW circulando a través de esta línea, lo que implica un escenario de alta exigencia en las subestaciones de la zona y líneas asociadas.

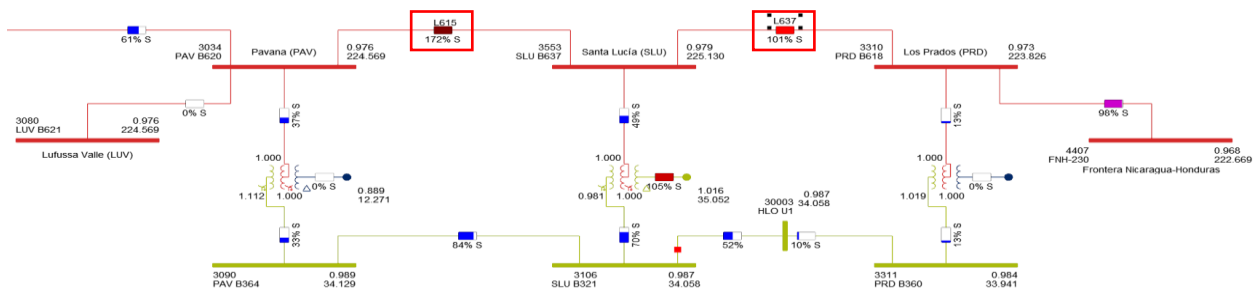
Figura 11. Condiciones operativas en la zona sur, demanda máxima diaria, temporada seca, porteo sur-norte



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

Por otro lado, si se presenta una contingencia en la línea L627, entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino (Nicaragua), son registradas sobrecargas de 172% y 101% en las líneas L615 y L637, respectivamente. Esta condición operativa es ilustrada en la Figura 12.

Figura 12. Condiciones operativas en la zona sur, demanda máxima diaria, temporada seca, porteo sur-norte, contingencia L627



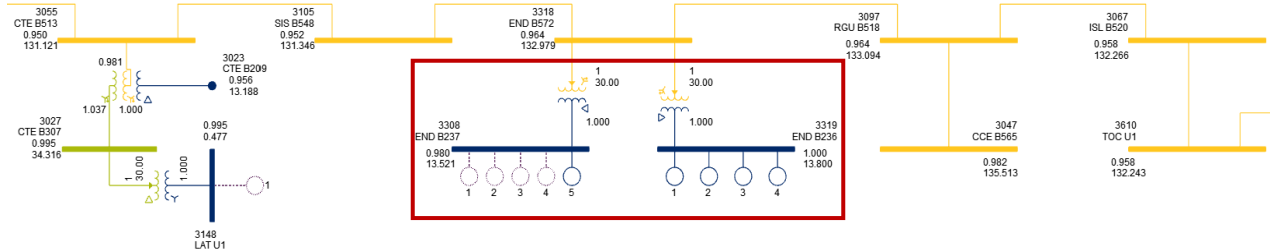
Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

La desconexión de la línea L615 ha implicado apagones en el sistema eléctrico nacional, afectando a toda la región y provocando una operación aislada de la red, lo que ha generado cortes de suministro en cada una de las áreas de control para satisfacer sus respectivas demandas.

3.3 Litoral Atlántico

Esta zona es energizada de forma radial mediante una línea de transmisión con longitud de 340 km, la cual se extiende desde la subestación Progreso hasta la subestación SHOL. La mayoría de la carga se concentra en las subestaciones Ceiba Térmica y San Isidro, debido a la longitud de la línea que transporta energía desde la subestación Progreso, la cual actualmente se encuentra con restricciones operativas, resulta necesaria la inyección de generación térmica forzada en la zona para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites establecidos. Esta condición se ilustra en la Figura 13, donde se observa que en la subestación La Ensenada (END) están cinco unidades de generación en operación para poder mantener los voltajes en la zona.

Figura 13. Condiciones operativas en la zona del Litoral Atlántico



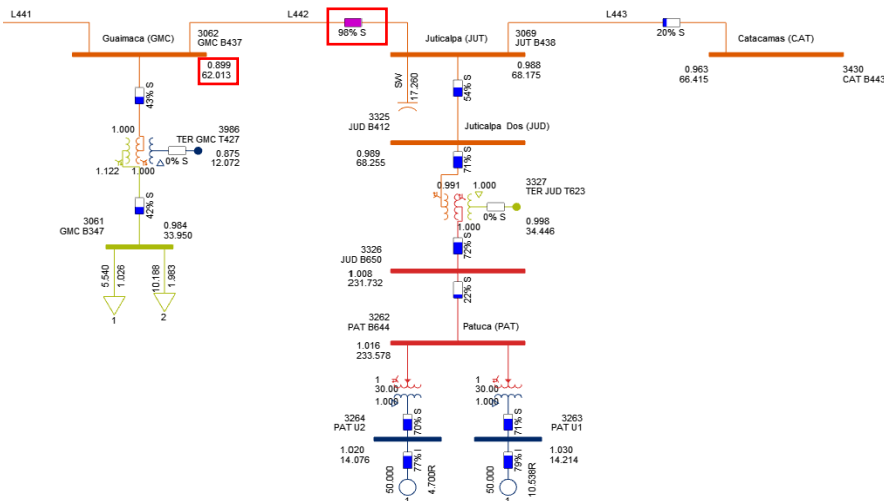
Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

3.4 Olancho

El circuito radial que energiza la zona de Olancho ha presentado limitaciones para poder abastecer la demanda. Este circuito opera en 69 kV y tiene una longitud alrededor de 194 km, presentando problemas de inestabilidad de tensión por lo que afecta el servicio eléctrico en dicha zona. Actualmente, esta zona cuenta con la central hidroeléctrica Patuca III con una capacidad instalada de 104 MW, pero por la longitud considerable del circuito y su capacidad térmica de 68 MVA, no es posible aprovechar a su totalidad la capacidad de generación de esta central, limitándose a una generación máxima de 77 MW.

Para un escenario de demanda máxima en estación húmeda, donde la central Patuca III cuenta con un alto recurso hidrológico, el despacho de la central a 100 MW provoca bajo voltaje en la subestación de Guaimaca y además la línea L442 se encuentra operando a 98% de su capacidad nominal, lo que compromete la operación confiable de la red en operación normal, según se ilustra en la Figura 14.

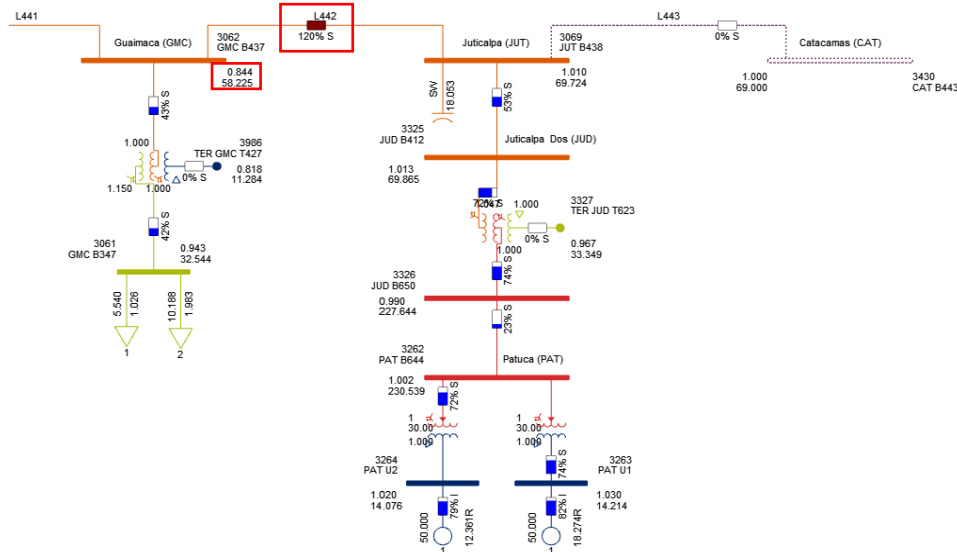
Figura 14. Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda, operación normal



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

Esta condición crítica se agrava ante la contingencia de la línea L443, según se ilustra en la Figura 15. Este escenario es causado por la pérdida de la carga de Catacamas, lo cual produce un aumento en el flujo de potencia transportado por la red de 69 kV. Esta situación impacta directamente en la línea L442, en la cual se alcanza un 20% de sobrecarga de su capacidad nominal y, por consiguiente, se obtiene una caída de tensión de alrededor del 5% en la subestación de Guaimaca.

Figura 15. Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda, contingencia L443



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

Por otro lado, la zona presenta el riesgo de inestabilidad angular al incrementar el despacho de las unidades en la central Patuca III. Ante una falla en la zona, existe el riesgo de pérdida de sincronismo de la central generadora debido, en gran medida, a la longitud del circuito radial en el que se encuentra. Además, en caso de una contingencia, la cual provoca la salida de operación de la central, existe el riesgo de sobrecarga en el transformador T509 de la subestación Santa Fe, dado que, gran parte de la demanda de Olancho debe ser suministrada desde dicha subestación.

3.5 Occidente

Esta zona está compuesta por las subestaciones de Santa Rosa, Níspero, Las Flores y Erandique, las cuales son energizadas únicamente por la línea de transmisión L429. Esta línea de transmisión, con capacidad de 68 MVA, inicia en la subestación de Cañaverál. Cuando se produce una contingencia en la línea L429, las subestaciones en la zona quedan desenergizadas. Debido a la antigüedad de la línea y la dificultad de acceso a su ruta, los tiempos de restablecimiento se prolongan.

Por lo tanto, es necesario iniciar un protocolo de arranque mediante una señal remota de la planta Geoplatañares, lo cual se logra enviando una señal de voltaje a través de un circuito de distribución conectado a la subestación de La Entrada L358. Este circuito se interconecta con el circuito de L337 en la subestación de Santa Rosa. Considerando la capacidad limitada de este vínculo, por ser un circuito de

distribución, no es posible atender toda la demanda en horarios de alto consumo y en algunas ocasiones no es posible sincronizar la planta de Geoplatanares.

3.6 Capacidad de transformación en el Distrito Central

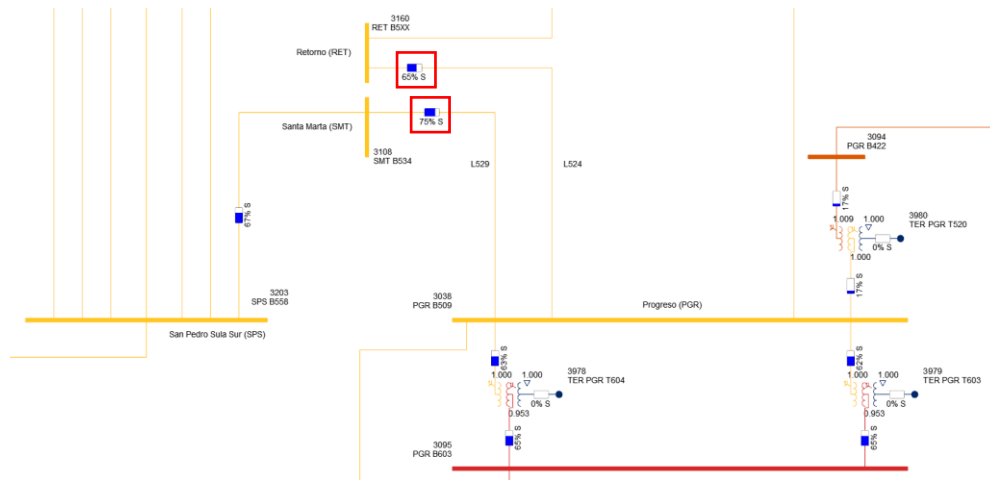
El Distrito Central cuenta con dos anillos, uno en 138 kV y otro en 69 kV, para suministrar la demanda en la zona. Adicionalmente, la subestación Toncontín contribuye al suministro de la demanda desde 230 kV. Esta configuración provoca un flujo de potencia elevado en los transformadores de transmisión de 230/138 kV y 138/69 kV de las subestaciones de Santa Fe, Suyapa y Toncontín. Agregado a esto, el crecimiento de la demanda para los próximos años incrementaría la cargabilidad de estos elementos, quedando expuestos a futuras sobrecargas.

3.7 Restricciones operativas en las líneas L524 y L529

Las líneas de transmisión L524, PGR-SMT, y L529, PGR-RET, operan en paralelo, conectando la subestación de Progreso con San Pedro Sula Sur, con una capacidad conjunta de 303 MVA. Ante la contingencia de una de ellas, el circuito restante se sobrecarga principalmente en escenarios de alta penetración solar. Dicha sobrecarga se produce debido al flujo transportado a través de estas líneas de transmisión, dado que son el principal enlace entre la red de 230 kV y la red de 138 kV en la zona norte del país. Además, a esta situación se le añade los requerimientos de reactivo en la zona norte, los cuales se ven afectados debido a la falta de potencia reactiva generada de manera local en escenarios de demanda máxima diurna.

En resumen, todos estos factores conllevan a que las líneas L524 y L529 se encuentren restringidas de manera conjunta en 170 MW. Por otra parte, esta restricción limita las importaciones con los demás países miembros del Mercado Eléctrico Regional (MER). En la Figura 16 se muestra la cargabilidad de 75% y 65% en las líneas L529 y L524, lo que refleja en estas aproximadamente 121 MW y 104 MW, respectivamente.

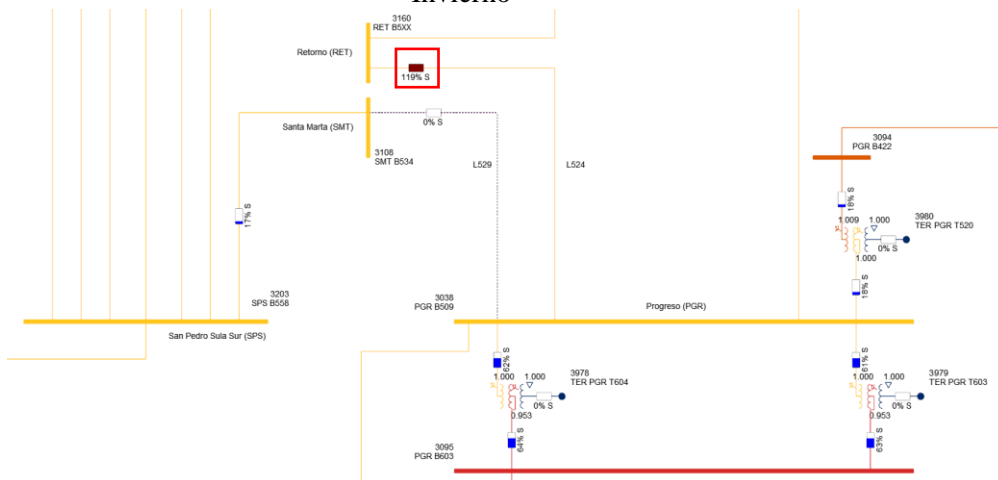
Figura 16. Flujo de carga en líneas L524 y L529 ante operación normal, considerando un escenario de demanda máxima diurna de invierno



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

En la Figura 17 se observa que ante la contingencia de la línea L529, la línea L524 presenta un nivel de sobrecarga del 119% con un flujo de potencia de 195 MW, implicando en una limitación en condición normal tal que, ante el disparo de una de estas líneas, no se sobrecargue la línea restante.

Figura 17. Flujo de Carga Ante Contingencia de la Línea L529 en Escenario de Demanda Máxima Diurna de Invierno



Fuente: Elaboración con información propia a partir de simulaciones realizadas

3.8 Máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional

La mínima capacidad operativa de intercambio internacional entre cualquier par de países miembros del MER debe mantenerse constante en 300 MW tanto para importación como exportación. El Ente Operador Regional (EOR), en colaboración con los países del SER, tiene la responsabilidad de calcular mensualmente las capacidades máximas de transferencia de energía entre las áreas de control. Este estudio implica un proceso para determinar las capacidades individuales de importación, exportación y porteo para cada país miembro. Dicho proceso emplea una serie de criterios como referencia para establecer tal valor máximo de transferencia.

La potencia máxima transferible se evalúa, bajo contingencia simple, previo a la ocurrencia de sobrecargas y problemas en los niveles de tensión en los elementos de transmisión del área de control. Dentro del estudio de máximas transferencias son considerados diferentes escenarios de demanda regional, tales como demanda máxima, media y mínima. Para estos escenarios se determina la máxima capacidad para transferir en los casos de importación sur-norte, porteo sur-norte, porteo norte-sur, exportación norte-sur, importación desde El Salvador, exportación hacia El Salvador, importación desde Guatemala y exportación hacia Guatemala.

Dadas las restricciones actuales en la red de transmisión nacional, no siempre es posible cumplir con los criterios mínimos establecidos en todos los casos. Las importaciones se ven particularmente afectadas durante la demanda regional media y la principal limitación se relaciona con la contingencia de las líneas de transmisión L524 o L529. Por otro lado, en el caso de las exportaciones, las transferencias están más limitadas durante la demanda máxima regional, dado que deben ser despachadas en su totalidad las centrales térmicas de la zona norte. Agregado a esto, si se produce una contingencia en alguno de los circuitos L526 o L527, se generan sobrecargas en la línea L512, CHM-LVI-BER.

En relación con el porteo de sur a norte, las transferencias se ven restringidas en el caso de contingencia en la línea L627, entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua, debido a la sobrecarga en las líneas L615 PAV-SLU y L637 PRD-SLU. En el Anexo A.4 se proporcionan las capacidades operativas de transferencia de potencia de Honduras tanto para el año 2022 como para los registros parciales de 2023, los cuales son mostrados para los diferentes casos de importación, exportación y porteo.

4. Premisas y criterios de planificación

Para llevar a cabo el proceso de planificación de manera efectiva y, como resultado, identificar las expansiones de transmisión necesarias para atender aspectos económicos, el crecimiento de la demanda y la generación, el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo, mejora en la calidad de distribución y además garantizar las transferencias regionales a lo largo del horizonte de planificación, este capítulo presenta las premisas y criterios que se han establecido como parámetros esenciales de entrada para este proceso.

4.1 Horizonte de planificación

El horizonte de planificación comprende un período de diez años, desde enero de 2024 hasta diciembre de 2033. Dentro de este horizonte se considera la proyección del crecimiento de la demanda, las incorporaciones al parque de generación que actualmente se encuentran en desarrollo, los resultados encontrados en el PIEG 2024-2033, los proyectos de transmisión en ejecución y obras candidatas para expandir la red de transmisión las cuales serán seleccionadas mediante la solución de un algoritmo de optimización, verificación de cumplimientos de CCSDM y mejora a la calidad de distribución.

4.2 Costos de inversión de proyectos de transmisión

Para determinar los costos de inversión de los proyectos considerados en el presente estudio de planificación, se utilizan principalmente los insumos obtenidos de la consultoría de estimación de costos de obras de transmisión realizada al CND [3]. Dicha consultoría tuvo como propósito actualizar las referencias utilizadas para estimar las inversiones necesarias para llevar a cabo proyectos en la red de transmisión.

El catálogo de costos de inversión incluye costos de nuevas líneas de transmisión con aislamiento para diferentes niveles de tensión, las cuales pueden ser montadas sobre distintas estructuras. Además, se cuenta con costos referenciales para repotenciación de líneas de transmisión existentes, transformadores de potencia, equipos de compensación, costos de inversión para equipos a instalar en subestaciones eléctricas, como ser bahías en diferentes arreglos, entre otros. Para la construcción de nuevas subestaciones, se toma como referencia los costos globales compartidos por la ENEE en el año 2020.

Dentro de la cadena del costo paramétrico de las líneas de transmisión, se incluye el suministro de materiales, construcción y montaje, ingeniería, servidumbre, inspección y administración de la construcción. En cuanto a las bahías de subestación, se considera que los costos paramétricos incluyen dispositivos de interrupción, transformadores de potencia, equipos de protección, control, comunicación y supervisión, estructuras metálicas para barras, protección contra descargas atmosféricas y sistemas de tierras. En ambos casos, líneas de transmisión y obras de subestaciones, se incluye el costo de las obras civiles y adquisición de terrenos necesarios para el desarrollo de los proyectos en cuestión.

Es importante esclarecer que los costos de inversión detallados para los proyectos de expansión de la red de transmisión son valores basados en estimaciones, las cuales tienen como referencia costos de desarrollo de proyectos en la región y el país. En ese sentido, estos costos podrían diferir de los costos

incurridos en la ejecución de las respectivas obras de inversión y de los costos relacionados con futuras licitaciones. Por otro lado, se resalta que, para caracterizar de forma técnica y económica las líneas de transmisión, se estiman trazas indicativas, las cuales pueden sufrir alteraciones cuando las condiciones reales en el campo son evaluadas. Por lo tanto, las estimaciones realizadas son tomadas como métricas, la cuales son utilizadas para identificar las mejores obras que deben ser incorporadas para expandir la red de transmisión, cumpliendo con criterios técnicos y económicos.

4.3 Consideraciones constructivas de los proyectos de transmisión

Con el objetivo de modelar de forma adecuada las características eléctricas de las líneas de transmisión a incorporarse en la red, es necesario considerar las propiedades de los conductores, tomando en cuenta sus especificaciones técnicas para los diferentes niveles de tensión. Es importante resaltar que existe una amplia cartera de opciones de conductores disponibles en el mercado, por lo que, además de las opciones estudiadas en el presente plan, otras alternativas pueden ser exploradas para la construcción de los proyectos de transmisión. Sin embargo, dichas alternativas deben mantener las capacidades térmicas equivalentes o superiores a las descritas en este informe, sin incurrir en un aumento significativo en los costos de inversión respecto a los conductores propuestos.

Entre las consideraciones, se contemplan diferentes arreglos en función del tipo de proyecto a desarrollar, para enlaces nuevos en 230 kV se utilizan principalmente dos tipos de arreglo, uno con conductor ACSR Flicker 477 MCM en arreglo de doble conductor por fase, esta configuración permite transportar 455 MVA por circuito en operación normal. Para el segundo arreglo, se utiliza el conductor ACSR Condor 795 MCM en configuración de un conductor por fase, este arreglo permite transportar hasta 317 MVA por circuito, operando en condiciones normales. Para mayor detalle, en el pie de la Tabla A-1 del Anexo A.1 se describen las consideraciones para calcular la capacidad en MVA de las líneas de transmisión.

Para el caso de 138 kV se contempla el uso de tres arreglos principales. El primero utiliza un conductor ACSR Condor 795 MCM en configuración de un conductor por fase, este arreglo permite transportar 187 MVA por circuito en operación normal. El segundo arreglo consiste en un conductor ACSR Flicker 477 MCM en conductor sencillo por fase, el cual permite transportar 151 MVA. El tercer arreglo en 138 kV consiste en el mismo conductor, ACSR Flicker 477 MCM, en doble conductor por fase, lo cual permite transportar 300 MVA por circuito en operación normal. Para 69 kV solamente se considera el uso de conductor ACSR Flicker 477 MCM en configuración de un conductor por fase, este arreglo permite transportar 68 MVA en operación normal. En el Anexo B se muestran los tiempos constructivos mínimos para las líneas de transmisión en los diferentes niveles de tensión considerados.

En el caso de extensión de una línea existente para la interconexión de una subestación nueva, se utilizará tanto en modelado eléctrico como en estimación de costos, el mismo conductor de la línea existente, esto para evitar incompatibilidad del conductor nuevo con el conductor existente en la red. En cuanto a la repotenciación de líneas existentes no se dispone de un tipo de conductor o arreglo particular, dado que el nuevo conductor deberá contar con un peso menor al del conductor existente y la tensión máxima a utilizar no debe exceder la tensión mecánica del conductor original.

En general, para casos de repotenciación se sugiere la consideración de conductores de tipo ACAR, debido a que estos pueden operar a temperaturas más elevadas y tienen un peso menor al de los conductores ACSR actualmente instalados en el sistema. Se menciona que es necesario estudiar el libramiento de las estructuras existentes, dado que es esperable que la flecha de conductores operando a mayor temperatura sea mayor a la flecha de diseño original de las estructuras existentes.

Una consideración adicional es la capacidad seleccionada para los transformadores de transmisión. En general se propone colocar transformadores con capacidad similar a la suma de las líneas de transmisión que alimentan dicho elemento. Por ejemplo, si un transformador se utiliza para alimentar un elemento en 69 kV con capacidad de 68 MVA, el transformador sugerido debe tener una capacidad de 75 MVA, debido a que un transformador con mayor capacidad estaría sobredimensionado, ya que el enlace completo se vería limitado por la capacidad de la línea de transmisión y no por el transformador de potencia asociado. En general, para transformadores cuyo lado de baja tensión sea en 69 kV se utilizan transformadores de 75 MVA, para elementos cuyo lado de baja tensión es 138 kV se sugiere transformadores de 150 MVA. Es importante mencionar que esta consideración podría modificarse en casos particulares, debido a la topología de la red que alimenta dichos elementos.

Dentro de los costos de nuevas subestaciones se incluye el costo del terreno, las calles de acceso, la adecuación del terreno, el cableado de yarda, la casa de control, el servicio propio, los servicios auxiliares y banco de baterías, la caseta de vigilancia, las comunicaciones y el HMI. Mientras que los costos asociados a las bahías de líneas y transformadores contemplan los costos de adquisición y montaje de cuchillas, aisladores, interruptores, transformadores de potencial y corriente, tableros de control y protecciones, el costo de obra civil, la supervisión e ingeniería, entre otros.

Para estimar los costos de las bahías en subestaciones nuevas, se considera como premisas generales, que para elementos en 69 kV se utiliza una configuración de barra sencilla (BS); para elementos en 138 kV, se considera un arreglo de doble barra (BP + BA), mientras que, para elementos en 230 kV se asume una configuración de interruptor y medio (INT. Y MEDIO). Los costos de bahía en configuración de interruptor y medio varían dependiendo si se conecta uno o dos alimentadores, debido a la diferencia en la cantidad de elementos que lo componen.

En el caso de ampliaciones a subestaciones existentes en cualquiera de los niveles de tensión mencionados, se considera los costos de las bahías según el tipo de configuración de la subestación. Los arreglos existentes, adicionales a los mencionados en el párrafo previo, son barra principal y barra de transferencia (BP+BT) y anillo (AN).

4.4 Proyección de demanda

La ENEE elabora la proyección de la demanda teniendo en cuenta los diversos sectores del país, como residencial, comercial, grandes y medianos industriales, entre otros consumidores. Para realizar esta proyección, se emplean técnicas, las cuales involucran el análisis de tendencia, análisis econométricos, algoritmos duales, evaluaciones de expertos, o una combinación estratégica de todas estas técnicas. La

implementación de estas técnicas tiene como objetivo estimar el consumo de cada sector para un horizonte de largo plazo.

Para la proyección de la demanda de potencia en los diferentes escenarios, se aplican las tasas de crecimiento anual de la proyección de demanda elaborada por la ENEE utilizando como año base los valores de demanda del año 2022. En resumen, las tasas de crecimiento consideradas en cada año se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Proyección de demanda con tasas de crecimiento del escenario base ENEE

Año	Demanda máxima [MW]	Tasa de crecimiento [%]
2022	1,809.05	
2023	1,870.70	3.41%
2024	1,935.78	3.48%
2025	2,005.67	3.61%
2026	2,076.92	3.55%
2027	2,154.42	3.73%
2028	2,237.45	3.85%
2029	2,321.94	3.78%
2030	2,413.21	3.93%
2031	2,510.64	4.04%
2032	2,614.53	4.14%
2033	2,725.93	4.26%

Fuente: Elaboración con información propia del CND y ENEE

4.5 Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo

Para verificar las condiciones operativas actuales y los efectos en el largo plazo de las expansiones de transmisión, se toman en cuenta los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimos establecidos en la regulación. Los CCSDM corresponden a parámetros dentro de los cuales deben mantenerse las variables operativas del sistema. Estos criterios son los requerimientos mínimos que permiten operar el sistema de forma segura ante eventualidades en la red. La verificación del cumplimiento de estos se realiza en cada uno de los escenarios de operación definidos.

Para la aplicación de los CCSDM se consideran dos condiciones de operación, la primera denominada condición N, en la cual todos los elementos de transmisión actuales y previstos se encuentran operativos. Mientras que, la segunda condición N-1 considera la contingencia simple de alguno de los elementos del sistema de transmisión. Los parámetros mínimos en condición N-1 pueden clasificarse en función de la duración de esta condición. En la Tabla 4 y Tabla 5 se resumen, respectivamente, los límites establecidos para los niveles de voltaje en los nodos del sistema de transmisión y para el flujo máximo de potencia en los elementos del sistema de transmisión.

Tabla 4. Rangos de voltaje permitidos bajo distintas condiciones operativas

Estado	Desviación máxima de voltaje [%]	Duración
Operación normal	±5	Permanente
Contingencia	±7	5 horas
Contingencia	±10	15 minutos

Fuente: Norma Técnica de Programación de la Operación [4]

Tabla 5. Flujo de potencia máximo permitido bajo distintas condiciones operativas

Estado	Flujo máximo en elemento [%]	Duración
Operación normal	100%	Permanente
Contingencia	105%	5 horas
Contingencia	110%	30 minutos

Fuente: Norma Técnica de Programación de la Operación [4]

En el presente plan de expansión se establece la utilización de los criterios de voltaje y sobrecarga de larga duración para la condición N-1. Es decir, bajo un estado de operación en contingencia, el voltaje debe encontrarse en un rango de $\pm 7\%$ del voltaje nominal y las sobrecargas no deben superar el 5% del límite máximo del elemento.

4.6 Escenarios operativos modelados

Para llevar a cabo estudios eléctricos, es esencial representar condiciones operativas que sean típicas, pero de alta exigencia en la red de transmisión. Para lograr esto, se consideran diversos escenarios que abarcan la demanda máxima y mínima estacional en cada uno de los años del horizonte de estudio, que se extiende desde 2024 hasta 2033. Estos escenarios se diferencian en función de las condiciones de demanda máxima durante el día, donde se observa una alta penetración de fuentes de energía renovable variable, principalmente energía solar fotovoltaica, junto con una contribución menor de centrales eólicas. Adicionalmente, se contempla la situación de demanda máxima durante la noche, en la cual resulta necesario el despacho de centrales térmicas debido a la falta de generación solar y al limitado recurso eólico disponible en ese momento.

Por otro lado, se considera un escenario que representa la demanda mínima, correspondiente a las horas de la madrugada. Durante este período se requiere una cantidad reducida de unidades de generación en funcionamiento en el sistema eléctrico y se registra una elevada contribución de las centrales eólicas. Es importante destacar que se realiza una distinción por estaciones del año, considerando el mes de abril para la operación durante la estación seca y el mes de octubre para la estación húmeda.

La Tabla 6 resume los escenarios de operación utilizados en los estudios eléctricos. Para un escenario de demanda máxima diurna se utiliza la proyección horaria de demanda correspondiente a las 11:00 AM, para el caso de demanda máxima nocturna se utiliza la demanda esperada a las 7:00 PM, mientras que el escenario de demanda mínima corresponde a la demanda de las 4:00 AM.

Tabla 6. Escenarios de operación para estudios eléctricos

Estación	Demanda	Escenario	Año									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Máxima diurna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Seca	Máxima nocturna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Mínima nocturna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Máxima diurna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Húmeda	Máxima nocturna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Mínima nocturna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: Elaboración propia

4.6.1 Tasa de descuento para obras de transmisión

En el presente plan se utiliza una tasa de descuento real de 8.3%, la cual es aplicable a la actividad de transmisión en Honduras y fue obtenida de un estudio elaborado en el año 2018 por la firma argentina Mercados Energéticos Consultores para la CREE [5]. El propósito de dicho estudio fue determinar la tasa de descuento tanto para la actividad de generación como de transmisión de energía eléctrica en Honduras y el resto de los países miembro del MER. Este estudio considera que ambas actividades suelen ser financiadas con capital propio y con endeudamiento. La metodología aplicada para la obtención de la tasa de descuento se basa en los modelos *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* y *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, determinando el costo de capital propio y de endeudamiento para posteriormente ser ponderados a fin de encontrar el costo de capital.

La tasa de descuento es un parámetro económico que le permite a los programas de planificación anualizar los costos de inversión de los proyectos de expansión y llevar los valores de costos de las distintas etapas de tiempo para el mismo horizonte [6].

4.6.2 Expansión de la generación indicativa

Para el análisis de expansión de la red de transmisión, en los escenarios de operación del presente plan se modela la propuesta de expansión para el parque de generación encontrada en el PIEG 2024 – 2033, dichas propuestas de expansión son localizadas en diferentes puntos de conexión basados en el potencial del recurso renovable y rutas de acceso para el abastecimiento de combustible. Las adiciones decididas al parque de generación se resumen en la Tabla 7. La fecha de entrada en operación comercial que se muestra es de carácter indicativa y se establece en función de la información proporcionada por la ENEE o por el mismo desarrollador del proyecto de generación.

Tabla 7. Centrales de generación en desarrollo

Proyecto	Empresa	Tecnología	Capacidad [MW]	Potencia firme [MW]	Contrato de suministro	Fecha de entrada en operación comercial	Ubicación
El Tornillito	Hidroeléctrica El Volcán S.A. de C.V.	Hidroeléctrica	198	31	087-2010	Ene-2026	Santa Bárbara

Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

Para la generación futura, tanto indicativa como en desarrollo, se presenta la Tabla 8, la cual muestra el cronograma de capacidad instalada para cada tipo de tecnología encontrada en la solución del plan de expansión de la generación.

Tabla 8. Cronograma de expansión indicativa de la generación

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Motor diésel*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de diésel*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	500	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	220	50	50	90	-	-	50	100
Eólica + Batería	-	-	-	220	-	100	-	-	50	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	98	173	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	-	50	-	-	50	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Nota: Estas son centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Se considera el retiro de las centrales generadoras térmicas que han finalizado sus contratos de suministro, se encuentran en el mercado de oportunidad y llevan varios años en funcionamiento. Este retiro se plantea para el año 2027, fecha en la que podrían ingresar en el sistema centrales térmicas de gran tamaño y bajo costo operativo. Además, se plantea el retiro de las centrales Enersa y Lufussa III para el

año 2030, dos años después de la finalización de sus contratos de suministro, asumiendo que durante ese tiempo podrían operar en el mercado de oportunidad. Es importante mencionar que, en esa fecha, ambas centrales contarían con más de 25 años de existencia desde su puesta en marcha. Asimismo, la central de generación Co-Enersa se retira debido a su dependencia directa de la central Enersa. Esta información se resume en la Tabla 9.

Por otro lado, no se contempla el retiro de la central Ensenada, dado que su contrato vencerá en el año 2031. De igual forma que Enersa y Lufussa III, se asume que seguirá operando en el mercado de oportunidad. Por su parte la central Becosa no será retirada, ya que, aunque su contrato finaliza en el año 2026, no superará los 30 años de funcionamiento desde su puesta en marcha al final en el horizonte de estudio.

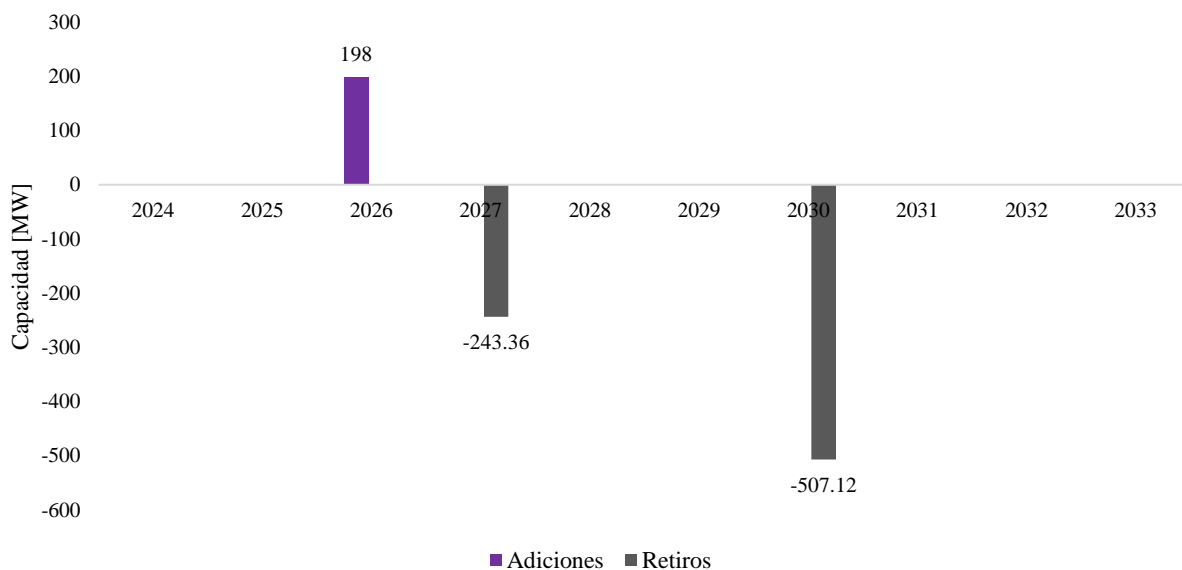
Tabla 9. Retiros del parque de generación para el período 2024 - 2033

Central generadora	Tecnología	Capacidad [MW]	Fecha de retiro
Elcosa	Térmica a base de búnker	80.28	Ene-27
Emce Choloma	Térmica a base de búnker	46.74	Ene-27
Lufussa Valle	Térmica a base de búnker	82.66	Ene-27
Laeisz Juticalpa	Térmica a base de diésel	14.46	Ene-27
Laeisz Ceiba Térmica	Térmica a base de diésel	19.22	Ene-27
Lufussa III	Térmica a base de búnker	249.01	Abr-2030
Enersa	Térmica a base de búnker	245.67	May-2030
Enersa Co Generación	Cogeneración	12.44	May-2030

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

A continuación, se presenta la Figura 18, donde se ilustra las adiciones y retiros del parque de generación durante el período 2024 – 2033. Para efectos de referencia, las adiciones son presentadas en el eje positivo de la figura, mientras los retiros se muestran en el eje negativo.

Figura 18. Adiciones y retiros del parque de generación, período 2024 - 2033



Fuente: Elaboración propia con información de CND y ENEE

5. Planificación de la expansión de la red de transmisión

Posterior a la obtención del plan indicativo de expansión de la generación, es necesario realizar el estudio de expansión de la red de transmisión para identificar obras que garanticen la capacidad de transporte de energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo. Estas obras deben atender tanto el criterio de mínimo costo de inversión como el aumento de la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, este capítulo busca describir las herramientas computacionales que facilitan el estudio de planificación y el proceso realizado.

5.1 Descripción de las herramientas computacionales

La primera herramienta utilizada para determinar la expansión de la red es el módulo OptNet del programa NetPlan, el cual se integra con la herramienta SDDP que simula la operación del sistema. NetPlan es un programa computacional especializado para la planificación de la transmisión, desarrollado por la firma brasileña PSR y con su módulo OptNet es posible realizar análisis de expansiones de líneas de transmisión y transformadores de potencia en la red de alta tensión utilizando un modelo linealizado para representar el flujo de potencia [7].

El módulo OptNet determina refuerzos de mínimo costo, que permitan suministrar la demanda eléctrica en el horizonte de planificación para distintos escenarios de despacho óptimo, previniendo sobrecargas basadas en los candidatos potenciales preestablecidos. Esta herramienta toma como entrada, los despachos obtenidos de las simulaciones de la expansión de la generación [7], [8].

Para realizar estudios eléctricos mediante el análisis de flujo de potencia, se utiliza el programa PSSE de Siemens-PTI, el cual permite evaluar redes eléctricas trifásicas en corriente alterna. Esta herramienta realiza flujos de potencia AC para distintos escenarios de generación y demanda. Además, PSSE permite analizar los efectos de contingencias en los elementos de la red. De requerir estudios eléctricos adicionales, con dicha herramienta es posible efectuar estudios de estabilidad de voltaje verificando la disponibilidad de reserva reactiva mediante curvas QV para los nodos del sistema de transmisión, análisis dinámicos de la red verificando su comportamiento dentro de los segundos iniciales posteriores a una perturbación y estudios de cortocircuito para determinar variaciones de las corrientes de falla considerando cambios de topología de la red y nuevas incorporaciones de generación [9].

Asociado a la herramienta PSSE, se utiliza el complemento LineProp, el cual permite calcular los parámetros eléctricos de una línea de transmisión. Para esto, se requiere del arreglo de los conductores, cantidad de conductores por fase, tipo de conductor, tipo de hilo de guarda e información básica. Esta herramienta proporciona la información de impedancia y susceptancia, en secuencia positiva y cero, de las líneas de transmisión para el nivel de tensión deseado.

5.2 Proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión

Inicialmente, a partir de información histórica y eventos relevantes ocurridos en el sistema, se estima la condición actual de la red de transmisión, mediante la identificación de las limitaciones en la red para satisfacer la demanda eléctrica. En seguida, se identifican sobrecargas en el sistema durante la operación normal, considerando el crecimiento de la demanda en el período de estudio. Las sobrecargas son estimadas bajo un despacho óptimo, el cual se obtiene mediante la solución de un modelo lineal de flujo de potencia, donde únicamente se considera las restricciones operativas más relevantes del sistema. Una vez detectadas estas sobrecargas, se conforma un conjunto de proyectos candidatos tomando en cuenta sus respectivos costos, los tiempos de construcción de nuevas líneas de transmisión, subestaciones y la modernización de líneas existentes. Una vez definida esta cartera de proyectos, se utiliza el modelo de optimización OptNet para minimizar los costos de inversión y determinar el cronograma óptimo de obras de expansión, identificando el año de entrada en operación de cada proyecto.

Después de obtener los proyectos de expansión mediante la solución del modelo de optimización, se realiza una evaluación del sistema bajo condiciones de operación normal y en contingencia simple, utilizando la herramienta computacional PSSE para determinar el flujo de potencia AC. Con la solución obtenida, se evalúan los CCSDM. En caso de que estos criterios no sean atendidos, se procede a evaluar proyectos de transmisión adicionales para garantizar la operación segura de la red. Estos proyectos son seleccionados en función tanto de sus costos de inversión como del cumplimiento de los CCSDM en condiciones de operación normal y contingencia. Dentro de estos proyectos, se incluyen líneas de transmisión, repotenciación de líneas existentes o equipos de compensación reactiva. Es importante destacar que, mediante el análisis de flujo de potencia, es posible modificar el cronograma de proyectos, siempre que sea factible desde el punto de vista constructivo.

El plan de expansión de la red de transmisión también incluye las obras de transmisión que ya están en ejecución y se complementa con proyectos destinados a mejorar la calidad del servicio eléctrico en la red de distribución. Estos proyectos se detallan como una categoría independiente dado su fecha definida de entrada en operación. Es necesario mencionar que los costos de inversión descritos en este plan de expansión se refieren exclusivamente a obras en el sistema de transmisión, incluyendo aquellas que permitirían ampliaciones en el sistema de distribución para mejorar la calidad del servicio eléctrico y las obras que facilitarían la conexión de generadores de gran escala de manera más eficiente, considerando el plan indicativo de expansión de la generación previamente propuesto.

En resumen, el proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión nacional, en el horizonte de estudio, es definido por la ejecución de tres etapas secuenciales:

- I. Expansión optimizada;
- II. Ampliaciones para cumplimiento de los CCSDM;
- III. Ampliaciones para la mejora de la calidad de servicio de distribución.

Las siguientes subsecciones describen en detalle cada una de estas etapas.

5.2.1 Expansión optimizada

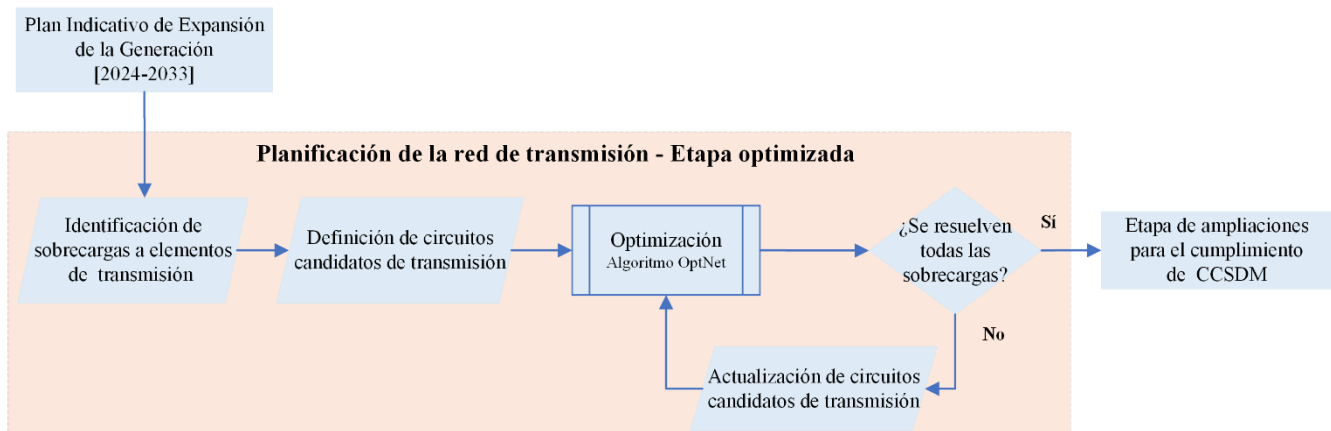
Una vez que se ha obtenido el escenario de expansión indicativo de generación de mínimo costo, se inicia la etapa de expansión optimizada. El propósito principal de esta etapa es abordar las congestiones que se producen en la red de transmisión durante la operación normal, sin considerar situaciones de contingencia. Estas congestiones pueden tener múltiples orígenes, incluyendo limitaciones actuales en la red de transmisión, congestiones resultantes de los proyectos indicativos de generación y futuras congestiones debido al crecimiento de la demanda.

Para llevar a cabo esta etapa, se utiliza el algoritmo de OptNet, el cual identifica los nuevos circuitos de transmisión de menor costo, los cuales permiten eliminar las sobrecargas en la red. Para esto, se genera un conjunto de proyectos candidatos de expansión que tienen la capacidad de aliviar las sobrecargas en el momento en que son detectadas por el programa. A continuación, se describe el conjunto de pasos para obtener el cronograma de inversión óptimo:

- I. Ejecución operativa con la red de transmisión existente, incluyendo las obras de transmisión en desarrollo;
- II. Identificación de sobrecargas en la red de transmisión;
- III. Definición de circuitos candidatos de transmisión que eliminen las sobrecargas identificadas;
- IV. Ejecución del OptNet para obtener un cronograma de inversiones óptimo;
- V. Posteriormente se realiza una verificación en caso de existir sobrecargas, se actualiza la lista de circuitos candidatos y se repiten los pasos (iv) y (v) de manera iterativa hasta aliviar las sobrecargas.

La Figura 19 presenta el flujograma de las fases involucradas en la etapa de expansión optimizada de la red de transmisión.

Figura 19. Flujograma de etapa de expansión optimizada de la transmisión



Fuente: Elaboración propia

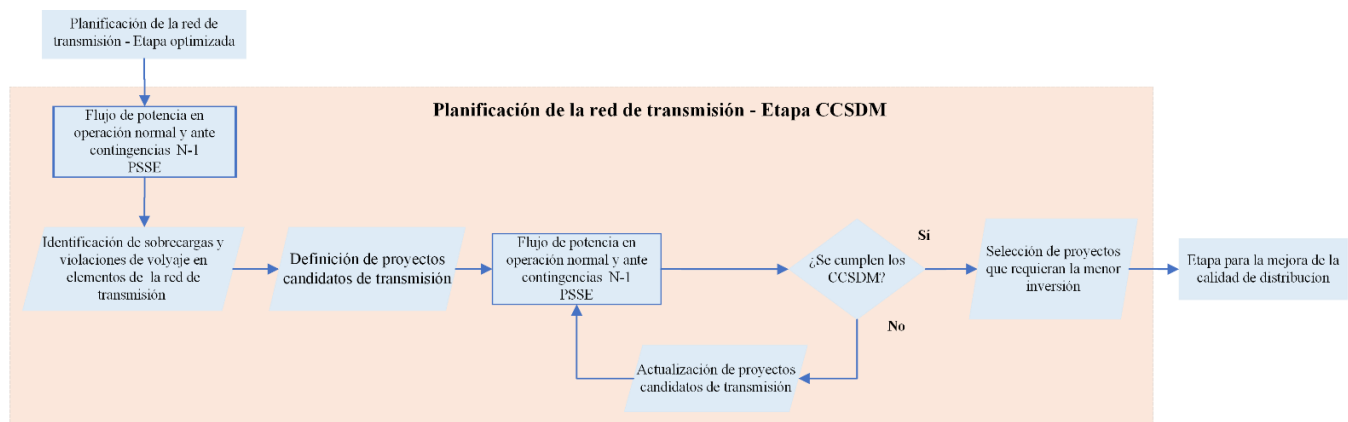
5.2.2 Ampliaciones para cumplimiento de CCSDM

Con el cronograma de obras de expansión para la red de transmisión, obtenido en la etapa optimizada, se procede a identificar los elementos adicionales de transmisión necesarios para garantizar el cumplimiento de los CCSDM establecidos por la regulación. Para llevar a cabo esta evaluación, se realizan estudios eléctricos para cada escenario del horizonte de estudio, utilizando la herramienta de análisis de sistemas de potencia PSSE, procedimiento descrito en la Sección 4.5.

Estos estudios eléctricos comprenden el análisis de flujos de potencia tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia simple (N-1). El propósito consiste en evaluar el comportamiento del cronograma de adiciones previamente planificado en términos de calidad y seguridad del suministro eléctrico. Además, en esta etapa se realizan estudios de estabilidad de voltaje en estado estacional y análisis de cortocircuito.

En resumen, esta fase de evaluación garantiza que el plan de expansión de la red de transmisión no solo cumpla con la operación normal del sistema evaluada en la etapa optimizada, sino que se ajuste rigurosamente a diferentes escenarios de operación del sistema, incluyendo casos de transferencia de potencia entre las diferentes áreas de control. El flujograma del proceso implementado para la etapa de cumplimiento de CCSDM es presentado en la Figura 20.

Figura 20. Flujograma de etapa de expansión para el cumplimiento de los CCSDM



Fuente: Elaboración propia

5.2.3 Ampliaciones para la mejora de la calidad de servicio de distribución.

Las obras de transmisión no son el único enfoque del plan de expansión, ya que también se consideran una serie de proyectos que influyen en la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución. Estos proyectos involucran inversiones en el nivel de transmisión que son necesarias para establecer nuevas subestaciones eléctricas destinadas al suministro de carga en distribución. En otras palabras, no solo se busca mejorar la confiabilidad del sistema a nivel de transmisión, sino que también se busca garantizar la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares requeridos para satisfacer las necesidades de los consumidores finales.

6. Plan de expansión de la red de transmisión

En este capítulo se presenta una descripción de los proyectos de expansión que están en desarrollo, los proyectos de transmisión obtenidos como resultado de implementar el proceso de planificación. Este proceso detalla tanto los proyectos obtenidos en la fase optimizable como en la fase por cumplimiento de criterios.

6.1 Proyectos de expansión en desarrollo

En esta sección, se presenta de forma detallada la información de las obras de transmisión y distribución que están en desarrollo. Dicha información fue obtenida por parte de la ENEE en enero del 2023. Estos proyectos tienen un impacto significativo en el sistema eléctrico nacional al incrementar la capacidad de transporte hacia la zona norte del país y, además, estos fortalecen la reserva reactiva del sistema. Estos refuerzos representan un paso fundamental en la mejora de la confiabilidad de la red, beneficiando en la calidad del suministro eléctrico.

6.1.1 Construcción de línea de transmisión San Pedro Sula – San Buenaventura en 230 kV y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura

El proyecto consiste en la ampliación de las subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura, más la construcción de la línea de transmisión en 230 kV entre ambas subestaciones. En la subestación San Pedro Sula Sur se contempla la construcción de dos bahías en 230 kV. Una de las bahías es completa en interruptor y medio con salida para dos alimentadores para conectar la nueva línea hacia la subestación San Buenaventura. Se contempla, otro alimentador para conectar uno de los transformadores de potencia de 230/138kV de 150 MVA, un segundo campo de media bahía en 230 kV para conectar el otro transformador de potencia de 150 MVA, 230/138 kV. En total, se conectan dos transformadores de 230/138 kV, 150 MVA, con terciario en 13.8 kV.

En el lado de 138 kV se construirán dos medias bahías con dos interruptores cada una para conectar cada transformador de potencia de 150 MVA. En la subestación San Buenaventura se realiza la construcción de media bahía en 230 kV con solo dos interruptores para el punto de conexión de la línea en 230 kV hacia la subestación San Pedro Sula Sur. Con aproximadamente 46.85 km de longitud, se construye la línea de transmisión en 230 kV en doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM.

Esta obra tiene como principal objetivo crear un segundo vínculo entre las redes de 230 y 138 kV en el área norte, actualmente solo se cuenta con un vínculo ubicado en la subestación de Progreso. Además, con esta obra se mejora la confiabilidad del sistema ante contingencia simple, dado que ahora se contará con 5 transformadores de 230/138/13.8 kV de 150MVA en la zona norte y un aumento de capacidad, lo cual se podría reflejar en transacciones de potencia regionales por el sistema de nacional.

6.1.2 Construcción de línea de transmisión Miraflores – Laínez en 138 kV y ampliación de subestaciones Miraflores y Laínez

Actualmente, la subestación de Miraflores opera en derivación conectada a la línea L553 entre las subestaciones Cañada y Suyapa. Con la ampliación de la subestación se realiza la construcción de un anillo compuesto por cinco alimentadores. Esta configuración permitirá la conexión segura de todos los elementos conectados a la subestación y la conexión de un nuevo transformador 138/13.8 kV de 50 MVA. Adicionalmente, se está ejecutando la construcción de una línea de transmisión en 138 kV para enlazar las subestaciones Miraflores y Laínez. La línea está siendo construida en postes de concreto con una longitud de 4 km, operando en circuito sencillo con un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM. Cabe destacar que en la subestación de Laínez se instalará un transformador de potencia en 138/13.8 kV con capacidad de 50 MVA.

El propósito de este refuerzo, además de normalizar la conexión de la subestación de Miraflores con la instalación de sus respectivos interruptores asociados a cada uno de sus alimentadores de transmisión, es el alivio de carga en el anillo de 69 kV en la zona centro del país, reduciendo la carga en los transformadores SFE T509, SUY T510 y SUY T542.

6.1.3 Construcción de subestación El Centro y ampliación de subestación Bellavista

Este proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación El Centro (CEN), la cual servirá para redistribuir la carga de subestaciones aledañas. Se instalará un transformador 138/13.8 kV, con capacidad de 50 MVA con su bahía de conexión en 138 kV. Dicha subestación se conectará de forma radial desde la subestación Bellavista a través de una línea de transmisión en 138 kV, en postes de concreto, con una longitud de 2.4 km.

Además, se contempla la reconfiguración de la subestación Bellavista la cual adoptará una configuración de anillo con cinco alimentadores. Bajo esta configuración se conectarán las líneas de transmisión desde subestaciones vecinas, la nueva línea en 138 kV hacia la subestación El Centro, uno de los transformadores existentes y un nuevo transformador de potencia de 138/13.8 kV y 50 MVA, el cual sustituirá uno de los transformadores existentes de 25 MVA.

6.1.4 Ampliación de la subestación Choloma

El proyecto consiste en seccionar la actual línea L514, entre las subestaciones Bermejo y Merendón, para la conexión a la subestación Choloma. Para la apertura de la línea se planea construir dos bahías en 138 kV en la subestación Choloma, pasando a tener dos nuevas líneas, una de 11.4 km entre Bermejo y Choloma, y otra de 5.4 km entre las subestaciones Choloma y Merendón.

Este refuerzo, además de ser económico dado que aprovecha la infraestructura actual de la red de transmisión, alivia la actual sobrecarga en la línea L512, Choloma – La Victoria – Bermejo, la cual durante las horas de alta demanda puede llegar al 100% de su capacidad.

6.1.5 Construcción de la subestación El Sitio

La subestación El Sitio (SIT) planea ser construida en arreglo de barra sencilla, compuesta por tres bahías en 230 kV. De estas bahías, dos son destinadas a la apertura de una de las líneas L612 o L613. La

derivación se realizará a aproximadamente a 5.7 km de la subestación de Suyapa y aproximadamente a 32 km desde la subestación Amarateca. Para la tercera bahía, se plantea su uso para alimentar un transformador de 230/13.8 kV con capacidad de 50 MVA. Entre el punto de apertura de la línea de 230 kV y la barra de la subestación, se construirá un tramo de línea para conectar la subestación, dicho tramo se plantea en doble circuito, doble conductor, ACSR Brant 397.5 MCM de aproximadamente 2 km de longitud. Con esta apertura de línea, se forman dos nuevas líneas, una de aproximadamente 7.7 km entre El Sitio y Suyapa y la otra de aproximadamente 34 km entre Amarateca y El Sitio. Esta obra tiene como propósito el alivio de carga de la subestación de Suyapa y mejora de la calidad de servicio para los abonados de la zona de Valle de Ángeles y Santa Lucía.

6.1.6 Ampliación de subestación Santa Marta y construcción de línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur en 230 kV

La construcción contempla una línea de transmisión de aproximadamente 27 km, la cual se plantea en doble circuito entre las subestaciones Progreso y San Pedro Sula Sur en 230 kV. Para este proyecto, se considera el aprovechamiento de la servidumbre de la actual línea L410. Las líneas serán en doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM, en estructuras tipo celosía y algunos tramos en postes.

Complementariamente, se pretende instalar en la subestación Santa Marta, un nuevo transformador de potencia de 138/69 kV y 50 MVA con sus bahías correspondientes en 138 kV y 69 kV, el cual se conectará a la barra actual B534. Además, se construirá un tramo corto de línea desde la salida de 69 kV del nuevo transformador para conectar a la línea de 69 kV, L410, la cual pasa frente a la subestación y llega hasta La Lima. Esta conexión será la nueva alimentación a La Lima, dado que la línea L410 desaparecerá para usar su servidumbre para las dos nuevas líneas en 230 kV.

Con la construcción del doble circuito entre las subestaciones de Progreso y San Pedro Sula Sur se logra un aumento de capacidad de transporte de potencia entre la zona centro – sur y norte del país. Además, se logra un aumento de confiabilidad del sistema ante contingencia simple cuando se presente la indisponibilidad ya sea por falla o mantenimiento de la línea San Buenaventura – San Pedro Sula Sur.

6.1.7 Construcción de la subestación La Victoria

Se tiene la construcción de la subestación La Victoria en arreglo interruptor y medio con dos bahías completas en 138 kV. Una de las bahías se destina a la apertura y conexión de la línea L512, mientras que la segunda pretende ser utilizada para conectar dos transformadores, uno nuevo de 138/13.8 kV con capacidad de 50 MVA y otro existente con relación de transformación de 138/13.8 kV y capacidad de 50 MVA, el cual es reubicado en esta subestación. La apertura de la línea L512 dará lugar a la formación de dos nuevas líneas. La primera de 8.1 km entre las subestaciones La Victoria y Bermejo y la segunda de 3.3 km entre las subestaciones La Victoria y Choloma.

Adicionalmente, será construido un tramo de línea en doble circuito, un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM, de aproximadamente 0.5 km de longitud entre el punto de apertura de la línea L512 y la bahía de la subestación de 138 kV.

Esta construcción tiene como finalidad, establecer la conexión necesaria para la subestación. Por otra parte, este refuerzo busca la normalización de la conexión de la actual subestación de La Victoria, con lo cual se tendría la capacidad de seccionamiento de la línea actual, mejorando los tiempos de restablecimiento y de atención ante fallas, esto sin perjuicio a los abonados conectados en dicha subestación.

6.1.8 Construcción de la subestación Calpules

La subestación Calpules (CAL) pretende ser construida en arreglo barra sencilla con barra de transferencia con cuatro bahías en 138 kV, dos para la apertura de la línea L524 y dos para alimentar dos transformadores de potencia, cada uno de estos con relación de transformación de 138/13.8 kV y capacidad 50 MVA. Con la apertura de la L524 se forman dos líneas, una de 24.4 km entre las subestaciones Calpules y Progreso, mientras la segunda de 14 km, entre las subestaciones Calpules y Circunvalación. Con este arreglo se logra la normalización de las actuales subestaciones de Retorno y Retorno II, las cuales están conectadas en configuración *Tap* o derivación.

6.1.9 Construcción de la subestación Siguatepeque

Actualmente, la subestación Siguatepeque opera en derivación con dos transformadores conectados a la línea L550 entre las subestaciones Piedras Azules y Cañaverál. Con la ampliación, se secciona la L550, construyendo dos bahías en 138 kV para conexión de la línea de transmisión y una bahía en 138 kV para conectar un nuevo transformador con relación 138/34.5 kV y capacidad de 50 MVA, el cual debe reemplazar los transformadores actuales (12.5 y 14.5 MVA). Con la apertura de la L550 se forman dos nuevas líneas, la primera de 23.2 km entre las subestaciones Siguatepeque y Piedras Azules, mientras la segunda de 57.2 km entre las subestaciones Siguatepeque y Cañaverál.

Mediante este arreglo, se logra la normalización de la actual conexión de la subestación de Siguatepeque, conllevando a mejorar la confiabilidad de esta en los casos que se presentan fallas o mantenimiento, además de duplicar la capacidad de transformación.

6.1.10 Compensación reactiva capacitiva

Para mantener los niveles de voltaje en el sistema y aumentar la reserva de potencia reactiva, se pretende instalar un conjunto de bancos de capacitores. La mayoría de estos bancos se ubicarán en la zona norte del país debido a su alta demanda. En la Tabla 10, se especifican las zonas y las características de la compensación reactiva capacitiva, como ser nivel de tensión, cantidad de escalones y capacidad total a instalar.

Tabla 10. Compensación reactiva capacitiva en desarrollo

Subestación	Zona	Voltaje [kV]	Cantidad de escalones	Capacidad total [MVar]
Progreso	Norte	138	3	30
Santa Marta	Norte	138	3	15
Bermejo*	Norte	138	3	30
La Puerta	Norte	138	3	30
Circunvalación	Norte	138	3	30
Villanueva	Norte	138	3	30
Comayagua	Centro	138	3	24
Zamorano	Oriente	69	3	9

*Nota: Sujeto a cambio en el punto de conexión debido a restricciones de acceso a la subestación. Los posibles puntos de conexión son la subestación Bellavista o la subestación La Victoria.

Fuente: Elaboración con información de ENEE

6.1.11 Obras de expansión únicamente para el sistema de distribución

En la Tabla 11 se describen un conjunto de proyectos que abarcan una serie de mejoras y expansiones para el sistema de distribución.

Tabla 11. Obras de expansión en desarrollo para el sistema de distribución

No.	Subestación	Proyecto	Fecha de entrada
1	Toncontín	Reemplazo del actual TON T609, 230/13.8 kV con capacidad de 44 MVA por un nuevo transformador 230/13.8 kV, 50 MVA	Junio de 2024
2	Juticalpa II	Transformador de potencia 230/34.5 kV, 50 MVA. Este transformador se encargará de sustituir al transformador actual T438 de la Subestación Juticalpa, transfiriendo la carga de dicha subestación a Juticalpa II.	Enero de 2026
3	Nueva Nacaome	Transformador de potencia 230/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
5	San Buenaventura	Transformador de potencia 230/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
6	Toncontín	Transformador de potencia 230/13.8 kV, 50 MVA. Este transformador es adicional al reemplazo del T609.	Enero de 2026
7	Coyoles Central	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
8	Tocoa	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
9	Ceiba Térmica	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
10	San Pedro Sula Sur	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
11	Masca	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador T545 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación Masca.	Enero de 2026
12	Naco	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
13	Comayagua	Transformador de potencia 138/34.5 kV, 50 MVA.	Enero de 2026
14	Térmica Sulzer	Transformador de potencia 138/13.8 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador T526 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación Térmica Sulzer	Enero de 2026
15	El Estadio	Transformador de potencia 138/13.8 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador UM504 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación El Estadio.	Enero de 2026
16	Choloma	Transformador de potencia 138/13.8 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador UM511 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación Choloma.	Enero de 2026
17	Bermejo	Transformador de potencia 138/13.8 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador UM510 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación Bermejo.	Enero de 2026
18	La Puerta	Transformador de potencia 138/13.8 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador UM509 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación La Puerta.	Enero de 2026
19	Santa Fe	Transformador de potencia 138/13.8 kV, 50 MVA. Reemplaza el transformador UM512 138/34.5 kV, 25 MVA de la subestación Santa Fe.	Enero de 2026
20	Santa Rosa	Autotransformador de potencia 69/34.5 kV, 30 MVA.	Enero de 2026
21	El Progreso	Autotransformador de potencia 69/34.5 kV, 30 MVA.	Enero de 2026
22	Danlí	Autotransformador de potencia 69/34.5 kV, con capacidad de 30 MVA.	Enero de 2026

Fuente: Elaboración con información de ENEE

6.2 Proyectos de transmisión optimizados

En la presente sección se discuten los proyectos de transmisión obtenidos como resultado de la etapa de optimización. Para estos proyectos se incluyen los elementos de transmisión asociados y sus respectivos costos de inversión.

6.2.1 Proyecto seccionamiento de línea L612/L613 – Zamorano II – Danlí II– Terrero Blanco en 230 kV

Con la incorporación de este proyecto, es posible mejorar las condiciones actuales de la red en aquellos circuitos radiales ubicados en las zonas de Olancho y El Paraíso. Dichas condiciones son acentuadas por los niveles de tensión y la extensa longitud de los circuitos, las cuales impactan en el transporte de la energía requerida desde la zona central del país hasta las subestaciones que integran estas zonas. Además, debido a las condiciones actuales de la red de transmisión en la zona de Olancho, la capacidad de la central hidroeléctrica Patuca III es limitada a 77 MW y la capacidad de transporte de la línea L442 está restringida a 48.1 MW [10]. Con la implementación de este proyecto, se busca mitigar las restricciones existentes en la zona de Olancho y permitir que la central Patuca III pueda operar a su capacidad nominal de 104 MW.

En la primera fase del proyecto, se propone la construcción de la nueva subestación Zamorano II (ZMD) en arreglo interruptor y medio en 230 kV, la cual funcionará como punto de conexión para la nueva línea de transmisión. Esta línea se origina a partir del seccionamiento de la línea de transmisión L612 o L613 (SUY-AMT), a una distancia aproximada de 2.1 km de la subestación Suyapa, y se extiende a lo largo de 22.6 km en 230 kV, en configuración de doble circuito, doble conductor por fase ACSR Brant 397.5 MCM, en torres de acero. Cada circuito cuenta con capacidad de transportar 405 MVA hasta la nueva subestación ZMD.

Además, se contempla la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 3 km en doble circuito, un conductor por fase ACSR Partridge 266.8 MCM montada en postes de concreto en 69 kV, entre la nueva subestación ZMD y la línea existente L423 ZAM-ODA, la cual será interceptada en aproximadamente 2 km de la subestación ZAM. La nueva subestación ZMD incluye un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA y un transformador de distribución de 230/34.5 kV con capacidad mínima de 50 MVA, el cual servirá para el traslado parcial de la carga de la subestación ZAM. Los costos del transformador 230/34.5 kV, 50 MVA corren a cargo de ENEE distribución.

Para la segunda fase del proyecto se plantea la construcción de la nueva subestación Danlí II (DND) y la construcción de una subestación de maniobra denominada como Terrero Blanco (TRB) en 230 kV. La subestación TRB seccionará la línea L650, PAT-JUD, a una distancia aproximada de 9 km de la subestación Patuca III. Entre la subestación DND y TRB, se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión con longitud de aproximadamente 82 km, en configuración de doble circuito montando inicialmente uno, con capacidad de transporte de 317 MVA y con un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM soportado en torres de acero. Además, se contempla la instalación en DND de un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA y dos transformadores de distribución 230/34.5 kV

de al menos 25 MVA cada uno. El costo de los transformadores de distribución 230/34.5 kV correrán a cargo de ENEE distribución.

En la subestación de DND, se adicionará dos bahías de línea en 69 kV para enlazar la subestación DND con la red existente de 69 kV. Se contempla la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 3.5 km en doble circuito, un conductor por fase ACSR Partridge 266.8 MCM montada en postes de concreto en 69 kV, entre la nueva subestación DND y la línea existente L425 ODA-DAN, la cual será interceptada a aproximadamente 500 m de la existente subestación DAN.

Para la configuración final del proyecto se proyecta una línea de transmisión que enlaza la subestación DND en 230 kV con la nueva subestación ZMD. Esta línea tendrá una longitud aproximada de 48 km y se contempla su construcción en doble circuito utilizando un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM, el cual será sostenido por torres de acero.

Para complementar las líneas de transmisión en 230 kV, y mitigar el efecto capacitivo de estas en escenarios de baja demanda, se contempla también la instalación de un bloque de compensación inductiva de 15 MVAr compuesto por tres etapas de 5 MVAr cada una. Este bloque de compensación se instalará en la subestación Juticalpa II.

Debido a que en la subestación Terrero Blanco se pretende instalar una central fotovoltaica con almacenamiento, los costos de inversión de esta subestación no se incluyen en el desglose de costos de inversión ya que su función inicial será la interconexión de la central indicada. Las Tabla 12,-Tabla 14 resumen el desglose de los costos estimados para este proyecto.

Tabla 12. Desglose de costos de inversión para tramo SUY-ZMD-AMT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación ZMD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV ZMD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de línea 69 kV ZMD, BS	1,002,884.08	2	2.01
4	Bahía de transformador 230 kV ZMD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
5	Bahía de transformador 69 kV ZMD, BS	1,545,805.90	1	1.55
6	Transformador 230/69 kV de 75 MVA ZMD	3,209,099.59	1	3.21
7	LT 230 kV ZMD-L612, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	526,554.77	22.6 km	11.90
8	LT 69 kV ZMD-L423, 47 MVA, ACSR Partridge 266.8 MCM 2C 1C/F, Poste de concreto	367,910.05	3 km	1.10
Total				28.71

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 13. Desglose de costos de inversión para tramo DND-TRB

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación DND 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV DND, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de línea 230 kV DND, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
4	Bahía de línea 69 kV DND, BS	1,002,884.08	2	2.01
5	Bahía de transformador 69 kV DND, BS	1,545,805.90	1	1.55
6	Bahía de línea 230 kV TRB, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
7	LT 230 kV DND-TRB, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	464,500.92	82 km	38.09

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
8	LT 69 kV DND-L425, 47 MVA, ACSR Partridge 266.8 MCM 2C 1C/F, Poste de concreto	367,910.05	3.5 km	1.29
9	Bahía de transformador 230 kV DAN, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
10	Bahía de transformador 230 kV DAN, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
11	Transformador 230/69 kV de 75 MVA DND	3,209,099.59	1	3.21
Total				63.10

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 14. Desglose de costos de inversión para tramo ZMD-DND

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV ZMD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
2	LT 230 kV ZMD-DND, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	490,911.30	48 km	23.56
3	Bloque de compensación reactiva inductiva JUD 15 MVar	6,112,094.69	1	6.11
Total				32.70

Fuente: Elaboración con información del CND

6.2.2 Proyecto Masca – La Victoria – Bermejo en 230 kV

La condición actual de la red de transmisión de energía eléctrica limita la integración de generación a gran escala en la zona norte de Honduras, particularmente en Puerto Cortés y sus alrededores. Para abordar esta situación, el resultado del proceso de optimización determina la ampliación en 230 kV de las subestaciones de Masca y La Victoria, ambas en arreglo interruptor y medio. Además, se determina la construcción de una línea de transmisión en 230 kV de aproximadamente 33 km, con configuración de doble circuito, cada uno con capacidad de transporte de 455 MVA. Cada circuito se propone en doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM en torres de acero, estos circuitos conectarán la subestación de Masca con la subestación La Victoria.

Debido a las restricciones de espacio en la subestación Bermejo, lo cual impide la inclusión de elementos en 230 kV, se propone establecer una conexión entre la subestación La Victoria y la subestación Bermejo mediante una línea de transmisión de 138 kV. Dicha línea, la cual se proyecta para ser paralela a la línea existente L512, consta de aproximadamente 7 km de longitud, en doble circuito con capacidad de transporte de 300 MVA por circuito. La construcción de cada circuito se propone en doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM en postes de concreto. Para la construcción de esta línea de transmisión se propone la posibilidad de utilizar la servidumbre de la línea existente L404.

Además de las líneas de transmisión, se requieren transformadores de potencia para conectar los elementos de 230 kV con los elementos de 138 kV. En la subestación Masca, se propone incorporar un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 200 MVA y, para la subestación La Victoria, se contemplan tres transformadores con las mismas características anteriores. El resumen de los costos de inversión para el proyecto MAS-LVI-BER es presentado en la Tabla 15.

Tabla 15. Desglose de costos de inversión para proyecto MAS-LVI-BER

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV MAS, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
2	Bahía de línea 230 kV LVI, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
3	Bahía de línea 138 kV LVI, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	1,772,145.36	1	1.77
4	Bahía de línea 138 kV MAS, BP + BA	1,362,826.58	2	2.73
5	Bahía de línea 138 kV BER, BP + BT	1,281,826.06	2	2.56
6	Bahía de transformador 230 kV MAS, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
7	Bahía de transformador 230 kV LVI, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
8	Bahía de transformador 230 kV LVI, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
9	Bahía de transformador 138 kV MAS, BP + BA	2,153,685.21	2	4.31
10	Bahía de transformador 138 kV LVI, INT. Y MEDIO, un alimentador	1,894,317.29	1	1.89
11	Bahía de transformador 138 kV LVI, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	2,326,719.10	1	2.33
12	LT 230 kV MAS-LVI, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	526,554.77	33 km	17.38
13	LT 138 kV LVI-BER, 300 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 2C/F, Poste de concreto	460,334.26	7 km	3.22
14	Transformador 230/138 kV de 200 MVA MAS	6,189,428.03	1	6.19
15	Transformador 230/138 kV de 200 MVA LVI	6,189,428.03	3	18.57
Total				78.31

Fuente: Elaboración con información del CND

6.2.3 Proyecto Negrito – Yoro II – Arenales – Coyoles Central II – Reguleto

Este proyecto desempeña un papel fundamental en la mejora de la confiabilidad de los circuitos radiales en la zona del Litoral Atlántico y como enlace para alimentar parte de la demanda del departamento de Yoro, permitiendo fortalecer la infraestructura de la red de transmisión para garantizar el suministro eléctrico en la zona. Además, tiene el propósito de facilitar la incorporación de generación en el Litoral Atlántico.

Como etapa inicial, la implementación de este proyecto involucra la construcción de una nueva subestación de maniobras denominada Negrito (NEG) en arreglo de interruptor y medio, que seccionará la línea L602 VEG-PGR, ubicada a unos 18 km de la subestación Progreso. En vista de no contar con espacio suficiente en la actual subestación Yoro (YOR) para las ampliaciones necesarias en 230 kV, se plantea la construcción de una nueva subestación de maniobra denominada Yoro II (YRD), la cual se localiza en aproximadamente 2.6 km de la actual subestación Yoro, según indicaciones de ENEE Transmisión.

En la nueva subestación YRD se incluye un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA. Además, se considera la construcción de un enlace en 69 kV, de aproximadamente 0.2 km, entre la nueva subestación YRD y la línea L414, la cual será seccionada a 2.4 km de la subestación YOR, en conductor ACSR Flicker 477 MCM, soportado en postes de concreto. Por otro lado, la línea de transmisión NEG – YRD, cuya distancia es aproximadamente 71.8 km, su construcción se contempla en 230 kV en estructuras de acero con una configuración de doble circuito, montando inicialmente un circuito y dejando disponible el espacio del segundo para futuras expansiones y así aprovechar la servidumbre. Para este proyecto, la capacidad de transporte es de 317 MVA por circuito, utilizando un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM en torres de acero.

La segunda etapa de este proyecto consiste en una conexión en 230 kV, partiendo de la subestación YRD hasta la subestación Arenal (ARN). Para esta nueva línea se propone el trayecto YRD hasta la comunidad Jocón en estructuras para doble circuito, montando únicamente un circuito y dejando el espacio para el segundo circuito, luego, a partir de este sitio, se continuará en estructuras de circuito sencillo hasta la subestación Arenal. Esta línea tendrá una longitud total de aproximadamente 53 km, de los cuales 32 km se construirán utilizando estructuras para doble circuito y los restantes 21 km utilizarán estructuras de circuito sencillo. La línea tendrá una capacidad de transporte de 317 MVA, en configuración de un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM.

Considerando que la actual subestación Coyoles Central (CCE) no posee el espacio físico suficiente para ser ampliada a una subestación con arreglo interruptor y medio en 230 kV, se construirá la subestación Coyoles

Central II (CCD) en 230 kV, con arreglo interruptor y medio. Adicionalmente se incluye un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 150 MVA para mantener el vínculo con CCE.

La nueva subestación CCD estará equipada con las bahías necesarias para conectar la línea de transmisión existente entre las subestaciones ARN y CCE la cual cuenta con aislamiento para 230 kV, operando actualmente en 138 kV. En ese sentido, se propone un cambio de conexión de esta línea a 230 kV en la nueva subestación CCD. Por lo tanto, como resultado se propone la nueva línea ARN – CCD, operando en 230 kV. Dejando la subestación de CCE conectada a la nueva subestación CCD a través de un tramo de línea de 138 kV de aproximadamente 800 metros.

Como tercera etapa del proyecto, se considera la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre CCD y Reguleto (RGU). Para dicha construcción, se propone estructuras de acero con una configuración de doble circuito, montando inicialmente un circuito y dejando disponible el espacio del segundo para futuras expansiones, cada circuito consta con capacidad de transporte de 317 MVA, un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM. Dentro de las expansiones, se plantea la instalación de un transformador en la subestación de RGU, este transformador en RGU cuenta con una relación de transformación de 230/138 kV y con capacidad de 150 MVA. El desglose de costos para este conjunto de proyectos es presentado en las Tabla 16-Tabla 18.

Tabla 16. Desglose de costos de inversión para tramo NEG-YRD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación NEG 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Subestación YRD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
3	Bahía de línea 230 kV NEG, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
4	Bahía de línea 230 kV NEG, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
5	Bahía de línea 230 kV YRD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
6	Bahía de línea 69 kV YRD, BS	1,002,884.08	2	2.01
7	Bahía de transformador 230 kV YRD, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
8	Bahía de transformador 69 kV YRD, BS	1,545,805.90	1	1.55
9	LT 230 kV NEG-YRD, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	464,500.92	71.8 km	33.35
10	LT 69 kV YRD-YOR, 68 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 1C/F, Poste de concreto	386,305.55	0.2 km	0.08
11	Transformador 230/69 kV de 75 MVA YRD	3,209,099.59	1	3.21
Total				55.51

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 17. Desglose de costos de inversión para tramo YRD-ARN-CCD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CCD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV ARN, BS	1,967,660.26	1	1.97
3	Bahía de línea 230 kV CCD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
4	Bahía de línea 138 kV CCD, BS	1,233,641.82	1	1.23
5	Bahía de transformador 230 kV CCD, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
6	Bahía de transformador 138 kV CCD, BS	1,804,407.31	1	1.80
7	LT 230 kV YRD-Jocón, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	464,500.92	32 km	14.86
8	LT 230 kV Jocón-ARN, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	349,165.92	21 km	7.33
9	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CCD	5,223,560.43	1	5.22
Total				40.75

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 18. Desglose de costos de inversión para tramo CCD-RGU

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV RGU, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
2	Bahía de transformador 230 kV RGU, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
3	Bahía de transformador 138 kV RGU, AN	1,780,878.05	1	1.78
4	LT 230 kV CCD-RGU, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	464,500.92	51 km	23.69
5	Transformador 230/138 kV de 150 MVA RGU	5,223,560.43	1	5.22
Total				36.48

Fuente: Elaboración con información del CND

6.2.4 Proyecto Cañaveral – Río Lindo

Actualmente, las subestaciones Cañaveral y Río Lindo están conectadas mediante una línea de transmisión en 138 kV con capacidad de 151 MVA, el cual es un enlace esencial para el funcionamiento del corredor norte-sur. Sin embargo, la desconexión de esta línea ha generado problemas de tensión en subestaciones ubicadas en la zona central, como Cañaveral, Siguatopeque y Piedras Azules. En ese sentido, se propone la construcción de una línea adicional en paralelo al enlace CRL-RLN. Esta adición mejora la confiabilidad del corredor en 138 kV y también previene posibles sobrecargas en el enlace existente para casos de contingencia en la línea L558 AMT-CYG. Esta nueva línea de transmisión es planificada para una capacidad de transporte de 151 MVA y se proyecta para operar en configuración de circuito sencillo, un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM instalado en estructuras de acero. El desglose de los costos de inversión se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19. Desglose de costos de inversión proyecto CRL-RLN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 138 kV CRL, BP + BA	1,362,826.58	1	1.36
2	Bahía de línea 138 kV RLN, INT. Y MEDIO, un alimentador	1,772,145.36	1	1.77
3	LT 138 kV CRL-RLN, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	282,197.88	8.4 km	2.37
Total				5.51

Fuente: Elaboración con información del CND

6.2.5 Proyecto Prados – Aguacaliente

La alta concentración de generación renovable variable en la zona sur del país presenta desafíos significativos para su transporte a la zona centro y norte del país. Durante las horas de máxima producción solar, esta generación concentrada en la zona sur produce un elevado flujo de potencia en las líneas L615 PAV-SLU y L637 SLU-PRD. Estas condiciones representan un escenario de alta exigencia para la red de transmisión en la zona y, en general, para el sistema, esto debido al flujo de potencia en dirección sur-norte. Además, vale la pena resaltar que las líneas L615 y L637, restringen la capacidad de las transferencias regionales tanto para importación como porteo.

Para abordar estas restricciones y mejorar la capacidad de transmisión, se propone la construcción de un nuevo circuito en 230 kV que conectará las subestaciones Agua Caliente y Prados. Este proyecto se conforma de dos tramos, el primero consiste en una línea de transmisión que se extiende desde la subestación Prados hasta las estructuras de la línea L627, con una longitud de aproximadamente 2.7 km, en estructuras para doble circuito, montando inicialmente uno, un conductor por fase ACSR Bluejay 1113

MCM, se contempla la construcción de este tramo en estructura de doble circuito para no limitar el acceso a EPR de realizar ampliaciones en las estructuras, permitiendo la instalación de un vínculo adicional entre Honduras, desde la subestación Prados, hasta Nicaragua. El segundo tramo únicamente requiere la instalación de un circuito, con conductor ACSR Bluejay 1113 MCM de 385 MVA de capacidad, en las estructuras ya existentes de la actual L627, la cual ronda 42.7 km. Adicionalmente, se propone repotenciar las líneas de transmisión L615 PAV-SLU y L617 PRD-FNH con capacidad de transporte de 456 MVA cada una, para esta repotenciación se propone un conductor ACAR 1100 MCM por fase. En resumen, la Tabla 20 presenta el desglose de los costos de inversión requeridos en este proyecto.

Tabla 20. Desglose de costos de inversión proyecto PRD-AGC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV AGC, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
2	Bahía de línea 230 kV PRD, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	LT 230 kV PRD-L627, 385 MVA, ACSR Bluejay 1113 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	438,796.27	2.7 km	1.18
4	Conductor LT 230 kV L627-AGC, 385 MVA, ACSR Bluejay 1113 MCM 1C 1C/F	113,481.37	42.7 km	4.85
5	Repotenciación L615 PAV-SLU, 456 MVA, ACAR 1100 MCM 1C 1C/F	125,043.83	19.1 km	2.39
6	Repotenciación L617 PRD-FHN, 456 MVA, ACAR 1100 MCM 1C 1C/F	125,043.83	23.3 km	2.91
Total				15.79

Fuente: Elaboración con información del CND

6.2.6 Proyecto La Entrada – Santa Rosa II – Santa Rosa

La zona occidente del país es alimentada a través de un circuito radial que inicia desde la subestación Cañaveral hasta la subestación Santa Rosa, cuya línea opera en 69 kV. Este circuito abastece gran parte de los departamentos de Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque y Lempira. En esta zona, se encuentra la central Geoplatares, cuya capacidad de generación es de 40 MW con capacidad de compensación reactiva capacitiva de 15 MVar. Dicha central está conectada a la subestación Santa Rosa, siendo esta la principal fuente de potencia activa y reactiva para suministrar la demanda local. Sin embargo, la configuración actual de la red eléctrica carece de líneas de respaldo en caso de contingencias, siendo la más crítica la desconexión de la línea de transmisión L429 CRL – NIS o la pérdida completa de generación en la central Geoplatares.

Para abordar esta problemática, se plantea la construcción de la nueva subestación Santa Rosa II (SRD) en un arreglo de interruptor y medio en 230 kV. Se propone la construcción de una línea de transmisión en nivel de tensión de 230 kV, cuya longitud es de aproximadamente 30 km, extendiéndose desde la subestación La Entrada hasta la nueva subestación Santa Rosa II. Esta línea operará en configuración de circuito sencillo y utilizará un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con soporte en estructuras de acero.

Además, se contempla la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 4 km en doble circuito, un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM montada en postes de concreto en 69 kV, entre la nueva subestación SRD y la subestación existente SRS. Por otra parte, el proyecto también incluye la instalación de un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA y un transformador de distribución con relación de 230/34.5 kV de al menos 50 MVA de capacidad, ambos

a instalar en la nueva subestación SRD. Los costos del transformador 230/34.5 kV correrán a cargo de ENEE distribución. A seguir, la Tabla 21 muestra el desglose de los costos del proyecto.

Tabla 21. Desglose de costos de inversión proyecto LEC-SRD-SRS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación SRD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV LEC, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	Bahía de línea 230 kV SRD, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
4	Bahía de línea 69 kV SRD, BS	1,002,884.08	2	2.01
5	Bahía de línea 69 kV SRS, BS	1,002,884.08	2	2.01
6	Bahía de transformador 230 kV SRD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
7	Bahía de transformador 69 kV SRD, BS	1,545,805.90	1	1.55
8	LT 230 kV LEC-SRD, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	349,165.92	29.9 km	10.44
9	LT 69 kV SRD-SRS, 68 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 1C/F, Poste de concreto	386,305.55	4 km	1.55
10	Transformador 230/69 kV de 75 MVA SRD	3,209,099.59	1	3.21
Total				31.13

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.2.7 Proyecto Jardines – Llanitos y Jicatuyo – Gualala

La construcción de los proyectos hidroeléctricos estatales, Llanitos y Jicatuyo, son una importante iniciativa para el crecimiento de la matriz de generación de fuentes renovables en el país. No obstante, debido a que ambas centrales están ubicadas en la zona occidente, en el departamento de Santa Bárbara, es necesario contar con la infraestructura de transmisión necesaria que permita transportar la producción de energía eléctrica de estas centrales de manera segura y sin comprometer la estabilidad del sistema.

Para la incorporación de estas centrales a la red de transmisión nacional, se plantea como primera etapa la construcción de la nueva subestación Llanitos (LLT) en 230 kV en arreglo interruptor y medio, la cual se conectará mediante una línea de transmisión en este mismo nivel de tensión a una subestación de maniobra denominada Jardines (JRD) en 230 kV, la cual seccionará la línea de transmisión L608 AMT-CJN en aproximadamente 95 km de la subestación Amarateca. La línea de transmisión entre las subestaciones Llanitos y Jardines, de aproximadamente 34 km, su construcción se propone en circuito sencillo, con capacidad de 455 MVA, utilizando doble conductor ACSR Flicker 477 MCM, por fase, en torres de acero.

Como segunda etapa del proyecto, se contempla la construcción de la nueva subestación Jicatuyo (JTY) en arreglo interruptor y medio en 230 kV y la construcción de la nueva subestación Gualala (GLL) bajo la misma configuración. La subestación Gualala seccionará la línea L623 SBV-LEC a 27 km de San Buenaventura, esta subestación incluirá un transformador con relación de 230/34.5 kV, con capacidad mínima de 50 MVA, los costos del transformador 230/34.5 kV y sus obras asociadas estarán a cargo de ENEE distribución. La línea de transmisión que interconectará ambas subestaciones será de 9 km de longitud, en configuración de circuito sencillo, doble conductor por fase, ACSR Flicker 477 MCM con capacidad de 455 MVA soportado en estructuras de acero.

Tabla 22. Desglose de costos de inversión tramo JRD-LLT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación JRD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Subestación LLT 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
3	Bahía de línea 230 kV JRD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
4	Bahía de línea 230 kV JRD, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
5	Bahía de línea 230 kV LLT, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
6	LT 230 kV JRD-LLT, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 2C/F, Torre de acero	372,936.52	34 km	12.68
Total				23.63

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 23. Desglose de costos de inversión tramo JTY-GLL

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación JTY 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Subestación GLL 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
3	Bahía de línea 230 kV JTY, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
4	Bahía de línea 230 kV GLL, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
5	Bahía de línea 230 kV GLL, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
6	Bahía de transformador 230 kV GLL, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
7	LT 230 kV JTY-GLL, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 2C/F, Torre de acero	372,936.52	9 km	3.36
Total				17.87

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.3 Proyectos para el cumplimiento de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos

Adicional a los proyectos de transmisión obtenidos como resultados de la etapa optimizada, en la presente sección se describen aquellos proyectos de transmisión asociados al cumplimiento de los CCSDM. Para estas propuestas, se proporciona la información referente a los costos de inversión estimados para cada obra y su respectiva configuración eléctrica específica.

Los proyectos Prados-Agua Caliente y el Proyecto La Entrada Copán-Santa Rosa se obtuvieron a partir de la etapa de optimización, donde su fecha de entrada de operación se determinó para el año 2029 para Prados-Agua Caliente y 2027 para La Entrada-Santa Rosa. Al realizar la evaluación de cumplimiento de CCSDM, se determinó adelantar la fecha propuesta en la etapa de optimización para el año 2027 y 2026. Para el proyecto Masca - La Victoria - Bermejo se contempló la construcción del segundo circuito para el cumplimiento de CCSDM, así evitar sobrecargas ante contingencias simples, como ser contingencia del T6XX 230/138 kV 200 MVA de la subestación de Masca.

6.3.1 Proyecto Llanitos - Jicatuyo

Se plantea la construcción de una línea de transmisión entre las subestaciones Llanitos y Jicatuyo, en nivel de tensión de 230 kV. Dicho proyecto tiene como objetivo poder transportar la generación de energía eléctrica de ambas centrales tanto en condiciones operativas normales y ante contingencia simple N-1. Este enlace de aproximadamente 20 km se construirá en circuito sencillo, doble conductor por fase, ACSR Flicker 477 MCM con capacidad de transporte de 455 MVA soportado en torres de acero. Los costos mostrados, en la Tabla 24, para la bahía de línea de un alimentador en las subestaciones LLT y

JTY, corresponde al costo de los equipos y obras para completar la configuración de interruptor y medio. Se colocan de esta manera, ya que constructivamente es más adecuado ejecutar este enlace en conjunto con los proyectos descritos en la sección 6.2.7.

Tabla 24. Desglose de costos de inversión tramo LLT-JTY

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV LLT, complemento para segundo alimentador	800,137.41	1	0.80
2	Bahía de línea 230 kV JTY, complemento para segundo alimentador	800,137.41	1	0.80
3	LT 230 kV LLT-JTY, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 2C/F, Torre de acero	372,936.52	20 km	7.46
Total				9.06

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.3.2 Proyecto Amarateca - Talanga

Para este proyecto, se considera la implementación de un enlace en 230 kV con una capacidad de transporte de 317 MVA. Este enlace conectará la subestación Amarateca con una nueva subestación denominada Talanga en arreglo de interruptor y medio al mismo nivel de tensión. Para la nueva línea, se propone una longitud aproximada de 42 km, construida en configuración de doble circuito, un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, montando inicialmente un circuito, el segundo circuito corresponde para futuras expansiones y aprovechar de esta forma la servidumbre. Con esta adición de un nuevo enlace, se busca mejorar la confiabilidad de la red eléctrica y elevar la calidad del servicio en la zona. En la subestación Amarateca se encuentran instalados los equipos correspondientes a una bahía en arreglo de interruptor y medio, los costos de construcción de la bahía en dicha subestación no se contemplan en el desglose de costos de inversión ya que los costos asociados a habilitar la bahía ya construida son significativamente menores a la construcción de una bahía nueva.

Adicionalmente, se contempla trasladar el capacitor de Guaimaca a la subestación de Catacamas, esto ya que la subestación Guaimaca tendrá un suministro cercano de potencia reactiva desde 230 kV mediante la nueva S/E Talanga. Mientras que Catacamas al ser el extremo del circuito en 69 kV y ubicarse a 41 km desde Juticalpa, que es el vínculo a 230 kV más cercano a Catacamas, requerirá de un suministro local de potencia reactiva. Trasladar el banco de capacitores a Catacamas es una inversión menor que mejora las condiciones operativas, y facilita el cumplimiento de los CCSDM en las subestaciones extremas en 69 kV en Olancho. El traslado del banco de capacitores no es recomendable si no se dispone de un enlace a 230 kV cercano a la S/E Guaimaca, además los equipos ya se encuentran operativos y, además, el traslado propuesto se justifica para aprovechar eficientemente los recursos disponibles en el sistema. El costo de trasladar el banco de capacitores a Catacamas consiste principalmente en habilitar una bahía en 69 kV en arreglo de barra simple, el costo de esta bahía se estima en aproximadamente 1.5 MUSD, sin embargo, este no se incluye en el desglose de costos para el proyecto Amarateca-Talanga.

La nueva subestación Talanga (TLG) seccionará la actual línea L441, SFE-GMC, a una distancia de aproximadamente 48 km de la subestación de Santa Fe. Se proyecta que dicha subestación sirva para abastecer la demanda de la zona de Talanga, demanda que actualmente es suministrada desde las subestaciones El Porvenir y Guaimaca, se contempla que la nueva subestación de TLG tome parte de la carga de estas subestaciones. Para este proyecto se prevé la instalación de un transformador de distribución

que operara en 230/34.5 kV con una capacidad de al menos 25 MVA. Es importante destacar que el costo del transformador 230/34.5 kV será responsabilidad de ENEE distribución. La Tabla 25 presenta el desglose de los costos de inversión requeridos en este proyecto.

Tabla 25. Desglose de costos de inversión proyecto AMT-TLG

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TLG 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV TLG, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	Bahía de línea 69 kV TLG, BS	1,002,884.08	2	2.01
5	Bahía de transformador 230 kV TLG, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
6	Bahía de transformador 69 kV TLG, BS	1,545,805.90	1	1.55
7	LT 230 kV AMT-TLG, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	464,500.92	42 km	19.51
8	Transformador 230/69 kV de 75 MVA TLG	3,209,099.59	1	3.21
Total				34.42

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.3.3 Proyecto Coyoles Central II – San Isidro

Una vez completado el vínculo entre las subestaciones de NEG-YRD-ARN-CCD-RGU, se propone la construcción de un nuevo enlace en 230 kV entre la nueva subestación CCD y la subestación San Isidro. El propósito principal de este proyecto es mejorar los niveles de voltaje de las subestaciones de Tela, Ceiba Térmica, y San Isidro ante falla o mantenimiento en la línea existente L515 PGR – TEL.

La nueva línea de transmisión, de aproximadamente 44.2 km, se propone en circuito sencillo, utilizando un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM en postes de concreto. Además, se plantea la instalación de un transformador de potencia con relación de 230/138 kV y capacidad de 150 MVA en la subestación de San Isidro, toda la información relacionada al desglose de costos de inversión para el proyecto CCD-SIS se presenta en la Tabla 26.

Tabla 26. Desglose de costos de inversión proyecto CCD-SIS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV CCD, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
2	Bahía de línea 230 kV SIS, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	Bahía de transformador 230 kV SIS, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
4	Bahía de transformador 138 kV SIS, BS	1,804,407.31	1	1.80
5	LT 230 kV CCD-SIS, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Poste de concreto	349,165.92	44.2 km	15.43
6	Transformador 230/138 kV de 150 MVA SIS	5,223,560.43	1	5.22
Total				30.48

Fuente: Elaboración con información del CND

6.3.4 Proyecto Bermejo – Circunvalación

Debido a la alta integración de generación en la zona norte del país, se identifica que las actuales líneas de transmisión L508 BER-CIR y L510 BER-BVI se sobrecargan ante la evaluación de alguna contingencia en cualquier una de estas. Por lo tanto, se plantea la construcción de una segunda línea de transmisión con capacidad de transporte de 300 MVA. Dicha línea será construida entre las subestaciones Bermejo y Circunvalación (BER-CIR) con una longitud de aproximadamente 3.9 km y considerando la configuración de doble conductor ACSR Flicker 477 MCM por fase, montados sobre estructuras de poste

de concreto. Para el desarrollo de este proyecto, la Tabla 27 presenta el desglose estimado para los costos de inversión.

Tabla 27. Desglose de costos de inversión proyecto BER-CIR

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 138 kV BER, BP + BT	1,281,826.06	1	1.28
2	Bahía de línea 138 kV CIR, AN	1,579,945.39	1	1.58
3	LT 138 kV BER-CIR, 300 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 2C/F, Poste de concreto	339,591.23	3.9 km	1.32
Total				4.19

Fuente: Elaboración con información del CND

6.3.5 Proyecto Enlace 230/138 kV en zona centro del país

Actualmente la zona centro del país, específicamente el departamento de Comayagua es alimentado a través de un circuito en 138 kV, el cual se extiende desde la subestación de Villanueva en el Valle de Sula, hasta la subestación de Amarateca al norte del Distrito Central. Esta configuración hace que el corredor centro-norte en 138 kV sea vulnerable ante contingencias N-1, lo cual conlleva a que la pérdida de uno de sus elementos puede impactar significativamente el suministro eléctrico, especialmente para las subestaciones en el departamento de Comayagua. Por lo tanto, se propone la alternativa para conectar la red de 230 kV, que se encuentra en las proximidades, con la red de 138 kV a partir de una nueva subestación denominada El Taladro (TLD).

Para la conexión de la nueva subestación El TLD con las líneas de transmisión existentes, se propone una línea de 5.8 km en 138 kV, la cual seccionará la actual L551 CYG-PAZ, construyéndose en doble circuito, un conductor ACSR Flicker 477 MCM por fase y 1.7 km de línea de transmisión para interceptar la L609 en doble circuito, doble conductor ACSR Brant 397.5 MCM por fase. Además, se propone un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 150 MVA y un transformador de distribución 230/34.5 kV de al menos 50 MVA, los costos del transformador 230/34.5 kV correrán a cargo de ENEE distribución. Para este enlace, los costos de inversión estimados se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. Desglose de costos de inversión del proyecto Enlace 230/138 kV en zona centro

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TLD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV TLD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de línea 138 kV TLD, BP + BA	1,362,826.58	2	2.73
4	Bahía de transformador 230 kV TLD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
5	Bahía de transformador 138 kV TLD, BP + BA	2,153,685.21	1	1.89
6	LT 138 kV TLD-L551, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	352,366.14	5.8 km	2.04
7	LT 230 kV TLD-L609, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	526,554.77	1.7 km	0.90
8	Transformador 230/138 kV de 150 MVA TLD	5,223,560.43	1	5.22
Total				21.99

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.3.6 Proyecto de compensación serie en líneas L526 y L527 San Pedro Sula Sur – Agua Prieta

Este proyecto es propuesto para mejorar las condiciones operativas de la red de 138 kV de la zona norte del país. Dado que al presentarse contingencias de la línea existente L512 CHM-LVI y la línea futura L514 CHM-BER se identifican sobrecargas en líneas adyacente, ya sea la L512 o la L514. Para abordar

esta problemática y mejorar la capacidad de transporte de los elementos de transmisión, se propone la instalación de compensadores serie en las líneas de transmisión L526 y L527 que conectan las subestaciones de Agua Prieta y San Pedro Sula Sur. La compensación serie corresponde al 65% de las reactancias de cada una de las líneas. Con este proyecto, es posible evitar sobrecargas además de incrementar la capacidad de transporte de estas líneas.

Además, se contempla la normalización de la línea L525 AGP-CHM, que actualmente opera en configuración de doble circuito con interruptor compartido. Esta configuración ocasiona que, al presentarse una falla en alguno de los circuitos, se afecte la disponibilidad del otro. Por ello, se propone la construcción de dos nuevas bahías, una en la subestación de Agua Prieta y otra en la subestación Choloma. Esto permitirá tener dos líneas independientes, cada una capaz de operar de manera independiente en caso de una contingencia (N-1) o mantenimiento. Para este proyecto, la Tabla 29 presenta el desglose de los costos de inversión requeridos.

Tabla 29. Desglose de costos de inversión proyecto compensación serie L526/L527

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Compensador serie 138 kV 6.64 Ω	2,657,100.00	2	5.31
2	Bahía de línea 138 kV AGP, BS	1,233,641.82	1	1.23
3	Bahía de línea 138 kV CHM, BS	1,233,641.82	1	1.23
Total				7.78

Fuente: Elaboración con información del CND y desarrolladores de tecnología

Es importante destacar que el costo de la compensación serie de la tabla anterior corresponde solamente a la adquisición del sistema de compensación y sus accesorios. Por lo tanto, este costo no contempla el alcance local de un contratista para los servicios de obras civiles, montaje, entre otros costos asociados al proyecto.

6.3.7 Proyecto línea de transmisión Juticalpa II – El Carbón

Este proyecto pretende mejorar la robustez de la red en las zonas de Olancho y el Litoral Atlántico. En cuanto al Litoral, este proyecto pretende dar una ruta alternativa para suministrar la demanda en las subestaciones de los extremos, Isletas, Tocoa y Bonito Oriental, ante condiciones de N-1 o condiciones de baja producción de energía eléctrica de la central hidroeléctrica SHOL. En cuanto al circuito de Olancho, este proyecto permite suministrar la demanda en Juticalpa y Catacamas, bajo condiciones de contingencia simple del enlace Juticalpa – Patuca. El objetivo principal de este nuevo enlace entre Juticalpa II y la nueva subestación denominada El Carbón (CBN) es el cumplimiento de los CCSDM ante condiciones de contingencia simple. Un beneficio potencial de este proyecto es la posibilidad de instalar subestaciones de carga a lo largo de la nueva línea de transmisión, permitiendo mejorar la calidad del servicio de los usuarios finales de la zona.

La implementación de este proyecto involucra la construcción de una nueva subestación de maniobras denominada El Carbón, la cual seccionará la línea L522 BOR-SHOL, a 6 km de la subestación SHOL. Asimismo, se proyecta la construcción de la nueva línea de transmisión Juticalpa II – Carbón cuya distancia es aproximadamente 130 km. Esta línea de transmisión se construirá en 230 kV, en principio operando en 138 kV en estructuras para doble circuito montando inicialmente uno, en conductor ACSR

Condor 795 MCM. El segundo circuito corresponde para futuras expansiones y aprovechar de esta forma la servidumbre. Además, se propone la instalación de un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 150 MVA en la subestación Juticalpa Dos. Adicionalmente, se instalarán en la subestación de Isletas, tres etapas de compensación reactiva capacitiva en 138 kV con capacidad de 7.5 MVAR cada una. Este proyecto tiene un desglose de costos de inversión según se estima en la Tabla 30.

Tabla 30. Desglose de costos de inversión proyecto JUD-CBN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CBN 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 138 kV CBN, BP + BA	1,362,826.58	3	4.09
3	Bahía de línea 230 kV JUD, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
4	Bahía de transformador 230 kV JUD, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
5	Bahía de transformador 138 kV JUD, BP + BA	2,153,685.21	1	2.15
6	Bahía de compensación 138 kV ISL, BS	1,804,407.31	1	1.80
7	LT 230 kV JUD-CBN, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	464,500.92	130 km	60.39
8	Transformador 230/138 kV de 150 MVA JUD	5,223,560.43	1	5.22
9	Bloque de compensación capacitiva 138 kV, 7.5 MVAR ISL	1,041,422.72	3	3.12
Total				84.31

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.3.8 Proyecto El Bijagual – Zamorano II

Con el fin de aumentar la capacidad de transporte de sur a norte y facilitar las transferencias regionales, se propone la construcción de una línea de transmisión que conectará la subestación El Bijagual y la nueva subestación Zamorano II en 230 kV. Con esta alternativa, es posible transportar la potencia desde la zona sur del país hacia los diferentes centros de consumo, principalmente en escenarios que permitan soportar condiciones operativas de emergencia en estado N-1 ante la pérdida de uno de los enlaces de la zona sur hacia el centro del país, como ser las líneas L610, L611 y L614. Esta nueva línea de transmisión consiste en aproximadamente 82 km, la cual se plantea construir en configuración de doble circuito montando inicialmente un circuito en estructuras de torre de acero, con capacidad de transporte de 405 MVA, con doble conductor ACSR Brant 397.5 MCM por fase. El segundo circuito corresponde para futuras expansiones y aprovechar de esta forma la servidumbre. Los costos de inversión para el proyecto EBI-ZMD es presentado en la Tabla 31.

Tabla 31. Desglose de costos de inversión proyecto EBI-ZMD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV ZMD, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
2	Bahía de línea 230 kV EBI, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	LT 230 kV EBI-ZMD, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	480,173.53	82 km	39.37
Total				43.83

Fuente: Elaboración con información del CND

6.3.9 Proyecto de compensación reactiva capacitiva en Distrito Central

Con el propósito de mejorar los perfiles de tensión en la red eléctrica nacional, especialmente en áreas con alta demanda de potencia reactiva, se ha identificado la necesidad de instalar bancos de compensación capacitiva paralela en la zona central. Esta medida tiene como objetivo principal suministrar potencia reactiva de forma local, lo que permitiría reducir la carga de los transformadores de

230/138 kV y 138/69 kV ubicados en el Distrito Central, contribuyendo significativamente a mejorar la calidad del suministro eléctrico en la zona. Para el proyecto de compensación, la Tabla 32 presenta el respectivo desglose de costos.

Tabla 32. Desglose de costos de inversión compensación reactiva capacitiva en distrito central

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de compensación 138 kV CDA, BS	1,804,407.31	1	1.80
2	Bahía de compensación 69 kV SUY, BS	1,545,805.90	1	1.55
3	Bloque de compensación capacitiva 138 kV, 15 MVar CDA	1,151,439.90	2	2.30
4	Bloque de compensación capacitiva 138 kV, 10 MVar CDA	970,514.21	1	0.97
5	Bloque de compensación capacitiva 69 kV, 10 MVar SUY	855,249.73	3	2.57
Total				9.19

Fuente: Elaboración con información del CND

6.3.10 Proyecto habilitación del segundo circuito San Pedro Sula Sur – San Buenaventura y tramo de 10 kilómetros de línea L502-L504

Actualmente, se encuentra en desarrollo la construcción de la línea de transmisión entre las subestaciones San Pedro Sula y San Buenaventura en 230 kV. Esta nueva línea es construida en estructuras de doble circuito, operando inicialmente uno de los circuitos. En el contexto de la actual configuración de la línea de transmisión en ejecución de 230 kV es necesario utilizar aproximadamente 10 km de la servidumbre de las líneas de transmisión existentes, L502 y L504. Estos 10 km se utilizaron para la construcción de las estructuras de doble circuito, en las cuales operaría un circuito en 230 kV correspondiente al primer circuito de la línea SPS - SBV, mientras tanto el otro circuito se mantiene operativo en 138 kV para continuar energizando las líneas existentes L502 y L504.

Es importante destacar que, para la habilitación del segundo circuito en 230 kV, entre las subestaciones San Pedro Sula y San Buenaventura, se desconectará los tramos de la L502 y L504 dejando de forma radial Villanueva y en isla a la subestación de Caracol. Es necesario la construcción del tramo de 10 km en estructuras para el circuito en 138 kV que permita mantener operativas las líneas existentes L502 y L504, ya que las mencionadas líneas de transmisión son las que transportan la energía desde el extremo de Rio Lindo hasta las subestaciones de Caracol y Villanueva. Siendo imperativo mantener los vínculos operativos en estas líneas para asegurar que las subestaciones de Caracol y Villanueva con altos niveles de carga puedan ser alimentadas desde ambos extremos.

Adicionalmente, se requiere de la construcción de bahías de interruptor y medio en 230 kV en las subestaciones San Pedro Sula y San Buenaventura para completar la conexión del segundo circuito SPS-SBV. Ese desglose de costos de inversión es presentado en la Tabla 33.

Tabla 33. Desglose de costos para tramo de 10 km de línea L502 – L504 y segundo circuito SPS-SBV

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV SPS, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
2	Bahía de línea 230 kV SBV, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	Tramo de línea para L502-L504, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 1C/F, Poste de concreto	268,457.50	10 km	2.68
Total				7.14

Fuente: Elaboración con información del CND

6.4 Proyectos de mejora a la calidad de servicio de distribución

Esta sección proporciona información detallada sobre los proyectos de transmisión orientados a mejorar el suministro de energía eléctrica a nivel de distribución. Para tal fin, se contempla la incorporación de nuevas subestaciones a la red de transmisión nacional.

6.4.1 Transformador El Bijagual

Este proyecto implica la instalación de un transformador de distribución con una capacidad de 44 MVA que operará en 230/34.5 kV en las subestaciones El Bijagual (EBI). Es importante señalar que los costos asociados a este transformador de distribución serán responsabilidad de ENEE distribución. Por otro lado, los costos relacionados con la infraestructura de transmisión se detallan en la Tabla 34.

Tabla 34. Desglose de costos de inversión para transformador de distribución en EBI

No	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de transformador 230 kV EBI, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
Total				3.56

Fuente: Elaboración con información del CND

6.4.2 Subestación Cerro Grande

En esta nueva subestación denominada Cerro Grande (CRD), se plantea llevar a cabo el seccionamiento de la línea L612 o L613, AMT-SUY, aproximadamente a una distancia de 23.5 km de Amaratéca. Se tiene previsto la inclusión de dos transformadores de carga, uno operando en 230/13.8 kV y otro en 230/34.5 kV, ambos con una capacidad de 50 MVA. Los costos asociados a estos transformadores serán cubiertos por la ENEE distribución. Este proyecto tiene como objetivo principal tomar parte de la carga que actualmente está siendo abastecida desde las subestaciones La Leona y Santa Fe, aliviando así los transformadores y líneas eléctricas existentes en el Distrito Central. El desglose de los costos de inversión asociados a este proyecto es presentado en la Tabla 35.

Tabla 35. Desglose de costos de inversión subestación CRD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CRD 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV CRD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de transformador 230 kV CRD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
Total				8.95

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.4.3 Subestación Cuyamel y línea de transmisión Masca - Cuyamel

Este proyecto involucra la construcción de una nueva subestación denominada Cuyamel (CYL), que operará a un nivel de tensión de 138 kV. Esta subestación será alimentada de forma radial desde la subestación Masca a través de una línea de transmisión con una capacidad de 151 MVA en configuración de circuito sencillo, un conductor por fase utilizando conductor ACSR Flicker 477 MCM, en estructuras de poste de concreto. Además de la subestación, se tiene previsto la instalación de un transformador de distribución con capacidad de 50 MVA, que operará en 138/34.5 kV. La responsabilidad de financiar este transformador 138/34.5 kV recae en ENEE distribución. El desglose de costos de inversión se muestra en la Tabla 36.

Tabla 36. Desglose de costos de inversión subestación CYL y línea de transmisión MAS-CYL

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CYL 138 kV	1,609,105.70	1	1.61
2	Bahía de línea 138 kV MAS, BP + BA	1,362,826.58	1	1.36
3	Bahía de línea 138 kV CYL, BP + BA	1,362,826.58	1	1.36
4	Bahía de transformador 138 kV CYL, BP + BA	2,153,685.21	1	2.15
5	LT 138 kV MAS-CYL, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 1C/F, Poste de concreto	268,457.50	37.5 km	10.07
Total				16.56

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.4.4 Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha

Este proyecto tiene como objetivo la construcción de una nueva subestación denominada La Flecha (FLE) en 230 kV. Esta subestación permitirá tomar carga, la cual actualmente se está suministrando desde las subestaciones La Entrada y Naco. Al acortar la longitud de los circuitos de distribución de estas subestaciones, se mejorará la regulación de voltaje en el sistema de distribución.

Para conectar esta nueva subestación al sistema eléctrico, se propone la construcción de una línea de transmisión de 230 kV, de aproximadamente 47 km, en configuración de circuito sencillo, un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con una capacidad de transporte de 317 MVA. Adicionalmente, en la subestación La Flecha se considera la inclusión de un transformador 230/34.5 kV con capacidad de 50 MVA a cargo de ENEE distribución. Los costos de inversión son presentados en la Tabla 37.

Tabla 37. Desglose de costos de inversión de subestación FLE y línea de transmisión LEC-FLE

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación FLE 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV LEC, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	Bahía de línea 230 kV FLE, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
4	Bahía de transformador 230 kV FLE, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
5	LT 230 kV LEC-FLE, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	349,165.92	47 km	16.41
Total				26.17

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.4.5 Subestación Concepción del Sur

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Concepción del Sur (CDS). Esta subestación será alimentada mediante el seccionamiento de la futura línea de transmisión que conectará las subestaciones Llanitos y Jardines, operando a 230 kV y situada en las cercanías de la comunidad Concepción del Sur.

La función principal de esta nueva subestación será la de suministrar una parte de la carga que actualmente es abastecida por las subestaciones Cañaverál, Mochito y Níspero. Esto se logrará a través de un transformador 230/34.5 kV con una capacidad mínima de 30 MVA, el cual será proporcionado por ENEE distribución. Además, la subestación Concepción del Sur servirá como punto de conexión entre la nueva red de 230 kV y la red existente de 69 kV, a través de un transformador 230/69 kV con una capacidad de 75 MVA. La información correspondiente a los costos de inversión de la subestación CDS, se presenta en la Tabla 38.

Tabla 38. Desglose de costos de inversión de subestación CDS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CDS 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV CDS, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de línea 69 kV CDS, BS	1,002,884.08	2	2.01
4	Bahía de transformador 230 kV CDS, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	4,184,178.66	1	4.18
5	Bahía de transformador 69 kV CDS, BS	1,545,805.90	1	1.55
6	Transformador 230/69 kV de 75 MVA CDS	3,209,099.59	1	3.21
Total				15.71

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.4.6 Subestación la Labor y línea de transmisión Santa Rosa – La Labor

Se presenta la propuesta de construir una nueva subestación denominada La Labor (LLB) operando en 69 kV para reducir la longitud de los circuitos de distribución que suministran la demanda del departamento de Ocoatepeque desde las subestaciones Erandique, Santa Rosa y La Entrada. Esta subestación será alimentada de manera radial desde la subestación Santa Rosa a través de una línea de transmisión en 69 kV.

La línea de transmisión de 44 km se plantea en una configuración de circuito sencillo con una capacidad de 68 MVA, un conductor ACSR Flicker 477 MCM por fase montado sobre estructuras de acero. Adicionalmente, se prevé que esta nueva subestación incluirá la instalación de un transformador 69/34.5 kV, con una capacidad mínima de 30 MVA, a cargo de ENEE distribución. Los costos de inversión son resumidos en la Tabla 39.

Tabla 39. Desglose de costos de inversión subestación LLB y línea de transmisión SRS-LLB

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación LLB 69 kV	1,473,806.29	1	1.47
2	Bahía de línea 69 kV SRS, BS	1,002,884.08	1	1.00
3	Bahía de línea 69 kV LLB, BS	1,002,884.08	1	1.00
4	Bahía de transformador 69 kV LLB, BS	1,545,805.90	1	1.55
5	LT 69 kV SRS-LLB, 68 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 1C/F, Poste de concreto	247,354.64	44 km	10.88
Total				15.91

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.4.7 Línea de transmisión La Paz – La Esperanza – Erandique

Este proyecto tiene como objetivo principal mejorar la calidad del suministro eléctrico en los departamentos de La Paz e Intibucá, donde la mayoría de la demanda se abastece a través de circuitos de distribución en 34.5 kV que se originan en la subestación Comayagua. Para la etapa inicial, se plantea la construcción de una nueva subestación denominada La Paz (LPZ), ubicada aproximadamente a 37 km de la subestación Amarateca. Para la conexión de esta subestación, se debe realizar el seccionamiento de la línea L608 AMT-CJN o L609 AMT-SBV. Además, en la subestación LPZ se incluirá un transformador 230/34.5 kV con una capacidad de al menos 50 MVA, los costos del transformador 230/34.5 kV que estarán a cargo de ENEE distribución.

En la segunda fase del proyecto, se llevará a cabo la construcción de una subestación denominada La Esperanza (EPZ). Esta subestación contará con un transformador con relación de 230/34.5 kV y

capacidad de 50 MVA, el transformador 230/34.5 kV financiado por ENEE distribución. Para conectar la subestación La EPZ con la subestación LPZ, se contempla la construcción de una línea de transmisión en 230 kV en configuración de circuito sencillo, un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con capacidad de 317 MVA, de aproximadamente 54.6 km soportados en torres de acero.

En la tercera fase del proyecto, se contempla la construcción de una línea de transmisión de 32.2 km en 230 kV que conectará las subestaciones Erandique y La EPZ, en configuración de circuito sencillo, un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con capacidad de 317 MVA. Adicionalmente, será necesario instalar un transformador de 230/69 kV, 75 MVA, el cual permitirá la conexión entre la red de 230 kV y la red de 69 kV de la zona occidente. El desglose de costos para las diferentes fases del proyecto se presenta en la Tabla 40, Tabla 41 y Tabla 42.

Tabla 40. Desglose de costos de inversión subestación LPZ

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación LPZ 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
3	Bahía de línea 230 kV LPZ, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de transformador 230 kV LPZ, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
Total				8.33

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 41. Desglose de costos de inversión subestación La EPZ y línea de transmisión LPZ-EPZ

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación EPZ 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV LPZ, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
3	Bahía de línea 230 kV EPZ, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
4	Bahía de transformador 230 kV EPZ, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
5	LT 230 kV LPZ-EPZ, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	349,165.92	54.6 km	19.06
Total				29.62

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

Tabla 42. Desglose de costos de inversión tramo EPZ-ERA

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV ERA, INT. Y MEDIO, un alimentador	2,226,525.95	1	2.23
2	Bahía de transformador 230 kV ERA, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
3	Bahía de transformador 69 kV ERA, BS	1,545,805.90	1	1.55
4	LT 230 kV EPZ-ERA, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	349,165.92	32.2 km	11.24
5	Transformador 230/69 kV de 75 MVA ERA	3,209,099.59	1	3.65
Total				21.79

Fuente: Elaboración con información del CND

6.4.8 Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz

Para mejorar las condiciones del suministro en los circuitos de distribución de la subestación Juticalpa se contempla la inclusión de este proyecto en 69 kV, el cual consiste en seccionar la línea L443 JUT-CAT a aproximadamente 14.5 km de Juticalpa para construir una subestación de maniobras, denominada Telica (TCA), que permita interconectar una nueva línea de transmisión en 69 kV hasta una nueva subestación denominada San Francisco de la Paz (SFP). En la subestación SFP se espera la instalación de un transformador de distribución en 69/34.5 kV de al menos 30 MVA para tomar la carga

del circuito JUT L380. La línea de transmisión para interconectar la subestación SFP a la subestación TCA tendrá una capacidad de 68 MVA en configuración de circuito sencillo. Para esta línea puede hacerse uso, por ejemplo, de una configuración de un conductor por fase con conductor 477 MCM. El desglose de los costos asociados a este proyecto se presenta en la Tabla 43.

Tabla 43 Desglose de costos de inversión tramo TCA-SFP

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TCA 69 kV	1,473,806.29	1	1.47
2	Subestación SFP 69 kV	1,473,806.29	1	1.47
3	Bahía de línea 69 kV TCA, BS	1,002,884.08	3	3.01
4	Bahía de línea 69 kV SFP, BS	1,002,884.08	1	1.00
5	Bahía de transformador 69 kV SFP, BS	1,545,805.90	1	1.55
6	LT 69 kV TCA-SFP, 68 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 1C/F Torre de acero	247,354.64	18.7 km	4.63
Total				13.13

Fuente: Elaboración con información del CND

6.4.9 Subestación El Ocotillo

El sector El Ocotillo en el municipio de Choloma, y zonas aledañas presentan deficiencias y limitaciones en el suministro eléctrico. El objetivo principal de este proyecto es aliviar la carga de los circuitos de distribución BER205, RTD295, CHM216 y LVI235 los cuales han presentado cargamentos en la línea trocal superior al 100% de su capacidad nominal. Esto permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico de la zona, reduciendo la distancia de los circuitos de distribución y por ende reduciendo las pérdidas técnicas.

Para solucionar la problemática identificada se propone la construcción de una nueva subestación en 138 kV denominada El Ocotillo (OCT) la cual se conectará de forma radial desde Agua Prieta a través de una línea de transmisión de aproximadamente 4.5 km en 138 kV, en configuración de circuito sencillo, un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM, en estructuras de postes de concreto. El costo del transformador y de las ampliaciones en media tensión correrán a cargo de ENEE Distribución. El desglose de los costos asociados a este proyecto se presenta en la Tabla 46.

Tabla 44 Desglose de costos de inversión subestación OCT y línea de transmisión AGP - OCT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación OCT 138 kV	1,609,105.70	1	1.61
2	Bahía de línea 138 kV AGP, BS	1,233,641.82	1	1.23
3	Bahía de línea 138 kV OCT, BP + BA	1,362,826.58	1	1.36
4	Bahía de transformador 138 kV OCT, BP + BA	2,153,685.21	1	2.15
5	LT 138 kV AGP - OCT, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C 1C/F, Poste de concreto	268,457.50	4.5 km	1.21
Total				7.57

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

6.4.10 Subestación Santa Rita

Este proyecto consiste en seccionar la actual línea de transmisión L604, CJN – PGR, aproximadamente a una distancia de 23 km de la subestación El Cajón para la construcción de la nueva subestación Santa Rita (SRT) ubicada en el departamento de Yoro. Se tiene previsto la instalación de un

transformador 230/34.5 kV con al menos una capacidad de 50 MVA, cuyos costos del transformador correrán a cargo de ENEE distribución.

Esta obra tiene como propósito descargar los circuitos de distribución PGR319, VNU324 y MOR396 los cuales operan en valores superiores al 100% de su capacidad nominal. Esto permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico de la zona, reduciendo la distancia de los circuitos de distribución y por ende reduciendo las pérdidas técnicas. En la Tabla 45 se resumen los costos asociados a la construcción de dicha subestación.

Tabla 45 Desglose de costos de inversión para a subestación SRT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación STR 230 kV	1,737,347.53	1	1.74
2	Bahía de línea 230 kV STR, INT. Y MEDIO, dos alimentadores	3,026,663.36	1	3.03
3	Bahía de transformador 230 kV STR, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,563,885.16	1	3.56
Total				8.33

Fuente: Elaboración con información del CND y ENEE

7. Resumen de proyectos

En este capítulo, se resumen los proyectos planificados de expansión de la red de transmisión, junto con sus características y el año de implementación previsto. Además, se especifica si estos proyectos ya fueron considerados en los ejercicios anteriores de planificación, si estos cuentan con modificaciones en su configuración o si son nuevas adiciones encontradas en el presente plan. El costo total estimado de inversión para este plan de expansión de la red de transmisión asciende a 857.48 millones de dólares estadounidenses. Es importante destacar que, para los proyectos en desarrollo que están planificados y actualmente se encuentran en ejecución o en la fase inicial de construcción, no se cuantifica su costo de inversión en el presente plan. A continuación, la Tabla 46 desglosa los costos de inversión para cada etapa de expansión.

Tabla 46. Resumen de costos de inversión estimados para el PERT 2024 - 2033

Etapa	Costo de inversión [MUSD]
Expansión optimizada	429.50
Proyectos para cumplimiento de los CCSDM	252.37
Proyectos de mejora en la calidad de distribución	175.61
Total	857.48

Fuente: Elaboración propia

La ejecución de los proyectos de transmisión propuestos en este plan de expansión ofrece una serie de beneficios operativos a largo plazo que contribuyen significativamente a mejorar la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico, garantizar la capacidad para satisfacer la creciente demanda y facilitar la transición hacia la incorporación de centrales generadoras a gran escala. Estos beneficios tienen un impacto positivo tanto en la economía como en la seguridad energética del país y se pueden resumir en los seis aspectos claves:

- i. Incremento de la capacidad de transporte del sistema de transmisión para incorporación de centrales generadoras a gran escala;
- ii. Garantizar la operación segura del sistema eléctrico;
- iii. Aumento en la confiabilidad del sistema;
- iv. Mejora en la calidad del servicio eléctrico a nivel de transmisión y distribución;
- v. Incremento de la robustez del sistema de transmisión;
- vi. Contribución al aumento de la capacidad de transferencias regionales;

En resumen, la implementación de los proyectos de transmisión propuestos en el plan de expansión es fundamental para asegurar un suministro eléctrico confiable, eficiente y de alta calidad a largo plazo. La falta de ejecución de estos proyectos resultaría en un aumento de los costos operativos totales del sistema y un mayor riesgo de no poder garantizar el suministro total de la demanda futura proyectada debido a posibles sobrecargas y problemas de tensión en el sistema. Además, esto podría reducir la máxima capacidad de transferencia de potencia a nivel regional, lo que limitaría la capacidad de importación y exportación de energía del país.

A partir de la Tabla 47 hasta la Tabla 51, se presenta la descripción detallada de cada uno de los proyectos, tanto aquellos que están en desarrollo como los planificados. Cada proyecto se describe en

términos de su configuración, como ser el año previsto de entrada en operación y los costos de inversión. Además, se incluyen características particulares para identificar proyectos previamente planificados, modificaciones y/o adiciones realizadas a dichos proyectos. En la Tabla 52 y en la Tabla 53 se muestra un resumen de las violaciones que se resuelven con los proyectos para el cumplimiento de los CCSDM.

Una vez obtenidas las obras de expansión de la red de transmisión, se realizaron estudios eléctricos para verificar la estabilidad de tensión y observar el aumento de reserva de reactiva en los nodos monitoreados. Para este estudio, la información detallada se presenta en los Anexos C y D. Adicionalmente, se realizaron estudios de cortocircuito para confirmar que la capacidad de los interruptores instalados en la red no fuera excedida. Estos estudios de cortocircuito se realizaron para los años 2024, 2027 y 2033, los cuales se presentan en detalle en los Anexos E, F y G. Finalmente, para efectos ilustrativos en el Anexo H se muestran los diagramas unifilares correspondientes al estado actual de la red para el año 2024 y la propuesta de expansión encontrada en este plan para el año 2033.

Tabla 47. Resumen de proyectos en desarrollo

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Compensación reactiva capacitiva	✓	-	✓	-	-	2024	N.A.	Instalación de compensación reactiva en subestaciones Circunvalación (30 MVar), Bermejo (30 MVar), La Puerta (30 MVar), Villanueva (30 MVar), Progreso (30 MVar), Santa Marta (15 MVar), Comayagua (24 MVar) y Zamorano (9 MVar).
Línea de transmisión SPS-SBV y transformadores 230/138 kV	✓	-	✓	-	-	2024	N.A.	Nueva línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en doble circuito 46.85 km. Transformador 230/138 kV con 2x150 MVA de capacidad.
Línea de transmisión PGR-SPS y ampliación a subestación Santa Marta	✓	-	✓	-	-	2025	N.A.	Nueva línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en doble circuito 27 km. Nuevo transformador en 138/69 kV de 50 MVA de capacidad.
Normalización a subestación Choloma	✓	-	✓	-	-	2024	N.A.	Conexión de línea L514 MER-BER a subestación CHM.
Línea de transmisión LNZ-MFL y ampliación a subestación Laínez y Miraflores	✓	-	✓	-	-	2023	N.A.	Nueva línea de transmisión en 138 kV de 187 MVA en circuito sencillo, 4 km. Transformadores MFL 138/13.8 kV de 50 MVA y LNZ 138/13.8 kV de 50 MVA.
Subestación El Centro. Línea de transmisión BVI-CEN y ampliación a subestación Bellavista	✓	-	✓	-	-	2024	N.A.	Subestación CEN en 138 kV con transformador 138/13.8 kV de 50 MVA. Línea de transmisión en 138 kV de 151 MVA circuito sencillo, 2.5 km. Transformador BVI 138/13.8 kV de 50 MVA
Subestación Calpules	✓	-	✓	-	-	2025	N.A.	Nueva subestación para la normalización de la subestación Retorno y Retorno II actualmente conectadas en derivación de la línea L524. Reemplazo de unidades móviles por dos transformadores permanentes de 50 MVA.
Subestación La Victoria	✓	-	✓	-	-	2025	N.A.	Nueva subestación para la normalización de la subestación La Victoria, actualmente conectada en derivación a la línea L512. Nuevo transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.
Subestación El Sitio	✓	-	✓	-	-	2025	N.A.	Subestación en 230 kV con transformador en 230/13.8 kV de 50 MVA.
Subestación Siguatepeque	✓	-	✓	-	-	2024	N.A.	Normalización de la subestación Siguatepeque actualmente conectada en tap. Nuevo transformador en 138/34.5 kV de 50 MVA, reemplaza los existentes de 12.5 y 14.5 MVA

Fuente: Elaboración propia

Tabla 48. Resumen de proyectos expansión optimizada

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Proyecto Seccionamiento L612/L613 – ZMD-DND-TRB	SUY-ZMD-AMT	-	✓	✓	-	✓	2026	28.71	Etapa 1: Nueva subestación ZMD. Línea de transmisión en 230 kV de 405 MVA en configuración doble circuito 22 km secciona la línea L612 o L613 a 2.1 km de Suyapa. Transformador en 230/69 kV de 75 MVA en ZMD. Línea de transmisión en 69 kV de 47 MVA en configuración doble circuito 3.2 km secciona la línea L422 a 22.19 km de Suyapa.
	TRB-DND	-	✓	✓	-	✓	2026	63.10	Etapa 2: Subestación TRB y subestación DND. Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA en circuito sencillo, 82 km DND-TRB. Transformador 230/69 kV de 75 MVA en DND.
	ZMD-DND	-	✓	✓	-	✓	2026	32.70	Etapa 3: Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA en circuito sencillo, 48 km ZMD-DND.
Proyecto MAS-LVI-BER		-	✓	✓	-	✓	2027	78.31	Línea de transmisión 230 kV en doble circuito, 455 MVA por circuito, 33 km, MAS-LVI. Cuatro transformadores 230/138 kV de 200 MVA de capacidad: tres en LVI y uno en MAS. Línea de transmisión 138 kV en doble circuito de 300 MVA por circuito, 7 km, LVI-BER.
Proyecto NEG-YRD-ARN-CCD-RGU	NEG-YRD	-	✓	✓	-	✓	2027	55.51	Etapa 1: Subestación en 230 kV NEG. Subestación en 230 kV YRD. Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA en estructura para doble circuito, 71.8 km NEG-YRD. Transformador en 230/69 kV de 75 MVA. Línea de transmisión en 69 kV de 68 MVA doble circuito, 0.2 km.
	YRD-ARN-CCD	-	✓	✓	-	✓	2027	40.75	Etapa 2: Nueva subestación en 230kV CCD. Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA en estructura para doble circuito, 32 km y 21 km en circuito sencillo YRD-ARN.
	CCD-RGU	-	✓	✓	-	✓	2028	36.48	Etapa 3: Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA en estructuras para doble circuito, 51 km CCD-RGU. Dos transformadores 230/138 kV de 150 MVA de capacidad, uno en RGU y otro en CCD.
Proyecto CRL-RLN		-	✓	✓	-		2027	5.51	Línea de transmisión en 138 kV de 151 MVA en circuito sencillo, 8.4 km.
Proyecto PRD-AGC		-	✓	✓	-	✓	2027	15.79	Línea de transmisión en 230 kV de 385 MVA en doble circuito montando uno, 2.7 km. Montaje de segundo circuito de 385 MVA sobre estructuras de L627, 42.7 km. Repotenciación de líneas de transmisión PAV-SLU y PRD-FNH a 456 MVA.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 49. Resumen de proyectos expansión optimizada (Continuación)

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Proyecto LEC-SRD-SRS		-	✓	✓	-	✓	2026	31.13	Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA circuito sencillo, 29.9 km. Transformador 230/69 kV de 75 MVA. Línea de transmisión en 69 kV doble circuito de 68 MVA por circuito, 4 km.
Proyecto JRD-LLT y JTY-GLL	JRD-LLT	-	✓	-	✓	-	2030	23.63	Etapa 1: Subestación en 230 kV JRD y LLT. Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA circuito sencillo, 34 km JRD-LLT.
	JTY-GLL	-	✓	-	✓	-	2031	17.87	Etapa 2: Subestación en 230 kV GLL y JTY línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA circuito sencillo, 9 km JTY-GLL.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 50. Resumen de proyectos para cumplimiento de los CCSDM

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Proyecto LLT- JTY	-	✓	-	✓	-	2031	9.06	Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA circuito sencillo, 20 km LLT-JTY
Proyecto AMT-TLG	-	✓	✓	-	✓	2027	34.42	Nueva subestación TLG en 230 kV y 69 kV, seccionando la línea L441 a 48 km de SFE. Transformador 230/69 kV de 75 MVA. Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA, estructura de doble circuito, montando inicialmente un circuito, 42 km.
Proyecto CCD-SIS	-	✓	-	✓	-	2028	30.48	Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA un circuito, 44.2 km. Transformador 230/138 kV 150 MVA SIS.
Proyecto BER - CIR	-	✓	-	✓	-	2027	4.19	Línea de transmisión en 138 kV de 300 MVA un circuito, 3.9 km.
Proyecto enlace 230/138 kV zona centro	-	✓	-	✓	-	2027	21.99	Subestación El Taladro en 230 y 138 kV. Transformador 230/138 kV de 150 MVA. Línea de transmisión en 230 kV de 405 MVA en configuración doble circuito 1.7 km secciona la línea L609. Línea de transmisión en 138 kV de 151 MVA en configuración doble circuito 5.8 km secciona la línea L551.
Compensación serie L526 y L527	-	✓	-	✓	-	2025	7.78	Normalización línea L525. Compensación serie en línea L526 y L527, 6.64 ohmios en cada una.
Proyecto JUD-CBN	-	✓	-	✓	-	2030	84.31	Subestación en 230 kV CBN, secciona la línea L522 a 6 km de SHOL. Línea de transmisión en 138 kV de 317 MVA, estructura de doble circuito, montando inicialmente un circuito, 130 km, aislado para 230 kV. Transformador 230/138 kV de 150 MVA JUD.
Proyecto EBI-ZMD	-	✓	✓	-	✓	2027	43.83	Línea de transmisión en 230 kV de 405 MVA en estructura de doble circuito montando inicialmente un circuito, 82 km.
Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central	-	✓	-	✓	✓	2030	9.19	Compensación capacitiva paralela en zona central del país en subestaciones CDA (40 MVar) y SUY (30 MVar).
Tramo de líneas L502 y L504 por puesta en operación del segundo circuito SPS – SBV	-	✓	✓	-	✓	2025	7.14	Línea en 138 kV de 151 MVA circuito sencillo, 10 km para complementar las líneas L502 y L504. Esta línea de transmisión complementa el proyecto de construcción de línea de transmisión SPS-SBV en doble circuito.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 51. Resumen de proyectos mejora a la calidad de servicio de distribución

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Transformador EBI 230/34.5 kV		-	✓	✓	-	✓	2025	3.56	Transformador 230/34.5 kV de 44 MVA.
Subestación Cerro Grande		-	✓	✓	-	-	2026	8.95	Subestación en 230 kV CRD con transformadores en 230/13.8 kV y 230/34.5 kV de 50 MVA cada uno.
Subestación Cuyamel y línea de transmisión MAS-CYL		-	✓	✓	-	-	2028	16.56	Subestación en 138 kV con transformador 138/34.5 kV de 50 MVA y línea de transmisión MAS-CYL en 138 kV de 151 MVA en circuito sencillo, 37.5 km.
Subestación La Flecha y línea de transmisión LEC-FLE		-	✓	✓	-	✓	2029	26.17	Nueva subestación en 230 kV con transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA en circuito sencillo, 47 km.
Subestación Concepción del Sur		-	✓	✓	-	✓	2030	15.71	Subestación en 230 kV CDS secciona la línea futura JRD-LLT. Transformador 230/69 kV de 75 MVA. Transformador 230/34.5 kV de 30 MVA.
Subestación La Labor y línea de transmisión SRS-LLB		-	✓	✓	-	-	2031	15.91	Subestación LLB en 69 kV con transformador 69/34.5 kV de 30 MVA y línea de transmisión SRS-LLB en 69 kV de 68 MVA en circuito sencillo, 44 km.
Línea de transmisión LPZ-EPZ-ERA	Subestación LPZ	-	✓	✓	-	-	2027	8.33	Etapas 1: Subestación LPZ en 230 kV con transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. Seccionará la línea L608 AMT-CJN o L609 AMT-SBV.
	LPZ-EPZ	-	✓	✓	-	✓	2029	29.62	Etapas 2: Subestación EPZ, línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA circuito sencillo, 54.6 km.
	EPZ-ERA	-	✓	✓	-	✓	2031	21.79	Etapas 3: Línea de transmisión en 230 kV de 317 MVA circuito sencillo, 32.2 km. Transformador 230/69 kV de 75 MVA en ERA.
Proyecto TCA-SFP		-	✓	✓	-	-	2027	13.13	Subestación de maniobras (TCA) en 69 kV seccionando la línea L443 a aproximadamente 14.5 km de JUT. Subestación SFP en 69 kV con transformador 69/34.5 kV de 30 MVA y línea de transmisión TCA-SFP en 69 kV de 68 MVA en circuito sencillo, 18.7 km.
Subestación El Ocotillo		-	✓	-	✓	-	2026	7.57	Subestación en 138 kV con transformador 138/13.8 kV de 50 MVA y línea de

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
								transmisión AGP-OCT en 138 kV de 151 MVA en circuito sencillo 4.5 km.
Subestación Santa Rita	-	✓	-	✓	-	2026	8.33	Subestación SRT en 230 kV con transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. Seccionará la línea L604 CJN-PGR.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 52. Resumen de violaciones que se resuelven con los proyectos para el cumplimiento de los CCSDM

Proyectos	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas		
			Barra	Voltaje [p.u]	Elemento	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
Proyecto AMT-TLG	Demanda máxima nocturna de verano 2027	JUD-T623	GMC B437	0.6921	-	-	-
			JUT B438	0.5701	-	-	-
			JUD B412	0.5701	-	-	-
			CAT B443	0.5002	-	-	-
		-	-	SFE-T509	55.96	111.92	
		-	-	SFE-T509	53.03	106.06	
		L6XX DND-TRB	GMC B437	0.9138	-	-	-
			CAT B443	0.9198	-	-	-
		L6XX DND-ZMD	-	-	L4XX ODA-DND	54.49	115.19
		Proyecto CCD-SIS	Demanda máxima nocturna de verano 2028	Operación normal	CTE B513	0.9472	-
SIS B548	0.9472				-	-	-
RGU-T6XX	ISL B520			0.9480	-	-	-
	END B572			0.9289	-	-	-
L515_PGR-TEL	TEL B511			0.8503	-	-	-
	END B572			0.8953	-	-	-
L516 TEL-CTE	END B572			0.9238	-	-	-
L518_SIS-END	GUA B537			0.9092	-	-	-
	TEL B511			0.8016	-	-	-
L539 RGU-END	GUA B537			0.9098	-	-	-
	TEL B511			0.8029	-	-	-
	END B572			0.6068	-	-	-
L6XX NEG-YRD	END B572			0.9408	-	-	-
L6XX_YRD-ARN	TEL B511			0.9362	-	-	-
	END B572			0.9024	-	-	-
L6XX ARN-CCD	END B572			0.9174	-	-	-
L6XX CCE-RGU	END B572	0.9476	-	-	-		

Nota: Las violaciones de CCSDM que se muestran en la tabla anterior se identificaron al evaluar en PSSE los proyectos obtenidos de la etapa de optimización.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 53. Resumen de violaciones que se resuelven con los proyectos para el cumplimiento de los CCSDM (Continuación)

Proyectos	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas		
			Barra	Voltaje [pu]	Elemento	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
Proyecto BER - CIR	Sensibilidad de un escenario de exportación sur-norte con baja hidrología y alta producción térmica, demanda máxima nocturna verano 2027*	L510 BER-BVI	-	-	L508 BER-CIR	155.52	102.45
		L530 SPS-EST	-	-		165.73	109.17
		L530 EST-CIR	-	-		152.56	100.50
		L527 SPS-AGP	-	-		155.57	102.48
		L528 SPS-SMT	-	-		153.27	100.97
Proyecto enlace 230/138 kV zona centro, subestación El Taladro	Demanda máxima nocturna de verano 2027	L558_CYG-AMT	CYG B536	0.8894	-	-	-
			PAZ B525	0.8944	-	-	-
		L550A_CRL-SGT	PAZ B525	0.9067	-	-	-
			SGT B5XX	0.9011	-	-	-
Compensación serie L526 y L527	Demanda máxima nocturna de verano 2025	L5XX_CHM-BER	-	-	L512b LVI-BER	156.30	102.96
			-	-	L512a CHM-LVI	186.82	123.07
		L512A CHM-LVI	-	-	L5XX BER-CHM	174.02	114.64
		L512B LVI-BER	-	-	L5XX BER-CHM	157.17	103.54
Proyecto JUD-CBN	Todos los escenarios de demanda máxima	L650 JUD-TRB	Sin convergencia				
Proyecto EBI-ZMD	Sensibilidad de un escenario de importación sur-norte y alta inyección de potencia solar y eólico, demanda máxima diurna verano 2027*	L610 AGC-TON	-	-	L614 CDH-SUY	354.43	111.70
Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central	Sensibilidad de un escenario de importación sur-norte 300 MW - Demanda máxima nocturna de verano - 2030	TON-T610	CDA B530	0.9251	-	-	-
			LNZ B5XX	0.9273	-	-	-
			MFL B523	0.9277	-	-	-
			SFE B505	0.9279	-	-	-
			TON B535	0.9262	-	-	-

Nota: Las violaciones de los CCSDM que se muestran en la tabla anterior se identificaron al evaluar en PSSE los proyectos obtenidos de la etapa de optimización.

*Las sensibilidades corresponden a escenarios de transferencias regionales.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos

Referencias

- [1] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, «Boletines Estadísticos,» ENEE, [En línea]. Available: <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>.
- [2] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, «Boletines Estadísticos,» ENEE, [En línea]. Available: http://www.enee.hn/planificacion/2023/Boletin_Estadistico_FEBRERO-2023.pdf.
- [3] F. Arellano, G. García, J. González y J. Tovar, «Catálogo de Costos de Inversión en Transmisión,» 2022.
- [4] Operador del Sistema, Norma Técnica de Programación de la Operación, 2020.
- [5] Mercados Energéticos Consultores, «Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Países de Centroamérica,» Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), 2018.
- [6] PSR, «Manual de Usuario SDDP».
- [7] PSR-Inc, Netplan/OptNet Model Methodology Manual, 2018.
- [8] PSR-Inc, NetPlan - Transmission Network Analysis and Expansion Planning User Manual, 2018.
- [9] SIEMENS-PTI, Program Application Guide Volume 1 & 2 PSSE 35.2.1, 2019.
- [10] Departamento de Estudios Electricos y Seguridad Operativa CND, «Limitación de flujo L442 y despacho de Patuca III».