



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Planificación a Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028

TOMO II

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

Informe ajustado conforme a observaciones
de la CRIE mediante nota CRIE-SE-GT-81-15-04-2019.

Elaborado por:	Gerencia de Planificación y Operación
Versión del informe	Versión 3 – Incluye aclaraciones y ajustes solicitados por CRIE, en la nota CRIE-SE-GT-81-15-04-2019.
Fecha:	Abril de 2019



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. BASE REGULATORIA.....	1
2.1. OBJETIVO DE LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	2
2.2. PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA DE LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL.....	2
2.3. CRITERIOS DE DECISIÓN Y DE CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES.....	2
3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS DE PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE LA G Y T REGIONAL.....	3
4. RESUMEN DE LA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN REGIONAL	5
5. PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	13
5.1. EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN POR SUFICIENCIA.....	14
5.2. ANÁLISIS DE RIESGOS	24
5.3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	30
5.4. ESTUDIO PARA DETERMINAR AMPLIACIONES PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW ENTRE PARES DE PAÍSES PARA EL ESCENARIO A1.	84
5.6. CONSOLIDADO DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN PARA CADA ESCENARIO DE EXPANSIÓN.....	97
5.7. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LAS AMPLIACIONES.....	103
5.8. CÁLCULO DE INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	117
5.9. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS PRIVADOS Y DEL BENEFICIO SOCIAL Y CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES.....	132
5.10. LISTA DE AMPLIACIONES PLANIFICADAS Y A RIESGO Y CRONOGRAMA DE LAS AMPLIACIONES.....	148
5.11. COINCIDENCIA DE AMPLIACIONES RESULTANTES EN EL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR 2019-2023 Y EN LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO.....	151
5.12. CÁLCULO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN DEBIDO A LAS AMPLIACIONES IDENTIFICADAS EN EL ESTUDIO.....	153
5.13. EVALUACIÓN DEL BENEFICIO PARA LOS AGENTES QUE INYECTAN Y RETIRAN, EN RELACIÓN AL CURTR.....	154
5.14. HIPÓTESIS SOBRE FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE NUEVA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL	158
5.15. IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LAS AMPLIACIONES	170
6. CONCLUSIONES DE LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL, PERÍODO 2019-2028.....	172
7. RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL CORRESPONDIENTE AL PERÍODO 2019-2028.....	177



1. INTRODUCCIÓN

El EOR, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, presenta el Informe anual de Planificación a Largo Plazo, correspondiente al período 2019-2028. Este Informe está dividido en dos tomos:

Tomo I: Planificación indicativa de la expansión de la Generación Regional.

Tomo II: Planificación de la expansión de la Transmisión Regional.

El presente documento corresponde al informe referido como Tomo II, el cual contiene los resultados y análisis, para determinar la expansión de la transmisión regional relacionada a los escenarios evaluados en la planificación indicativa de la generación para el período 2019-2028, conforme lo establece el numeral 10.2.2 del Libro III del RMER.

El contenido del presente informe, provee la información requerida en el artículo 10.6.3 del Libro III del RMER.

Esta versión del informe se ha preparado atendiendo las observaciones expuestas por la CRIE, en la nota CRIE-SE-GT-81-15-04-2019, del 15 de abril de 2019, en el marco normativo del numeral 11.2.2 del Libro III del RMER.

Asimismo, esta versión del informe, mantiene los ajustes realizados, atendiendo las consultas y sugerencias de la CRIE, contenidas en el informe denominado "Análisis de consistencia de la información al informe de planificación largo plazo de la generación y la transmisión regional al período de estudio 2019-2028", remitido al EOR a través de la nota CRIE-SE-GT-48-14-03-2019, con fecha de 14 de marzo de 2019, siempre dentro del marco normativo del numeral 11.2.2 del Libro III del RMER.

2. BASE REGULATORIA

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, en su Artículo 28, establece que, el EOR, dentro de sus objetivos y funciones, debe *"Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de*



reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado". Esta función del EOR, también está establecida en el RMER en los numerales 1.5.3.1 del Libro I y 10.5.1 del Libro III.

En el Capítulo 10 del Libro III del RMER, se establecen los objetivos, el procedimiento y los criterios para la planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional.

2.1. Objetivo de la planificación de largo plazo de la Transmisión regional

El numeral 10.2.1 del Libro III del RMER, establece que la Planificación de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión que:

- a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios.
- b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional. En estas ampliaciones los estudios deberán demostrar que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER; y
- c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado.

2.2. Procedimiento y metodología de la Planificación de Largo Plazo de la Transmisión Regional

En el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, se establece el procedimiento y metodología para realizar la planificación de la transmisión regional.

2.3. Criterios de decisión y de clasificación de las ampliaciones

En el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, se establecen los criterios para seleccionar las ampliaciones de transmisión, según los requerimientos del Literal k) del numeral anterior y la estimación del riesgo que resulta del proceso descrito en el Literal j) del numeral 10.6.1 del



Libro III del RMER. Asimismo, en los incisos a), b), c) y d) del mismo numeral, se establecen los criterios para incluir las ampliaciones dentro de la lista de recomendaciones del EOR, y los criterios para clasificar las ampliaciones como Planificadas o a Riesgo.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS DE PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE LA G Y T REGIONAL

Conforme al procedimiento y metodología establecidos en el numeral 10.6.1 y 10.6.2 del Libro III del RMER, el EOR desarrolló los estudios de Planificación de largo plazo de la Generación y la Transmisión Regional. Conceptualmente, los estudios de planificación de la G y T regional, se desarrollaron en cinco (5) etapas, que se describen a continuación:

Etapas I - Planificación de la expansión de la generación:

Se determinó la expansión de la generación para seis escenarios o estrategias diferentes.

Etapas II - Determinación de la expansión de la transmisión por suficiencia:

Se determinaron las expansiones de transmisión requeridas para dotar al sistema de transmisión, con la capacidad para transportar los flujos de potencia derivados del despacho óptimo de la generación, considerando la expansión de generación resultante en cada uno de los escenarios evaluados.

Etapas III – Análisis de Riesgo por minimización de máximo arrepentimiento:

En esta etapa, se comparan los sobrecostos de los seis escenarios de expansión de la generación, considerando también la expansión por suficiencia, realizando una sensibilidad de variables relevantes o condiciones, que pueden impactar en el costo de la operación del sistema. Las variables o condiciones sensibilizadas, fueron el costo de los combustibles, el incremento de la capacidad de intercambio México-SER, y la entrada en servicio de la interconexión Colombia-Panamá. El detalle de las sensibilidades realizadas se presenta en el apartado correspondiente de este informe.

Etapas IV - Determinación de las ampliaciones de la transmisión para cumplir con los CCSD:



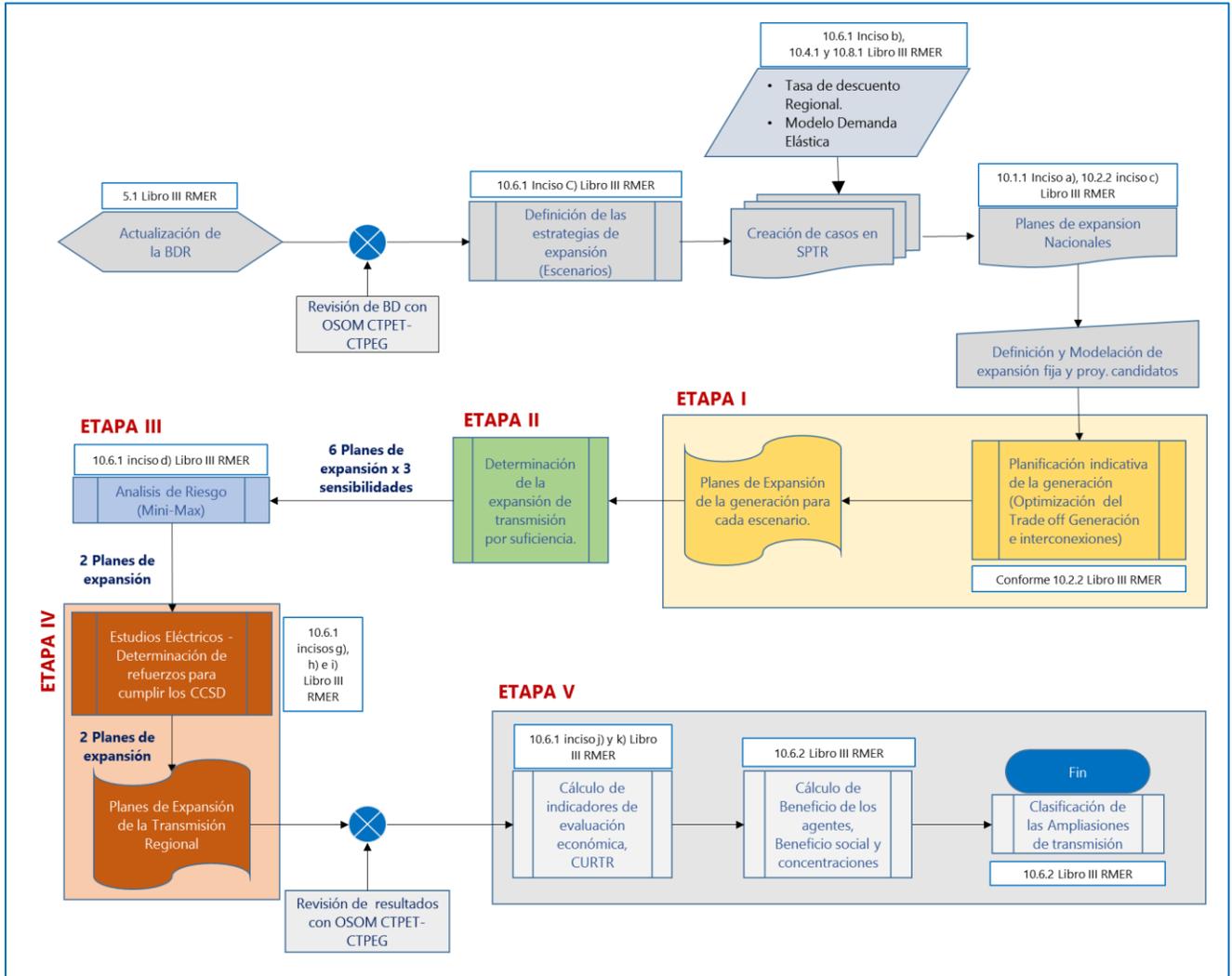
Una vez determinada la expansión de la transmisión por criterio de suficiencia, se realizan estudios eléctricos, considerando contingencias simples, para determinar ampliaciones de transmisión complementarias, que permitan cumplir los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el RMER.

Etapa V - Cálculo de indicadores de evaluación económica, estimación de beneficios y clasificación de las ampliaciones de transmisión:

En esta etapa, se calculan los indicadores de evaluación económica referidos en los literales j) y k) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER y se calculan los beneficios privados de los agentes y el Beneficio Social en cada país, atribuible a cada ampliación o grupo de ampliaciones de transmisión, conforme a lo establecido en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.

En el Diagrama 1, se representa el flujograma del proceso de desarrollo de los estudios de planificación de largo lazo de la Generación y Transmisión Regional.

Diagrama 1. Flujograma de desarrollo de los estudios de Planificación de la G y T Regional



4. RESUMEN DE LA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN REGIONAL

Se determinó la expansión de la generación para seis (6) escenarios, basados en diferentes estrategias de expansión, considerando lo establecido en el numeral 10.6.1, inciso c) del Libro III, del RMER. Los resultados de la expansión de la generación, están detallados en el Tomo I de este informe. A continuación, resume la descripción de los escenarios evaluados.

Escenario A1: Escenario de autosuficiencia y capacidad de intercambios regionales de 300 MW.



- La demanda de cada país es atendida en base al plan de expansión de generación nacional definido en cada país, cuyos proyectos cuentan con fechas definidas.
- Supone que la capacidad de intercambio entre los países de la región se recupera a 300 MW en el año 2022. En este escenario no se evalúa la integración de plantas de escala regional.

Escenario A2: Escenario de autosuficiencia y posibilidad de intercambios regionales hasta 600 MW.

- La demanda de cada país es atendida en base al plan de expansión de generación nacional definido en cada país, cuyos proyectos cuentan con fechas definidas.
- La capacidad de intercambio entre los países de la región, puede incrementar hasta 600 MW a partir del año 2022, optimizando la incorporación de los tramos disponibles del segundo circuito del SIEPAC.
- No se evalúa la integración de plantas de escala regional.

Escenario B1: Escenario con plantas a escala regional y capacidad de intercambios regionales de 300 MW.

- La demanda de cada país será atendida en base al plan de expansión de generación nacional en cada país, cuyos proyectos tienen fechas definidas.
- Se considera que la capacidad de intercambio entre los países de la región se recupera a 300 MW en el año 2022,
- Se evalúa la integración de plantas a escala regional (GNL 380 MW) a partir del año 2022.

Escenario B2: Escenario con plantas a escala regional y posibilidad de intercambios regionales hasta 600 MW.

- La demanda de cada país, se cubre con base a un plan de expansión de generación nacional en cada país, cuyos proyectos tienen fechas definidas,
- La capacidad de intercambio entre los países de la región puede incrementar hasta 600 MW a partir del año 2022, optimizando la incorporación de los tramos que tienen disponible el segundo circuito del SIEPAC,
- Se evalúa la integración de plantas a escala regional (GNL 380 MW).

Escenario C1: Escenario de alta integración eléctrica con capacidad de intercambios regionales de 600 MW.

- El crecimiento de la demanda de cada país se atiende con base a los planes de expansión de generación nacional en cada país con los proyectos que tienen fechas definidas hasta el año 2021,
- A partir del año 2022 se realiza una optimización de la expansión con los proyectos de generación incluidos en los planes nacionales y con plantas de escala regional (GNL 380 MW), todos considerados proyectos candidatos.
- Se considera una capacidad de intercambio de 600 MW disponible a partir del 2022, suponiendo que los tramos del segundo circuito SIEPAC son un proyecto decidido.

Escenario C2: Escenario de alta integración eléctrica con posibilidad de intercambios regionales hasta 600 MW.

- El crecimiento de la demanda de cada país se atiende con base a los planes de expansión de generación nacional en cada país con los proyectos que tienen fechas definidas hasta el año 2021,
- A partir del año 2022 se realiza una optimización de la expansión con los proyectos de generación incluidos en los planes nacionales y con plantas de escala regional (GNL 380 MW), todos considerados proyectos candidatos.
- A diferencia del escenario C1, los tramos del segundo circuito SIEPAC se evalúan para ser optimizadas por tramos a partir del 2022.

En la Tabla 1, se resume las características que definen cada uno de los escenarios o estrategias de expansión evaluadas.

Tabla 1. Resumen de características de los escenarios de expansión de la generación regional.

Escenario	Proyectos nacionales con fecha definida para corto plazo	Proyectos nacionales con fecha definida para largo plazo	Proyectos candidatos nacionales para optimizar en largo plazo	Proyectos candidatos de escala regional para optimizar en largo plazo	Segundo circuito SIEPAC con fecha definida	Optimización del segundo circuito SIEPAC	Capacidad operativa SIEPAC hasta 300 MW	Capacidad operativa SIEPAC hasta 600 MW
A1	✓	✓					✓	
A2	✓	✓				✓		✓
B1	✓	✓		✓			✓	
B2	✓	✓		✓		✓		✓
C1	✓		✓	✓	✓			✓
C2	✓		✓	✓		✓		✓

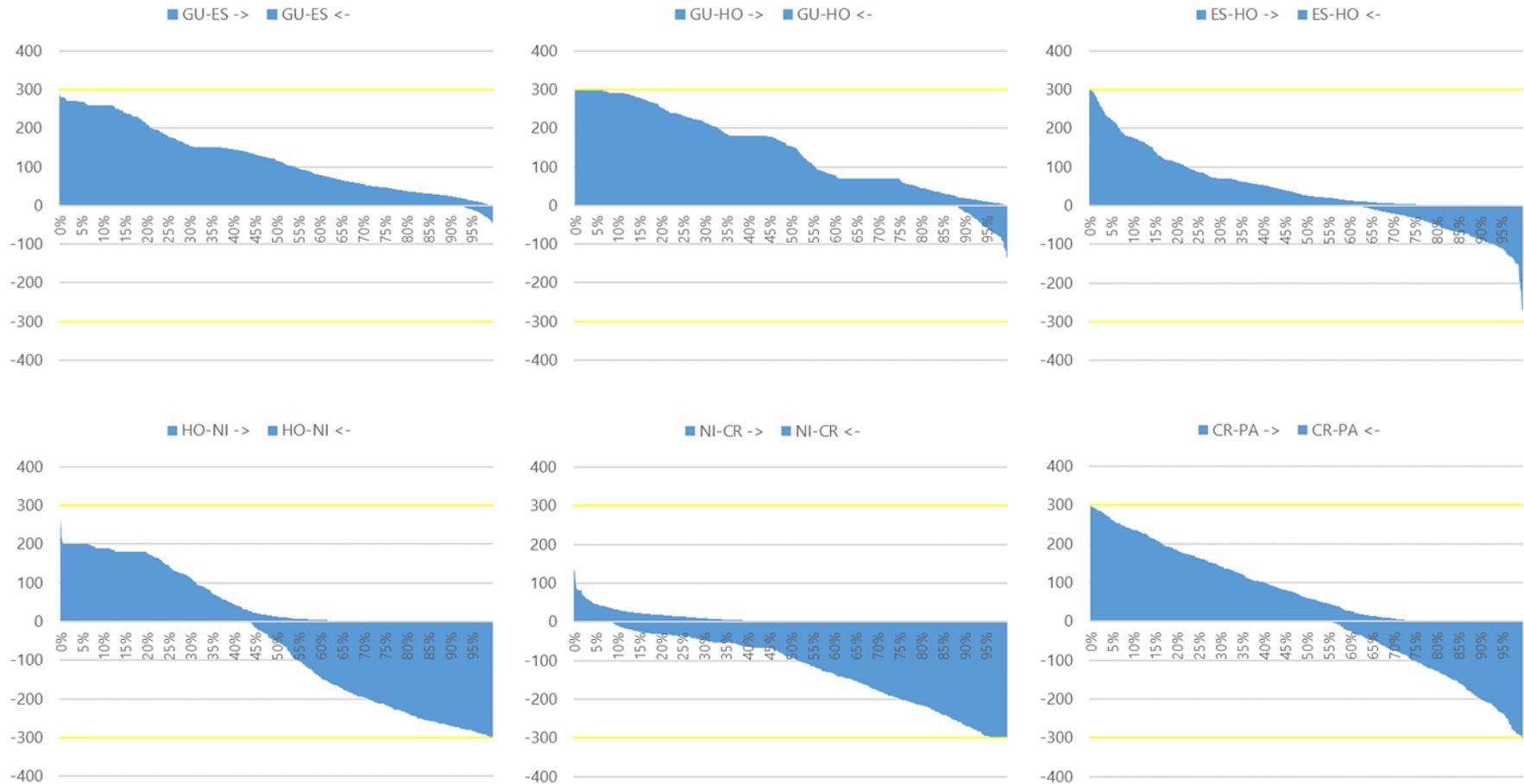


A continuación, se resume las conclusiones más relevantes de la planificación indicativa de la generación regional:

- 1) Se determinó que los escenarios denominados A1, A2 y B1, resultaron con la misma expansión de generación, por lo cual, dichos planes de expansión resultaron con idénticos atributos (costo total de suministro, costos marginales, volumen esperado de intercambios, etc.).
- 2) En el Escenario B2, resulta la ampliación en 300 MW, de la capacidad de intercambio (o transferencia) entre los siguientes pares de países: Nicaragua-Costa Rica (año 2022), Honduras-Nicaragua (año 2023), y Costa Rica-Panamá (año 2027). Con estas ampliaciones de capacidad, se alcanzaría una capacidad de transferencia de 600 MW entre los pares de países indicados.
- 3) En el Escenario C1, por definición de su característica, a partir del año 2022, entran en servicio todos los tramos disponibles del segundo circuito SIEPAC, con lo cual, hipotéticamente se amplía a 600 MW la capacidad de transferencia entre pares de países.
- 4) En el Escenario C2, resulta la ampliación en 300 MW, de la capacidad de intercambio (o transferencia) entre los siguientes pares de países: Nicaragua-Costa Rica (año 2027) y Costa Rica-Panamá (año 2028). Con estas ampliaciones de capacidad, se alcanzaría una capacidad de transferencia de 600 MW entre los pares de países indicados.
- 5) En las siguientes gráficas se muestran los flujos de potencia a través de las interconexiones entre pares de países, resultantes para todas las series, bloques horarios y etapas en todo el horizonte del estudio, en cada uno de los escenarios de expansión de la generación, indicándose la probabilidad de excedencia del flujo de potencia.



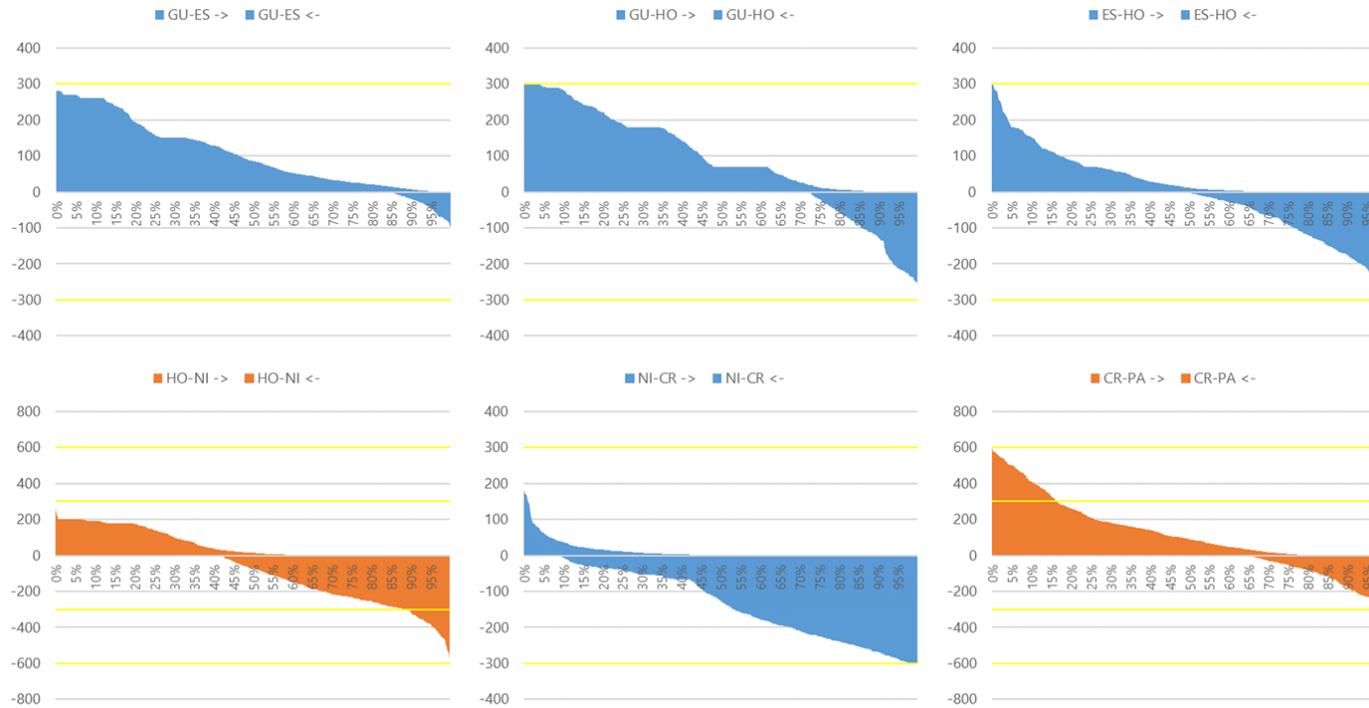
Escenarios A1, A2 y B1 – Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones entre pares de países.



De las gráficas de flujos en las interconexiones para los escenarios A1, A2 y B1, se observa que no es probable que el flujo de potencia producto de intercambios en el MER, exceda los 300 MW en ninguna interconexión. Vale la pena destacar que, en la expansión determinada para estos escenarios, no resultó ninguna planta de escala regional ni ampliación de capacidad de intercambio seleccionada.



Escenario B2 – Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones entre pares de países.



De las gráficas de flujos en las interconexiones para el escenario B2, se observa que, para las interconexiones Guatemala-El Salvador, Guatemala-Honduras y El Salvador Honduras, no es probable que el flujo de potencia producto de intercambios en el MER, exceda los 300 MW. En el caso de la interconexión Guatemala-El Salvador, la probabilidad de que se produzca flujo hacia Guatemala, es menor a 10%, siendo el flujo máximo de 100 MW. En la interconexión Nicaragua-Costa Rica, se observa que el flujo dominante estará en sentido sur-norte, con un máximo de 300 MW. En el caso de la interconexión Costa Rica-Panamá, la probabilidad de que el flujo exceda los 300 MW es aproximadamente 20%, dominando el sentido de flujo de Costa Rica hacia Panamá. Vale la pena destacar que en la expansión determinada para el escenario B2, resultaron seleccionadas las ampliaciones de capacidad de intercambio, entre los sistemas Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua-Honduras.



Escenario C1 – Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones entre pares de países.



De las gráficas de flujos en las interconexiones para el escenario C1, se observa que, para las interconexiones Guatemala-Honduras, la probabilidad de que el flujo exceda los 300 MW, es aproximadamente 15%, pudiendo llegar hasta 600 MW, asimismo, se reduce el flujo esperado por las interconexiones Guatemala-El Salvador. En el caso de la interconexión Nicaragua-Costa Rica, la probabilidad de que se produzca flujo que exceda 300 MW, es aproximadamente 5%, en cualquier sentido. En la interconexión Honduras-Nicaragua se observa una probabilidad aproximada de 15% de que el flujo en sentido sur-norte exceda 300 MW. Respecto a la interconexión Costa Rica-Panamá, la probabilidad de que el flujo norte-sur exceda 300 MW es 40%. Se destaca que en el escenario C1, se tiene como premisa que el segundo circuito de la línea SIEPAC, está disponible desde el 2022.



Escenario C2 – Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones entre pares de países.



De las gráficas de flujos en las interconexiones para el escenario C2, se observa que, solamente en la interconexión Costa Rica-Panamá, se espera que el flujo, en sentido norte-sur, exceda los 300 MW, con una probabilidad aproximada de 35%. En el resto de interconexiones no se observa probable que se produzcan flujos mayores a 300 MW. Vale la pena destacar que en la expansión determinada para el escenario C2, resultó seleccionada una planta de escala regional, localizada en el sistema de Honduras, y ampliación de capacidad de intercambio, entre los sistemas Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá.

5. PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

En esta sección del informe, se presentan los resultados de los análisis para determinar la expansión de la transmisión de largo plazo, para cada uno de los planes indicativos de expansión de la generación, relacionado a los escenarios evaluados.

La expansión de largo plazo es determinada para el período 2022-2028. Para determinar la expansión de largo plazo de la transmisión regional, se consideraron como candidatas, las ampliaciones de transmisión que resultaron identificadas en el estudio de Diagnóstico de mediano plazo de la RTR.

Enfoque técnico: Los análisis técnicos se enfocan en identificar las ampliaciones de transmisión que permitan:

- a) Dotar al sistema de transporte de la capacidad suficiente para transferir los flujos de potencia que se producen del despacho óptimo de la generación, considerando la expansión obtenida en cada escenario evaluado. Este objetivo permitirá que se cumplan las condiciones de despacho que minimizan el costo de suministro.
- b) Cumplir los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER, considerando el despacho óptimo de la generación.
- c) Determinar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar 300 MW de capacidad de intercambio mínima entre par de países miembros del MER.

Considerando lo anterior, el procedimiento de análisis para determinar los planes de expansión de la transmisión de largo plazo, se realizó en cuatro etapas:

Etapas para Determinar de la expansión de la transmisión por suficiencia. Se identificaron los elementos del sistema de transmisión de cada país, cuya capacidad técnica es inferior a la capacidad que se requiere, para viabilizar los despachos óptimos de la generación. Esta expansión fue determinada para cuatro (4) escenarios de expansión de la generación: A1, B2, C1 y C2. Los escenarios A2 y B1, resultaron con la misma expansión de generación que el escenario A1, por lo cual no son relevantes para determinar la expansión de transmisión.

Etapas de Análisis de Riesgo por minimización de máximo arrepentimiento. Se realizó un análisis de sensibilidad del costo de operación a los cuatro (4) escenarios de expansión de generación, incluyendo la expansión de transmisión por suficiencia. Aplicando este criterio, se

identificaron los dos (2) mejores planes de expansión, que minimizan el máximo arrepentimiento, a los cuales se les realizarán los estudios eléctricos.

Eta para determinar las ampliaciones de la transmisión para cumplir con los CCSD:

A los dos (2) planes de expansión Generación-Transmisión que se identificaron que minimizan el máximo arrepentimiento, se le realizan estudios eléctricos, para determinar las ampliaciones de transmisión necesarias que permitan cumplir con los CCSD, establecidos en el RMER. Previo a la realización de los estudios eléctricos es necesario modelar escenarios de intercambios entre par de países ajustando el despacho de los generadores en cada área de control, conforme al escenario de mayor inyección MER que se haya sido identificado. La metodología completa que se siguió se detalla en el apartado 5.3.1 del Tomo II Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional.

Eta para determinar las ampliaciones de la transmisión necesarias para cumplir con la capacidad operativa de 300 MW:

A los planes de expansión Generación-Transmisión que se identificaron, que minimizan el máximo arrepentimiento, se le realiza estudios eléctricos para determinar las ampliaciones que permitan cumplir con la capacidad operativa de 300 MW, la cual fue establecida por la CRIE mediante resolución CRIE-20-2014. Para determinar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre par de países se realizan estudios eléctricos, considerando los proyectos de generación y transmisión que fueron identificados previamente en la expansión por suficiencia de la transmisión en y los estudios eléctricos para cumplir con los CCSD.

5.1. EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN POR SUFICIENCIA

Se resalta que, en esta fase del análisis, se identifican los elementos del sistema de transmisión de cada país, cuya capacidad técnica es inferior a la capacidad que se requiere, para viabilizar los despachos óptimos de la generación, encada escenario. Las soluciones implican un incremento en la oferta de capacidad del sistema de transmisión, que elimina restricciones al despacho óptimo y evita sobrecostos.

5.1.1. Procedimiento y Metodología

Los análisis se desarrollaron utilizando los modelos SDDP-Optgen y Netplan. A continuación, se describe el procedimiento y metodología de análisis seguido:

- a) Para los 4 casos de expansión de generación A1, B2, C1 y C2, se realizó la simulación operativa en SDDP, considerando la red de transmisión existente y prevista¹. Estas corridas se ejecutan sin monitorear circuitos, a fin de que el modelo realice el despacho óptimo de generación, que minimiza el costo operativo, sin limitarlo por restricciones de la red de transmisión.
- b) De las salidas de las simulaciones operativas, se identifican los elementos de red de transmisión que resultan con sobrecarga, para los cuales, el flujo de potencia transportado, excede su capacidad técnica reportada en la base de datos. La salida del modelo SDDP que se revisa en este paso, es "*cargamento de circuitos*", que genera el archivo *usecirc.csv*.
- c) Teniendo identificadas las sobrecargas, se modelan en SDDP-Optgen los proyectos candidatos que permitan eliminar las sobrecargas de los elementos de transmisión identificadas.
- d) Se ejecuta el modelo Netplan (que toma la información modelada en SDDP-Optgen), el cual optimiza la selección de proyectos candidatos de transmisión por criterio de mínimo costo de inversión, para solucionar las sobrecargas. Esta ejecución del Netplan, se realiza monitoreando sobrecarga en los elementos de transmisión y con los siguientes parámetros: Número Iteraciones: 50; Tolerancia: 3%; Porcentaje Desconexión Carga: 0.0%; Tolerancia Sobrecarga Circuitos: 2%.
- e) En caso de quedar sobrecargas pendientes por resolver, son reportadas por Netplan, y se procede a complementar el conjunto de proyectos de transmisión candidatos, modelándolos en SDDP-Optgen, ejecutando nuevamente el modelo Netplan. El modelo Netplan, genera como salida principal, un archivo denominado *Investment XXXX.csv*, por cada año del horizonte de análisis, donde XXXX corresponde al año particular de la salida.

5.1.2. Reporte de sobrecargas ante el despacho óptimo de generación

De la simulación operativa con el modelo SDDP, se identificaron elementos de transmisión con sobrecarga, en los sistemas de Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

No se reportan sobrecarga en elementos de transmisión de los sistemas eléctricos de Guatemala y El Salvador.

¹ La red de transmisión prevista es la que incluye las ampliaciones decididas en el plan de expansión nacional y que fueron reportadas por los OS/OM en las bases de datos utilizadas en el estudio.

A continuación, se detallan las sobrecargas reportadas en elementos de transmisión de cada país, para cada uno de los escenarios de expansión A1, B2, C1 y C2, y el resumen de ampliaciones resultantes para solucionar dichas sobrecargas.

5.1.2.1. Sobrecargas en el sistema de Honduras

En la Tabla 2 se presenta el reporte de sobrecarga en elementos del sistema de transmisión de Honduras, por escenario de expansión. En la Tabla 2 se muestra la sobrecarga alcanzada en cada año.

Tabla 2. Honduras - Elementos de transmisión con sobrecarga relacionada al despacho óptimo de generación.

Circuito	Elemento	Tipo	Cap Nom	Escenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Max_sobrecarga %
AGC-AGF230-1	3301-AGC230/3592-AGF230	LT	317.3	C1	115.0	100.3	106.4	88.3	92.5	97.6	98.6	115.0
AMT230/138-1	3429-AMT230/3427-AMT138	TR	150	B2	79.5	82.1	84.7	89.0	103.0	108.4	109.4	109.4
				C1	79.3	82.6	83.6	86.0	90.3	101.8	110.1	110.1
				C2	77.3	79.4	76.4	90.7	90.8	101.7	109.2	109.2
NNC-AGF230-1	3211-NNC230/3592-AGF230	LT	317.3	C1	115.0	100.3	106.4	88.3	92.5	97.6	98.6	115.0
PAV-SLU230-1	3034-PAV230/3553-SLU230	LT	317.3	A1	59.2	93.1	96.0	105.6	103.9	106.3	106.4	106.4
				B2	86.9	126.1	133.7	146.1	143.9	148.6	140.1	148.6
				C1	92.3	124.6	127.9	122.6	120.4	131.5	122.8	131.5
PGR-SMT138-1	3038-PGR138/3108-SMT138	LT	151.8	B2	71.3	88.7	90.7	92.2	100.8	104.0	107.4	107.4
TR_SPS_230/1	3257-SPS230/3203-SPS138	TR	150	A1	126.9	130.0	132.0	132.6	152.5	144.9	149.0	152.5
				B2	124.2	153.0	154.6	155.2	173.9	180.3	187.3	187.3
				C1	150.3	153.9	154.6	161.2	167.8	172.3	178.5	178.5
				C2	129.1	128.5	136.3	154.5	167.7	183.0	178.5	183.0

En el sistema de Honduras, 6 elementos de transmisión se reportan con sobrecarga en distintos escenarios de expansión de la generación.

5.1.2.2. Sobrecargas en el sistema de Nicaragua

En la Tabla 3 se presenta el detalle de los elementos de transmisión del sistema eléctrico de Nicaragua, en los cuales, el flujo de potencia transportado debido al despacho óptimo de la generación, supera la capacidad técnica del elemento de transmisión.

Tabla 3. Nicaragua - Elementos de transmisión con sobrecarga relacionada al despacho óptimo de generación.

Circuito	Elemento	Tipo	Cap Nom	Escenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Max_sobrecarga %
TR3_TCP230-1	TCP-230/TCP-138	TR	71	B2	72.8	96.0	116.7	118.9	117.8	114.1	115.9	118.9
				C1	72.9	95.5	112.3	114.9	118.6	112.0	99.8	118.6
				C2	61.7	84.2	100.0	100.4	101.9	110.6	98.2	110.6
TR3_TCP230-2	TCP-230/TCP-138	TR	71	B2	72.8	96.0	116.7	118.9	117.8	114.1	115.9	118.9
				C1	72.9	95.5	112.3	114.9	118.6	112.0	99.8	118.6
				C2	61.7	84.2	100.0	100.4	101.9	110.6	98.2	110.6

En el sistema de Nicaragua, solamente los transformadores 230/138 kV de subestación Ticuantepe, en los escenarios B2, C1 y C2 se reportan con sobrecarga.

5.1.2.3. Sobrecargas en el sistema de Costa Rica

En la Tabla 4 se presenta el detalle de los elementos de transmisión del sistema eléctrico de Costa Rica, en los cuales, el flujo de potencia transportado debido al despacho óptimo de la generación, supera la capacidad técnica del elemento de transmisión.

Tabla 4. Costa Rica - Elementos de transmisión con sobrecarga relacionada al despacho óptimo de generación.

Circuito	Elemento	Tipo	Cap Nom	Escenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Max_sobrecarga %
MOI-CAH_230	MOI-230/CAH-230	LT	259	B2	57.2	71.2	70.6	71.6	89.1	118.9	121.9	121.9
				C1	97.0	110.1	113.0	115.4	122.8	119.2	123.3	123.3
				C2	55.8	69.1	69.8	72.5	82.6	82.5	121.7	121.7
RMA-AT3	RMA-230/RMA-138	TR	100	B2	0.0	0.0	0.0	0.0	139.3	121.3	142.2	142.2
				C1	0.0	0.0	0.0	0.0	137.8	106.1	94.6	137.8
				C2	0.0	0.0	0.0	0.0	124.7	95.7	97.1	124.7

En el sistema de Costa Rica, se reportan 2 elementos de transmisión con sobrecarga en distintos escenarios de expansión de la generación.

5.1.2.4. Sobrecargas en el sistema de Panamá

En la Tabla 5 se presenta el reporte de sobrecarga en elementos del sistema de transmisión de Panamá, por escenario de expansión. En la Tabla 6, se muestra la sobrecarga alcanzada en cada año.

Tabla 5. Reporte de máxima sobrecarga en los elementos de transmisión del sistema de Panamá, por escenario

Circuito	Elemento	Tipo	Cap (MVA)	A1	B2	C1	C2
230-20A1	FOR-230/CHG-230	LT	304	111.3	123.9	136.4	131.8
230-18	FOR-230/GUA-230	LT	276	148.0	170.7	175.3	174.3
230-29A	GUA-230/PM-230-29	LT	276		135.0	140.4	137.9
230-29B	CAN-230/PM-230-29	LT	276		135.0	140.4	137.9
230-30A2	CAN-230/CHG-230	LT	304		111.9	112.4	110.5
230-3C	LSA-230/EHIG-230	LT	247		106.3	111.9	105.3
230-4C	LSA-230/EHIG-230	LT	247		106.3	111.9	105.3
115-12	PAN-115/CAC-115	LT	120	116.4	116.4	116.1	116.6
115-37	PAN-115/CAC-115	LT	142	150.4	150.4	150.1	150.7
PAN-CAC	PAN-115/CAC-115	LT	142	147.8	147.8	147.5	148.1
PAN-T1	PAN-230/PAN-115	TR	175	109.7	109.7	109.2	109.9
PAN-T2	PAN-230/PAN-115	TR	175	109.7	109.7	109.2	109.9
PAN-T3	PAN-230/PAN-115	TR	350	109.7	109.7	109.2	109.9
PAN-T5	PAN-230/PAN-115	TR	350	109.7	109.7	109.2	109.9



Tabla 6. Panamá - Elementos de transmisión con sobrecarga relacionada al despacho óptimo de generación.

Circuito	Elemento	Tipo	Cap Nom	Escenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Max_sobrecarga %
230-20A1	FOR-230/CHG-230	LT	304	A1	0.0	65.8	68.0	67.0	108.1	107.0	111.3	111.3
		LT	304	B2	0.0	67.6	67.3	67.7	123.9	119.1	118.6	123.9
		LT	304	C1	0.0	67.1	67.2	67.8	126.8	136.4	134.8	136.4
		LT	304	C2	0.0	67.9	67.4	67.9	127.2	126.8	131.8	131.8
230-18	FOR-230/GUA-230	LT	276	A1	119.9	120.5	122.2	120.7	148.0	146.7	144.6	148.0
		LT	276	B2	119.2	119.1	121.8	120.5	153.0	170.7	166.6	170.7
		LT	276	C1	122.9	127.9	132.3	136.4	175.3	173.4	173.5	175.3
		LT	276	C2	121.3	121.3	124.8	123.1	157.1	155.4	174.3	174.3
230-29A	GUA-230/PM-230-29	LT	276	B2	48.3	57.7	78.1	80.0	129.4	135.0	134.9	135.0
		LT	276	C1	61.6	68.2	82.7	83.5	140.4	137.5	138.1	140.4
		LT	276	C2	47.0	64.0	74.8	80.0	133.1	131.6	137.9	137.9
230-29B	CAN-230/PM-230-29	LT	276	B2	48.3	57.7	78.1	80.0	129.4	135.0	134.9	135.0
		LT	276	C1	61.6	68.2	82.7	83.5	140.4	137.5	138.1	140.4
		LT	276	C2	47.0	64.0	74.8	80.0	133.1	131.6	137.9	137.9
230-30A2	CAN-230/CHG-230	LT	304	B2	0.0	44.4	60.7	61.7	104.3	111.9	109.8	111.9
		LT	304	C1	0.0	54.0	64.7	66.2	112.4	109.0	110.6	112.4
		LT	304	C2	0.0	46.5	58.0	61.8	109.2	104.4	110.5	110.5
230-3C	LSA-230/EHIG-230	LT	247	B2	106.3	38.0	28.3	28.1	31.5	25.8	28.0	106.3
		LT	247	C1	111.9	40.4	31.3	32.4	34.8	24.4	24.7	111.9
		LT	247	C2	105.3	39.6	30.5	29.2	28.2	23.9	25.0	105.3
230-4C	LSA-230/EHIG-230	LT	247	B2	106.3	38.0	28.3	28.1	31.5	25.8	28.0	106.3
		LT	247	C1	111.9	40.4	31.3	32.4	34.8	24.4	24.7	111.9
115-12	PAN-115/CAC-115	LT	120	A1	86.4	90.4	94.5	99.2	106.1	110.8	116.4	116.4
		LT	120	B2	86.4	90.4	94.4	99.1	106.1	110.9	116.4	116.4
		LT	120	C1	86.2	90.4	94.5	99.4	106.0	110.9	116.1	116.1
115-37	PAN-115/CAC-115	LT	142	A1	86.6	90.7	94.5	99.4	106.0	107.3	116.6	116.6
		LT	142	B2	111.6	116.9	122.1	128.2	137.1	143.2	150.4	150.4
		LT	142	C1	111.5	116.8	122.2	128.4	137.1	143.4	150.1	150.1
		LT	142	C2	111.9	117.2	122.2	128.5	137.0	138.7	150.7	150.7
PAN-CAC	PAN-115/CAC-115	LT	142	A1	109.7	114.9	120.0	126.0	134.7	140.7	147.8	147.8
		LT	142	B2	109.7	114.9	119.9	125.9	134.8	140.9	147.8	147.8
		LT	142	C1	109.5	114.8	120.1	126.2	134.7	140.9	147.5	147.5
PAN-T1	PAN-230/PAN-115	TR	175	A1	110.0	115.2	120.1	126.2	134.6	136.3	148.1	148.1
		TR	175	B2	82.0	85.8	89.4	93.6	99.9	104.5	109.7	109.7
		TR	175	C1	82.0	85.7	89.3	93.5	100.0	104.5	109.7	109.7
		TR	175	C2	81.9	85.7	89.4	93.8	99.9	104.5	109.2	109.2
PAN-T2	PAN-230/PAN-115	TR	175	A1	82.2	86.0	89.4	93.8	99.9	101.2	109.9	109.9
		TR	175	B2	82.0	85.8	89.4	93.6	99.9	104.5	109.7	109.7
		TR	175	C1	82.0	85.7	89.3	93.5	100.0	104.5	109.7	109.7
		TR	175	C2	81.9	85.7	89.4	93.8	99.9	104.5	109.2	109.2
PAN-T3	PAN-230/PAN-115	TR	350	A1	82.2	86.0	89.4	93.8	99.9	101.2	109.9	109.9
		TR	350	B2	82.0	85.7	89.3	93.5	100.0	104.5	109.7	109.7
		TR	350	C1	81.9	85.7	89.4	93.8	99.9	104.5	109.2	109.2
		TR	350	C2	82.2	86.0	89.4	93.8	99.9	101.2	109.9	109.9
PAN-T5	PAN-230/PAN-115	TR	350	A1	82.0	85.8	89.4	93.6	99.9	104.5	109.7	109.7
		TR	350	B2	82.0	85.7	89.3	93.5	100.0	104.5	109.7	109.7
		TR	350	C1	81.9	85.7	89.4	93.8	99.9	104.5	109.2	109.2
		TR	350	C2	82.2	86.0	89.4	93.8	99.9	101.2	109.9	109.9

En el sistema de Panamá, se reportan 14 elementos de transmisión con sobrecarga en distintos escenarios de expansión de la generación.

Sobre las líneas de 230 kV, se hacen las siguientes observaciones:

- La línea Fortuna-Guasquita, se reporta con sobrecarga en todos los años del horizonte de estudio, y en todos los escenarios de expansión de la generación.
- La línea Guasquita-PM-Cañaza se reporta con sobrecarga a partir del año 2026, cuando comienza a operar en 500 kV la línea Chiriquí Grande-Panamá_3.
- Las líneas Llano Sánchez El Higo se reportan con sobrecarga solamente en el año 2022, únicamente en los escenarios B2, C1 y C2.

La línea de 115 kV, Panamá-Cáceres (PAN-115/CAC-115), se presenta con sobrecarga en todos los años del horizonte de estudio, y en todos los escenarios de expansión de la generación.

5.1.2.5. Sobrecargas en Interconexiones

Se identifica que solamente el enlace de interconexión Cahuita-Changuinola (Costa Rica-Nicaragua), se reporta con sobrecarga. Es importante mencionar que, en el sistema de Costa Rica, también se reporta con sobrecarga el tramo Moín -Cahuita. Particularmente se resalta que en el escenario C1, la sobrecarga de estos tramos de línea se presenta a partir del año 2023, a pesar de que el escenario C1 considera disponible el segundo circuito SIEPAC desde 2022, y una capacidad de transferencia entre países, de 600 MW. En la Tabla 7 se muestra el comportamiento de la carga en la interconexión citada.

Tabla 7. Interconexiones con sobrecargas ante el despacho óptimo de generación

Circuito	Elemento	Tipo	Cap Nom	Escenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Max_sobrecarga %
CAH-FRONTC	CAH-230/FRONTCHA	LT	259	B2	57.2	71.2	70.6	71.6	89.1	118.9	121.9	121.9
				C1	97.0	110.1	113.0	115.4	122.8	119.2	123.3	123.3
				C2	55.8	69.1	69.8	72.5	82.6	82.5	121.7	121.7
FRONTC-CHA	FRONTCHA/CHA-230	LT	304	C1	82.6	93.8	96.2	98.3	104.6	101.6	105.0	105.0

5.1.3. Ampliaciones para alcanzar suficiencia de capacidad de la red de transmisión

En esta sección se presenta el detalle de las ampliaciones requeridas en cada escenario de expansión de generación, para alcanzar suficiencia en la red de transmisión, para transportar los flujos derivados del despacho óptimo de generación. Estas ampliaciones resuelven los problemas de sobrecarga identificados, y presentados en la sección 5.1.2.

La solución, se obtuvo con el modelo NetPlan, que consideró la solución de las sobrecargas, minimizando el costo de inversión.

5.1.3.1. Ampliaciones requeridas por suficiencia de capacidad de la red de transmisión de Honduras

En la Tabla 8, se presenta el detalle de las ampliaciones de transmisión requeridas para evitar sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras, y alcanzar suficiencia en la red de transmisión para transportar los flujos resultantes del despacho óptimo de generación, en cada uno de los escenarios de expansión de la generación estudiados.

Tabla 8. Ampliaciones requeridas para alcanzar suficiencia de capacidad en el sistema de transmisión de Honduras, en cada escenario de expansión de la generación.

Escenario A1				
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Futuro (MVA)	Año
SPS 230KV/SPS B558-3	230/138		150	2022

Escenario B2				
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Futuro (MVA)	Año
PAV B620/SLU B637-2	230	19.06	317.3	2023
SPS 230KV/SPS B558-2	230/138		150	2022
SPS 230KV/SPS B558-3	230/138		150	2026

Escenario C1				
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Futuro (MVA)	Año
AGC B624/AGF B641-2	230	28.28	317.3	2022
NNC B639/AGF B641-2	230	0.82	317.3	2022
PAV B620/SLU B637-2	230	19.06	317.3	2023
SPS 230KV/SPS B558-2	230/138		150	2022
SPS 230KV/SPS B558-3	230/138		150	2022

Escenario C2				
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Futuro (MVA)	Año
SPS 230KV/SPS B558-2	230/138		150	2022
SPS 230KV/SPS B558-3	230/138		150	2026

Se hace la observación que, en el Escenario A1, se requiere adicionar un transformador 230/138 kV en subestación San Pedro Sula Sur, y en los escenarios B2, C1 y C2, se requiere adicionar un tercer transformador. En la Tabla 9, se resume los resultados presentados en la tabla anterior.

Tabla 9. Resumen de ampliaciones requeridas en el sistema de Honduras, para alcanzar suficiencia de capacidad de la red de transmisión.

Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Cap (MVA)	Año de entrada en operación			
				A1	B2	C1	C2
AGC B624/AGF B641-2	230	28.28	317.3			2022	
NNC B639/AGF B641-2	230	0.82	317.3			2022	
PAV B620/SLU B637-2	230	19.06	317.3		2023	2023	
SPS 230KV/SPS B558-2	230/138		150		2022	2022	2022
SPS 230KV/SPS B558-3	230/138		150	2022	2026	2022	2026

5.1.3.2. Ampliaciones requeridas por suficiencia de capacidad de la red de transmisión de Nicaragua

En el sistema de Nicaragua, solamente resulta el requerimiento de un transformador adicional 230/138 kV, en la subestación Ticuantepe. Este requerimiento solo resulta en los escenarios de expansión de generación B2 y C2. En los escenarios A1 y C1, no se reporta el requerimiento de ampliaciones en el sistema de transmisión de Nicaragua.

Tabla 10. Ampliaciones requeridas para alcanzar suficiencia de capacidad en el sistema de transmisión de Nicaragua, en cada escenario de expansión de la generación.

Ampliación	Tensión (kV)	Cap (MVA)	Año de entrada en operación	
			B2	C2
TCP-230/TCP-138-1	230/138	71.3	2024	2027

5.1.3.3. Ampliaciones requeridas por suficiencia de capacidad de la red de transmisión de Costa Rica

En la Tabla 11, se presenta el detalle de las ampliaciones de transmisión requeridas para evitar sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica. Se observa que, en el sistema de Costa Rica, solamente resulta el requerimiento de repotenciación de la línea Moín-Cahuita, en los escenarios B2, C1 y C2.

Tabla 11. Ampliaciones requeridas para alcanzar suficiencia de capacidad en el sistema de transmisión de Costa Rica, en cada escenario de expansión de la generación.

Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Cap (MVA)	Año de entrada en operación		
				B2	C1	C2
MOI230A/CAH230-1*	230	43.06	319	2027	2023	2028

*La ampliación consiste en repotenciar la línea existente.

5.1.3.4. Ampliaciones requeridas por suficiencia de capacidad de la red de transmisión de Panamá

En la Tabla 12 se presenta el detalle de las ampliaciones de transmisión requeridas para evitar sobrecargas en el sistema de transmisión de Panamá, y alcanzar suficiencia en la red de transmisión para transportar los flujos resultantes del despacho óptimo de generación, en cada uno de los escenarios de expansión de la generación estudiados.

Tabla 12. Ampliaciones requeridas para alcanzar suficiencia de capacidad en el sistema de transmisión de Panamá, en cada escenario de expansión de la generación.

Escenario A1					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Tipo Ampliación	Cap (MVA)	Año
FOR230/CHG230-0A	230	37.7	Repotenciar	500	2023
FOR230/GUA230-2	230	16.01	Nueva	275	2022
PAN115/CAC115-4	115	0.78	Nueva	142	2022

Escenario B2					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)		Cap (MVA)	Año
FOR230/CHG230-0A	230	37.7	Repotenciar	500	2023
FOR230/GUA230-2	230	16.01	Nueva	275	2022
PAN115/CAC115-4	115	0.78	Nueva	142	2022

Escenario C1					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)		Cap (MVA)	Año
FOR230/CHG230-0A	230	37.7	Repotenciar	500	2023
FOR230/GUA230-2	230	16.01	Nueva	275	2022
FOR230/MDN230-3	230	37.5	Nueva	193	2023
PAN115/CAC115-4	115	0.78	Nueva	142	2022

Escenario C2					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)		Cap (MVA)	Año
FOR230/CHG230-0A	230	37.7	Repotenciar	500	2023
FOR230/GUA230-2	230	16.01	Nueva	275	2022
PAN115/CAC115-4	115	0.78	Nueva	142	2022

Tabla 13. Resumen de ampliaciones requeridas en el sistema de Panamá, para alcanzar suficiencia de capacidad de la red de transmisión.

Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Refuerzo	Cap (MVA)	Año de entrada en operación			
					A1	B2	C1	C2
FOR230/CHG230-0A	230	37.7	Repotenciar	500.00	2023	2023	2023	2023
FOR230/GUA230-2	230	16.01	Nueva	275.00	2022	2022	2022	2022
FOR230/MDN230-3	230	37.5	Nueva	193.00			2023	
PAN115/CAC115-4	115	0.78	Nueva	142.00	2022	2022	2022	2022

De la tabla anterior, puede observarse que para los escenarios A1, B2 y C2, se requiere el mismo grupo de ampliaciones de elementos de transmisión, los cuales tienen el mismo cronograma de entrada en servicio. Mientras tanto, en el escenario C1, adicionalmente se requieren la línea Fortuna-Mata de Nance.

5.1.3.5. Ampliaciones de Interconexiones

En la Tabla 14 y Tabla 15 se presentan las ampliaciones de interconexiones requeridas para alcanzar suficiencia en la red de transmisión para transportar los flujos resultantes del despacho óptimo de generación, en cada uno de los escenarios de expansión de la generación estudiados.

Tabla 14. Ampliaciones en interconexiones, en cada escenario de expansión de la generación.

Escenario B2					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Tipo Ampliación	Cap (MVA)	Año
RCL230A/DOM230-2	230	30.74	Nueva	374	2027

Escenario C1					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Tipo Ampliación	Cap (MVA)	Año
CAH230/CHA230-2	230	60	Nueva	304	2024
RCL230A/PRO230-2	230	39.7	Nueva	500	2023

Escenario C2					
Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Tipo Ampliación	Cap (MVA)	Año
CAH230/CHA230-2	230	60	Nueva	304	2028

Tabla 15. Resumen de ampliaciones de interconexiones requeridas, para solucionar sobrecargas de la red de transmisión.

Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Refuerzo	Cap (MVA)	Año de entrada en operación		
					B2	C1	C2
CAH230/CHA230-2	230	60	Nueva	304		2024	2028
RCL230A/DOM230-2	230	30.74	Nueva	374	2027		
RCL230A/PRO230-2	230	39.7	Nueva	500		2023	

5.1.4. Resumen de ampliaciones de transmisión requeridas por suficiencia

En las siguientes tablas, se resume los resultados de las ampliaciones requeridas para alcanzar suficiencia de capacidad en la red de transmisión, a fin de transportar los flujos de potencia que resultan del despacho óptimo de la generación.

En la siguiente tabla se muestra la coincidencia de ampliaciones de transmisión por suficiencia, en los escenarios de expansión que se estudian.

Tabla 16. Listado de ampliaciones requeridas para alcanzar suficiencia de capacidad de la red de transmisión – Año de entrada en operación.

No.	Sistema	Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Refuerzo	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Tipo	Inversión (MUS\$)	A1	B2	C1	C2
1	Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	230	43.06	Repotenciar	259	319	LT	3.80			2023	2028
2	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	230	28.28	Nuevo	---	317.3	LT	10.19			2022	
3	Honduras	NNC B639/AGF B641-2	230	0.82	Nuevo	---	317.3	LT	3.93			2022	
4	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	230	19.06	Nuevo	---	317.3	LT	8.09		2023	2023	
5	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	230/138		Nuevo	---	150	TR	7.95	2022	2022	2022	2022
6	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	230/138		Nuevo	---	150	TR	7.95		2026	2022	2026
7	Interconexión	CAH230/CHA230-2	230	60	Nuevo	---	304	LT	21.72			2024	2028
8	Interconexión	RCL230A/DOM230-2	230	30.74	Nuevo	---	374	LT	6.80		2027		
9	Interconexión	RCL230A/PRO230-2	230	39.7	Nuevo	---	500	LT	15.64			2023	

No.	Sistema	Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Refuerzo	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Tipo	Inversión (MUS\$)	A1	B2	C1	C2
10	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-1	230/138		Nuevo	---	71.3	TR	5.19		2024		2027
12	Panamá	FOR230/CHG230-0A	230	37.7	Repotenciar	304	500	LT	3.21	2023	2023	2023	2023
13	Panamá	FOR230/GUA230-2	230	16.01	Nuevo	---	275	LT	8.50	2022	2022	2022	2022
14	Panamá	FOR230/MDN230-3	230	37.5	Nuevo	---	193	LT	12.58			2023	
15	Panamá	PAN115/CAC115-4	115	0.78	Nuevo	---	142	LT	3.22	2022	2022	2022	2022

5.1.5. Conclusiones sobre la expansión de la transmisión por suficiencia

- 1) El conjunto de ampliaciones por suficiencia, permitirán alcanzar capacidad de la red de transmisión, para transportar los flujos de potencia derivados del despacho óptimo de la generación, que minimiza el costo operativo.
- 2) Los sistemas de Guatemala y de El Salvador, no resultan con requerimiento de ampliaciones para alcanzar suficiencia de capacidad en la red de transmisión.
- 3) Los sistemas de Honduras y Panamá requieren de ampliaciones de transmisión en todos los escenarios de expansión.
- 4) Por suficiencia de capacidad de transmisión, solamente resultan requerimiento de ampliaciones de enlaces de interconexiones entre Costa Rica y Panamá, en los escenarios B2, C1 y C2.

5.2. ANÁLISIS DE RIESGOS

Conforme a lo establecido en el literal d) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, que indica que *“Mediante el Modelo de Planificación se obtendrá la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR”*; dicha evaluación fue realizada con el módulo de Riesgo del SPTR que permite realizar análisis Multi-Criterio de la expansión, para lo cual utiliza en su funcionamiento el modelo OptDec.

5.2.1. Objetivo

Identificar las dos estrategias de expansión de la generación y la transmisión, que minimizan el máximo costo de arrepentimiento.

Para cumplir con el objetivo, se realiza una evaluación de los escenarios de expansión bajo incertidumbre, haciendo una sensibilidad de dichos escenarios considerando el cambio de

variables relevantes o condiciones, que pueden impactar en el costo de la operación del sistema.

5.2.2. Procedimiento y Metodología

- En el módulo de Riesgo del SPTR, se define la base de comparación de cada plan de expansión por medio de sus atributos, en este caso los atributos que se utilizaron fueron los costos de inversión, operación y de déficit. La valorización de estos atributos fue obtenida por medio de las simulaciones operativas de cada escenario, para lo cual se determina la política operativa nuevamente considerando los proyectos de expansión de la transmisión identificados en la Expansión de la Transmisión por Suficiencia y que se presentan de manera resumida en la Tabla 16.
- Para el análisis de minimización del máximo costo de arrepentimiento, se define como arrepentimiento la diferencia entre el costo total de un escenario, con respecto al escenario de menor costo, entre los escenarios evaluados.
- En esta etapa del estudio serán evaluados dieciséis escenarios, los cuales se conforman a partir de los cuatro escenarios base, para los cuales se ha determinado la expansión de generación (escenarios base), A1, B2, C1 y C2, y el efecto en los atributos de comparación, bajo tres condiciones de incertidumbre, o escenarios de sensibilidad.

5.2.3. Escenarios de sensibilidad para la evaluación de la expansión bajo incertidumbre

Se evaluaron tres condiciones de incertidumbre, representadas por tres escenarios de sensibilidad, los cuales se consideraron con la misma probabilidad de ocurrencia:

- **Escenario de sensibilidad 1:** Precios altos de los precios de los combustibles;
- **Escenario de sensibilidad 2:** Incremento de la capacidad de la Interconexión de México con el MER, en tal sentido, de contar con una capacidad de intercambios de México hasta por 400 MW a partir del año 2024;
- **Escenario de sensibilidad 3:** Puesta en servicio de la Interconexión entre los sistemas de Colombia y Panamá.

La descripción de las sensibilidades se detalla a continuación.

a) **Escenario de sensibilidad 1: Precios altos de combustibles:**

Para esta condición, se ha asumido el escenario de "*Precios Altos*" de la misma fuente del caso base, es decir el *Annual Energy Outlook 2018* publicado por la *U.S. Energy Information*

Administration (EIA) en el mes de enero 2018. Los valores proyectados para el horizonte del estudio se presentan en la tabla que sigue a continuación:

Escenario de precios altos de combustibles (AEO 2018)

Año	Crudo US\$/mmbtu	Gas Natural US\$/mmbtu	Carbón US\$/mmbtu
2019	18.71	3.92	2.29
2020	21.06	4.17	2.32
2021	23.46	4.06	2.32
2022	24.37	3.98	2.31
2023	24.95	4.04	2.34
2024	25.85	4.15	2.37
2025	26.62	4.30	2.40
2026	27.46	4.40	2.41
2027	28.40	4.56	2.43
2028	28.77	4.68	2.44

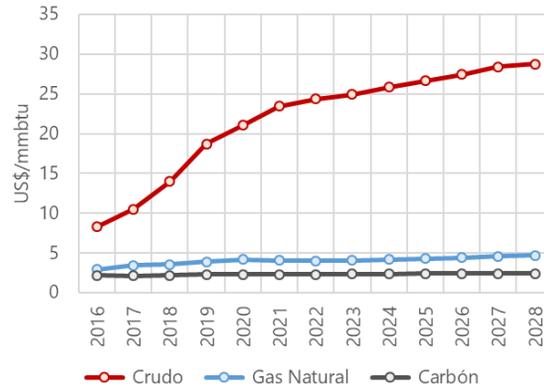


Figura 1. Proyección de precios altos de combustibles (AEO 2018).

b) Escenario de sensibilidad 2: Incremento de la capacidad de interconexión México - MER

Actualmente, el sistema eléctrico de México cuenta con una interconexión con Guatemala, con una capacidad operativa entre 140 MW y 210 MW, sin embargo, hay un potencial mucho mayor para realizar exportaciones desde México hacia Centroamérica, más aún en el contexto de la apertura del mercado mayorista mexicano, que permite la posibilidad de participación de agentes privados.

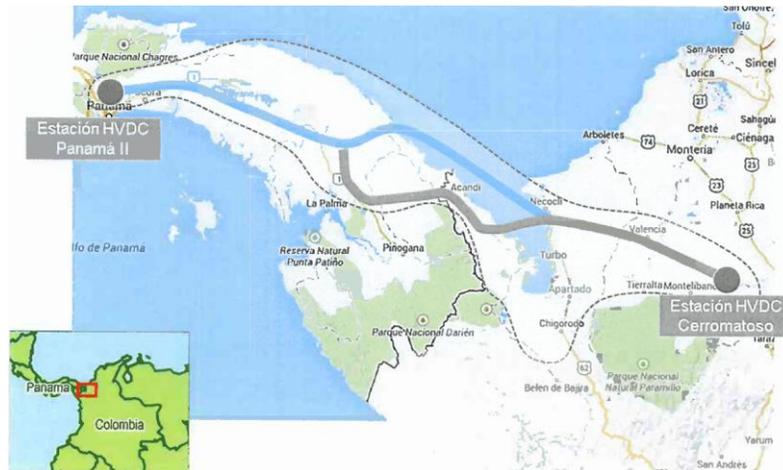
En tal sentido, en este escenario se evaluó la condición de contar de contar con una capacidad de intercambios de México hasta por 400 MW. Para este propósito, fue modelada una central térmica (virtual) que representa una oferta de inyección del sistema eléctrico de México, conectada en las barras de 230 kV de la subestación Los Brillantes, de manera similar a la representación del contrato del INDE con la CFE.

Se aclara que, este escenario de sensibilidad no consiste en una evaluación de viabilidad técnica del incremento del intercambio México-Guatemala, ni establece conclusiones sobre este tema.

c) Escenario de sensibilidad 3: Puesta en servicio de la interconexión Colombia - Panamá

El proyecto está previsto para desarrollarse con una línea de transmisión de 500 km de longitud aproximadamente, desarrollada con la tecnología conocida como transmisión de

energía en corriente directa (HVDC), en una tensión de ± 300 kV corriente continua, de 400 MW de capacidad. La línea conectará las subestaciones de Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia) y Panamá II (Provincia de Panamá).



El proyecto Interconexión Colombia-Panamá, se ha representado en la base de datos, por medio de un generador térmico (virtual), con una capacidad de 400 MW, y estará conectado a la subestación Panamá II.

5.2.4. Resultados del análisis de Riesgo

La evaluación de los planes de expansión de la transmisión bajo condiciones de incertidumbre se realiza determinado el costo total (inversión, operación y penalidades) incurridos en el horizonte del estudio. En la evaluación se incluyen únicamente los proyectos que resultan en los escenarios de expansión base (centrales generadoras, líneas de transmisión, transformadores y repotenciación de circuitos).

A continuación, se muestran los valores del costo total para los cuatro escenarios de expansión y los doce escenarios de sensibilidad:

Tabla 17. Costos de inversión y operación de los escenarios evaluados de expansión bajo incertidumbre.

Escenario Base	Escenario Sensibilidad	Costo Inversión M\$	Costo Operativo M\$	Costo Total M\$
A1	Base	1,479	7,766	9,245
A1	Precios altos de combustibles	1,479	7,903	9,382
A1	Interconexión Colombia-Panamá	1,479	7,750	9,229
A1	Incremento México- MER	1,479	7,836	9,315
B2	Base	1,915	7,350	9,265
B2	Precios altos de combustibles	1,915	7,256	9,171
B2	Interconexión Colombia-Panamá	1,915	7,435	9,350
B2	Incremento México- MER	1,915	7,338	9,253

Escenario Base	Escenario Sensibilidad	Costo Inversión M\$	Costo Operativo M\$	Costo Total M\$
C1	Base	1,193	7,610	8,803
C1	Precios altos de combustibles	1,193	7,470	8,663
C1	Interconexión Colombia-Panamá	1,193	7,692	8,885
C1	Incremento México- MER	1,193	7,610	8,803
C2	Base	1,122	7,668	8,790
C2	Precios altos de combustibles	1,122	7,528	8,650
C2	Interconexión Colombia-Panamá	1,122	7,713	8,835
C2	Incremento México- MER	1,122	7,668	8,790

Los costos de inversión de cada escenario son los que resultaron en los escenarios de expansión de generación y transmisión (escenarios base), mientras que los costos operativos varían para cada escenario de sensibilidad. Las celdas en color verde muestran los menores costos totales de suministro obtenidos para los cuatro escenarios evaluados y sus correspondientes sensibilidades.

Los escenarios C1 y C2, en los cuales se producen los menores costos, siendo el escenario C2 en el que se reporta el menor costo en todas las sensibilidades evaluadas, convirtiéndose en el escenario de referencia, contra el cual se medirá el sobre costo de los demás escenarios.

Para la evaluación de minimización del máximo costo de arrepentimiento, el módulo de análisis multi-criterio estima para cada año y cada escenario, la suma anualizada de los costos de inversión, operación y de déficit. Los costos de arrepentimiento (en millones de dólares) para los cuatro escenarios evaluados y sus tres sensibilidades, se detallan en la tabla que sigue a continuación:

Tabla 18. Costos de arrepentimientos de los escenarios de expansión de generación y transmisión regional (M\$).

Escenario	Escenario Base	Escenario Precios Altos de Combustibles	Escenario Interconexión Colombia - Panamá	Escenario Incremento Capacidad México - MER	Máximo costo de Arrepentimiento
A1	121.0	120.9	130.6	132.5	132.5
B2	1,386.2	1,383.6	1,391.9	1,397.7	1,397.7
C1	42.0	42.0	48.4	41.3	48.4
C2	0	0	0	0	0

5.2.5. Conclusiones del análisis de riesgo por minimización del máximo arrepentimiento

- 1) El escenario C2, es el escenario que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, en comparación con los escenarios A1, B2 y C1, considerando las sensibilidades analizadas. Es importante mencionar que el escenario de expansión C2, es considerado de alta integración, teniendo en cuenta que optimiza todos los proyectos candidatos



de generación disponibles en el horizonte de largo plazo, incluyendo plantas de generación de escala regional; asimismo, optimiza la entrada de los tramos de la línea SIEPAC.

- 2) El segundo escenario que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, es el escenario C1, cuyo mayor sobrecosto es de MUS\$48.4, respecto al escenario C2.
- 3) El tercer escenario con menor costo de arrepentimiento es el escenario A1, que corresponde a una estrategia de expansión de la generación por Autosuficiencia.
- 4) Con base a las conclusiones anteriores, y lo establecido en el numeral 10.6.1 incisos c) y d), se seleccionan la estrategia que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, que corresponde al escenario C2, y se selecciona complementariamente, la estrategia de Autosuficiencia correspondiente al escenario A1; a efectos de ampliar los análisis técnicos para determinar las ampliaciones de transmisión que permitan cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, calcular los indicadores de evaluación económica y estimar de beneficios. Adicionalmente, se completarán los análisis para el escenario C1, teniendo en cuenta su particularidad de que el segundo circuito de la línea SIEPAC se considera una ampliación decidida y en operación a partir del 2022.

5.3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

De conformidad con lo establecido en los literales g), h) e i) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, en esta etapa de análisis, se verifica, mediante estudios eléctricos, si se podrán cumplir los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. En caso de verificarse condiciones de incumplimiento de los CCSD, se analizan soluciones, evaluando proyectos de transmisión candidatos.

Los estudios eléctricos se realizan para los siguientes escenarios de expansión de la generación y la Transmisión, que incluye las ampliaciones determinadas por requerimiento de suficiencia:

Escenario A1: El cual consiste en un escenario de Autosuficiencia, desde el punto de vista de que, la expansión de la generación, es la determinada en sus planes nacionales, enfocada en satisfacer su el crecimiento propio de la demanda del sistema de su país.

Escenario C1: En el cual se optimizó la expansión de generación, teniendo como candidatos los proyectos reportados en los planes nacionales y plantas GNL de escala regional. En este escenario se considera disponible una capacidad operativa de 600 MW entre pares de países, dotada a través del segundo circuito de la línea SIEPAC, considerado un proyecto decidido y en operación a partir del 2022.

Escenario C2: Consistente en un escenario de alta integración eléctrica de la región, desde el punto de vista que la expansión de la generación resultante, es producto de la optimización de todos los proyectos considerados en la planificación de la generación de cada país, e incluyendo entre los candidatos, plantas de escala regional.

5.3.1. Procedimiento y Metodología

Los estudios eléctricos para verificar el cumplimiento de los CCSD, se enfocaron en las condiciones de los años 2022, 2024, 2026 y 2028, para los escenarios de época seca (verano), y época lluviosa (invierno), para condiciones de demanda máxima y demanda media.

A fin de verificar el cumplimiento de los CCSD, se utilizó el modelo PSSE de SIEMENS-PTI, con el cual se realizaron corridas de flujo en condición normal y ante contingencias simples, verificándose la condición de carga de los circuitos y de los voltajes de barra en los elementos de la red de transmisión con nivel de tensión igual o mayor a 115 kV.

Partiendo de los casos SDDP, que contienen la expansión de la generación y la expansión de la transmisión por suficiencia, se crearon los casos de estudio para el modelo de estudios eléctricos PSSE, con los cuales se realizaron las simulaciones de corrida de flujo.

El procedimiento para crear los casos de estudio en PSSE fue el siguiente:

- A)** Modelar en PSSE las expansiones de generación y de transmisión determinadas en cada plan de expansión de los escenarios A1, C1 y C2, resultantes de los estudios de Expansión Indicativa del Sistema de Generación y Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional.
- B)** Determinar el intercambio entre países del MER, para los escenarios de mayor inyección de potencia al MER, a partir de los resultados obtenidos de la simulación operativa de cada caso considerando las expansiones de generación y de transmisión determinadas en cada plan de expansión de los escenarios A1, C1 y C2, las cuales resultaron de los estudios de Expansión Indicativa del Sistema de Generación y Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional:
 - A efectos de modelar y simular la condición más exigente de carga de la red de transmisión, del resultado de la simulación operativa de los planes de expansión, con el modelo SDDP se identifica la serie con mayor inyección de potencia al MER para etapas de verano e invierno de cada año en el bloque horario 1 correspondiente a la demanda máxima y en el bloque horario 3 correspondiente a la demanda media.
 - Para las series identificadas con mayor inyección al MER, se determina el monto de intercambio neto de cada sistema. Se verifica que, la suma de los montos de exportación de los países que exportan, más los montos de importación de los países que importan, es igual a cero.
- C)** En el PSSE, se ajusta el despacho de los generadores, en cada área de control, para obtener su intercambio neto, conforme al despacho de los generadores en la serie correspondiente de mayor inyección MER, identificada en el inciso B).

En Tabla 19, Tabla 20, y Tabla 21, se presentan las condiciones de intercambios representadas en los casos PSSE, para los escenarios A1, C1 y C2 respectivamente.

Tabla 19. Escenario de expansión A1 – Inyección máxima al MER (MW)

Escenario A1

Inyección máxima al MER (MW) y participación de cada país

Año	Estación	Demanda	Bloque	Max (MW)	Serie Max SDDP	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2022	Inv	Máxima	1	682	Serie 0001	8	300	82.6	-290.17	-300	-91.67	299.26
2022	Inv	Media	3	737	Serie 0003	8	300	137.2	-300	-300	-137.22	300
2024	Inv	Máxima	1	600	Serie 0003	6	300	-48.3	-300	-161.58	-90.08	300
2024	Inv	Media	3	698	Serie 0003	6	300	-152.2	-300	97.96	-245.71	300
2026	Inv	Máxima	1	600	Serie 0007	6	299.8	-42.8	-291.51	-178.36	300	-87.15
2026	Inv	Media	3	642	Serie 0032	8	300	-252.6	-300	42.43	300	-89.82
2028	Inv	Máxima	1	600	Serie 0017	6	300	-71.7	-297.65	-142.68	300	-87.94
2028	Inv	Media	3	789	Serie 0046	7	-282.9	282.9	-300	206.09	300	-206.09
2028	Ver	Media	3	900	Serie 0024	12	300	-300	-300	300	-300	300
2022	Ver	Máxima	1	752	Serie 0007	12	290.3	161.2	-299.99	-300	300	-151.51
2022	Ver	Media	3	783	Serie 0026	1	300	183.3	-300	-183.32	-300	300
2024	Ver	Máxima	1	735	Serie 0048	2	300	135.3	-300	-164.24	-271.06	300
2024	Ver	Media	3	785	Serie 0030	12	300	-200.5	-300	184.89	-284.41	300
2026	Ver	Máxima	1	693	Serie 0019	12	285	108	-300	-92.95	300	-300
2026	Ver	Media	3	756	Serie 0009	12	268.5	-203.5	-300	187.09	-252.05	300
2028	Ver	Máxima	1	600	Serie 0001	12	131.8	121.5	-300	46.67	300	-300

Tabla 20. Escenario de expansión C1 – Inyección máxima al MER (MW)

Escenario C1

Inyección máxima al MER (MW) y participación de cada país

Año	Estación	Demanda	Bloque	Max (MW)	Serie Max SDDP	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2022	Inv	Máxima	1	934	Serie 0016	8	430	54	-361	-573	232	218
2022	Inv	Media	3	998	Serie 0036	10	275	-449	124	-405	600	-145
2024	Inv	Máxima	1	801	Serie 0030	6	356	-26	-525	-250	241	204
2024	Inv	Media	4	802	Serie 0043	7	147	-382	56	90	509	-420
2026	Inv	Máxima	1	950	Serie 0036	10	-430	37	313	-358	600	-161
2026	Inv	Media	2	936	Serie 0018	9	-141	-308	336	-205	600	-282
2028	Inv	Máxima	1	1207	Serie 0024	10	-527	7	600	-296	600	-385
2028	Inv	Media	4	1161	Serie 0004	6	-265	-411	480	81	600	-485
2022	Ver	Máxima	1	1069	Serie 0014	11	492	127	-553	-516	187	263
2022	Ver	Media	3	1151	Serie 0039	4	284	267	-600	-211	-340	600
2024	Ver	Máxima	1	946	Serie 0031	12	278	162	-391	-98	507	-457
2024	Ver	Media	4	1225	Serie 0010	3	415	-236	-500	210	-489	600
2026	Ver	Máxima	1	982	Serie 0050	3	301	81	-362	-167	600	-452
2026	Ver	Media	4	1070	Serie 0040	12	345	-194	-390	126	600	-486
2028	Ver	Máxima	1	952	Serie 0022	5	70	-21	282	-330	600	-600
2028	Ver	Media	3	1080	Serie 0049	2	-186	-294	447	33	600	-600

Tabla 21. Escenario de expansión C2 – Inyección máxima al MER (MW)

Escenario C2
Inyección máxima al MER (MW) y participación de cada país

Año	Estación	Demanda	Bloque	Max (MW)	Serie Max SDDP	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2022	Inv	Máxima	1	702	Serie 0048	7	300	101.7	-292.69	-300	299.85	-108.87
2022	Inv	Media	2	750	Serie 0013	2	300	149.7	-222.43	-300	-227.29	300
2024	Inv	Máxima	1	600	Serie 0009	6	300	-24.3	-247.56	-229.46	300	-98.64
2024	Inv	Media	4	709	Serie 0028	7	300	-300	-300	108.67	300	-108.67
2026	Inv	Máxima	1	682	Serie 0003	7	-227.4	92.9	289.53	-207.27	300	-247.83
2026	Inv	Media	4	656	Serie 0015	8	300	-234.1	-262.48	56.31	300	-159.72
2028	Inv	Máxima	1	968	Serie 0003	7	-300	67.6	300	-158.56	600	-509.03
2028	Inv	Media	4	1027	Serie 0011	7	-235.8	-191.5	254.66	172.66	600	-600
2022	Ver	Máxima	1	751	Serie 0035	2	300	151.1	-280.5	-300	300	-170.64
2022	Ver	Media	2	788	Serie 0002	2	300	188.2	-300	-259.59	-228.59	300
2024	Ver	Máxima	1	733	Serie 0036	2	300	132.9	-300	-178.38	300	-254.57
2024	Ver	Media	4	820	Serie 0034	3	300	-220.4	-300	220.43	-300	300
2026	Ver	Máxima	1	692	Serie 0036	2	300	91.7	-272.17	-175.97	300	-243.62
2026	Ver	Media	4	779	Serie 0040	1	300	-262.7	-259.02	178.95	300	-257.24
2028	Ver	Máxima	1	922	Serie 0022	5	117.9	-22	204.13	-317.28	600	-582.71
2028	Ver	Media	4	1017	Serie 0012	1	134.1	-273.4	-160.66	283.06	600	-583.08

En total se crearon 48 casos PSSE, 16 para cada escenario A1, C1 y C2.

A continuación, se presentan los resultados de los estudios eléctricos, por país, donde se identifican las sobrecargas, se evalúan las soluciones, se verifica el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, y de ser necesario se complementan las ampliaciones, a fin de alcanzar el cumplimiento de dichos criterios.

5.3.2. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL SISTEMA DE GUATEMALA

5.3.2.1. Sobrecargas del sistema de Guatemala en el escenario A1

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Guatemala que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre par de países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 22. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Guatemala – Escenario Expansión A1

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año								
				2022		2024		2026		2028		
				Máxima sobrecarga (%)	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
AGU-230/PAC-230-1	LT	491.6	BUS 1107 [GES-231 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	136	-	-	-	-	-	-	136	-
			BUS 1124 [LVG-230 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	129	-	-	-	-	-	-	129	-
GES-231/SNT-231-1	LT	491.6	BUS 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	136	-	-	-	-	-	-	136	-
LVG-230/SNT-231-1	LT	491.6	BUS 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	128	-	-	-	-	-	-	128	-
MOY-230/MOY-138-1	TR	100	BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1755 [GCS-138 138.00] CKT 1	100	-	-	-	-	-	-	-	100

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Tabla 23. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Guatemala – Escenario Expansión C1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Contingencia	Máx. Sobrecarga	2026		2028	
					INV	VER	INV	VER
AGU-230/PAC-230-1	LT	491.6	SINGLE 1107-1170(1)	114	110		114	
			SINGLE 1124-1170(1)	114	110		114	
GES-231/SNT-231-1	LT	491.6	SINGLE 1101-1140(1)	111	107		111	
LVG-230/SNT-231-1	LT	491.6	SINGLE 1101-1140(1)	111	107		111	
MOY-230/MOY-138-1	TR	100	SINGLE 1101-1140(1)	108	104		108	
			SINGLE 1498-1499(1)	105			105	

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Tabla 24. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Guatemala – Escenario Expansión C2

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Carga Máxima (%)	2024		2026		2028	
					INV	VER	INV	VER	INV	VER
AGU-230/PAC-230-1	LT	491.6	BUS 1107 [GES-231 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	116	-	-	-	-	116	-
			BUS 1124 [LVG-230 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	109	-	-	-	-	109	-
GES-231/SNT-231-1	LT	491.6	BUS 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	115	-	-	-	-	115	-
LVG-230/SNT-231-1	LT	491.6	BUS 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	107	-	-	-	-	107	-
MOY-230/MOY-138-1	TR	100	BUS 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	112	-	-	-	-	112	-
			BUS 1107 [GES-231 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	103	-	-	-	-	103	-
			BUS 1124 [LVG-230 230.00] TO BUS 1129 [MOY-232 230.00] CKT 1	113	-	-	-	-	113	-
			BUS 1124 [LVG-230 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	103	-	-	-	-	103	-
			BUS 1126 [MOY-230 230.00] TO BUS 1129 [MOY-232 230.00] CKT 2	112	-	-	-	-	112	-
			BUS 1498 [ZCA-138 138.00] TO BUS 1499 [PAN-138 138.00] CKT 1	105	-	-	-	-	105	-
			BUS 3183 [LEC B619 230.00] TO BUS 3300 [SBV B609 230.00] CKT 1	100	-	-	-	-	100	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas detalladas en las tablas anteriores, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, y hacer viables los escenarios de transferencias que fueron considerados en el presente estudio.

5.3.2.2. Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de Guatemala para los escenarios A1, C1 y C2

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Guatemala, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación, para cada escenario:

Escenario A1 – Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Guatemala

- Una nueva línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Aguacapa – Pacífico, paralela al circuito existente, con capacidad de 492 MVA. El objetivo de este refuerzo candidato, es evitar la sobrecarga en los elementos de transmisión GES-231/SNT-231-1 y LVG-230/SNT-231-1.

Escenario C1– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Guatemala

- Una nueva línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Aguacapa – Pacífico, paralela al circuito existente, con capacidad de 492 MVA. El objetivo de este refuerzo candidato, es evitar la sobrecarga en los elementos de transmisión GES-231/SNT-231-1 y LVG-230/SNT-231-1.
- Sustitución del transformador existente en SE Moyuta, por uno de al menos 120 MVA de capacidad, con lo cual se evitará su sobrecarga, a causa de las contingencias Aguacapa-La Vega (1101-1140(1)), Guate Este-San Antonio (1107-1170), La Vega-San Antonio (1124-11709), La Vega-Moyuta (1124-1129); y el enlace de barra de 230 kV de subestación Moyuta (1126-1129).

Escenario C2– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Guatemala

- Una nueva línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Aguacapa – Pacífico, paralela al circuito existente, con capacidad de 492 MVA. El objetivo de este refuerzo candidato, es evitar la sobrecarga en los elementos de transmisión GES-231/SNT-231-1 y LVG-230/SNT-231-1.

A continuación, se indican los parámetros eléctricos y capacidad de los elementos de transmisión candidatos considerados.

Tabla 25. Parámetros de las líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Guatemala.

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2028	1101	AGU-230	1140	PAC-230	2	0.00283	0.00561	0.01855	492	492	541	21.62

Tabla 26. Parámetros del transformador de dos devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Guatemala.

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B
Sustitución del transformador existente por uno de 120 MVA	2021	1126	MOY-230	1434	MOY-138	0.08643		120	120

5.3.2.3. Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Guatemala

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Guatemala para los escenarios de expansión A1, C1 y C2, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión de 138 kV ni 230 kV en el sistema de Guatemala, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión propuestas para los escenarios de expansión A1, C1 y C2.

Por otra parte, se verificó que se presentan nodos del sistema de transmisión de Guatemala, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u. lo cual no cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En las siguientes tablas, se presentan los nodos del sistema de Guatemala, con voltaje post-contingencia, fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Guatemala – Escenario A1

Tabla 27. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de Guatemala Considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión A1

Código	Nombre Barra	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
			VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV
1422	PRO-138	OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1			0.88	0.89	0.85	0.88	0.85	
1445	IPA-138	OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1					0.88		0.88	
1493	RGR-138	OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1					0.89		0.88	
1497	CQM-138	OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1							0.89	
1730	IZA-230	OPEN LINE FROM BUS 1133 [PNZ-230 230.00] TO BUS 1730 [IZA-230 230.00] CKT 1	0.9				0.9			
1798	LCU-138	OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1					0.89		0.88	
1867	SMR-230	OPEN LINE FROM BUS 1841 [HUE-232 230.00] TO BUS 1867 [SMR-230 230.00] CKT 2	0.9	0.88	0.84	0.84	0.79	0.82	0.72	

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Guatemala – Escenario C1

Tabla 28. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de Guatemala Considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión C1

Barra	Nombre Barra	kV	Contingencia	2022		2024		2026		2028		
				VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	
1422	PRO-138	138	SINGLE 1422-1434(1)					0.89	0.9	0.86	0.9	0.86
1445	IPA-138	138	SINGLE 1422-1434(1)							0.88		0.89
1493	RGR-138	138	SINGLE 1422-1434(1)							0.88		0.89
1497	CQM-138	138	SINGLE 1422-1434(1)							0.9		
1771	SAS-230	230	SINGLE 1108-1771(2)	0.89								
1798	LCU-138	138	SINGLE 1422-1434(1)							0.89		0.9
1867	SMR-230	230	SINGLE 1841-1867(2)	0.88	0.87	0.85	0.83	0.79	0.81	0.69		

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Guatemala – Escenario C2

Tabla 29. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de Guatemala Considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión C2

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Año		2022				2024				2026				2028			
				Estación	INV		VER														
					Mín (pu)	Máx (pu)															
1422	PRO-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	--	--	0.9	0.9	--	--	0.87	0.87	--	--	0.85	0.9	0.87	0.89	0.85	0.88		
1445	IPA-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	--	--	--	--	--	--	0.9	0.9	--	--	0.88	0.88	0.89	0.89	0.87	0.87		
1493	RGR-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.88	0.88	0.9	0.9	0.88	0.88		
1497	CQM-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.9	0.9	--	--	0.89	0.89		
1710	PAN-230	230	SINGLE 1108-1771(2)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.9	0.9	--	--	--	--		
1730	IZA-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	0.89	0.89	0.9	0.9	--	--	--	--	0.9	0.9	0.88	0.88	--	--	--	--		
1732	MOR-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	--	--		
1771	SAS-230	230	SINGLE 1108-1771(2)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.88	0.88	--	--	--	--		
1798	LCU-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	0.88	0.88		
1867	SMR-230	230	SINGLE 1841-1867(2)	--	--	0.86	0.86	0.87	0.87	0.82	0.88	0.83	0.89	0.76	0.86	0.81	0.88	0.68	0.85		
14126	PBA-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.9	0.9	--	--	--	--		

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

De las tablas anteriores, se observa que en el sistema de Guatemala se reportan nodos del sistema de transmisión con voltaje inferior a 0.9 pu ante contingencias.

Se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de Guatemala son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencia simple. Sin embargo, será necesario proponer soluciones para los problemas de violaciones de tensión que persisten, de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

5.3.2.4. Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Guatemala

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el rango de 0.9-1.1 pu, se determinó la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en los escenarios A1, C1 y C2. En las siguientes tablas se detalla la compensación requerida en cada escenario.

Tabla 30. Compensación capacitiva requerida en el sistema de Guatemala –Escenario A1

Código Nodo	Nodo	Año	MVAR
1867	SMR-230	2022	30
1422	PRO-138	2024	30

Tabla 31. Compensación capacitiva requerida en el sistema de Guatemala –Escenario C1

Código Nodo	Nodo	Año	MVAR
1867	SMR-230	2022	40
1422	PRO-138	2024	30

Tabla 32. Compensación capacitiva requerida en el sistema de Guatemala –Escenario C2

Código Nodo	Nodo	Año	MVAR
1867	SMR-230	2022	30
1422	PRO-138	2024	30



5.3.2.5. Listado de ampliaciones por suficiencia y cumplimiento de los CCSD del sistema de Guatemala

Tabla 33. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Guatemala – Escenario A1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2028	CCSD
SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	Voltaje
PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	Voltaje

Tabla 34. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Guatemala – Escenario C1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MOY-230/MOY-138-2	Autotransformador en SE Moyuta 230/115/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2026	CCSD
AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nuevo	230	491.6	2026	CCSD
SMR-230	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE SMR.		Capacitor	Nuevo	230	40	2022	Voltaje
PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	Voltaje

Tabla 35. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Guatemala – Escenario C2

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MOY-230/MOY-138-2	Autotransformador en SE Moyuta 230/115/13.8kV, 120MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2028	CCSD
AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nuevo	230	491.6	2028	CCSD
SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE SMR.		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	Voltaje
PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	115	30	2024	Voltaje

5.3.3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL SISTEMA DE EL SALVADOR

5.3.3.1. Sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador en los escenarios A1, C1 y C2

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de El Salvador que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 36. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador – Escenario Expansión A1

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año	Sobrecargas Máximas (%)									
					2022		2024		2026		2028			
				Carga Máxima (%)	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER		
155E-115/BERL-115-1	LT	130	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1	110	-	101	-	110	-	-	-	-	105	
			BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	103	102	103	102	103	102	102	102	103	103	
			BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	108	-	104	-	108	-	106	-	-	-	106
			BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	130	-	112	-	130	-	-	-	-	-	129
			BUS 27391 [TECO-115 115.00] TO BUS 27401 [OZAT-115 115.00] CKT 1	105	-	101	-	105	-	103	-	103		
155E-115/INTER 3-1	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 2	134	134	-	-	-	107	-	102	-		
155E-115/INTER 4-2	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 1	134	134	-	-	-	107	-	102	-		
155E-230/INTER 3-1	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 2	131	131	-	-	-	-	-	-	-		
155E-230/INTER 4-2	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 1	131	131	-	-	-	-	-	-	-		
BERL-115/SMIG-115-1	LT	130	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	103	103	103	103	102	103	102	103	102		
NEJA-115/NEJA_TR_1-1	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	124	-	-	101	108	108	113	-	124		
NEJA-115/NEJA_TR_2-2	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	124	-	-	101	108	108	113	-	124		
NEJA-230/NEJA_TR_1-1	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	127	-	-	104	111	110	116	-	127		
NEJA-230/NEJA_TR_2-2	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	127	-	-	104	111	110	116	-	127		
SANT-115/NEJA-115-1	LT	260	BUS 27431 [SMAR-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1	112	-	-	105	-	104	-	112	105		
SMIG-115/OZAT-115-1	LT	130	BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	120	-	-	-	120	-	-	-	118		
SRAF-115/SVIC-115-1	LT	130	BUS 27071 [LANG-115 115.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	-	-	101	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	119	-	-	-	118	-	117	-	-	119	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27321 [SRAF-115 115.00] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	-	102	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27431 [SMAR-115 115.00] CKT 1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27431 [SMAR-115 115.00] CKT 2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1	105	-	-	-	104	-	-	-	-	105	
			BUS 27341 [SMIG-115 115.00] TO BUS 27401 [OZAT-115 115.00] CKT 1	121	-	-	-	121	-	119	-	-	120	
			BUS 27361 [SANT-115 115.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	-	-	101	
BUS 27491 [LUNI-115 115.00] TO BUS 27511 [HAWI-115 115.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101			

Estación: VER: Verano; INV: Invierno



Tabla 37. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador – Escenario Expansión C1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028			
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER		
155E-115/BERL-115-1	LT	130	OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1		101		109		107				
			OPEN LINE FROM BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	204	206	204	204	204	204	205	204		
			OPEN LINE FROM BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1							105		105	
			OPEN LINE FROM BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1			100				126		126	
			OPEN LINE FROM BUS 27391 [TECO-115 115.00] TO BUS 27401 [OZAT-115 115.00] CKT 1			102		104		102		102	
155E-230/INTER 3-1	TR	156.3	OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 2	109									
155E-230/INTER 4-2	TR	156.3	OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 1	109									
BERL-115/SMIG-115-1	LT	130	OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	205		205	102	205	204	205	204		
NEJA-230/NEJA_TR_1-1	TR	156.3	OPEN LINE FROM BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	139		132	116	132	115	139	129		
NEJA-230/NEJA_TR_2-2	TR	156.3	OPEN LINE FROM BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	139		132	116	132	115	139	129		
SANT-115/NEJA-115-1	LT	260	OPEN LINE FROM BUS 27132 [ACAJ2-115 115.00] TO BUS 27441 [ATEO-115 115.00] CKT 1								102	101	
			OPEN LINE FROM BUS 27411 [SONS-115 115.00] TO BUS 27441 [ATEO-115 115.00] CKT 1									101	
			OPEN LINE FROM BUS 27421 [NCUS-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1						105			111	106
			OPEN LINE FROM BUS 27431 [SMAR-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1							107	235	247	118
SMIG-115/OZAT-115-1	LT	130	OPEN LINE FROM BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1							119		118	
SRAF-115/SVIC-115-1	LT	130	BASE CASE									101	
			OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1								114		
			OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27321 [SRAF-115 115.00] CKT 1							100			
			OPEN LINE FROM BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1								104		101
			OPEN LINE FROM BUS 27341 [SMIG-115 115.00] TO BUS 27401 [OZAT-115 115.00] CKT 1							121		119	

Tabla 38. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador – Escenario Expansión C2

Elemento	Tipo	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Carga Máxima (%)	Sobrecargas Máximas (%)									
					2022		2024		2026		2028			
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER		
155E-115/BERL-115-1	LT	130	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1	110	-	104	-	110	-	107	-	105		
			BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	104	103	103	104	103	102	102	102	104		
			BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	108	-	105	-	108	-	106	-	107	-	
			BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	128	-	-	-	-	-	128	-	-	-	
			BUS 27391 [TECO-115 115.00] TO BUS 27401 [OZAT-115 115.00] CKT 1	105	-	102	-	105	-	103	-	104	-	
155E-115/INTER 3-1	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 2	144	144	108	112	-	-	-	-			
155E-115/INTER 4-2	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 1	144	144	108	112	-	-	-	-			
155E-230/INTER 3-1	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 2	141	141	107	103	-	-	-	-			
155E-230/INTER 4-2	TR	156.3	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 24181 [155E-46 46.000] CKT 1	141	141	107	103	-	-	-	-			
BERL-115/SMIG-115-1	LT	130	BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	103	103	102	103	102	103	102	103	102		
NEJA-115/NEJA_TR_1-1	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	123	-	-	121	109	116	118	-	123		
NEJA-115/NEJA_TR_2-2	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	123	-	-	121	109	116	118	-	123		
NEJA-230/NEJA_TR_1-1	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	127	-	-	125	112	120	121	-	127		
NEJA-230/NEJA_TR_2-2	TR	156.3	BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	127	-	-	125	112	120	121	-	127		
SANT-115/NEJA-115-1	LT	260	BUS 1128 [LBR-400 400.00] TO BUS 14319 [THP-400 400.00] CKT 1	105	-	-	-	-	-	-	-	105	-	
			BUS 27132 [ACAJ2-115 115.00] TO BUS 27441 [ATEO-115 115.00] CKT 1	105	-	-	-	-	-	-	-	-	105	-
			BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27431 [SMAR-115 115.00] CKT 1	104	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-
			BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 27501 [SMAT-115 115.00] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	-	102	-
			BUS 27411 [SONS-115 115.00] TO BUS 27441 [ATEO-115 115.00] CKT 1	104	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-
			BUS 27421 [NCUS-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1	117	-	-	-	-	-	-	-	-	117	-
			BUS 27431 [SMAR-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1	132	-	-	108	-	104	-	132	108	-	-
			BUS 27811 [KILO-115 115.00] TO BUS 27812 [PROG-115 115.00] CKT 1	100	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-
			BUS 28161 [AHUA-230 230.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	101	-	-	-
			BUS 28161 [AHUA-230 230.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] CKT 2	101	-	-	-	-	-	-	101	-	-	-
REMOVE UNIT 1 FROM BUS 21811 [PROG-U1 13.800]	100	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-			
SMAR-115/STOM-115-1	LT	260	BUS 27361 [SANT-115 115.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] CKT 1	103	-	-	-	-	-	-	103	-		
SMIG-115/OZAT-115-1	LT	130	BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	119	-	-	-	-	-	119	-	-		
SRAF-115/SVIC-115-1	LT	130	BUS 1128 [LBR-400 400.00] TO BUS 14319 [THP-400 400.00] CKT 1	104	-	-	-	-	-	-	-	104	-	
			BUS 27071 [LANG-115 115.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] CKT 1	104	-	-	-	-	-	-	-	104	-	
			BUS 27111 [GUAI-115 115.00] TO BUS 27351 [SANA-115 115.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	101	-	-	
			BUS 27132 [ACAJ2-115 115.00] TO BUS 27441 [ATEO-115 115.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	101	-	-	
			BUS 27161 [AHUA-115 115.00] TO BUS 27351 [SANA-115 115.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	101	-	-	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	122	-	-	-	118	-	117	-	122	-	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27321 [SRAF-115 115.00] CKT 1	105	-	-	-	-	-	101	-	105	-	
			BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27431 [SMAR-115 115.00] CKT 1	103	-	-	-	-	-	-	103	-	-	



Elemento	Tipo	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año	Sobrecargas Máximas (%)							
					Carga Máxima (%)	2022		2024		2026		2028
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27431 [SMAR-115 115.00] CKT 2				103	-	-	-	-	-	-	-	103
BUS 27181 [155E-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1				107	-	-	-	104	-	104	-	107
BUS 27301 [SOYA-115 115.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 27341 [SMIG-115 115.00] TO BUS 27401 [OZAT-115 115.00] CKT 1				121	-	-	-	121	-	120	-	121
BUS 27341 [SMIG-115 115.00] TO BUS 27541 [MORA-115 115.00] CKT 1				102	-	-	-	-	-	-	-	102
BUS 27361 [SANT-115 115.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] CKT 1				105	-	-	-	-	-	-	-	105
BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1				102	-	-	-	-	-	-	-	102
BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2				102	-	-	-	-	-	-	-	102
BUS 27381 [OPIC-115 115.00] TO BUS 27501 [SMAT-115 115.00] CKT 1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 27411 [SONS-115 115.00] TO BUS 27441 [ATEO-115 115.00] CKT 1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 27461 [STOM-115 115.00] TO BUS 27471 [PEDR-115 115.00] CKT 1				103	-	-	-	-	-	-	-	103
BUS 27491 [LUNI-115 115.00] TO BUS 27511 [HAVI-115 115.00] CKT 1				104	-	-	-	-	-	-	-	104
BUS 28161 [AHUA-230 230.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 28161 [AHUA-230 230.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] CKT 2				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 28161 [AHUA-230 230.00] TO BUS 29162 [F-AHU-MOY 230.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] CKT 1				103	-	-	-	-	-	-	-	103
BUS 28181 [155E-230 230.00] TO BUS 28371 [NEJA-230 230.00] CKT 2				103	-	-	-	-	-	-	-	103
BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 50054 [CAS138 138.00] TO BUS 50454 [COD138 138.00] CKT 1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 50054 [CAS138 138.00] TO BUS 50604 [FIL138 138.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 50454 [COD138 138.00] TO BUS 50554 [SR138 138.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 50504 [GUA138 138.00] TO BUS 50604 [FIL138 138.00] CKT 1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 51200 [PAP230 230.00] TO BUS 51250 [NCO230 230.00] CKT 1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 53454 [ALA138 138.00] TO BUS 53504 [ANN138 138.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 58304 [MOI138A 138.00] TO BUS 58305 [MOI138B 138.00] CKT 1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6719 [SAC115 115.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 6036 [SMA115 115.00] TO BUS 6037 [SMA T1A 13.800] TO BUS 6038 [SMA T1B 13.800] CKT T1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6036 [SMA115 115.00] TO BUS 6039 [SMA T2A 13.800] TO BUS 6190 [SMA T2B 13.800] CKT T2				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6055 [MOS115B 115.00] TO BUS 6056 [MOS T1A 13.800] TO BUS 6193 [MOS T1B 13.800] CKT T1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6055 [MOS115B 115.00] TO BUS 6194 [MOS T2A 13.800] TO BUS 6195 [MOS T2B 13.800] CKT T2				100	-	-	-	-	-	-	-	100
BUS 6210 [TIN115 115.00] TO BUS 6212 [TIN T1 13.800] TO BUS 6213 [TIN T1 13.800] CKT T1				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6210 [TIN115 115.00] TO BUS 6214 [TIN T2 13.800] TO BUS 6215 [TIN T2 13.800] CKT T2				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6230 [CBA115 115.00] TO BUS 6235 [CBA T3A 13.800] TO BUS 6236 [CBA T3B 13.800] CKT T3				101	-	-	-	-	-	-	-	101
BUS 6857 [MET230 230.00] TO BUS 6861 [CHE230 230.00] CKT 1				100	-	-	-	-	-	-	-	100
REMOVE UNIT 1 FROM BUS 20202 [ANTA-FV2 0.4000]				101	-	-	-	-	-	-	-	101
REMOVE UNIT 1 FROM BUS 21071 [LANG-U7 13.800]				100	-	-	-	-	-	-	-	100
REMOVE UNIT 1 FROM BUS 21072 [LANG-U8 13.800]				102	-	-	-	-	-	-	-	102
REMOVE UNIT 1 FROM BUS 21101 [SNOV-U1 13.800]				100	-	-	-	-	-	-	-	100
REMOVE UNIT 2 FROM BUS 21102 [SNOV-U2 13.800]				100	-	-	-	-	-	-	-	100
REMOVE UNIT 7 FROM BUS 21107 [SNOV-U7 13.800]				102	-	-	-	-	-	-	-	102

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas detalladas en las tablas anteriores, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, y hacer viables los escenarios de transferencias que fueron considerados en el presente estudio.

5.3.3.2. Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador en los escenarios A1, C1 y C2

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de El Salvador, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación, para cada escenario:

Escenario A1– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de El Salvador

Tabla 39. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2022	27181	15SE-115	27211	BERL-115	2	0.01421	0.056379	0.0071	150	150	150	15.54
Nueva Línea	2024	27371	NEJA-115	27361	SANT-115	2	0.00313	0.017429	0.00442	260	260	260	6.86
Nueva Línea	2024	27321	SRAF-115	27581	SVIC-115	2	0.01155	0.04651	0.00569	150	150	150	12.67

Tabla 40. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2022	28181	15SE-230	27181	15SE-115	20050	3	0.00093	0.0482	0.00576	0.2175	0.00555	0.27	125
Nuevo	2024	28371	NEJA-230	27371	NEJA-115	20051	3	0	0.0482	0	0.21	0	0.267	125

Escenario C1– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de El Salvador

Tabla 41. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador – Escenario Expansión C1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2022	27181	15SE-115	27211	BERL-115	2	0.01421	0.0564	0.0071	150	150	150	15.54
Nueva Línea	2024	27371	NEJA-115	27361	SANT-115	2	0.00313	0.0174	0.00442	260	260	260	6.86
Nueva Línea	2024	27321	SRAF-115	27581	SVIC-115	2	0.01155	0.0465	0.00569	150	150	150	12.67

Tabla 42. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador – Escenario Expansión C1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2022	28181	15SE-230	27181	15SE-115	20050	3	0.00093	0.0482	0.00576	0.2175	0.00555	0.27	125
Nuevo	2022	28371	NEJA-230	27371	NEJA-115	20051	3	0	0.0482	0	0.21	0	0.267	125

Escenario C2– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de El Salvador

Tabla 43. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2022	27181	15SE-115	27211	BERL-115	2	0.01421	0.056379	0.0071	150	150	150	15.54
Nueva Línea	2024	27371	NEJA-115	27361	SANT-115	2	0.00313	0.017429	0.00442	260	260	260	6.86
Nueva Línea	2024	27321	SRAF-115	27581	SVIC-115	2	0.01155	0.04651	0.00569	150	150	150	12.67

Tabla 44. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2022	28181	15SE-230	27181	15SE-115	20050	3	0.00093	0.0482	0.00576	0.2175	0.00555	0.27	125
Nuevo	2024	28371	NEJA-230	27371	NEJA-115	20051	3	0	0.0482	0	0.21	0	0.267	125

5.3.3.3. Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de El Salvador

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de El Salvador para los escenarios de expansión A1, C1 y C2, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión de 138 kV ni 230 kV en el sistema de El Salvador, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión propuestas para los escenarios de expansión A1, C1 y C2.

Por otra parte, se verificó que se presentan nodos del sistema de transmisión de El Salvador, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u. lo cual no cumple los

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En las siguientes tablas, se presentan, para cada escenario de expansión A1, C1 y C2, los nodos del sistema de El Salvador, con voltaje post-contingencia, fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de El Salvador – Escenario A1

Tabla 45. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de El Salvador Considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión A1

Código Nudo	Nombre Nudo	kV	Año	2022				2024		2026		2028		
				Estación	VER		INV		INV		INV		VER	
					Contingencia	Mín (pu)	Máx (pu)	Mín (pu)						
27361	SANT-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.89	0.89	0.88	0.88	--	--	--	--	--	--	
27421	NCUS-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	--	--	0.89	0.89	--	--	--	--	--	--	
27441	ATEO-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	--	--	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	
27481	TALN-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	--	--	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	
27551	VOLC-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	--	--	0.89	0.89	--	--	--	--	--	--	
27351	SANA-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.89	0.89	0.89	0.89	0.88	0.88	

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de El Salvador – Escenario C1

Tabla 46. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de El Salvador Considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión C1

Barra	Nombre Barra	kV	Contingencia	2022		2024	2026	2028	
				INV	VER	INV	INV	INV	VER
27111	GUAJ-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	0.89		0.89	0.87	0.85	
27112	CEL-EOL	115	SINGLE 27161-27351(1)	0.9		0.9	0.87	0.85	
27113	VDC-EOL	115	SINGLE 27161-27351(1)	0.9		0.9	0.87	0.85	
27114	VEN-EOL	115	SINGLE 27161-27351(1)	0.9		0.9	0.87	0.85	
27351	SANA-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	0.88		0.88	0.86	0.84	0.89
27361	SANT-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.84	0.9				
27381	OPIC-115	115	SINGLE 27161-27351(1)				0.9	0.88	
27421	NCUS-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.86					
27441	ATEO-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.87					
27481	TALN-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.86					
27501	SMAT-115	115	SINGLE 27161-27351(1)				0.9	0.88	
			SINGLE 27371-27501(1)				0.9		
27551	VOLC-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.86					

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de El Salvador – Escenario C2

Tabla 47. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de El Salvador Considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión C2

Código Nudo	Nombre Barra	kV	Contingencia	Año		2022		2024		2026		2028				
				Estación	INV		VER		INV		VER		INV		VER	
					Mín (pu)	Máx (pu)										
27361	SANT-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.87	0.87	0.88	0.88	--	--	--	--	--	--	--	--	
27421	NCUS-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.89	0.89	0.89	0.89	--	--	--	--	--	--	--	--	
27441	ATEO-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	
27481	TALN-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	
27551	VOLC-115	115	SINGLE 27361-27371(1)	0.88	0.88	0.89	0.89	--	--	--	--	--	--	--	--	
27111	GUAJ-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.85	0.85	0.89	0.89	--	--	0.86	0.86	
27112	CEL-EOL	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.86	0.86	0.89	0.89	--	--	0.87	0.87	
27113	VDC-EOL	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.86	0.86	0.9	0.9	--	--	0.87	0.87	
27114	VEN-EOL	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.86	0.86	0.89	0.89	--	--	0.87	0.87	
27351	SANA-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.85	0.85	0.88	0.88	0.89	0.89	0.86	0.86	
			SINGLE 27371-27501(1)	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	--	--	--	--	
27381	OPIC-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	--	--	0.9	0.9	
			SINGLE 27371-27501(1)	--	--	--	--	0.88	0.88	--	--	--	--	0.89	0.89	
27501	SMAT-115	115	SINGLE 27161-27351(1)	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	--	--	0.9	0.9	
			SINGLE 27371-27501(1)	--	--	--	--	0.88	0.88	--	--	--	--	0.89	0.89	

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

De la tabla anterior se observa que en el sistema de El Salvador se reportan nodos del sistema de transmisión con voltaje inferior a 0.9 pu ante contingencias.

Se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de El Salvador son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencia simple. Sin embargo, será necesario proponer soluciones para los problemas de violaciones de tensión que persisten, de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

5.3.3.4. Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de El Salvador

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el rango de 0.9-1.1 pu, se determinó la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en los escenarios A1, C1 y C2. En las siguientes tablas se detalla la compensación requerida en cada escenario.

Tabla 48. Compensación capacitiva requerida en el sistema de El Salvador –Escenario A1

Nodo	Año	MVAR
SANA-115	2024	60



Tabla 49. Compensación capacitiva requerida en el sistema de El Salvador –Escenario C1

Nodo	Año	MVAR
SANA-115	2022	30
CEL-EOL	2022	10
VDC-EOL	2022	10
VEN-EOL	2022	10
GUAJ-115	2022	10
OPIC-115	2026	40

Tabla 50. Compensación capacitiva requerida en el sistema de El Salvador –Escenario C2

Nodo	Año	MVAR
SANA-115	2024	20
CEL-EOL	2024	10
VDC-EOL	2024	10
VEN-EOL	2024	10
GUAJ-115	2024	10
OPIC-115	2024	40



5.3.3.5. Listado de ampliaciones por suficiencia y cumplimiento de los CCSD del sistema de El Salvador

Tabla 51. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de El Salvador – Escenario A1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022	CCSD
15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2024	CCSD
SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nueva	115	150	2024	CCSD
NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2024	CCSD
SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	CCSD

Tabla 52. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de El Salvador – Escenario C1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nuevo	115	150	2022	CCSD
NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
SANA-115	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	30	2022	Voltaje
CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	Voltaje
VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	Voltaje
VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	Voltaje
GUAJ-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajojo		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	Voltaje
NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nuevo	115	260	2024	CCSD
SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nuevo	115	150	2024	CCSD
OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Capacitor	Nuevo	115	40	2026	Voltaje



Tabla 53. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de El Salvador – Escenario C2

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nuevo	115	150	2022	CCSD
NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2024	CCSD
NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nuevo	115	260	2024	CCSD
SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nuevo	115	150	2024	CCSD
SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	20	2024	Voltaje
CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	Voltaje
VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	Voltaje
VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	Voltaje
GUAJ-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajoyo		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	Voltaje
OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Capacitor	Nuevo	115	40	2024	Voltaje

5.3.4. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL SISTEMA DE HONDURAS

5.3.4.1. Sobrecargas del sistema de transmisión de Honduras en los escenarios A1, C1 y C2

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Honduras que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 54. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema Honduras – Escenario Expansión A1

Elemento	Tipo	RATE A/A (MVA)	2022				2024				2026				2028			
			INV		VER		INV		VER		INV		VER		INV		VER	
			Máx. % Carga	# Con														
AGC B624/AGF B641-1	LT	317.3	108	87	102	8												
AGC B624/LUT B622-1	LT	317.3			103	1												
AGC B624/LUT B622-2	LT	317.3			103	1												
CDA B530/TON B535-1	LT	151.8	108	2	116	2	101	2	116	2	109	2	111	1	109	2	109	2
CHM B539/TER LVI 138-1	LT	151.8			105	2											102	2
PAV B620/SLU B637-1	LT	317.3					106	2			107	18			100	1	103	5
SPS 230KV/SPS T6XX-1	TR	150	109	1	105	1	124	2	122	2	109	1	117	2	115	2	116	2
SPS 230KV/T-SPPS-2-2	TR	150	109	1	105	1	124	2	122	2	109	1	117	2	115	2	116	2
SPS B558/SPS T6XX-1	TR	150	101	1			116	2	116	2	102	1	111	2	108	2	110	2
SPS B558/T-SPPS-2-2	TR	150	101	1			116	2	116	2	102	1	111	2	108	2	110	2
SUY B515/MFL B523-1	LT	151.8	106	1					113	1	107	1	108	2			106	2
SUY B515/SUY B612-1	TR	100	103	4			103	3	106	2	103	4	110	3	103	2	110	7
SUY B515/SUY T612-1	TR	100											100	2			101	2
SUY B612/CDH B629-1	LT	317.3									101	1						
SUY B612/SUY T612-1	TR	100	104	4			104	5	107	1	104	4	111	3	104	2	111	7
SUY B612/SUY T613-1	TR	100	102	4			103	3	104	1	103	4	110	3	103	2	110	7

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Con: Número de contingencias en las cuales el elemento se sobrecarga



Tabla 55. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema Honduras – Escenario Expansión C1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
CHM B539/TER LVI 138-1	LT	151.8	SINGLE 3037-3219(1)	103		107					115
			SINGLE 3203-3204(1)								107
			SINGLE 3203-3204(2)								107
NNC B639/F-15SE-AG1-1	LT	317.3	SINGLE 1128-14319(1)								101
			SINGLE 28181-29182(2)								105
			SINGLE 3301-28181(2)								105
			SINGLE 3301-29182(1)								104
PGR B509/RET 138KV-1	LT	151.8	SINGLE 3257-3300(1)					103			101
PGR B509/SMT B534-1	LT	151.8	SINGLE 3257-3300(1)					112			110
SMT B534/SPS B558-1	LT	151.8	SINGLE 3257-3300(1)					103			100
SPS 230KV/SBV B609-1	LT	405.1	BASE CASE								107
			SINGLE 3032-30001(1)								102
			SINGLE 3038-3108(1)								102
			SINGLE 3300-30001(1)								102
SPS 230KV/SPS T6XX-1	TR	150	SINGLE 3203-3257-3041(2)	126				128			
SPS 230KV/T-SPPS-2-2	TR	150	SINGLE 3203-3257-3956(1)	126				128			
SUY B515/MFL B523-1	LT	151.8	SINGLE 3031-3120(1)			102		104			102
SUY B515/SUY B612-1	TR	100	SINGLE 3030-3033-3131(1)	104		106		110			111
			SINGLE 3030-3033-3132(1)	104		106		110			111
			SINGLE 3120-3155-3961(1)					106	102		100
			SINGLE 3427-3429-3428(1)					101			103
SUY B612/SUY T612-1	TR	100	SINGLE 3030-3033(1)	105		107		111			112
			SINGLE 3030-3033-3132(1)	105		107		110			111
			SINGLE 3120-3155-3961(1)			100		106	102		101
			SINGLE 3427-3429-3428(1)					102			104
SUY B612/SUY T613-1	TR	100	SINGLE 3030-3033(1)	104		105		109			110
			SINGLE 3030-3033-3131(1)	104		106		109			110
			SINGLE 3120-3155-3961(1)					105	101		109
			SINGLE 3427-3429-3428(1)					100			102
TON B610/TON 610 NUEV-1	TR	150	SINGLE 3427-3429-3428(1)							105	108
											101

Tabla 56. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema Honduras – Escenario Expansión C2

Elemento	Tipo	RATE A/A (MVA)	2022				2024				2026				2028				
			INV		VER		INV		VER		INV		VER		INV		VER		
			Máx. % Carga	# Con															
AGC B624/AGF B641-1	LT	317.3	111	1	113	1													
AMT B605/AMT T605-1	TR	150													105	1			
CDA B530/TON B535-1	LT	151.8	109	2	110	1	110	1	110	1	100	1	110	2			113	2	
CHM B539/TER LVI 138-1	LT	151.8			119	243					102	3			105	2		110	4
NNC B639/F-15SE-AG1-1	LT	317.3															108	3	
PAV B620/SLU B637-1	LT	317.3						107	1				101	1	103	2	103	1	
PGR B509/SMT B534-1	LT	151.8						103	1				105	1			103	1	
PRD B618/SLU B637-1	LT	317.3															101	2	
SPS 230KV/SPS T6XX-1	TR	150	106	1			111	2	104	1									
SPS 230KV/T-SPPS-2-2	TR	150	106	1			111	2	104	1									
SUY B515/MFL B523-1	LT	151.8	109	1	107	1			113	2			108	2			111	1	
SUY B612/SUY T612-1	TR	100	104	2	111	4	106	2	115	4			115	4	115	5	106	3	
SUY B612/SUY T613-1	TR	100	103	2	110	3	104	2	113	4			114	4	114	5	118	4	
TON B610/TON 610 NUEV-1	TR	150										102	1	105	1	110	3		

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Con: Número de contingencias en las cuales el elemento se sobrecarga

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas detalladas en las tablas anteriores, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, y hacer los escenarios de transferencias que fueron considerados en el presente estudio.

5.3.4.2. Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de Honduras en los escenarios A1, C1 y C2

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Guatemala, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación, para cada escenario:

Escenario A1– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Honduras

Tabla 57. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2024	3034	PAV B620	3553	SLU B637	2	0.002641	0.017325	0.03452	317	317	349	19.06
Nueva Línea	2022	3257	SPS 230KV	3300	SBV B609	2	0.006169	0.03269	0.10576	405	405	446	46
Nueva Línea	2022	3301	AGC B624	3592	AGF B641	2	0.003188	0.020212	0.06411	317	317	349	28.28

Tabla 58. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2022	3257	SPS 230KV	3203	SPS B558	3194	3	0	0.087727	0	0.12	0	0.2198	150

Tabla 59. Compensación Capacitiva Candidata para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión A1

Año	Número Barra	Nombre Barra	Capacidad (MVAR)
2022	3062	GMC B437	30
2022	3085	MFL B523	30
2022	3101	SFE B505	30
2022	3120	TON B535	30
2022	3030	SUY B515	30
2022	3072	LNZ 138KV	20
2022	3031	CDA B530	20

Escenario C1 – Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Honduras

Tabla 60. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión C1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2022	3257	SPS 230KV	3300	SBV B609	2	0.006169	0.03269	0.10576	405.1	405.1	445.6	46
Nueva Línea	2028	3211	NNC B639	28181	15SE-230	1	0.013232986	0.083794484	0.26615091	317	317	349	117.37
Nueva Línea	2022	3049	CHM B539	3179	TER LVI 138	2	0.002384	0.010535	0.00226	151.8	151.8	167	3.78

Tabla 61. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión C1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 X (pu)	W2-3 X (pu)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2026	3155	TON B610	3120	TON B535	3188	2	0.088867	0.1222	0.2222	150
Nuevo	2022	3257	SPS 230KV	3203	SPS B558	3194	3	0.087727	0.12	0.2198	150

Tabla 62. Compensación Capacitiva Candidata para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión C1

Año	Código Nodo	Nodo	MVAR
2022	3062	GMC B437	30
2022	3085	MFL B523	30
2022	3101	SFE B505	30
2022	3120	TON B535	30
2022	3030	SUY B515	30
2022	3072	LNZ 138KV	20
2022	3031	CDA B530	20
Total			190

Escenario C2 – Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Honduras

Tabla 63. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2024	3034	PAV B620	3553	SLU B637	2	0.002641	0.017325	0.03452	317	317	349	19.06
Nueva Línea	2022	3257	SPS 230KV	3300	SBV B609	2	0.006169	0.03269	0.10576	405	405	446	46
Nueva Línea	2022	3301	AGC B624	3592	AGF B641	2	0.003188	0.020212	0.06411	317	317	349	28.28
Nueva Línea	2028	3211	NNC B639	28181	15SE-230	1	0.013232986	0.083794484	0.266150906	317	317	349	117.37
Nueva Línea	2022	3049	CHM B539	3179	TER LVI 138	2	0.002384	0.010535	0.00226	152	152	167	3.78
Nueva Línea	2028	3310	PRD B618	3553	SLU B637	2	0.002444	0.016036	0.03195	317	317	349	17.64
Nueva Línea	2022	3211	NNC B639	3592	AGF B641	2	0.000093	0.000588	0.00187	317	317	349	0.82

Tabla 64. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2022	3257	SPS 230KV	3203	SPS B558	3194	3	0	0.087727	0	0.12	0	0.2198	150
Nuevo	2026	3155	TON B610	3120	TON B535	3995	2	0	0.088867	0	0.1222	0	0.2222	150

Tabla 65. Compensación Capacitiva Candidata para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Honduras – Escenario Expansión C2

Año	Bus Number	Bus Name	Capacidad (MVAR)
2022	3062	GMC B437	30
2022	3085	MFL B523	30
2022	3101	SFE B505	30
2022	3120	TON B535	30
2022	3030	SUY B515	30
2022	3072	LNZ 138KV	20
2022	3031	CDA B530	20

5.3.4.3. Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Honduras

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Honduras para los escenarios de expansión A1, C1 y C2, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión propuestos, aun se presentan algunas sobrecargas en elementos de transmisión de 138 kV y 230 kV en el sistema de Honduras. Sin embargo, estas sobrecargas son de 5% o menores, o no son recurrentes en el horizonte de estudio, por lo cual no se propondrán inversiones adicionales para resolverlas, y en su lugar deberán adoptarse medidas operativas ante contingencias a efectos de cumplir con los CCSD. A continuación, se muestran los resultados.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Honduras – Escenario A1

Tabla 66. Sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Honduras, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas por suficiencia de capacidad y por criterios de seguridad – Escenario A1.

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Carga Máxima (%)	2022		2024		2026		2028	
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
CHM B539/TER LVI 138-1	LT	151.8	BUS 3037 [BER B507 138.00] TO BUS 3219 [MER 138 138.00] CKT 1	106	-	106	-	-	-	-	-	-
CRL B501/RLN B521-1	LT	151.8	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3294 [COMAYAGUA II138.00] CKT 1	106	-	106	-	-	-	-	-	-
			BUS 3294 [COMAYAGUA II138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	110	-	110	-	-	-	-	-	-
CRL B501/SGT 138KV-1	LT	151.8	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3294 [COMAYAGUA II138.00] CKT 1	103	-	103	-	-	-	-	-	-
			BUS 3294 [COMAYAGUA II138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	108	-	108	-	-	-	-	-	-
NNC B639/AGF B641-1	LT	317.3	BUS 1710 [PAN-230 230.00] TO BUS 3190 [F-SNC-PAN 230.00] CKT 1	105	105	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 3183 [LEC B619 230.00] TO BUS 3190 [F-SNC-PAN 230.00] CKT 1	105	105	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 3183 [LEC B619 230.00] TO BUS 3300 [SBV B609 230.00] CKT 1	101	101	-	-	-	-	-	-	-
			REMOVE UNIT G1 FROM BUS 6406 [TELG1 13.800]	109	109	-	-	-	-	-	-	-
SPS 230KV/T-SPPS-2-2	TR	150	BUS 3203 [SPS B558 138.00] TO BUS 3257 [SPS 230KV 230.00] TO BUS 3194 [TER-SPPS-3 13.800] CKT 3	100	-	100	-	-	-	-	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Tabla 67. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de Honduras considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión A1

Código Nudo	Año		2022				2024				2026				2028			
	Estación		VER		INV		VER		INV		VER		INV		VER		INV	
	Nombre Nudo	kV	Mín (pu)	Máx (pu)														
3257	SPS 230KV	230	0.87	0.9	0.88	0.9	0.88	0.89	0.89	0.89	0.9	0.89	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9
3029	CRL B501	138	0.85	0.88	0.86	0.89	0.87	0.88	0.87	0.87	0.88	0.89	0.87	0.9	0.89	0.89	0.87	0.88
3060	CYG B536	138	0.59	0.73	0.79	0.82	0.74	0.75	0.79	0.8	0.74	0.76	0.77	0.82	0.75	0.76	0.79	0.8
3091	PAZ B525	138	0.61	0.74	0.8	0.82	0.75	0.76	0.8	0.81	0.76	0.77	0.78	0.82	0.76	0.77	0.8	0.81
3103	SGT 138KV	138	0.66	0.89	0.83	0.9	0.79	0.9	0.83	0.89	0.79	0.81	0.81	0.85	0.8	0.81	0.83	0.9
3185	NCO B564	138	0.86	0.86	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.88	0.87	0.87	0.88	0.88	0.88	0.88	0.86	0.88
3294	COMAYAGUA II	138	0.6	0.73	0.79	0.82	0.74	0.75	0.79	0.8	0.74	0.76	0.77	0.82	0.76	0.76	0.79	0.8
3095	PGR B603	230	0.87	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.88	0.9
3300	SBV B609	230	0.88	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3550	VEG B607	230	0.87	0.89	--	--	0.88	0.89	--	--	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--
3551	VEG B606	230	0.87	0.89	--	--	0.88	0.89	--	--	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--
3032	CJN B601	230	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3098	RLN B521	138	0.88	0.89	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3267	EL TORNILLO	230	0.89	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3123	VNU B520	138	0.86	0.89	0.9	0.9	0.89	0.89	--	--	0.89	0.9	--	--	0.89	0.9	--	--
3180	CAR B540	138	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3577	CKP B576	138	0.9	0.9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3259	JUT	230	1.19	1.19	--	--	1.2	1.2	1.16	1.16	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	0.75	0.75
3262	PAT	230	1.2	1.2	--	--	1.2	1.2	1.17	1.17	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	--	--

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Honduras – Escenario C1

Tabla 68. Sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Honduras, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas por suficiencia de capacidad y por criterios de seguridad – Escenario C1.

Elemento	Tipo	RATE A/A	Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BER B507/TER LVI 138-1	LT	151.8	SINGLE 3037-3219(1)								107
CRL B501/SGT 138KV-1	LT	151.8	SINGLE 3060-3294(1)	104							
			SINGLE 3294-3427(1)	103							
PAV B620/PAV T633-1	TR	55	SINGLE 3553-3106-3960(1)					100			
TON B535/TON 610 NUEV-1	TR	150	SINGLE 3427-3429-3428(1)					101			

Tabla 69. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de Honduras considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión C1

Código	Nombre Barra	kV	2022		2024		2026		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
3029	CRL B501	138	0.77	0.86	0.84	0.86	0.84	0.85	0.86	0.87
3032	CJN B601	230		0.9						
3037	BER B507	138	0.86	0.88	0.87	0.87		0.84		0.9
3038	PGR B509	138	0.89	0.89	0.89	0.89		0.87		
3040	BIJ B562	138	0.9	0.84	0.88	0.84		0.88		



Código	Nombre Barra	kV	2022		2024		2026		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
3045	BVI B528	138	0.85	0.87	0.89	0.86		0.84		
3049	CHM B539	138	0.87	0.88	0.86	0.88		0.86		0.89
3052	CIR B537	138	0.86	0.87	0.9	0.87		0.84		
3059	ELC B560	138	0.88	0.83	0.87	0.89		0.86		
3060	CYG B536	138	0.52	0.88	0.62	0.88	0.63	0.87	0.73	
3078	LPT B503	138	0.85	0.87	0.9	0.86		0.84		
3082	MAS B544	138	0.88	0.9	0.87	0.89		0.86		
3091	PAZ B525	138	0.54	0.79	0.63	0.77	0.65	0.86	0.74	0.87
3095	PGR B603	230		0.86		0.85		0.86		
3098	RLN B521	138	0.81	0.86	0.87	0.87	0.87	0.87	0.89	0.87
3103	SGT 138KV	138	0.59	0.8	0.68	0.78	0.69	0.88	0.77	0.88
3108	SMT B534	138	0.88	0.88	0.88	0.88		0.86		
3122	TSZ B526	138	0.88	0.83	0.87	0.89		0.86		
3123	VNU B520	138	0.83	0.78	0.86	0.79	0.84	0.83	0.84	0.8
3160	RET 138KV	138	0.86	0.87	0.9	0.86		0.84		0.9
3179	TER LVI 138	138	0.87	0.88	0.86	0.88		0.85		0.89
3180	CAR B540	138	0.82	0.82	0.89	0.84	0.88	0.86	0.87	0.84
3185	NCO B564	138	0.85	0.86	0.87	0.86	0.87	0.82	0.87	0.87
3191	EL CENTRO	138	0.85	0.87	0.89	0.86		0.84		
3203	SPS B558	138	0.87	0.88	0.88	0.88		0.85		
3204	AGP B556	138	0.88	0.9	0.89	0.89		0.86		
3213	BCO 138	138	0.9	0.84	0.88	0.84		0.88		
3219	MER 138	138	0.89	0.83	0.89	0.9		0.87		
3257	SPS 230KV	230		0.86		0.86		0.9		
3259	JUT	230		1.11		1.1		1.1		
3276	ALTIA	138	0.86	0.87	0.9	0.87		0.84		
3294	COMAYAGUA II	138	0.54	0.89	0.62	0.89		0.88	0.73	
3300	SBV B609	230		0.89						
3408	RNA 138KV	138	0.89	0.84	0.88	0.83		0.87		
3550	VEG B607	230		0.89		0.9				
3551	VEG B606	230		0.89						
3577	CKP B576	138	0.82	0.82	0.89	0.84	0.88	0.86	0.87	0.84
30001	T43 CJN	230		0.9						
30002	T43 AMT	230		0.9						

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Honduras – Escenario C2

Tabla 70. Sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Honduras, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas por suficiencia de capacidad y por criterios de seguridad – Escenario C2.

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Carga Máxima (%)	2022		2024		2026		2028	
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
AGC B624/AGF B641-1	LT	317.3	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 3592 [AGF B641 230.00] CKT 2	105	103	105	-	-	-	-	-	-
AGC B624/AGF B641-2	LT	317.3	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 3592 [AGF B641 230.00] CKT 1	105	103	105	-	-	-	-	-	-
PAV B620/SLU B637-1	LT	317.3	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3553 [SLU B637 230.00] CKT 2	101	-	-	100	-	-	-	-	101
PAV B620/SLU B637-2	LT	317.3	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3553 [SLU B637 230.00] CKT 1	101	-	-	100	-	-	-	-	101
PRD B618/FNH-230-1	LT	317.3	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	102
			BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	102
SUY B612/CDH B629-1	LT	317.3	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	101	-	-	101	-	-	-	-	-
			BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	103	-	-	-	-	-	103	-	-
			BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 2	103	-	-	-	-	-	103	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Tabla 71. Nodos con Violaciones de Tensión en el Sistema de Honduras considerando los Refuerzos de Transmisión para Eliminar Sobrecargas – Escenario de Expansión C2.

Código Nudo	Año		2022				2024				2026				2028			
	Estación		INV		VER		INV		VER		INV		VER		INV		VER	
	Nombre Nudo	kV	Mín (pu)	Máx (pu)														
3257	SPS 230KV	230	0.89	0.9	0.88	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.87	0.9	0.87	0.88	0.87	0.9	0.86	0.86
3029	CRL B501	138	0.86	0.89	0.85	0.89	0.86	0.89	0.87	0.89	0.88	0.89	0.86	0.89	0.89	0.89	0.87	0.89
3185	NCO B564	138	0.87	0.88	0.87	0.87	0.87	0.88	0.86	0.88	0.87	0.87	0.87	0.88	0.87	0.87	0.87	0.88
3060	CYG B536	138	0.8	0.81	0.75	0.89	0.81	0.81	0.74	0.77	0.8	0.81	0.69	0.69	0.73	0.79	0.75	0.76
3091	PAZ B525	138	0.81	0.81	0.76	0.88	0.82	0.82	0.75	0.78	0.81	0.81	0.7	0.71	0.74	0.8	0.77	0.77
3103	SGT 138KV	138	0.84	0.89	0.79	0.87	0.84	0.89	0.78	0.9	0.84	0.84	0.74	0.89	0.77	0.83	0.8	0.9
3294	COMAYAGUA II	138	0.81	0.81	0.75	0.75	0.81	0.81	0.74	0.77	0.81	0.81	0.69	0.69	0.74	0.79	0.76	0.76
3095	PGR B603	230	0.9	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.89	0.9	0.9	0.9	0.86	0.89	0.88	0.9	0.86	0.86
3550	VEG B607	230	--	--	0.88	0.9	--	--	--	--	0.89	0.9	0.88	0.9	--	--	0.89	0.89
3551	VEG B606	230	--	--	0.88	0.9	--	--	--	--	0.89	0.9	0.88	0.9	--	--	0.89	0.89
3123	VNU B520	138	--	--	0.88	0.88	--	--	0.89	0.89	0.89	0.89	0.85	0.88	0.89	0.89	0.86	0.89
3190	F-SNC-PAN	230	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.88	0.9	--	--	--	--
3300	SBV B609	230	--	--	--	--	--	--	--	--	0.9	0.9	0.89	0.9	--	--	0.89	0.89
3267	EL TORNILLO	230	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.87	0.9	--	--	0.89	0.89
30001	T43 CJN	230	--	--	--	--	--	--	--	--	0.89	0.89	0.9	0.9	--	--	0.89	0.89
30002	T43 AMT	230	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.87	0.9	--	--	0.9	0.9
3183	LEC B619	230	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.87	0.9	--	--	0.89	0.9
3032	CJN B601	230	--	--	--	--	--	--	--	--	0.89	0.89	0.9	0.9	--	--	0.89	0.89
3180	CAR B540	138	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	0.89	0.89
3577	CKP B576	138	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.89	0.89	--	--	0.89	0.89

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Se observa que en el Sistema de Honduras persisten problemas de violaciones de tensión ante contingencias, por lo cual será necesario proponer soluciones de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

5.3.4.4. Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Honduras

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el rango de 0.9-1.1 pu, se determinó la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en los escenarios A1, C1 y C2. En las siguientes tablas se detalla la compensación requerida en cada escenario.

Tabla 72. Compensación capacitiva requerida en el sistema de Honduras –Escenario A1

Código Nudo	Nodo	Año	MVAR
3060	CYG B536	2022	20
3091	PAZ B525	2022	10
3103	SGT 138KV	2022	20
3029	CRL B501	2022	10
3123	VNU B520	2022	20
3078	LPT B503	2022	20
3037	BER B507	2022	20
3052	CIR B537	2022	20
3160	RET 138KV	2022	20
Total			160

Tabla 73. Compensación capacitiva requerida en el sistema de Honduras –Escenario C1

Código Nodo	Nodo	Año	MVAR
3060	CYG B536	2022	20
3091	PAZ B525	2022	20
3103	SGT 138KV	2022	20
3029	CRL B501	2022	10
3123	VNU B520	2022	40
3078	LPT B503	2022	20
3037	BER B507	2022	20
3052	CIR B537	2022	20
3160	RET 138KV	2022	20
3294	COMAYAGUA II	2022	20
3180	CAR B540	2022	10
3577	CKP B576	2022	10
3038	PGR B509	2022	10
3040	BIJ B562	2022	10
3045	BVI B528	2022	20
3059	ELC B560	2022	10
3122	TSZ B526	2022	10
3179	TER LVI 138	2022	10
3191	EL CENTRO	2022	20
3203	SPS B558	2022	10
3213	BCO 138	2022	10
3219	MER 138	2022	10
3276	ALTIA	2022	20
3408	RNA 138KV	2022	10
Total			380

Tabla 74. Compensación capacitiva requerida en el sistema de Honduras –Escenario C2

Código Nodo	Nodo	Año	MVAR
3060	CYG B536	2022	20
3091	PAZ B525	2022	20
3103	SGT 138KV	2022	20
3123	VNU B520	2022	30
3037	BER B507	2026	30
3052	CIR B537	2026	30
3160	RET 138KV	2026	30
3045	BVI B528	2026	30
3179	TER LVI 138	2026	30
3049	CHM B539	2026	30
Total			270



5.3.4.5. Listado de ampliaciones por suficiencia y cumplimiento de los CCSD del sistema de Honduras

Tabla 75. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Honduras – Escenario A1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	KV	MVA-MVAR	Año	Origen
SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD
SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia
SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	CCSD
AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD
PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2024	CCSD
CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD
CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje



Tabla 76. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Honduras – Escenario C1

País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	KV	MVA-MVAR	Año	Origen
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD
Honduras	TON B610/TON B535-2	Autotransformador en SE Toncontin 230/115/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2026	CCSD
Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nuevo	230	405.1	2022	CCSD
Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	Suficiencia
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		LTX	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia
Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR.	3.78	LTX	Nuevo	138	151.8	2022	CCSD
Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	Suficiencia
Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nuevo	230	317.3	2023	Suficiencia
Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD
Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	40	2022	Voltaje
Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	COMAYAGUA II	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua II.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	CAR B540	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Caracol.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	CKP B576	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE CKP.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	PGR B509	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	BIJ B562	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Bijao.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	BVI B528	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE BVI.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	ELC B560	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Elcosa.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	TSZ B526	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Térmica Sulzer.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	TER LVI 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Las Victorias.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	EL CENTRO	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE El Centro.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	SPS B558	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE San Pedro Sula Sur.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	BCO 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE BECO.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	MER 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Merendón.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Honduras	ALTIA	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Altia.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	RNA 138KV	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Río Nance.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje



Tabla 77. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Honduras – Escenario C2

País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD
Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nuevo	230	405.1	2022	CCSD
Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	CCSD
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		LTX	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia
Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR.	3.78	LTX	Nuevo	138	151.8	2022	CCSD
Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	CCSD
Honduras	PRD B618/SLU B637-2	Línea 230 Kv Prado-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	17.64	LTX	Nuevo	230	317.3	2028	CCSD
Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nuevo	230	317.3	2024	CCSD
Honduras	TON B610/TON B535-2	Autotransformador en SE Toncontín 230/115/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2026	CCSD
Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	115	30	2022	Voltaje
Honduras	BER B507	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	Voltaje
Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	Voltaje
Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	Voltaje
Honduras	BVI B528	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE BVI.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	Voltaje
Honduras	TER LVI 138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Las Victorias.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	Voltaje
Honduras	CHM B539	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Choloma.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	Voltaje

5.3.5. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL SISTEMA DE NICARAGUA

5.3.5.1. Sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua en los escenarios A1, C1 y C2

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Nicaragua que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 78. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Nicaragua – Escenario Expansión A1

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año	Sobrecargas Máximas (%)								
					2022		2024		2026		2028		
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	
LBS-230/LBS-AT1-1	TR	71.2	BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	103	-	-	-	-	-	103	-	-	
			BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4910 [LBS-AT2 13.800] CKT 1	103	-	-	-	-	101	103	-	-	
LBS-230/LBS-AT2-1	TR	71.2	BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	103	-	-	-	-	-	103	-	-	
			BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4908 [LBS-AT1 13.800] CKT 1	103	-	-	-	-	101	103	-	-	
MT1-138/ALB-AT1-1	TR	75	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	134	-	-	125	120	127	134	125	114	
MT1-230/ALB-AT1-1	TR	75	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	137	-	-	127	123	129	137	128	117	
SND-230/PNI-230-1	LT	225.4	BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	115	-	-	114	115	114	114	115	113	
SND-230/PNI-230-2	LT	225.4	BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	115	-	-	114	115	114	114	115	113	
TCP-138/STGO-138-1	LT	134	BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	104	-	-	-	100	-	-	-	104	102
TCP-138/TCP-AT1-1	TR	71.2	BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4922 [TCP-AT2 13.800] CKT 2	109	-	109	-	-	-	-	-	-	-
TCP-138/TCP-AT2-2	TR	71.2	BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	109	-	109	-	-	-	-	-	-	-
TCP-230/TCP-AT1-1	TR	71.2	BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4922 [TCP-AT2 13.800] CKT 2	114	103	114	-	-	-	-	-	-	-
TCP-230/TCP-AT2-2	TR	71.2	BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	114	103	114	-	-	-	-	-	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Tabla 79. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Nicaragua – Escenario Expansión C1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028		
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	
ACH-138/LBS-138-1	LT	150	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4370 [ASO-138 138.00] CKT 1								101	
LBS-138/ASO-138-1	LT	134	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1								102	
LNI-138/LNI-TT3-3	TR	36	OPEN LINE FROM BUS 3072 [LNZ 138KV 138.00] TO BUS 3085 [MFL B523 138.00] CKT 1			101						
			OPEN LINE FROM BUS 3185 [NCO B564 138.00] TO BUS 3203 [SPS B558 138.00] CKT 1			100						
MT1-138/ALB-AT1-1	TR	75	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1			107	122			105	118	105
MT1-230/ALB-AT1-1	TR	75	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1			108	124			106	120	106
SNB-230/SNB-AT1-1	TR	71.3	OPEN LINE FROM BUS 4357 [SNB-138 138.00] TO BUS 4420 [SNB-230] TO BUS 4362 [SNB-AT2] CKT 2									103
SNB-230/SNB-AT2-2	TR	71.3	OPEN LINE FROM BUS 4357 [SNB-138 138.00] TO BUS 4420 [SNB-230] TO BUS 4358 [SNB-AT1] CKT 1									103
SND-230/PNI-230-1	LT	225.4	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2			115	113	111	111	112	111	
SND-230/PNI-230-2	LT	225.4	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1			115	113	111	111	112	111	
TCP-138/STGO-138-1	LT	134	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1			111	108	111	105	111	112	
			OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1									104
TCP-138/TCP-AT1-1	TR	71.2	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	106	109							
			OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1			103						
			OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1			101						
			OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	103								
			OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4401 [LBS-230] TO BUS 4908 [LBS-AT1] CKT 1	102	104							
			OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4401 [LBS-230] TO BUS 4910 [LBS-AT2] CKT 1	102	104							
			OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1			101						
			OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1			103						
			OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1			109						
			OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1			103	103					
			OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [VIR 138KV 138.00] CKT 1	100								



Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
			OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	107	107						
			OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	108							
			OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230] TO BUS 4922 [TCP-AT2] CKT 2	124	101						
			OPEN LINE FROM BUS 4392 [MT1-138 138.00] TO BUS 4419 [MT1-230] TO BUS 4919 [MT1-AT1] CKT 1	102	104						
			OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	110							
			OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	101							
			OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	103							
			OPEN LINE FROM BUS 4800 [VIRG-230 230.00] TO BUS 4827 [VIR 138kV] TO BUS 4173 [VIR-AT1] CKT 1	101							

Tabla 80. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Nicaragua – Escenario Expansión C2

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Carga Máxima (%)	Sobrecargas Máximas (%)								
					2022	2024	2026	2028	INV	VER	INV	VER	
ACH-138/LBS-138-1	LT	150	BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4370 [ASO-138 138.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	-	-	101
LBS-138/ASO-138-1	LT	134	BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	-	102
LBS-230/LBS-AT1-1	TR	71.2	BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	102	-	-	-	-	102	-	101	-	-
			BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4910 [LBS-AT2 13.800] CKT 1	102	-	-	-	-	102	-	-	-	-
LBS-230/LBS-AT2-1	TR	71.2	BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	102	-	-	-	-	102	-	101	-	-
			BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4908 [LBS-AT1 13.800] CKT 1	102	-	-	-	-	102	-	-	-	-
MT1-138/ALB-AT1-1	TR	75	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	142	127	-	130	111	142	108	137	103	
MT1-230/ALB-AT1-1	TR	75	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	144	127	-	131	112	144	110	139	105	
SNB-230/SNB-AT1-1	TR	71.3	BUS 4357 [SNB-138 138.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4362 [SNB-AT2 13.800] CKT 2	102	-	-	-	-	-	-	-	-	102
SNB-230/SNB-AT2-2	TR	71.3	BUS 4357 [SNB-138 138.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4358 [SNB-AT1 13.800] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	-	102
SND-230/FHS-230-1	LT	367	BUS 4413 [CSTA-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
SND-230/PNI-230-1	LT	225.4	BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	120	-	-	114	119	111	114	120	114	
SND-230/PNI-230-2	LT	225.4	BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	120	-	-	114	119	111	114	120	114	
TCP-138/STGO-138-1	LT	134	BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCP-138 138.00] CKT 1	112	-	-	101	112	-	109	104	110	
			BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCP-138 138.00] CKT 1	103	-	-	-	103	-	103	-	103	
TCP-230/TCP-AT1-1	TR	71.2	BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	105	-	105	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	101	-	101	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	107	-	107	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	101	-	101	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	106	-	106	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	106	-	106	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4922 [TCP-AT2 13.800] CKT 2	121	113	121	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	104	-	104	-	-	-	-	-	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Observaciones:

De los elementos con sobrecarga resultantes en el sistema de transmisión de Nicaragua, para los escenarios A1, C1 y C2, se tienen las siguientes observaciones:

- Los autotransformadores de SE Los Brasiles 230/138 kV (LBS-230/LBS-AT1-1 y 2), presentan sobrecarga menor al 5% y su incidencia no es recurrente. Solo se presenta en 2026, y es afectada solamente por dos contingencias. Una de las contingencias es la salida del enlace de 138 kV de SE Mateare –SE Los Brasiles, que provoca que toda la generación de la Planta MAN de Nicaragua, se derive por 230 kV hacia los transformadores de Los Brasiles, provocando su sobrecarga, no obstante, existe un Esquema de Control Suplementario que reducirá la generación de planta MAN, a efectos de evitar la sobrecarga de los autotransformadores de SE Los Brasiles. Bajo estas consideraciones, no se recomiendan inversiones de transmisión para evitar esta sobrecarga que se reporta.
- El autotransformador de SE Mateare 230/138 kV (MT1-138/ALB-AT1-1), forma parte de la infraestructura de conexión a la red de un agente, por lo cual no se recomendarán

inversiones a cuenta de la expansión de la transmisión regional, no obstante, queda reportado el requerimiento de que el agente refuerce su capacidad de transformación 230/138 kV, con la adición de otros autotransformadores en paralelo.

- Con relación a la línea 230 kV Sandino-Planta Nicaragua (SND-230/PNI-230-1 y 2), su sobrecarga y necesidad de refuerzo, está relacionada a la operación de la planta a gas que, considerada en el plan de expansión de generación de Nicaragua a partir de 2019, por tanto, el reforzamiento de esta capacidad de transmisión, formará parte del proyecto de conexión particular de un agente, y su inversión no será considerada parte de la expansión de la transmisión regional.
- Respecto a la línea 138 kV Ticuantepe-Santo Domingo (TCP-138/STGO-138-1), con una capacidad actual de operación de 134 MVA, su sobrecarga se evitará cambiando el set de disparo a 150 MVA, que es la capacidad térmica nominal de la línea. Por lo tanto, no se recomiendan inversiones de refuerzo de esta línea de transmisión.
- Otros elementos de transmisión se reportan con sobrecarga mínima inferior a 3%, la cual solo aparece en un escenario particular del horizonte de estudio y no es recurrente (LBS-138/ASO-138-1, ACH-138/LBS-138-1, LNI-138/LNI-TT3-3, SNB-230/SNB-AT1-1 y 2), por lo cual no se recomiendan inversiones adicionales, y en su lugar podrán considerarse acciones operativas contextuales con vistas a evitar estas sobrecargas, en el marco de lo permitido en el RMER.
- Requiere atenderse la sobrecarga de los auto-transformadores de SE Ticuantepe, ya que su valor supera 10% de la capacidad nominal de los equipos.

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas, a efectos de cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, y hacer viables los escenarios de transferencias que fueron considerados en el presente estudio.

5.3.5.2. Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua en los escenarios A1, C1 y C2

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Nicaragua, para los escenarios A1, C1 y C2, se consideró como proyecto candidato la adición de un tercer auto-transformador 230/138 kV en la subestación Ticuantepe. Los parámetros de esta ampliación candidata se indican en la siguiente tabla.

Tabla 81. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Nicaragua – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2022	4406	TCP-230	4340	TCP-138	4921	3	0	0.12675	0	0.54433	0	0.7044	75

Adicionalmente, en caso de entrar en operación la central de 300 MW a gas natural, conectado a través del enlace de doble circuito en 230 kV Planta Nicaragua-Sandino, se recomienda la adición de tercera línea para evitar la sobrecarga de ese enlace. Este refuerzo sería requerido en los tres escenarios A1, C1 y C2. No obstante, debido a que este refuerzo formará parte del proyecto de conexión de un agente, no se incluyen como parte de las ampliaciones de la transmisión regional. A continuación, los parámetros del tercer circuito que se recomienda.

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2024	4402	SND-230	4405	PNI-230	3	0.00069	0.00442	0.00929	225	225	250	5

5.3.5.3. Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Nicaragua

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Nicaragua para los escenarios de expansión A1, C1 y C2, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se identificaron algunas condiciones persistentes de sobrecargas de elementos de transmisión, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión propuestas para los escenarios de expansión A1, C1 y C2.

Por otra parte, se verificó que no se presentan nodos del sistema de transmisión de Nicaragua, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Nicaragua – Escenario A1

Tabla 82. Sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Nicaragua, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas por suficiencia de capacidad y por criterios de seguridad – Escenario A1.

Elemento	kV1	RATE A/A	Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	
ACH-138/LBS-138-1	138	150	SINGLE 4315-4370(1)								102
LBS-138/ASO-138-1	138	134	SINGLE 4300-4315(1)								103
LBS-230/LBS-AT1-1	230	71.2	SINGLE 4315-4392(1)					103			
LBS-230/LBS-AT2-1	230	71.2	SINGLE 4315-4392(1)					103			
NDE-138/RIV-138-1	138	96	SINGLE 4404-4800(1)	107							
			SINGLE 4750-4803(1)	101							

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Nicaragua – Escenario C1

Tabla 83. Sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Nicaragua, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas por suficiencia de capacidad y por criterios de seguridad – Escenario C1.

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	INV	VER	INV	VER	
ACH-138/LBS-138-1	LT	150	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4370 [ASO-138 138.00] CKT 1								102
LBS-138/ASO-138-1	LT	134	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1								103
NDE-138/RIV-138-1	LT	96	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [VIRG-230 230.00] CKT 1		103						
			OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1		104						
			OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1		103						
TCP-138/CLN-138-1	LT	150	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1		105						
			OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1		103						
			OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1		103						
TCP-230/TCP-AT1-1	TR	71.2	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4921 [TCP-AT3 13.800] CKT 3		102						
			OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4922 [TCP-AT2 13.800] CKT 2	100	103						
TCP-230/TCP-AT2-2	TR	71.2	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	100	103						
			OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4921 [TCP-AT3 13.800] CKT 3		102						

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Nicaragua – Escenario C2

Tabla 84. Sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Nicaragua, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas por suficiencia de capacidad y por criterios de seguridad – Escenario C2.

Elemento	Tipo	RATE A/A	Contingencia	2028	
				INV	VER
ACH-138/LBS-138-1	LT	150	SINGLE 4315-4370(1)		102
LBS-138/ASO-138-1	LT	134	SINGLE 4300-4315(1)		103

Conclusiones sobre el cumplimiento de los CCSD en el sistema de Nicaragua para los escenarios de expansión A1, C1 y C2:

- En los escenarios A1, C1 y C2, no se reportan violaciones de voltaje en los nodos de la red mallada de transmisión del sistema de Nicaragua.
- Las sobrecargas remanentes de elementos de transmisión, son menores al 5% y no son recurrentes en el horizonte del estudio.
- Por lo anterior, no se propondrán ampliaciones adicionales a las que han sido identificadas previamente.



5.3.5.4. Listado de ampliaciones por suficiencia y cumplimiento de los CCSD del sistema de Nicaragua

Tabla 85. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Nicaragua – Escenario A1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD

Tabla 86. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Nicaragua – Escenario C1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD

Tabla 87. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Nicaragua – Escenario C2

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	Suf-CCSD

*Por criterio de suficiencia se requería para 2027, no obstante, en los análisis de contingencias, la ampliación es requerida a partir de 2022.

5.3.6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL SISTEMA DE COSTA RICA

5.3.6.1. Sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica en los escenarios A1, C1 y C2

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Costa Rica, que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 88. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador – Escenario Expansión C1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
CAS230B/COR230B-1	LT	400	OPEN LINE FROM BUS 50250 [MIR230A 230.00] TO BUS 51500 [GBO230] CKT 1	106							
MOI230A/CAH230-1	LT	319	OPEN LINE FROM BUS 56100 [PAL230A 230.00] TO BUS 56150 [DIQ230] CKT 1								105
			REMOVE UNIT V1 FROM BUS 6408 [TELV3 13.800]								102

Tabla 89. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Costa Rica – Escenario Expansión C2

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Carga Máxima (%)	2022		2024		2026		2028			
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER		
MOI230A/CAH230-1	LT	319	BASE CASE	103	-	-	-	-	-	-	-	103	-	
			OPEN LINE FROM BUS 56100 [PAL230A 230.00] TO BUS 56150 [DIQ230 230.00] CKT 1	131	-	-	-	-	-	-	-	-	124	131
			OPEN LINE FROM BUS 6178 [EST230 230.00] TO BUS 6179 [GUA230 230.00] CKT 19	103	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-
			OPEN LINE FROM BUS 6179 [GUA230 230.00] TO BUS 6360 [GLA230 230.00] CKT 22	102	-	-	-	-	-	-	-	-	102	-
			OPEN LINE FROM BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A	104	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-
			REMOVE UNIT F1 FROM BUS 6097 [FORG1 13.800]	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-
			REMOVE UNIT F2 FROM BUS 6098 [FORG2 13.800]	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-
			REMOVE UNIT F3 FROM BUS 6099 [FORG3 13.800]	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-
			REMOVE UNIT G1 FROM BUS 6264 [CHANG1 13.800]	103	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-
			REMOVE UNIT G2 FROM BUS 6265 [CHANG2 13.800]	105	-	-	-	-	-	-	-	-	105	-
			REMOVE UNIT V1 FROM BUS 6807 [CNOV1 13.800]	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102
			REMOVE UNIT G1 FROM BUS 6877 [CHANIG1 13.800]	103	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-
REMOVE UNIT G2 FROM BUS 6878 [CHANIG2 13.800]	103	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-			
PAL230A/DIQ230-1	LT	600	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	-	102		
RCL230A/PAL230A-1	LT	259	OPEN LINE FROM BUS 56052 [RCL230B 230.00] TO BUS 56102 [PAL230B 230.00] CKT 10	137	-	-	-	-	-	-	-	120	137	
			OPEN LINE FROM BUS 56100 [PAL230A 230.00] TO BUS 56102 [PAL230B 230.00] CKT 1	117	-	-	-	-	-	-	-	-	117	
RCL230B/PAL230B-10	LT	338	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1	141	-	-	-	-	-	-	-	141	129	
			OPEN LINE FROM BUS 56050 [RCL230A 230.00] TO BUS 56100 [PAL230A 230.00] CKT 1	104	-	-	-	-	-	-	-	-	104	
			OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1	105	-	-	-	-	-	-	-	105	-	

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Observaciones:

Del análisis de los resultados de las simulaciones de flujo de carga en condición normal y ante contingencias, para los escenarios A1, C1 y C2, se tienen las siguientes observaciones relacionadas a la red de transmisión del sistema de Costa Rica:

- En el escenario A1, no se reportan sobrecargas en elemento de transmisión del sistema eléctrico de Costa Rica.
- En el escenario C1, solamente se reportan dos elementos de transmisión con sobrecarga. En el caso de la línea 230 kV Cañas-Corobicí (CAS230B/COR230B-1), la sobrecarga solo se reporta en condición de invierno 2022 y tiene un valor máximo de

6%. En el caso de la línea Moín-Cahuita (MOI230A/CAH230-1), la sobrecarga no supera 5% y se reporta únicamente en el último año del horizonte de estudio. Por lo tanto, considerando que se trata de bajos valores de sobrecarga, las cuales no son recurrentes en el escenario C1, no se recomendarán ampliaciones para atender estas incidencias.

- En el escenario C2, las sobrecargas reportadas no son recurrentes en el horizonte de estudio, no obstante, dichas sobrecargas alcanzan valores relevantes, por lo cual se evaluarán refuerzos de transmisión para evitarlas.

5.3.6.2. Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica en el escenario C2

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Costa Rica, se evaluaron los siguientes elementos candidatos:

Tabla 90. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Costa Rica – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2028	56050	RCL230A	56100	PAL230A	2	0.007197	0.046534	0.09293	338	338	338	50.92
Nueva Línea	2028	56100	PAL230A	56150	DIQ230	2	0.001	0.0083	0.0428	600	600	600	7.18
Nueva Línea	2028	58300	MOI230A	58350	CAH230	2	0.006951	0.041891	0.078123	319	319	319	43.06

5.3.6.3. Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Costa Rica

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Costa Rica para los escenarios de expansión A1, C1 y C2, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

En la siguiente tabla, se muestran las sobrecargas remanentes que resultan en el escenario C2.

Tabla 91. Sobrecargas remanentes en el sistema de Costa Rica, considerando los refuerzos de transmisión para cumplir los CCSD – Escenario C2.

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2028	
				INV	VER
MOI230A/CAH230-1	LT	319	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 2	104	
MOI230A/CAH230-2	LT	319	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1	104	



En ninguno de los escenarios A1, C1 y C2, se reportan voltajes fuera del rango permitido en el RMER, en nodos pertenecientes a la red mallada del sistema de Costa Rica.

Conclusiones sobre el cumplimiento de los CCSD en el sistema de Costa Rica para los escenarios de expansión A1, C1 y C2:

- En los escenarios A1, C1 y C2, no se reportan violaciones de voltaje en los nodos de la red mallada de transmisión del sistema de Costa Rica.
- Las sobrecargas remanentes de elementos de transmisión, son menores al 5% y no son recurrentes en el horizonte del estudio y por tanto no se recomiendan ampliaciones de transmisión adicionales.



5.3.6.4. Listado de ampliaciones por suficiencia y cumplimiento de los CCSD del sistema de Costa Rica

Tabla 92. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Costa Rica – Escenario C1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MOI230A/CAH230-1	Repotenciación de línea 230 Kv Moín-Cahuita, a 319 MVA con conductor 1024MCM ACSR	43.06	LTX	Repotenciar	230	259 a 319	2023	Suficiencia

Tabla 93. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Costa Rica – Escenario C2

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MOI230A/CAH230-1	Repotenciación de línea 230 Kv Moín-Cahuita, a 319 MVA con conductor 1024MCM ACSR	43.06	LTX	Repotenciar	230	259 a 319	2028	Suficiencia
RCL230A/PAL230A-2	Línea 230 Kv Rio Claro-Palmar Norte, circuito simple, 1024MCM ACSR	50.92	LTX	Nuevo	230	338	2028	CCSD
MOI230A/CAH230-2	Línea 230 Kv Moín-Cahuita, circuito simple, 1024MCM ACSR	43.06	LTX	Nuevo	230	319	2028	CCSD

Nota: No se requirieron ampliaciones en el escenario A1.

5.3.7. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL SISTEMA DE PANAMÁ

5.3.7.1. Sobrecargas del sistema de transmisión de Panamá en los escenarios A1, C1 y C2

En las siguientes tablas se presentan las listas de elementos de transmisión del sistema de Panamá que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios, A1, C1 y C2 con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A.

Es importante remarcar que, en el presente estudio, las sobrecargas han sido determinadas respecto a la capacidad informada en el RATE A en la base de datos PSSE, valor que corresponde al límite térmico de uso continuo de los elementos de transmisión, y las ampliaciones de transmisión que se proponen, están enfocadas a dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER, referente a que ante contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo.

No obstante, lo anterior, solo para efectos de comparación, se presenta las tablas con el cálculo de las sobrecargas con respecto al RATE C, que es el valor del límite de emergencia de los elementos de transmisión, criterio definido en la normativa de Panamá como límite permitido de carga, ante contingencias.

Tabla 94. Sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión de Panamá – Escenario Expansión A1 (% respecto al RATE A)

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BVI230/PAN3 230-1	LT	247	OPEN LINE FROM BUS 6702 [BVI230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 2					127	112	149	128
BVI230/PAN3 230-2	LT	247	OPEN LINE FROM BUS 6702 [BVI230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 1					127	112	149	128
CAN230/CHG230-0A	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A					104			
GUA230/PM230-29-29	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A					116		104	
LSA115/TRAF01-T1	TR	100	OPEN LINE FROM BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6009 [LSA115 115.00] TO BUS 6010 [LSA34] CKT T2					110	110		
LSA115/TRAF02-T2	TR	100	OPEN LINE FROM BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6009 [LSA115 115.00] TO BUS 6010 [LSA34] CKT T1					110	110		
MDN115/CAL115-15	LT	93	OPEN LINE FROM BUS 6012 [MDN230 230.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 16	164	166			166		166	
MDN115/CAL115-16	LT	93	OPEN LINE FROM BUS 6012 [MDN230 230.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 15	164	166			166		166	
MDN230/TRAF02_5-T2	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1	112							
MDN230/TRAF02-T2	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1		110			104		101	
MDN230/TRAF03_5-T3	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1	110							
MDN230/TRAF03-T3	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1		108			102			
PANII230/TRAF01-T1	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41					102	108		
PANII230/TRAF02-T2	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41					102	108		
PANII230/TRAF03-T3	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41					102	108		
PM230-29/CAN230-29	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A					105			

Estación: VER: Verano; INV: Invierno



En la siguiente tabla se muestra la carga en % respecto al RATE C, de los elementos reportados en la *Tabla 94*.

Elemento	Tipo	RATE C/C	2022		2024		2026		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BVI230/PAN3 230-1	LT	366					85.7	75.6	100.6	86.4
BVI230/PAN3 230-2	LT	366					85.7	75.6	100.6	86.4
CAN230/CHG230-0A	LT	366								
GUA230/PM230-29-29	LT	366					87.2		78.1	
LSA115/TRAF01-T1	TR	125					88.0	88.0		
LSA115/TRAF02-T2	TR	125					88.0	88.0		
MDN115/CAL115-15	LT	175	87.2	88.2					88.2	
MDN115/CAL115-16	LT	175	87.2	88.2					88.2	
MDN230/TRAF02_5-T2	TR	75	104.5							
MDN230/TRAF02-T2	TR	75		102.7			97.1		94.3	
MDN230/TRAF03_5-T3	TR	88	87.5							
MDN230/TRAF03-T3	TR	88		85.9			81.1			
PANII230/TRAF01-T1	TR	219					81.5	86.3		
PANII230/TRAF02-T2	TR	219					81.5	86.3		
PANII230/TRAF03-T3	TR	219					81.5	86.3		
PM230-29/CAN230-29	LT	366						87.2		

Bajo la referencia del valor del RATE C, en el escenario A1, solamente 4 elementos se reportarán con sobrecarga, y el porcentaje de sobrecarga sería mínimo.

Tabla 95. Sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión de Panamá – Escenario Expansión C1 (% respecto al RATE A)

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BVI230/PAN3 230-1	LT	247	OPEN LINE FROM BUS 6702 [BVI230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 2					128	124	154	139
BVI230/PAN3 230-2	LT	247	OPEN LINE FROM BUS 6702 [BVI230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 1					128	124	154	139
CAN230/CHG230-0A	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A					101			
CHA230/CHG230-0B	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6263 [ESP230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0B					108	109		102
CHG500/CHG230-T1	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2								102
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3								102
CHG500/CHG230-T2	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1								102
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3								102
CHG500/CHG230-T3	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1								102
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2								102
ESP230/CHG230-0B	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0B					105	108		124
GUA230/PM230-29-29	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A						113		109
LSA115/TRAF01-T1	TR	100	OPEN LINE FROM BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6009 [LSA115 115.00] TO BUS 6010 [LSA34] CKT T2							110	111
LSA115/TRAF02-T2	TR	100	OPEN LINE FROM BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6009 [LSA115 115.00] TO BUS 6010 [LSA34] CKT T1							110	111
MDN115/CAL115-15	LT	93	OPEN LINE FROM BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 16	164	166			166			166
MDN115/CAL115-16	LT	93	OPEN LINE FROM BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 15	164	166			166			166
MDN230/TRAF02_5-T2	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1	114							
MDN230/TRAF02-T2	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1			111		105			101
MDN230/TRAF03_5-T3	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1	111							
MDN230/TRAF03-T3	TR	70	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1			109		103			
PANII230/TRAF01-T1	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41					103	108		148
PANII230/TRAF02-T2	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41					103	108		148
PANII230/TRAF03-T3	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41					103	108		147
PM230-29/CAN230-29	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A							102	



En la siguiente tabla se muestra la carga en % respecto al RATE C, de los elementos reportados en la *Tabla 95*.

Elemento	Tipo	RATE A/A	2022		2024		2026		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BVI230/PAN3 230-1	LT	366					86.4	83.7	103.9	93.8
BVI230/PAN3 230-2	LT	366					86.4	83.7	103.9	93.8
CAN230/CHG230-0A	LT	366					83.9			
CHA230/CHG230-0B	LT	366			89.7		90.5		105.5	84.7
CHG500/CHG230-T1	TR	500							102.0	
CHG500/CHG230-T2	TR	500							102.0	
CHG500/CHG230-T3	TR	500							102.0	
ESP230/CHG230-0B	LT	366			87.2		89.7		103.0	
GUA230/PM230-29-29	LT	366					84.9		81.9	
LSA115/TRAFO1-T1	TR	125					88.0	88.8	84.8	84.0
LSA115/TRAFO2-T2	TR	125					88.0	88.8	84.8	84.0
MDN115/CAL115-15	LT	175	87.2	88.2			88.2		88.2	
MDN115/CAL115-16	LT	175	87.2	88.2			88.2		88.2	
MDN230/TRAFO2_5-T2	TR	75	106.4							
MDN230/TRAFO2-T2	TR	75		103.6			98.0		94.3	
MDN230/TRAFO3_5-T3	TR	88	88.3							
MDN230/TRAFO3-T3	TR	88		86.7			81.9			
PANII230/TRAFO1-T1	TR	219				82.3	86.3			118.3
PANII230/TRAFO2-T2	TR	219				82.3	86.3			118.3
PANII230/TRAFO3-T3	TR	219				82.3	86.3			117.5
PM230-29/CAN230-29	LT	366					84.7			

Bajo la referencia del valor del RATE C, en el escenario C1, 12 elementos se reportarían con sobrecarga.

Tabla 96. Sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión de Panamá – Escenario Expansión C2 (% respecto al RATE A)

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022		2024		2026		2028	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER
BVI230/PAN3 230-1	LT	247	OPEN LINE FROM BUS 6702 [BVI230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 2					128	122	155	139
BVI230/PAN3 230-2	LT	247	OPEN LINE FROM BUS 6702 [BVI230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 1					128	122	155	139
CAN230/CHG230-0A	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A					103			
CHA230/CHG230-0B	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 56100 [PAL230A 230.00] TO BUS 56150 [DIQ230 230.00] CKT 1							105	
			OPEN LINE FROM BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 6263 [ESP230 230.00] CKT 0B							101	
			OPEN LINE FROM BUS 6263 [ESP230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0B					107		154	117
CHG500/CHG230-T1	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2							109	
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3							109	
CHG500/CHG230-T2	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1							109	
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3							109	
CHG500/CHG230-T3	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1							109	
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2							109	
ESP230/CHG230-0B	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 56100 [PAL230A 230.00] TO BUS 56150 [DIQ230 230.00] CKT 1							100	
			OPEN LINE FROM BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0B					106		150	114
FOR230/GUA230-18	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6179 [GUA230 230.00] CKT 2			104					
FOR230/GUA230-2	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6179 [GUA230 230.00] CKT 18			104					
FRONTCHA/CAH230-1	LT	259	OPEN LINE FROM BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 2							111	
FRONTPRO/RCL230A-1	LT	300	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1							126	115
			OPEN LINE FROM BUS 6440 [DOM230 230.00] TO BUS 6500 [FRONTDOM 230.00] CKT 5B							109	
			OPEN LINE FROM BUS 6500 [FRONTDOM 230.00] TO BUS 56052 [RCL230B 230.00] CKT 1							109	
GUA230/PM230-29-29	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A					116		111	
MDN115/CAL115-15	LT	93	OPEN LINE FROM BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 16	164		166		166		166	



Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022	2024	2026		2028	
				INV	INV	INV	VER	INV	VER
MDN115/CAL115-16	LT	93	OPEN LINE FROM BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 15		164	166	166		166
MDN115/TRAF02_5-T2	TR	60	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1	112					
MDN115/TRAF02-T2	TR	60	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1		111	109			107
MDN115/TRAF03_5-T3	TR	60	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1	111					
MDN115/TRAF03-T3	TR	60	OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34] CKT T1		111	109			107
MDN230/FOR230-7	LT	193	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1						121 100
			OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6096 [FOR230 230.00] CKT 8						101
MDN230/FOR230-8	LT	193	OPEN LINE FROM BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1						121 100
			OPEN LINE FROM BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6096 [FOR230 230.00] CKT 7						101
PAN3 500/PAN3 230-T1	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T2						105
			OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T3						105
PAN3 500/PAN3 230-T2	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T1						105
			OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T3						105
PAN3 500/PAN3 230-T3	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T1						105
			OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T2						105
PANII230/TRAF01-T1	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41				108		
PANII230/TRAF02-T2	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41				108		
PANII230/TRAF03-T3	TR	175	OPEN LINE FROM BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41				108		
PM230-29/CAN230-29	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A				104		100

En la siguiente tabla se muestra la carga en % respecto al RATE C, de los elementos reportados en la *Tabla 96*.

Elemento	Tipo	RATE A/A	2022	2024	2026		2028	
			INV	INV	INV	VER	INV	VER
BVI230/PAN3 230-1	LT	366			86.4	82.3	104.6	93.8
BVI230/PAN3 230-2	LT	366			86.4	82.3	104.6	93.8
CAN230/CHG230-0A	LT	366			85.6			
CHA230/CHG230-0B	LT	366					87.2	
CHG500/CHG230-T1	TR	500					109.0	
CHG500/CHG230-T2	TR	500					109.0	
CHG500/CHG230-T3	TR	500					109.0	
ESP230/CHG230-0B	LT	366					83.1	
FOR230/GUA230-18	LT	275	104.0				0.0	
FOR230/GUA230-2	LT	275	104.0				0.0	
FRONTCHA/CAH230-1	LT	259					111.0	
FRONTPRO/RCL230A-1	LT	300					126.0	115.0
GUA230/PM230-29-29	LT	275			116.0		111.0	
MDN115/CAL115-15	LT	175	87.2	88.2	88.2		88.2	
MDN115/CAL115-16	LT	175	87.2	88.2	88.2		88.2	
MDN115/TRAF02_5-T2	TR	75	89.6					
MDN115/TRAF02-T2	TR	75		88.8	87.2		85.6	
MDN115/TRAF03_5-T3	TR	88	75.7					
MDN115/TRAF03-T3	TR	88		75.7	74.3		73.0	
MDN230/FOR230-7	LT	366					63.8	52.7
MDN230/FOR230-8	LT	366					63.8	52.7
PAN3 500/PAN3 230-T1	TR	500					105.0	
PAN3 500/PAN3 230-T2	TR	500					105.0	
PAN3 500/PAN3 230-T3	TR	500					105.0	
PANII230/TRAF01-T1	TR	219			86.3			
PANII230/TRAF02-T2	TR	219			86.3			
PANII230/TRAF03-T3	TR	219			86.3			

Bajo la referencia del valor del RATE C, en el escenario C2, 13 elementos se reportarían con sobrecarga.

Observaciones:

De los elementos con sobrecarga resultantes en el sistema de transmisión de Panamá, para los escenarios A1, C1 y C2, se tienen las siguientes observaciones:

- En el escenario A1, los transformadores 230/115 kV de SE Panamá II (PANII), se reportan con sobrecarga que no es recurrente, por lo cual no se considera proponer ampliaciones de transmisión para atender esta sobrecarga.
- En el escenario C1, los transformadores 500/230 kV de SE Chiriquí Grande, se reportan con sobrecarga máxima de 2%, solamente en condición de invierno 2028, por lo cual no se considera proponer ampliaciones de transmisión para atender esta sobrecarga.
- En el escenario C2, los transformadores 500/230 kV de SE Chiriquí Grande y los de SE Panamá 3, así como los transformadores 230/115 kV de SE Panamá II, se reportan con sobrecargas inferiores a 10%, las cuales no son recurrentes, por lo cual no se considera proponer ampliaciones de transmisión para atender esta sobrecarga.
- Los valores de sobrecarga presentados respecto al RATE C, solo son para efectos comparativos y no aplican como criterio para establecer recomendaciones en el contexto de este estudio.

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas, a efectos de cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, y hacer viables los escenarios de transferencias que fueron considerados en el presente estudio.

5.3.7.2. Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Panamá en los escenarios A1, C1 y C2.

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Panamá, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación, para cada escenario:

Escenario A1– Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Panamá

Tabla 97. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2026	6179	GUA230	6401	PM230-29	2	0.00162	0.01439	0.02998	275	275	500	16
Nueva Línea	2022	6012	MDN115	6087	CAL115	3	0.0182	0.0953	0.0107	93	93	175	25

Tabla 98. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá – Escenario Expansión A1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2026	6008	LSA230	6009	LSA115	6937	T4	0	0.0914	0	0.0522	0	0.087	100
Nuevo	2022	6011	MDN230	6012	MDN115	6013	4	0	0.1341	0	0.3347	0	0.5105	100

Escenario C1 – Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Panamá

Tabla 99. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá – Escenario Expansión C1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2026	6702	BVI230	6840	PAN3 230	3	0.001772	0.009119	0.01868	247	247	366	10.5
Nueva Línea	2024	6260	CHA230	6837	CHG230	2	0.010596	0.060418	0.11744	304	304	366	65.06
Nueva Línea	2024	6263	ESP230	6837	CHG230	2	0.009747	0.055579	0.10804	304	304	366	59.85
Nueva Línea	2026	6179	GUA230	6401	PM230-29	2	0.00162	0.01439	0.02998	275	275	500	16
Nueva Línea	2022	6012	MDN115	6087	CAL115	3	0.0182	0.0953	0.0107	93	93	175	25

Tabla 100. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá – Escenario Expansión C1

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2026	6008	LSA230	6009	LSA115	6937	T4	0	0.0914	0	0.0522	0	0.087	100
Nuevo	2022	6011	MDN230	6012	MDN115	6013	4	0	0.1341	0	0.3347	0	0.5105	100

Escenario C2 – Candidatos para evitar sobrecargas y cumplir con los CCSD en el sistema de Panamá

Tabla 101. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2026	6702	BVI230	6840	PAN3 230	3	0.001772	0.009119	0.01868	247	247	366	10.5
Nueva Línea	2026	6260	CHA230	6837	CHG230	2	0.010596	0.060418	0.11744	304	304	366	65.06
Nueva Línea	2026	6263	ESP230	6837	CHG230	2	0.009747	0.055579	0.10804	304	304	366	59.85
Nueva Línea	2026	6179	GUA230	6401	PM230-29	2	0.00162	0.01439	0.02998	275	275	500	16

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2022	6012	MDN115	6087	CAL115	3	0.0182	0.0953	0.0107	93	93	175	25
Nueva Línea	2028	6011	MDN230	6096	FOR230	3	0.0065	0.0337	0.0689	193	193	366	37.5

Tabla 102. Transformadores de 3 devanados candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá – Escenario Expansión C2

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2026	6008	LSA230	6009	LSA115	6937	T4	0	0.0914	0	0.0522	0	0.087	100
Nuevo	2022	6011	MDN230	6012	MDN115	6013	4	0	0.1341	0	0.3347	0	0.5105	100

5.3.7.3. Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Panamá

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Panamá para los escenarios de expansión A1, C1 y C2, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

En las siguientes tablas, se presentan, para cada escenario de expansión A1, C1 y C2, los elementos que se sobrecargan ante contingencias, considerando en servicio las ampliaciones de transmisión por suficiencia y para evitar sobrecargas.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Panamá – Escenario A1

Tabla 103. Sobrecargas remanentes en el sistema de Panamá, considerando las ampliaciones de transmisión por suficiencia y por sobrecarga – Escenario A1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2026
CAN230/CHG230-0A	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A	117
CAN230/PM230-29-29	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A	118

Se observa que los enlaces 230 kV Cañazas-Chiriquí Grande y Cañazas-Punto medio, presentan sobrecarga ante la contingencia de la línea Fortuna-Chiriquí Grande; no obstante, la sobrecarga solo ocurre en invierno 2026, y no es recurrente en otros escenarios, por lo cual no se propondrán ampliaciones de transmisión adicionales.

Asimismo, se verificó que en el escenario A1, considerando los refuerzos de transmisión por suficiencia y por cumplimiento de CCSD, no se reportan violaciones de voltaje en nodos del sistema principal de transmisión de Panamá.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Panamá – Escenario C1

Tabla 104. Sobrecargas remanentes en el sistema de Panamá, considerando las ampliaciones de transmisión por suficiencia y por sobrecarga – Escenario C1

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2026	2028
				INV	INV
CAN230/CHG230-0A	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A	101	
CAN230/PM230-29-29	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A	102	
CHG500/CHG230-T1	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2		102
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3		102
CHG500/CHG230-T2	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1		102
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3		102
CHG500/CHG230-T3	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1		102
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2		102

Se observa que los enlaces 230 kV Cañazas-Chiriquí Grande y Cañazas-Punto medio, así como los transformadores 500/230 kV de SE Chiriquí Grande, presentan sobrecarga; no obstante, la sobrecarga no es recurrente en el horizonte del estudio, por lo cual no se propondrán ampliaciones de transmisión adicionales.

Asimismo, se verificó que en el escenario C1, considerando los refuerzos de transmisión por suficiencia y por cumplimiento de CCSD, no se reportan violaciones de voltaje en nodos del sistema principal de transmisión de Panamá.

Verificación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Panamá – Escenario C2

Tabla 105. Sobrecargas remanentes en el sistema de Panamá, considerando las ampliaciones de transmisión por suficiencia y por sobrecarga – Escenario C2

Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022	2026	2028
				INV	INV	INV
CAN230/CHG230-0A	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A		105	
CAN230/PM230-29-29	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 0A		106	
CHA230/CAH230-2	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 6400 [FRONTCHA 230.00] CKT 21			101
			OPEN LINE FROM BUS 6400 [FRONTCHA 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1			102
CHA230/FRONTCHA-21	LT	304	OPEN LINE FROM BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 2			102
CHG500/CHG230-T1	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2			110
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3			110
CHG500/CHG230-T2	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1			110



Elemento	Tipo	RATE A/A	Descripción Contingencia	2022	2026	2028
				INV	INV	INV
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T3			110
CHG500/CHG230-T3	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T1			110
			OPEN LINE FROM BUS 6836 [CHG500 500.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT T2			110
FOR230/GUA230-18	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6179 [GUA230 230.00] CKT 2	104		
FOR230/GUA230-2	LT	275	OPEN LINE FROM BUS 6096 [FOR230 230.00] TO BUS 6179 [GUA230 230.00] CKT 18	104		
PAN3 500/PAN3 230-T1	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T2			106
			OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T3			106
PAN3 500/PAN3 230-T2	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T1			106
			OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T3			106
PAN3 500/PAN3 230-T3	TR	500	OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T1			106
			OPEN LINE FROM BUS 6839 [PAN3 500 500.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT T2			106

Las sobrecargas que se reportan en elementos de transmisión, no son recurrentes, solo ocurren en un escenario particular por lo cual no se propone adicionar ampliaciones.

Asimismo, se verificó que en el escenario C2, considerando los refuerzos de transmisión por suficiencia y por cumplimiento de CCSD, no se reportan violaciones de voltaje en nodos del sistema principal de transmisión de Panamá.



5.3.7.4. Listado de ampliaciones por suficiencia y cumplimiento de los CCSD del sistema de Panamá

Tabla 106. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Panamá – Escenario A1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Calera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	CCSD
MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD
FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia
PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia
FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304-500	2023	Suficiencia
BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nueva	230	247	2026	CCSD
GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nueva	230	275	2026	CCSD
LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	CCSD

Tabla 107. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Panamá – Escenario C1

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD
MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Calera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nuevo	115	93	2022	CCSD
PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia
FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia
MDN230/FOR230-3	Línea 230 Kv Mata de Nance-Fortuna, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.5	LTX	Nuevo	230	275	2023	Suficiencia
FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304 a 500	2023	Suficiencia
RCL230A/PRO230-2	Nueva línea de interconexión Río Claro-Progreso, circuito simple, 1024MCM ACSR	39.7	INT	Nuevo	230	500	2023	Suficiencia
CHA230/CHG230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	65.06	LTX	Nuevo	230	304	2024	CCSD
ESP230/CHG230-2	Línea 230 Kv Esperanza-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	59.85	LTX	Nuevo	230	304	2024	CCSD
CAH230/CHA230-2	Nueva línea de interconexión Cahuita-Changuinola, circuito simple, 1024MCM ACSR	60	LTX	Nuevo	230	304	2024	Suficiencia
LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	CCSD
BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nuevo	230	247	2026	CCSD
GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nuevo	230	275	2026	CCSD



Tabla 108. Lista de ampliaciones de transmisión por suficiencia y CCSD resultantes para el sistema de Panamá – Escenario C2

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD
MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Calera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nuevo	115	93	2022	CCSD
PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia
FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia
FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304 a 500	2023	Suficiencia
LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	CCSD
BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nuevo	230	247	2026	CCSD
CHA230/CHG230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	65.06	LTX	Nuevo	230	304	2026	CCSD
ESP230/CHG230-2	Línea 230 Kv Esperanza-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	59.85	LTX	Nuevo	230	304	2026	CCSD
GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nuevo	230	275	2026	CCSD
MDN230/FOR230-3	Línea 230 Kv Mata de Nance-Fortuna, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.5	LTX	Nuevo	230	275	2028	CCSD
CAH230/CHA230-2	Nueva línea de interconexión Cahuita-Changuinola, circuito simple, 1024MCM ACSR	60	LTX	Nuevo	230	304	2028	Suficiencia
RCL230A/DOM230-2	Nueva línea de interconexión Río Claro-Dominical, circuito simple, 1024MCM ACSR	30.74	LTX	Nuevo	230	374	2028	CCSD

5.4. ESTUDIO PARA DETERMINAR AMPLIACIONES PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW ENTRE PARES DE PAÍSES PARA EL ESCENARIO A1.

El numeral 10.1.2 del Libro III del RMER, establece que los estudios de planificación, deberán procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del Mercado Eléctrico Regional, la cual será fijada por la CRIE mediante Resolución.

La CRIE, mediante la Resolución CRIE-20-2014, fijó en 300 MW, la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER.

Sin embargo, es importante resaltar que dicha capacidad operativa de intercambio internacional mínima no es resultado de ningún análisis técnico-económico realizado en algún estudio de planificación de la expansión de la generación y transmisión regional del conocimiento del EOR, lo que en otras palabras significa que este es un requerimiento externo que la regulación impone al Sistema Eléctrico Regional. En vista de lo anterior, el EOR realiza el análisis de mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima una vez que la Expansión de la Transmisión por suficiencia haya sido concluida identificando todos los refuerzos de transmisión necesarios para transportar los flujos de potencia que se producen del despacho óptimo de la generación considerando la expansión obtenida en cada escenario evaluado. Dichas obras por suficiencia permitirán que se cumplan las condiciones de despacho óptimo de la generación.

Respecto a los escenarios, el Escenario A1, es el que considera la expansión de la generación tal como fue determinada en los planes indicativos nacionales. Por su parte, el escenario C1, al incluir como premisa la disponibilidad del segundo circuito SIEPAC a partir del año 2022, supone 600 MW de capacidad operativa entre países. Mientras tanto el escenario C2, ya incluye en su expansión de transmisión, 3 nuevas interconexiones y una mayor cantidad de ampliaciones que permite cumplir los CCSD para intercambios simulados de hasta 600 MW.

Por lo anterior, se priorizó realizar los análisis para determinar las ampliaciones complementarias, que permitan alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países, en el escenario A1.

Tal como se indica, las ampliaciones que se determinen en esta etapa de análisis, serán complementarias a las ampliaciones que se han determinado previamente para alcanzar suficiencia de la red de transmisión, y para cumplir los CCSD.

5.5.1. Metodología

La metodología para determinar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre par de países se basa en la realización de estudios eléctricos para verificar el cumplimiento de criterios de calidad y seguridad establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, siendo necesario crear los casos de estudio con transferencias entre par de países iguales a 300 MW.

La metodología para determinar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre par de países se basa en la realización de estudios eléctricos para verificar el cumplimiento de criterios de calidad y seguridad establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, siendo necesario crear los casos de estudio con transferencias entre par de países iguales a 300 MW.

En cada escenario de expansión analizado, se consideran los proyectos de generación y transmisión que fueron identificados previamente en la Expansión Indicativa del Sistema de Generación, en Expansión por Suficiencia de la Transmisión, y los Estudios Eléctricos para el cumplimiento de los CCSD, incorporándolos a las bases de datos de PSSE. Entonces, para crear los casos con intercambio, se ajusta los despachos de generación de los sistemas tomando en cuenta el orden de mérito proporcionado por los OS/OM nacionales. Siguiendo dicho orden de mérito del despacho del país importador se reduce la generación mientras que del país exportador se incrementa la generación. Lo anterior se hace ante tres tipos de condiciones de transferencias entre par de países del SER. Estas condiciones de transferencias son Exportando, Importando o Portando flujos de potencia por un monto de 300 MW. Para tal efecto se ha seguido el siguiente proceso:

- a) **Identificación de las restricciones de la Red de Transmisión:** Se simula el funcionamiento del SER ante condiciones de operación con transferencias de 300 MW entre par de países con la finalidad de identificar en cada país las sobrecargas de elementos de transmisión y violaciones de tensión en barras, con tensión de operación igual o mayor a 115 kV. Estas sobrecargas y violaciones de voltaje son consideradas restricciones para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW.
- b) **Formulación de alternativas de Solución a las restricciones de la Red de Transmisión:** Se analizan las restricciones y se formulan alternativas de solución (refuerzos candidatos), las cuales son modeladas en PSSE. Seguidamente, se realizan simulaciones de flujos de carga en condición N y ante contingencias simples, y se analizan los resultados para verificar la efectividad de los refuerzos candidatos, como solución a las restricciones de la red de transmisión que fueron identificadas previamente. Se repite este paso, hasta que no se existan violaciones a los CCSD atribuibles a las transferencias.
- c) **Determinación de los Requerimientos de Compensación Reactiva:** Posterior a haber resuelto los problemas de sobrecarga en la red de transmisión, se procede a realizar los análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva que resuelva los

problemas de bajo voltaje y déficit de reactivo ante transferencias de 300 MW entre pares de países.

5.5.2. Casos analizados

En los estudios eléctricos realizados previamente para verificar el cumplimiento de los CCSD, se analizaron casos en los cuales algunas áreas de control se encontraban importando o exportando 300 MW en el escenario A1. Por lo tanto, los análisis para determinar las ampliaciones para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW, se realizaron sobre un conjunto de casos complementarios, que periten simular condiciones de transferencia no consideradas en los análisis eléctricos previos.

Se analizaron los casos de demanda máxima, de verano e invierno de los años 2022, 2024 y 2025, para casos de transferencia que se identificaron como complementarios a los que analizaron en la evaluación de cumplimiento de los CCSD. En total se analizaron 123 casos, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 109. Casos analizados por país para determinar ampliaciones complementarias para 300 MW de capacidad operativa.

Sistema	Transferencia	Sentido	2022		2024		2025	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER
Guatemala	IMP	SN	3	3	3	3	3	3
El Salvador	EXP	NS	1	1	1	1	1	1
		SN	1	1	1	1	1	1
		IMP	NS	1	1	1	1	1
Honduras	EXP	SN	1	1	1	1	1	1
		NS	1	1	1	1	1	1
		IMP	SN	1	1	1	1	1
Nicaragua	EXP	NS	1	1	1	1	1	1
		SN	1	1	1	1	1	1
		POR	NS	1	1	1	1	1
Costa Rica	EXP	SN	1	1	1	1	1	1
		NS	1	1	1	1	1	1
		IMP	NS	1	1	1	1	1
Panamá	IMP	SN	1	1	1	1	1	1
		NS	1	1	1	1	1	1
		POR	NS	1	1	1	1	1

5.5.3. Identificación de restricciones a las transferencias de 300 MW

En esta sección se presenta el reporte de las sobrecargas resultantes en cada país, ante intercambios o porteos de 300 MW.

Sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de Guatemala

Tabla 110. Sobrecargas en el sistema de Guatemala, ante transferencia de 300 MW

Def_elemento	Nombre_elemento	RATE A/A	CONTINGENCY	Sobrecarga en % respecto al rate A					
				2022		2024		2025	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER
1101-1140-1	AGU-230-PAC-230-1	491.6	SINGLE 1107-1170(1)	103.63		102.67		109.69	103.31
			SINGLE 1124-1170(1)	103.64		102.69		109.71	103.36
1107-1170-1	GES-231-SNT-231-1	491.6	SINGLE 1101-1140(1)	100.82		100.51		107.13	103.51
1124-1170-1	LVG-230-SNT-231-1	491.6	SINGLE 1101-1140(1)	100.84		100.54		107.14	103.57
1126-1434-1	MOY-230-MOY-138-1	100.0	SINGLE 1101-1140(1)	106.12		105.67		111.84	118.23
			SINGLE 1106-1113-1502(1)						108.36
			SINGLE 1107-1170(1)						115.69
			SINGLE 1124-1129(1)	102.64		101.40		111.21	124.78
			SINGLE 1124-1170(1)						115.69
			SINGLE 1124-29161(1)						109.14
			SINGLE 1126-1129(2)	102.60		101.35		111.12	124.71
			SINGLE 1128-14319(1)						108.19
			SINGLE 1498-1499(1)					100.81	107.54
			SINGLE 1710-3190(1)						104.47
			SINGLE 28161-29161(1)						109.09

No se reportan violaciones de voltaje en el sistema de Guatemala.

Observaciones para el sistema de Guatemala:

- La línea Aguacapa-Pacífico presenta sobrecarga máxima de 109.71%, causada por la contingencia de las líneas 230 kV Guate-Este-San Antonio o San Antonio-La Vega. A la vez, estas líneas se reportan con sobrecarga máxima de 107%, debido al disparo de la línea Aguacapa-Pacífico. Se propone duplicar la línea Aguacapa Pacífico para evitar las sobrecargas indicadas.
- El transformador 230/138 kV de SE Moyuta, se sobrecarga hasta 125%, ante diversas contingencias.
- Todas las sobrecargas que se reportan en el sistema de Guatemala, se producen en condición de importación desde el sur.

Sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de El Salvador

Tabla 111. Sobrecargas en el sistema de El Salvador, ante transferencia de 300 MW

Def elemento	Nombre elemento	RATE A/A	CONTINGENCY	Sobrecarga en % respecto al rate A		
				2022		
				IMP-NS	IMP-SN	POR-SN
27361-27371-1	SANT-115-NEJA-115-1	260.0	SINGLE 27431-27461(1)			107.57
28371-3WINDTR-1	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	156.3	SINGLE 27371-28371-22372(2)	119.09	120.20	
28371-3WINDTR-2	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	156.3	SINGLE 27371-28371-22372(1)	119.09	120.20	

No se reportan violaciones de voltaje en el sistema de El Salvador.

Observaciones para el sistema de El Salvador:

- La línea 115 kV San Antonio-Nejapa se reporta con una sobrecarga de 107% en 2022. Esta sobrecarga no se reporta en 2024, porque a partir de este año, se consideró la duplicación de esta línea, para cumplir con los CCSD. Para evitar la sobrecarga en 2022, se recomienda adelantar la duplicación de la línea para 2022.
- Los transformadores de SE Nejapa se sobrecargan hasta 120%, debido a la contingencia de uno de los equipos que operan en paralelo. Esta sobrecarga solamente se reporta en 2022, porque a partir de 2024 se consideró la incorporación de un tercer transformador para cumplir con los CCSD. Como solución a la sobrecarga de 2022, se adelantará a este año la adición del tercer transformador.
- Debido a que, como parte de las ampliaciones para cumplir con los CCSD, se definió la duplicación de las líneas 115 kV 15 Septiembre-Berlín y San Rafael-San Vicente, con una capacidad de 150 MVA, se recomienda también repotenciar las líneas correspondientes existentes, a esa capacidad de 150 MVA, debido a que no es recomendable la operación de dos circuitos paralelos con capacidad e impedancias diferentes.



Sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de Honduras

Tabla 112. Sobrecargas en el sistema de Honduras, ante transferencia de 300 MW

Def elemento	Nombre elemento	RATE A/A	Transferencia	CONTINGENCY	Sobrecarga en % respecto al rate A						
					2022		2024		2025		
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	
3033-3544-1	SUY B612-CDH B629-1	317.3	IMP-SN	SINGLE 3034-3301(1)			101.6				
3034-3553-1	PAV B620-SLU B637-1	317.3	IMP-SN	SINGLE 1128-14319(1)	114.8						
				SINGLE 3301-4411(1)	146.7						
				SINGLE 4402-4411(1)	146.7						
				SINGLE 50052-50054-50081(1)	110.4						
				SINGLE 6040-6043-6044(T3)	110.0						
				SINGLE 6040-6045-6046(T4)	110.1						
3037-3179-1	BER B507-TER LVI 138-1	151.8	EXP-NS	SINGLE 3037-3219(1)	100.4		104.8	103.0	100.3		
			EXP-SN	SINGLE 3037-3219(1)			104.5	103.0	100.1		
3049-3179-1	CHM B539-TER LVI 138-1	151.8	EXP-NS	SINGLE 3032-3095(2)		100.3		100.9			
				SINGLE 3037-3203(1)				100.4			
				SINGLE 3037-3219(1)	125.0	125.5	129.1	128.7	124.7	124.1	
				SINGLE 3038-3160(1)	100.4	101.7	101.1	102.2		100.2	
				SINGLE 3040-3122(1)	100.6	101.9	105.0	105.6	100.5	101.0	
				SINGLE 3052-3203(1)	101.5	103.4	102.5	104.2	101.5	102.7	
				SINGLE 3078-3203(1)		100.5	100.4	101.4			
				SINGLE 3078-3203(2)	100.4	101.2	101.0	102.1	100.3	100.2	
				SINGLE 3095-3550(1)				100.6			
				SINGLE 3122-3121-3966(1)		100.5	100.7	101.6			
				SINGLE 3203-3204(1)	119.9	120.5	123.4	123.0	119.6	119.3	
				SINGLE 3203-3204(2)	119.9	120.5	123.4	123.0	119.6	119.3	
				SINGLE 3213-3408(1)				100.0			
				SINGLE 3219-3408(1)	106.9	107.4	111.2	110.8	106.7	106.2	
				UNIT 3017(1)				100.8			
				UNIT 3228(1)		100.8	100.9	101.8			
			EXP-SN	SINGLE 1128-14319(1)				100.1			
				SINGLE 3032-3095(2)		100.2		100.9			
				SINGLE 3037-3203(1)				100.3			
				SINGLE 3037-3219(1)	124.5	125.4	128.9	128.7	124.4	123.5	
				SINGLE 3038-3160(1)	100.4	101.9	100.9	102.2			
				SINGLE 3040-3122(1)	100.1	101.8	104.8	105.6	100.2	100.5	
				SINGLE 3052-3203(1)	101.1	103.2	102.2	104.1	101.2	102.1	
				SINGLE 3078-3203(1)		100.4	100.2	101.4			
				SINGLE 3078-3203(2)	100.1	101.1	100.8	102.1			
				SINGLE 3095-3550(1)				100.6			
				SINGLE 3122-3121-3966(1)		100.5	100.6	101.6			
				SINGLE 3203-3204(1)	119.5	120.5	123.2	123.1	119.4	118.8	
				SINGLE 3203-3204(2)	119.5	120.5	123.2	123.1	119.4	118.8	
				SINGLE 3219-3408(1)	106.4	107.3	111.0	110.8	106.5	105.7	
				UNIT 3017(1)				100.7			
				UNIT 3228(1)		100.7	100.7	101.7			
3301-4411-1	AGC B624-FHS-230-1	374.0	IMP-SN	SINGLE 3034-3553(1)	116.9						
3310-3553-1	PRD B618-SLU B637-1	317.3	IMP-SN	SINGLE 3301-4411(1)	107.1		104.8		106.0		
				SINGLE 4402-4411(1)	107.3		104.8		106.2		
				SINGLE 3301-4411(1)		103.1		100.6		100.9	
			POR-SN	SINGLE 4402-4411(1)		103.5		100.7		101.0	
3310-4407-1	PRD B618-FNH-230-1	317.3	IMP-SN	SINGLE 3301-4411(1)	101.1				100.1		
				SINGLE 4402-4411(1)	101.3				100.3		
				SINGLE 3301-4411(1)	101.6	105.1	100.2	102.6		102.9	
			POR-SN	SINGLE 4402-4411(1)	101.9	105.5	100.2	102.7		103.0	

No se reportan violaciones de voltaje en el sistema de Honduras.



Observaciones para el sistema de Honduras:

- La línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula, se reporta con sobrecarga en 2024. Es importante mencionar que, en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, esta línea se reportaba con una sobrecarga relevante (126%) desde el 2021, no obstante, la condición del escenario A1, considera las ampliaciones de transmisión determinadas previamente por suficiencia de capacidad y por cumplimiento de los CCSD. Teniendo en cuenta que, aun con estas condiciones, la línea Suyapa-Cerro de Hula se sobrecarga, se considera evaluar la construcción de otro circuito como solución.
- La línea 230 kV Pavana-Santa Lucía, se sobrecarga hasta 147% (PAV B620-SLU B637-1), siendo la salida del enlace Agua Caliente-Sandino, la contingencia que provoca la mayor sobrecarga. También se ve afectada por contingencias de transformadores con pérdida de carga superiores a 50 MW en los sistemas de Costa Rica y Panamá. La sobrecarga se reporta solamente en el 2022, debido a que, en 2024, se incluyó como refuerzo la duplicación de esta línea, para cumplir los CCSD, sin embargo, ante transferencias de 300 MW, se producirá la sobrecarga de este enlace desde 2022, año inicial del horizonte definido para determinar la expansión de la generación y la transmisión. Para evitar la sobrecarga, se adelantará la solución propuesta previamente para cumplir los CCSD, consistente en duplicar la línea.
- Las líneas Bermejo-Las Victorias y Choloma-Las Victorias, se reportan con sobrecarga aun sin transferencias, por lo cual no se consideran ampliaciones adicionales para evitarlas, ya que las sobrecargas de estas líneas no se relacionan con las transferencias entre países.
- La línea 230 kV Agua Caliente-Frontera Honduras, enlace de interconexión Honduras-Nicaragua, presenta una sobrecarga máxima de 117%, ante la contingencia de la línea Pavana-Santa Lucía.
- La línea 230 kV Prado-Santa Lucía, presenta una sobrecarga máxima de 107.3%, causado por la contingencia de la línea Agua Caliente Sandino.
- La línea Prado-Frontera-León I, de interconexión Honduras-Nicaragua, reporta una sobrecarga máxima de 105.5%, causado por la contingencia de la línea Agua Caliente Sandino.
- Como solución para evitar la sobrecarga de las líneas Prado-Santa Lucía y Prado-Frontera-León I, se considera duplicar el enlace Agua Caliente-Sandino, por construcción de un segundo circuito.

Sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de Nicaragua

Tabla 113. Sobrecargas en el sistema de Nicaragua, ante transferencia de 300 MW

Def elemento	Nombre elemento	RATE A/A	Transferencia	CONTINGENCY	Sobrecarga en % respecto al rate A						
					2022		2024		2025		
					INV	VER	INV	VER	INV	VER	
4300-4315-1	ACH-138-LBS-138-1	150	POR-NS	SINGLE 4315-4370(1)							103.4
4315-4370-1	LBS-138-ASO-138-1	134	POR-NS	SINGLE 4300-4315(1)							103.3
4322-4330-1	NDE-138-RIV-138-1	96	POR-SN	SINGLE 4404-4800(1)				101.7			103.9
				SINGLE 4404-4803(1)				102.3			104.6
4340-4379-1	TCP-138-STGO-138-1	134	POR-SN	SINGLE 4340-4398(1)				106.0			114.9
				SINGLE 4343-4398(1)							105.7
4392-3WNDTR-1	MT1-138-ALB-AT1-1	75	POR-NS	SINGLE 4401-4419(1)	150.1	127.8	104.3			110.3	105.7
4401-3WNDTR-1	LBS-230-LBS-AT1-1	71.25	POR-NS	SINGLE 4315-4392(1)							102.9
	LBS-230-LBS-AT2-1	71.25	POR-NS	SINGLE 4315-4392(1)							102.9
4406-3WNDTR-1	TCP-230-TCP-AT1-1	71.25	POR-SN	SINGLE 4340-4406-4921(3)							101.2
				SINGLE 4340-4406-4922(2)							101.2
4406-3WNDTR-2	TCP-230-TCP-AT2-2	71.25	POR-SN	SINGLE 4340-4406-4920(1)							101.2
				SINGLE 4340-4406-4921(3)							101.2
4406-3WNDTR-3	TCP-230-TCP-AT3-3	71.3	POR-SN	SINGLE 4340-4406-4920(1)							101.1
				SINGLE 4340-4406-4922(2)							101.1
4406-4412-1	TCP-230-FCS-230-1	367	POR-NS	SINGLE 4408-4750(1)		102.4		101.9			102.9
				SINGLE 4408-50004(1)		102.9		102.2			103.1
				SINGLE 50000-50004(1)		102.3		101.7			103.0
4408-4750-1	FNC-230-AMY-230-1	414	EXP-NS	UNIT 6407(G2)							100.5
				UNIT 6408(V1)							103.7

No se reportan violaciones de voltaje en el sistema de Nicaragua.

Observaciones para el sistema de Nicaragua:

- La línea 138 kV Nandaimé-Rivas, se reporta con una sobrecarga máxima cerca del 5%, en condiciones de porteo sur-norte, a partir de 2024. También en la verificación del cumplimiento de los CCSD, esta línea se reportaba con una sobrecarga máxima del 7%. Por lo tanto, se recomienda repotenciar esta línea a un valor de al menos 150 MVA.
- La línea Ticuantepe-Santo Domingo (TCP-138-STGO-138-1), puede ajustarse su set de disparo a 150 MVA, considerando que el conductor es de 556.5 kcmil, por tanto, por medio de esta acción podrá superarse la sobrecarga que se reporta.
- El auto-transformador 230/138 de SE Mateare (MT1-138-ALB-AT1-1) pertenece al proyecto de conexión de la central térmica MAN, por lo cual, no se recomendarán ampliaciones a cuenta de la transmisión regional.
- La sobrecarga del tramo de interconexión Nicaragua-Costa Rica, Ticuantepe-Frontera (TCP-230-FCS-230-1), alcanza un valor máximo de 3.1%, causado por la salida de la línea Amayo-Liberia, que es el otro enlace de interconexión. Es importante mencionar que el RATE A de esta línea, reportado en la base de datos es 367 MVA, a diferencia del tramo perteneciente a Costa Rica, el cual está reportado con una capacidad de 338 MVA. Los resultados del flujo de carga, indican que la sobrecarga de este enlace de

interconexión, está relacionado a una alta pérdida de potencia activa y un alto flujo de potencia reactiva. Como solución, se propondrá el seccionamiento de la línea Ticuantepe-Frontera-Guayabo, conectándola en subestación La Virgen, en Nicaragua.

- El resto de elementos, presentan sobrecargas inferiores al 5% que no son recurrentes en el horizonte de estudio y no se recomendarán ampliaciones.

Sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de Costa Rica

Tabla 114. Sobrecargas en el sistema de Costa Rica, ante transferencia de 300 MW

Def_elemento	Nombre_elemento	RATE A/A	Transferencia	CONTINGENCY	2022		2024		2025	
					INV	VER	INV	VER	INV	VER
4408-50004-1	FNC-230-FIC-LIB230-1	390	IMP-NS	UNIT 6407(G2)						106.7
				UNIT 6408(V1)						110.1
4412-51503-10	FCS-230-FIC-GBO230-10	338	IMP-NS	SINGLE 4408-4750(1)	104.6	112.3	105.7	111.8	107.4	111.8
				SINGLE 4408-50004(1)	104.8	113.0	105.9	112.3	107.6	112.4
				SINGLE 50000-50004(1)	104.7	112.7	105.6	111.7	107.4	112.6
			POR-NS	SINGLE 4408-4750(1)	105.2	111.2	104.9	110.5	107.5	111.6
				SINGLE 4408-50004(1)	105.4	111.7	105.1	110.9	107.6	111.9
				SINGLE 50000-50004(1)	105.1	111.1	104.8	110.4	107.4	111.7
50000-50050-1	LIB230A-CAS230A-1	390	EXP-NS	SINGLE 50300-51500(1)				105.7		105.1
			IMP-NS	SINGLE 50300-51500(1)				105.9		104.9
			POR-NS	SINGLE 50300-51500(1)				105.6		104.8
50052-51500-10	CAS230B-GBO230-10	338	EXP-NS	SINGLE 50000-50050(1)				103.8		103.3
				SINGLE 50202-50252(1)		105.6		112.8		112.5
			IMP-NS	SINGLE 50000-50050(1)				104.4		103.1
				SINGLE 50202-50252(1)		106.4		113.4		112.8
			POR-NS	SINGLE 50000-50050(1)				103.8		103.1
				SINGLE 50202-50252(1)		105.8		112.9		112.7
50300-51500-1	MOG230-GBO230-1	380	EXP-NS	SINGLE 50000-50050(1)				110.1		109.5
			IMP-NS	SINGLE 50000-50050(1)				110.4		109.2
			POR-NS	SINGLE 50000-50050(1)				110.0		109.1
50900-54750-1	GAB230-COY230-1	389	EXP-NS	SINGLE 50350-50900(1)		102.7				
			POR-NS	SINGLE 50350-50900(1)		102.4				
58300-58350-1	MOI230A-CAH230-1	259	EXP-NS	UNIT 6406(G1)		102.0				
				UNIT 6407(G2)				109.1		
				UNIT 6408(V1)				110.9		

No se reportan violaciones de voltaje en el sistema de Costa Rica.

Observaciones para el sistema de Costa Rica:

- La línea Cañas-Guayabo 230 kV, presenta una sobrecarga máxima de 13%. Debido a que la salida de este enlace no es causa de sobrecarga en otras líneas, se recomienda solamente su repotenciación.
- La línea Mogote-Guayabo, se reporta con una sobrecarga máxima de 10%. Asimismo, la contingencia de esta línea provoca sobrecarga en la línea Liberia-Cañas, por lo cual se recomienda duplicar el enlace 230 kV Mogote-Guayabo.
- La línea Garabito-Coyoles, presenta una sobrecarga mínima la cual no es recurrente, por lo cual no se recomiendan ampliaciones adicionales.



- La línea Moín-Cahuíta se reporta con una sobrecarga máxima de 10%. Se recomienda su repotenciación.
- El tramo de la línea de interconexión Frontera-Guayabo (FCS-230-FIC-GBO230-10) se reporta con una sobrecarga máxima de 12.6%, debido a la contingencia de la línea Amayo-Liberia, que es el otro enlace de interconexión Nicaragua-Costa Rica. Relacionado a la sobrecarga, se produce una alta pérdida de potencia activa y un alto flujo de potencia reactiva sobre la línea de interconexión, por lo cual, se evalúa reducir la longitud de la interconexión Ticuantepe-Guayabo, seccionando la línea y conectándola en SE La Virgen, en Nicaragua.

En las siguientes ilustraciones, se representa la condición del caso Verano 2022, con Costa Rica importando 300 MW desde el norte (caso CR_2022_VER_MAX_IMP-NS-300), considerando la contingencia de la línea Amayo-Liberia. En las gráficas se muestra el flujo de potencia en la línea SIEPAC de interconexión Nicaragua-Costa Rica, bajo dos condiciones: a) Conectada entre Ticuantepe-Frontera y b) Seccionada en la subestación La Virgen (solución propuesta a la sobrecarga).

Ilustración 1. Flujo de potencia en la línea Ticuantepe-Frontera Costa Rica, bajo contingencia de línea Amayo-Liberia

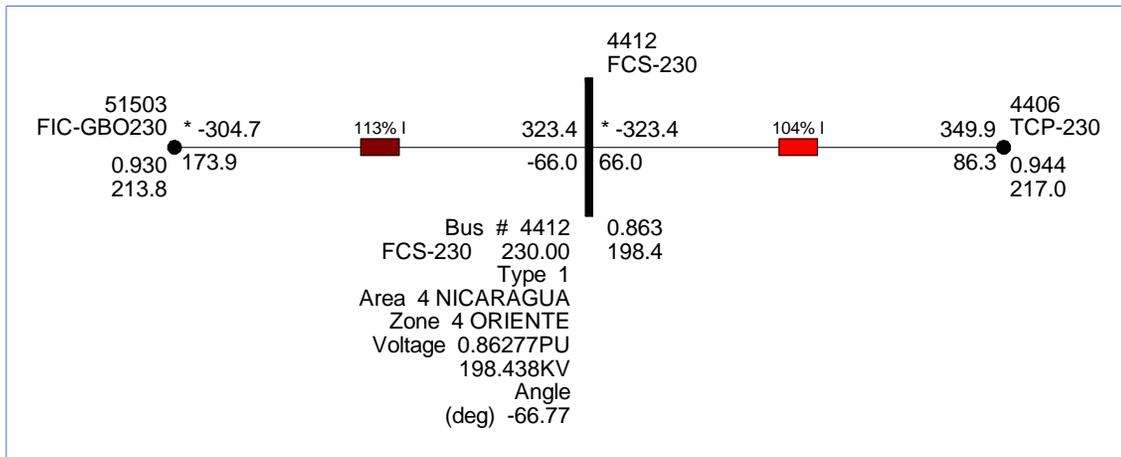
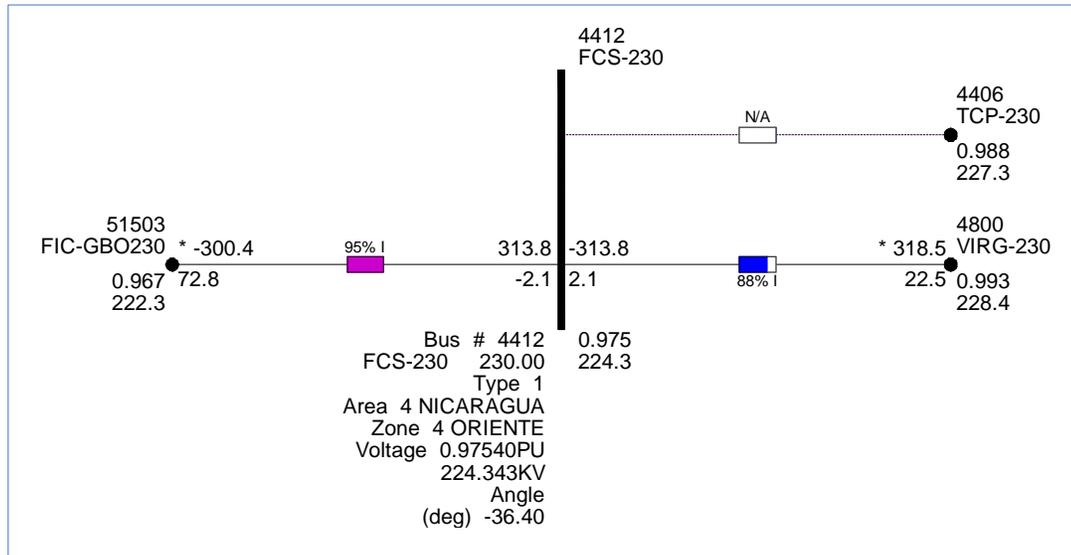


Ilustración 2. Flujo de potencia en la línea Ticuantepe-La Virgen-Frontera Costa Rica, bajo contingencia de línea Amayo-Liberia



En la ilustración 1 se puede observar que el flujo de potencia activa saliendo de SE Ticuantepe, es de 349.9 MW, y a SE Guayabo llegan 304.7 MW, produciéndose una pérdida de 45 MW, asimismo, la línea tiene un consumo de aproximadamente 88 MVAR. En esta condición, la línea presenta una sobrecarga de 13%.

En la ilustración 2, en la cual, se considera seccionada la línea Ticuantepe-Cañas, conectada en SE La Virgen, se observa que desde SE La Virgen, salen 318.5 MW, y a la SE Guayabo llegan 300.4 MW. En esta condición la pérdida es de aproximadamente 18 MW, sustancialmente menor a los 45 MW de pérdida que se da en la condición mostrada en la ilustración 1. Asimismo, se observa que deja de producirse sobrecarga la Virgen-Frontera-Guayabo.

Sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de Panamá

Tabla 115. Sobrecargas en el sistema de Panamá, ante transferencia de 300 MW

Def elemento	Nombre elemento	RATE A/A	Transferencia	CONTINGENCY	2022	2024	2025
					INV	INV	INV
6179-6401-29	GUA230-PM230-29-29	275	IMP-NS	SINGLE 6096-6263(0A)	107.2		
6260-6837-0B	CHA230-CHG230-0B	304	IMP-NS	SINGLE 6263-6837(0B)		117.2	109.5
6263-6837-0B	ESP230-CHG230-0B	304	IMP-NS	SINGLE 6260-6837(0B)		114.7	107.6

En el sistema de Panamá se identificaron nodos de 230 kV con voltaje mayor que 1.1 pu, no obstante, se verificó que dichos voltajes pueden ser ajustados debajo de 1.1 pu con los recursos propios de control de voltaje del sistema de Panamá, por tanto, no se recomienda incorporar nuevos elementos de compensación reactiva.

Observaciones para el sistema de panamá:

- La sobrecarga de la línea GUA230-PM230-29-29, solamente se reporta en invierno de 2022.
- Se verificó que la sobrecarga de las líneas Changuinola-Chiriquí Grande y Esperanza-Chiriquí Grande, dejan de producirse en 2026, cuando comienza a operar en 500 kV la línea Chiriquí Grande-Panamá 3.
- Por lo anterior, no se recomiendan ampliaciones adicionales para el sistema de Panamá.

5.5.4. Ampliaciones para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW en Guatemala

En la siguiente tabla se listan las ampliaciones complementarias, requeridas para viabilizar la capacidad operativa de 300 MW para transferencia internacional, en el sistema de Guatemala, indicándose, si la ampliación está identificada en las etapas previas de análisis, y en tal caso, se indica si requiere adelantarse la entrada en servicio.

Tabla 116. Guatemala - Ampliaciones complementarias para alcanzar capacidad operativa de 300 MW – Escenario A1

No.	Ampliación	Elemento	año	Requerida previamente en Esc A1
1	Nueva línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF, 21.62 km, 491.6 km	AGU-230-PAC-230-1	2022	Adelantar de 2028 a 2022
2	Sustitución del transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA	MOY-230-MOY-138-1	2022	No

5.5.5. Ampliaciones para alcanzar capacidad operativa de 300 MW en El Salvador

En la siguiente tabla se listan las ampliaciones complementarias, requeridas para viabilizar la capacidad operativa de 300 MW para transferencia internacional, en el sistema de El Salvador, indicándose, si la ampliación está identificada en las etapas previas de análisis, y en tal caso, se indica si requiere adelantarse la entrada en servicio.

Tabla 117. El Salvador - Ampliaciones complementarias para alcanzar capacidad operativa de 300 MW – Escenario A1

No.	Ampliación	Elemento	año	Requerida previamente en Esc A1
1	Nuevo transformador 230/115 Kv en SE Nejapa	NEJA-230-NEJA_TR_3	2022	Adelantar de 2024 a 2022
2	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	SANT-115-NEJA-115-1	2022	Adelantar de 2024 a 2022
3	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 Kv entre las SE 15 de Septiembre – Berlín	15SEP-BERL	2022	No
4	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	SRF-115-SVC-115	2024	No

5.5.6. Ampliaciones para alcanzar capacidad operativa de 300 MW en Honduras

En la siguiente tabla se listan las ampliaciones complementarias, requeridas para viabilizar la capacidad operativa de 300 MW para transferencia internacional, en el sistema de Honduras, indicándose, si la ampliación está identificada en las etapas previas de análisis, y en tal caso, se indica si requiere adelantarse la entrada en servicio.

Tabla 118. Honduras - Ampliaciones complementarias para alcanzar capacidad operativa de 300 MW – Escenario A1

No.	Ampliación	Elemento	año	Requerida previamente en Esc A1
1	Nueva línea PAV-SLU-2	PAV B620-SLU B637-1	2022	Adelantar de 2024 a 2022
2	Nueva línea Agua Caliente-Sandino-2	AGC-FNH-SND-2	2022	No
3	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	SUY-CDH	2022	No

5.5.7. Ampliaciones para alcanzar capacidad operativa de 300 MW en Nicaragua

En la siguiente tabla se listan las ampliaciones complementarias, requeridas para viabilizar la capacidad operativa de 300 MW para transferencia internacional, en el sistema de Nicaragua, indicándose, si la ampliación está identificada en las etapas previas de análisis, y en tal caso, se indica si requiere adelantarse la entrada en servicio.

Tabla 119. Nicaragua - Ampliaciones complementarias para alcanzar capacidad operativa de 300 MW – Escenario A1

No.	Ampliación	Elemento	año	Requerida previamente en Esc A1
1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	NDE-138-RIV-138-1	2024	No
2	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	TCP230-VIRG230-FNC	2022	No



5.5.8. Ampliaciones para alcanzar capacidad operativa de 300 MW en Costa Rica

En la siguiente tabla se listan las ampliaciones complementarias, requeridas para viabilizar la capacidad operativa de 300 MW para transferencia internacional, en el sistema de Costa Rica, indicándose, si la ampliación está identificada en las etapas previas de análisis, y en tal caso, se indica si requiere adelantarse la entrada en servicio.

Tabla 120. Costa Rica - Ampliaciones complementarias para alcanzar capacidad operativa de 300 MW – Escenario A1

No.	Ampliación	Elemento	año	Requerida previamente en Esc A1
1	Nueva línea entre la subestaciones Mogote-Guayabo	MOG230-GBO230-1	2024	No
2	Repotenciar a 400 MVA la línea Cañas-Guayabo.	CAS230B-GBO230-10	2022	No
3	Repotenciar a 319 MVA la línea Moín-Cahuíta.	MOI230A-CAH230-1	2022	No

5.6. CONSOLIDADO DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN PARA CADA ESCENARIO DE EXPANSIÓN.



Tabla 121. Escenario A1 - Ampliaciones requeridas, por suficiencia de capacidad, cumplimiento de CCSD, y por Capacidad operativa mínima de 300 MW

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Etapas de Estudio
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	CCSD
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del existente)		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	300 MW
3	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	CCSD
4	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	CCSD
5	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022	CCSD
6	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
7	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	CCSD
8	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nueva	115	150	2024	CCSD
9	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
10	El Salvador	15SEP-BERL	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 Kv entre las SE 15 de Septiembre - Berlin	15.54	LTX	Repotenciar	115	150	2022	300 MW
11	El Salvador	SRF-115-SVC-115	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024	300 MW
12	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	CCSD
13	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD
14	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia
15	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	CCSD
16	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD
17	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD
18	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
19	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
20	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
21	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
22	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
23	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
24	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD
25	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	300 MW
26	Honduras	CVG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
27	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
28	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
29	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
30	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
31	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
32	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
33	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
34	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
35	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD
36	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	300 MW
37	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024	300 MW
38	Costa Rica	CAS230B-GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	38.2	LTX	Repotenciar	230	400	2022	300 MW
39	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moín-Cahuita.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	300 MW
40	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Calera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	CCSD
41	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD
42	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia
43	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia
44	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304-500	2023	Suficiencia
45	Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nueva	230	247	2026	CCSD
46	Panamá	GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nueva	230	275	2026	CCSD
47	Panamá	LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	CCSD
48	Interconexión	AGC-FNH-SND-2	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	182.9	LTX	Nueva	230	367	2022	300 MW
49	Interconexión	TCP230-VIRG230-FNC	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	1.62	LTX	Repotenciar	230	367	2022	300 MW



Tabla 122. Escenario C1 - Ampliaciones requeridas, por suficiencia de capacidad, cumplimiento de CCSD, y por Capacidad operativa mínima de 300 MW

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Etapas de Estudio
1	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE SMR.		Capacitor	Nuevo	230	40	2022	CCSD
2	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	CCSD
3	Guatemala	MOY-230/MOY-138-2	Autotransformador en SE Moyuta 230/115/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2026	CCSD
4	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nuevo	230	491.6	2026	CCSD
5	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
6	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nuevo	115	150	2022	CCSD
7	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
8	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	30	2022	CCSD
9	El Salvador	CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	CCSD
10	El Salvador	VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	CCSD
11	El Salvador	VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	CCSD
12	El Salvador	GUAJ-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajojo		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	CCSD
13	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nuevo	115	260	2024	CCSD
14	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nuevo	115	150	2024	CCSD
15	El Salvador	OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Capacitor	Nuevo	115	40	2026	CCSD
16	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD
17	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nuevo	230	405.1	2022	CCSD
18	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fria, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	Suficiencia
19	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		LTX	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia
20	Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR.	3.78	LTX	Nuevo	138	151.8	2022	CCSD
21	Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fria, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	Suficiencia
22	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
23	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Lainez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
24	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
25	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
26	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
27	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
28	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD
29	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
30	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
31	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
32	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
33	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	40	2022	CCSD
34	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
35	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
36	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
37	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
38	Honduras	COMAYAGUA II	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua II.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
39	Honduras	CAR B540	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Caracol.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
40	Honduras	CKP B576	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE CKP.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
41	Honduras	PGR B509	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
42	Honduras	BIJ B562	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Bijao.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
43	Honduras	BVI B528	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE BVI.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
44	Honduras	ELC B560	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Elcosa.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
45	Honduras	TSZ B526	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Térmica Sulzer.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
46	Honduras	TER LVI 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Las Victorias.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
47	Honduras	EL CENTRO	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE El Centro.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD



No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Etapa de Estudio
48	Honduras	SPS B558	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE San Pedro Sula Sur.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
49	Honduras	BCO 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE BECO.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
50	Honduras	MER 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Merendón.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
51	Honduras	ALTIA	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Altia.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
52	Honduras	RNA 138KV	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Río Nance.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD
53	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nuevo	230	317.3	2023	Suficiencia
54	Honduras	TON B610/TON B535-2	Autotransformador en SE Toncontin 230/115/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2026	CCSD
55	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD
56	Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	Repotenciación de línea 230 Kv Moin-Cahuita, a 319 MVA con conductor 1024MCM ACSR	43.06	LTX	Repotenciar	230	259 a 319	2023	Suficiencia
57	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD
58	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Calera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nuevo	115	93	2022	CCSD
59	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia
60	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia
61	Panamá	MDN230/FOR230-3	Línea 230 Kv Mata de Nance-Fortuna, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.5	LTX	Nuevo	230	275	2023	Suficiencia
62	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304 a 500	2023	Suficiencia
63	Panamá	CHA230/CHG230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	65.06	LTX	Nuevo	230	304	2024	CCSD
64	Panamá	ESP230/CHG230-2	Línea 230 Kv Esperanza-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	59.85	LTX	Nuevo	230	304	2024	CCSD
65	Panamá	LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	CCSD
66	Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nuevo	230	247	2026	CCSD
67	Panamá	GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nuevo	230	275	2026	CCSD
68	Interconexión	RCL230A/PRO230-2	Nueva línea de interconexión Río Claro-Progreso, circuito simple, 1024MCM ACSR	39.7	INT	Nuevo	230	500	2023	Suficiencia
69	Interconexión	CAH230/CHA230-2	Nueva línea de interconexión Cahuita-Changuinola, circuito simple, 1024MCM ACSR	60	LTX	Nuevo	230	304	2024	Suficiencia
70	Interconexión	NNC B639/15SE-230-1	Nueva línea de interconexión Nueva Nacaome-15Sept, circuito simple, 1024MCM ACSR	117.37	INT	Nuevo	230	317	2028	CCSD



Tabla 123. Escenario C2 - Ampliaciones requeridas, por suficiencia de capacidad, cumplimiento de CCSD, y por Capacidad operativa mínima de 300 MW

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Etapa de Estudio
1	Guatemala	MOY-230/MOY-138-2	Autotransformador en SE Moyuta 230/115/13.8kV, 120MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2028	CCSD
2	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nuevo	230	491.6	2028	CCSD
3	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD
4	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nuevo	115	150	2022	CCSD
5	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2024	CCSD
6	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nuevo	115	260	2024	CCSD
7	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nuevo	115	150	2024	CCSD
8	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
9	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD
10	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
11	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
12	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
13	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD
14	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD
15	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD
16	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nuevo	230	405.1	2022	CCSD
17	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	CCSD
18	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		LTX	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia
19	Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR	3.78	LTX	Nuevo	138	151.8	2022	CCSD
20	Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	CCSD
21	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nuevo	230	317.3	2024	CCSD
22	Honduras	TON B610/TON B535-2	Autotransformador en SE Toncontin 230/115/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2026	CCSD
23	Honduras	PRD B618/SLU B637-2	Línea 230 Kv Prado-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	17.64	LTX	Nuevo	230	317.3	2028	CCSD
24	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD
25	Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	Repotenciación de línea 230 Kv Moín-Cahuita, a 319 MVA con conductor 1024MCM ACSR	43.06	LTX	Repotenciar	230	259 a 319	2028	Suficiencia
26	Costa Rica	RCL230A/PAL230A-2	Línea 230 Kv Río Claro-Palmar Norte, circuito simple, 1024MCM ACSR	50.92	LTX	Nuevo	230	338	2028	CCSD
27	Costa Rica	MOI230A/CAH230-2	Línea 230 Kv Moín-Cahuita, circuito simple, 1024MCM ACSR	43.06	LTX	Nuevo	230	319	2028	CCSD
28	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD
29	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Calera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nuevo	115	93	2022	CCSD
30	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia
31	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia
32	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304 a 500	2023	Suficiencia
33	Panamá	LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	CCSD
34	Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nuevo	230	247	2026	CCSD
35	Panamá	CHA230/CHG230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	65.06	LTX	Nuevo	230	304	2026	CCSD
36	Panamá	ESP230/CHG230-2	Línea 230 Kv Esperanza-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	59.85	LTX	Nuevo	230	304	2026	CCSD
37	Panamá	GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nuevo	230	275	2026	CCSD
38	Panamá	MDN230/FOR230-3	Línea 230 Kv Mata de Nance-Fortuna, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.5	LTX	Nuevo	115	193	2028	CCSD
39	Interconexión	CAH230/CHA230-2	Nueva línea de interconexión Cahuita-Changuinola, circuito simple, 1024MCM ACSR	60	LTX	Nuevo	230	304	2028	Suficiencia
40	Interconexión	RCL230A/DOM230-2	Nueva línea de interconexión Río Claro-Dominical, circuito simple, 1024MCM ACSR	30.74	LTX	Nuevo	230	374	2028	CCSD
41	Interconexión	NNC B639/15SE-230-1	Nueva línea de interconexión Nueva Nacaome-15Sept, circuito simple, 1024MCM ACSR	117.37	INT	Nuevo	230	317	2028	CCSD
42	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE SMR.		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	CCSD
43	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	CCSD
44	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	CCSD
45	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	CCSD
46	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	115	30	2022	CCSD
47	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	20	2024	CCSD



No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Etapa de Estudio
48	El Salvador	CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD
49	El Salvador	VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD
50	El Salvador	VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD
51	El Salvador	GUAJ-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajoyo		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD
52	El Salvador	OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Capacitor	Nuevo	115	40	2024	CCSD
53	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	115	30	2024	CCSD
54	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	CCSD
55	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	CCSD
56	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	CCSD
57	Honduras	BVI B528	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE BVI.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	CCSD
58	Honduras	TER LVI 138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Las Victorias.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	CCSD
59	Honduras	CHM B539	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Choloma.		Capacitor	Nuevo	115	30	2026	CCSD



5.7. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LAS AMPLIACIONES.

Conforme a lo establecido en el Literal b) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la estimación del costo de las ampliaciones.

Para realizar la estimación de los costos de las ampliaciones de transmisión, se consideraron las siguientes referencias.

- a) Resultado de la consultoría denominada "Estimación de costos representativos de inversión para proyectos de transmisión en América Central"
- b) Costos reportados en los documentos de los planes de expansión de transmisión nacionales
- c) Costos de construcción del segundo circuito SIEPAC informado por la EPR.

Observaciones

- a) Para ampliaciones incluidas en los planes de expansión nacionales, se han utilizado los costos reportados en estos documentos.
- b) Para ampliaciones de características similares a otras reportadas en los planes de expansión nacionales, el costo se ha estimado con base al costo del elemento reportado en el plan nacional de expansión.
- c) Los costos unitarios estimados como resultado de la consultoría, son similares a los costos unitarios referenciales que calculó el EOR a partir de información reportada en los planes nacionales de expansión.
- d) El costo Unitario informado por la EPR, para la instalación del segundo circuito SIEPAC, 7% mayor que el valor calculado en la consultoría (EPR: 101,508\$/km; Consultoría: 94,056\$/km).

5.7.1. Resumen de costos referenciales obtenidos con la consultoría.

En las siguientes tablas se resume los costos referenciales obtenidos a través de la consultoría denominada "*Estimación de costos representativos de inversión para proyectos de transmisión en América Central*", presentándose costos unitarios de líneas de transmisión, costos unitarios para distintos tipos de bahías, transformadores de potencia y bloques de compensación reactiva.



Tabla 124. Resultados de la consultoría de estimación de costos referenciales de proyectos de transmisión - Costos Unitarios de líneas.

Clave	Descripción	kV	#Circ	Actividades Previas	Derecho de vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total (\$/km)
1.a.1	115 kV - 1C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	115	1C	8,900.00	27,508.46	3,472.64	145,355.45	6,795.28	192,031.83
1.a.2	115 kV - 1C - 1km - ACSR 477 2 C/F Torre de acero	115	1C	8,900.00	27,508.46	3,472.64	151,208.63	6,795.28	197,885.01
1.a.3	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Torre de acero	115	1C	8,900.00	27,508.46	3,472.64	146,190.31	6,795.28	192,866.69
1.a.5	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Torre de acero	138	1C	10,002.00	31,259.62	3,517.14	133,971.50	7,270.95	186,021.21
1.a.6	138 kV - 1C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	138	1C	10,002.00	31,259.62	3,517.14	146,117.74	7,270.95	198,167.45
1.a.8	138 kV - 1C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	138	1C	10,002.00	31,259.62	3,517.14	134,461.03	7,270.95	186,510.74
1.a.9	138 kV - 1C - 1km - ACAR 750 1 C/F Torre de acero	138	1C	10,002.00	31,259.62	3,517.14	132,680.53	7,270.95	184,730.24
1.a.10	138 kV - 1C - 1km - ACAR 550 1 C/F Torre de acero	138	1C	10,002.00	31,259.62	3,517.14	146,974.92	7,270.95	199,202.63
1.b.1	115 kV - 2C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	115	2C	8,900.00	40,346.82	3,472.64	226,840.50	6,795.28	286,355.24
1.b.2	115 kV - 2C - 1km - ACSR 477 2 C/F Torre de acero	115	2C	8,900.00	40,346.82	3,472.64	237,217.81	6,795.28	296,732.55
1.b.3	115 kV - 2C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Torre de acero	115	2C	8,900.00	40,346.82	3,472.64	208,808.74	6,795.28	268,323.48
1.b.5	138 kV - 2C - 1km - ACSR 795 1 C/F Torre de acero	138	2C	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,841.65	7,270.95	250,480.40
1.b.6	138 kV - 2C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	138	2C	10,002.00	45,848.66	3,517.14	228,012.04	7,270.95	294,650.79
1.b.8	138 kV - 2C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	138	2C	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,305.26	7,270.95	249,944.01
1.b.9	138 kV - 2C - 1km - ACAR 750 1 C/F Torre de acero	138	2C	10,002.00	45,848.66	3,517.14	181,107.63	7,270.95	247,746.38
1.b.10	138 kV - 2C - 1km - ACAR 550 1 C/F Torre de acero	138	2C	10,002.00	45,848.66	3,517.14	209,696.41	7,270.95	276,335.16
1.c.1	115 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de concreto	115	1C	8,900.00	13,754.23	3,472.64	166,998.95	6,795.28	199,921.10
1.c.2	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Poste de concreto	115	1C	8,900.00	13,754.23	3,472.64	179,904.00	6,795.28	212,826.15
1.c.3	115 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de acero	115	1C	8,900.00	13,754.23	3,472.64	265,314.01	6,795.28	298,236.16
1.c.4	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Poste de acero	115	1C	8,900.00	13,754.23	3,472.64	286,585.74	6,795.28	319,507.89
1.c.5	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de concreto	138	1C	10,002.00	15,004.62	3,517.14	167,669.29	7,270.95	203,464.00
1.c.6	138 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Poste de concreto	138	1C	10,002.00	15,004.62	3,517.14	180,574.34	7,270.95	216,369.05
1.c.7	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de acero	138	1C	10,002.00	15,004.62	3,517.14	266,667.52	7,270.95	302,462.23
1.c.8	138 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Poste de acero	138	1C	10,002.00	15,004.62	3,517.14	287,939.25	7,270.95	323,733.96
2.a.1	230 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	132,221.31	8,054.63	192,368.85
2.a.2	230 kV - 1C - 1km - ACSR 954 1 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	160,998.91	8,054.63	221,146.45
2.a.3	230 kV - 1C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	161,662.64	8,054.63	221,810.18
2.a.5	230 kV - 1C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	144,350.56	8,054.63	204,498.10
2.a.6	230 kV - 1C - 1km - ACAR 550 1 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	133,561.25	8,054.63	193,708.79
2.a.7	230 kV - 1C - 1km - ACAR 1024.5 1 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	163,301.33	8,054.63	223,448.87
2.a.8	230 kV - 1C - 1km - ACAR 1300 1 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	171,813.71	8,054.63	231,961.25
2.a.9	230 kV - 1C - 1km - ACAR 350 2 C/F Torre de acero	230	1C	11,849.00	36,680.76	3,563.15	143,822.23	8,054.63	203,969.77
2.b.1	230 kV - 2C - 1km - ACSR 477 1 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	214,262.25	8,054.63	292,747.42
2.b.3	230 kV - 2C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	255,960.61	8,054.63	334,445.78
2.b.5	230 kV - 2C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	237,297.24	8,054.63	315,782.41
2.b.6	230 kV - 2C - 1km - ACAR 550 1 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	216,942.10	8,054.63	295,427.27
2.b.7	230 kV - 2C - 1km - ACAR 1024.5 1 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	259,794.20	8,054.63	338,279.37
2.b.8	230 kV - 2C - 1km - ACAR 1300 1 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	276,262.76	8,054.63	354,747.93
2.b.9	230 kV - 2C - 1km - ACAR 350 2 C/F Torre de acero	230	2C	11,849.00	55,018.39	3,563.15	236,240.66	8,054.63	314,725.83
2.c.1	230 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de concreto	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	217,098.45	8,054.63	258,905.61
2.c.2	230 kV - 1C - 1km - ACSR 954 1 C/F Poste de concreto	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	237,601.95	8,054.63	279,409.11
2.c.3	230 kV - 1C - 1km - ACAR 550 1 C/F Poste de concreto	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	218,438.39	8,054.63	260,245.55
2.c.4	230 kV - 1C - 1km - ACAR 1024.5 1 C/F Poste de concreto	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	239,904.36	8,054.63	281,711.52
2.c.5	230 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de acero	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	376,875.31	8,054.63	418,682.47
2.c.6	230 kV - 1C - 1km - ACSR 954 1 C/F Poste de acero	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	397,378.80	8,054.63	439,185.96
2.c.7	230 kV - 1C - 1km - ACAR 550 1 C/F Poste de acero	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	378,215.24	8,054.63	420,022.40
2.c.8	230 kV - 1C - 1km - ACAR 1024.5 1 C/F Poste de acero	230	1C	11,849.00	18,340.38	3,563.15	399,681.22	8,054.63	441,488.38
2.d.1	230 kV - 2C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de concreto	230	2C	11,849.00	27,509.20	3,563.15	314,358.86	8,054.63	365,334.84
2.d.3	230 kV - 2C - 1km - ACAR 550 1 C/F Poste de concreto	230	2C	11,849.00	27,509.20	3,563.15	317,038.71	8,054.63	368,014.69
2.d.4	230 kV - 2C - 1km - ACAR 1024.5 1 C/F Poste de concreto	230	2C	11,849.00	27,509.20	3,563.15	359,970.66	8,054.63	410,946.64
2.d.5	230 kV - 2C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de acero	230	2C	11,849.00	27,509.20	3,563.15	444,642.33	8,054.63	495,618.31
2.d.7	230 kV - 2C - 1km - ACAR 550 1 C/F Poste de acero	230	2C	11,849.00	27,509.20	3,563.15	447,322.18	8,054.63	498,298.16
2.d.8	230 kV - 2C - 1km - ACAR 1024.5 1 C/F Poste de acero	230	2C	11,849.00	27,509.20	3,563.15	490,254.13	8,054.63	541,230.11
4.1	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F	115	1C	no aplica	no aplica	5,208.96	79,351.30	6,795.28	91,355.54
4.2	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1300 1 C/F	115	1C	no aplica	no aplica	5,208.96	88,624.27	6,795.28	100,628.51
4.3	138 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F	138	1C	no aplica	no aplica	5,275.71	79,351.30	7,270.95	91,879.96
4.4	138 kV - 1C - 1km - ACAR 1300 1 C/F	138	1C	no aplica	no aplica	5,275.71	88,624.27	7,270.95	101,170.93
4.5	230 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F	230	1C	no aplica	no aplica	5,344.73	79,351.30	8,054.63	92,750.66
4.6	230 kV - 1C - 1km - ACAR 1300 1 C/F	230	1C	no aplica	no aplica	5,344.73	88,624.27	8,054.63	102,023.63
4.7	230 kV - 1C - 1km - ACAR 500 2 C/F	230	1C	no aplica	no aplica	5,344.73	83,513.10	8,054.63	96,912.46
4.8	230 kV - 1C - 1km - ACAR 650 2 C/F	230	1C	no aplica	no aplica	5,344.73	98,167.10	8,054.63	111,566.46
4.9	115 kV - 1C - 1km - ACSS 795 1 C/F	115	1C	no aplica	no aplica	5,208.96	88,291.39	6,795.28	100,295.63
4.10	230 kV - 1C - 1km - ACSS 477 2 C/F	230	1C	no aplica	no aplica	5,344.73	106,466.10	8,054.63	119,865.46

Tabla 125. Resultados de la consultoría de estimación de costos referenciales de proyectos de transmisión - Costos Unitarios de bahías, transformadores y bloques de compensación reactiva.

Clave	Descripción	kV	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromecánica	Supervisión	Total (US\$/Unidad)
5.1	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/115 100MVA	230/115	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,921,780.81	36,609.33	2,270,242.43
5.2	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/138 100MVA	230/138	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,925,626.53	36,609.33	2,274,088.15
5.3	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/115 150MVA	230/115	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,249,369.98	36,609.33	2,597,831.60
5.4	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/138 150 MVA	230/138	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,253,215.58	36,609.33	2,601,677.20
5.7	BANCO TRANSF 4T 1F 230/115 180-300MVA	230/115	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,681,494.12	73,218.65	5,132,265.51
5.8	BANCO TRANSF 4T 1F 230/138 180-300MVA	230/138	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,690,723.84	73,218.65	5,141,495.23
5.9	BANCO TRANSF 4T 1F 230/115 270-450MVA	230/115	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,467,708.08	73,218.65	5,918,479.47
5.10	BANCO TRANSF 4T 1F 230/138 270-450MVA	230/138	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,476,937.80	73,218.65	5,927,709.19
5.11	AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/115 100MVA	230/115	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,900,925.15	36,609.33	2,249,386.77
5.12	AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/138 100MVA	230/138	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,904,733.90	36,609.33	2,253,195.52
5.13	AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/115 150MVA	230/115	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,286,397.40	36,609.33	2,634,859.02
5.14	AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/138 150 MVA	230/138	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,290,206.15	36,609.33	2,638,667.77
5.17	BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	230/115	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,482,896.92	73,218.65	4,933,668.31
5.18	BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/138 180-300MVA	230/138	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,491,673.08	73,218.65	4,942,444.47
5.19	BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 270-450MVA	230/115	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,197,708.64	73,218.65	5,648,480.03
5.20	BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/138 270-450MVA	230/138	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,206,287.56	73,218.65	5,657,058.95
6.1	BANCO DE CAPACITORES 230 kV DE 5MVAR	230	No aplica	25,134.00	51,703.07	199,464.34	36,609.33	312,910.74
6.2	BANCO DE CAPACITORES 230 kV DE 10MVAR	230	No aplica	25,134.00	51,703.07	248,768.50	36,609.33	362,214.90
6.3	BANCO DE CAPACITORES 230 kV DE 20MVAR	230	No aplica	25,134.00	51,703.07	335,050.78	36,609.33	448,497.18
6.4	BANCO DE REACTORES 230 kV 15 MVAR	230	No aplica	25,134.00	23,453.03	1,724,679.32	36,609.33	1,809,875.68
6.5	BANCO DE REACTORES 230 kV 60 MVAR	230	No aplica	25,134.00	23,453.03	2,086,177.36	36,609.33	2,171,373.72
6.6	BANCO DE CAPACITORES 230 kV DE 5MVAR CON BAHÍA	230	183,128.25	71,902.00	327,077.37	1,919,201.29	99,843.62	2,601,152.53
6.7	BANCO DE CAPACITORES 230 kV DE 10MVAR CON BAHÍA	230	183,128.25	71,902.00	327,077.37	1,968,505.45	99,843.62	2,650,456.69
6.8	BANCO DE CAPACITORES 230 kV DE 20MVAR CON BAHÍA	230	183,128.25	71,902.00	327,077.37	2,141,063.91	99,843.62	2,823,015.15
6.9	BANCO DE REACTORES 230 kV 15 MVAR CON BAHÍA	230	183,128.25	71,902.00	298,827.33	3,444,416.27	99,843.62	4,098,117.47
6.10	BANCO DE REACTORES 230 kV 60 MVAR CON BAHÍA	230	183,128.25	71,902.00	298,827.33	3,805,914.31	99,843.62	4,459,615.51
7.3	BAHIA DE LINEA DE 230 kV BP+BT	230	183,128.25	46,768.00	275,374.30	1,719,736.95	63,234.29	2,288,241.79
7.2	BAHIA DE LINEA DE 138 kV BP+BT	138	61,042.75	43,944.00	143,270.21	931,628.66	59,906.00	1,239,791.62
7.8	BAHIA DE BANCO DE 230 kV BP+BT	230	366,256.50	46,768.00	397,968.73	2,342,742.82	63,234.29	3,216,970.34
7.13	BAHIA DE LINEA DE 230 kV INTYMED	230	183,128.25	46,768.00	288,089.85	1,830,036.43	63,234.29	2,411,256.82
7.7	BAHIA DE BANCO DE 138 kV BP+BT	138	122,085.50	43,944.00	207,100.55	1,365,731.06	59,906.00	1,798,767.11
7.18	BAHIA DE BANCO DE 230 kV INTYMED	230	366,256.50	46,768.00	410,684.28	2,458,800.77	63,234.29	3,345,743.84
7.1	BAHIA DE LINEA DE 115 kV BP+BT	115	61,042.75	43,944.00	127,957.56	876,851.98	59,906.00	1,169,702.29
7.12	BAHIA DE LINEA DE 138 kV INTYMED	138	61,042.75	43,944.00	150,740.68	1,006,130.30	59,906.00	1,321,763.73
7.6	BAHIA DE BANCO DE 115 kV BP+BT	115	122,085.50	43,944.00	188,159.42	1,294,893.30	59,906.00	1,708,988.22
7.11	BAHIA DE LINEA DE 115 kV INTYMED	115	61,042.75	43,944.00	135,428.03	950,160.46	59,906.00	1,250,481.24
7.17	BAHIA DE BANCO DE 138 kV INTYMED	138	122,085.50	43,944.00	216,612.61	1,439,214.42	59,906.00	1,881,762.53
7.16	BAHIA DE BANCO DE 115 kV INTYMED	115	122,085.50	43,944.00	194,696.08	1,367,780.08	59,906.00	1,788,411.66

5.7.2. Costos referenciales proporcionados por la EPR

Los costos de las ampliaciones del segundo circuito SIEPAC y nuevas interconexiones, se estimaron con base a los costos referenciales proporcionados por la EPR. A continuación, el resumen de dichos costos referenciales.

Tabla 126. Costos unitarios proporcionados por EPR, para construcción del segundo circuito de la línea SIEPAC

Clave	Descripción	kV	#Circ	Total (\$/km)
EPR-2	SE Panaluya - SE San Nicolás (La Entrada)	230	1C	100,836.67
EPR-3	SE La Vega - SE Ahuachapán	230	1C	100,489.00
EPR-4	SE 15 de Septiembre - SE Agua Caliente	230	1C	100,194.39
EPR-5	SE San Nicolás (La Entrada) - SE San Buenaventura	230	1C	101,007.01
EPR-6	SE Agua Caliente - SE Sandino	230	1C	101,508.33
EPR-7	SE La Virgen - SE Cañas (*)	230	1C	101,286.45
EPR-8	SE Guate Norte - SE San Agustín	230	1C	100,743.09
EPR-9	SE San Agustín - SE Panaluya	230	1C	100,743.09
EPR-10	SE Cañas - SE Parrita	230	1C	100,743.09
EPR-11	SE Parrita - SE Palmar Norte	230	1C	100,743.09
EPR-12	SE Palmar Norte - SE Río Claro	230	1C	100,743.09
EPR-13	SE Río Claro - SE Dominical	230	1C	100,430.23
EPR-14	SE Dominical - SE Veladero	230	1C	100,181.28

Nota: La línea La Virgen-Cañas, a futuro será La Virgen-Guayabo, cuando se incorpore la subestación Guayabo.

5.7.3. Costos referenciales obtenidos de los planes de expansión nacionales.

A partir de los costos de las ampliaciones, informados en los documentos de los planes de expansión nacionales, se calcularon costos unitarios, que fueron utilizados para determinar el costo de algunas ampliaciones de características similares. En las siguientes tablas se muestran los costos unitarios calculados para líneas de transmisión, bahías de subestación, transformadores y compensación reactiva, tomados de los planes de expansión nacionales.

Tabla 127. Costos Unitarios de líneas de transmisión de 115 kV y 138 kV, calculados a partir de los planes nacionales de expansión

No.	Descripción	kV	Clave-Id	Costo Unitario MUS\$/km
1	Construcción de una línea, conductor Flicker 477, montado en estructuras doble circuito.	115	New-LT-115KV-1C-E2C-ES-1	0.244
2	Construcción de una línea, conductor Flicker 477, montado en estructuras doble circuito.	115	New-LT-115KV-1C-E2C-ES-2	0.244
3	Construcción de una línea, Doble Circuito, conductor 636 ACSR	115	New-LT-115KV-2C-PA	0.262
4	Construcción de una línea, con conductor 636 ACSR, montada en torres para doble circuito.	115	New-LT-115KV-1C-E2C-PA	0.226
5	Construcción de una línea en circuito simple, conductor 636 kcmil ACSR	115	New-LT-115KV-1C-PA	0.181
6	Bahías 138 kV LNI-II, LPC, construcción de línea 138 kV LNI-LNII-LPC	138	New-LT-138KV-1C-NI-1	0.558
7	Construcción de una línea 138kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, circuito simple con guarda OPGW	138	New-LT-138KV-1C-NI-2	0.195
8	Construcción de una línea 138kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, circuito simple con guarda OPGW	138	New-LT-138KV-1C-NI-3	0.195
9	Repotenciación de 130 MVA a 260 MVA, línea 115kV por cambio de conductor.	115	Reconductor-LT-115KV-1C-ES-1	0.140
10	Construcción de una línea en circuito simple, doble conductor por fase, Flicker 477 kcmil ACSR, 260 MVA de capacidad.	115	New-LT-115KV-1C-2CXF-ES	0.353
11	Repotenciación instalando conductor Peacock 605 kcmil-ACSS	115	Reconductor-LT-115KV-1C-EOR	0.087
12	Repotenciación instalando conductor 556.5 kcmil, Dove ACSS/TW	138	Reconductor-LT-138KV-1C-NI	0.051
13	Repotenciación instalando conductor 477 kcmil FLICKER-ACSS/TW	138	Reconductor-LT-115KV-1C-EOR-FLKR	0.071
14	Reconductor_LT-115-138KV-DOVE-ACSS/TW-556MCM	138	Reconductor-LT-138KV-1C-EOR-DVE	0.070

Tabla 128. Costos Unitarios de líneas de transmisión de 230 kV, calculados a partir de los planes nacionales de expansión

Descripción	Clave	Costo Unitario MUS\$/km
Construcción de una línea 230 kV, conductor 1024 ACAR, sobre torres de acero-celosis para circuito sencillo.	New-LT-230KV-1C-EPR	0.300
Montar un segundo circuito, conductor 1024 ACAR, en estructura doble circuito existente-Ref_2	New-LT-230KV-1C-AGCSND-EPR	0.102
Montar un segundo circuito, conductor 1024 ACAR, en estructura doble circuito existente-Ref_3	New-LT-230KV-1C-15SEPAGC-EPR	0.100
Nueva línea en 230 kV-1024kcmil-NIC-1	New-LT-230KV-1C-SNBLVG-NI	0.271
Nueva línea en 230 kV-1024kcmil-NIC-2	New-LT-230KV-1C-BCOGAT-NI	0.342
Construcción de una línea, Doble Circuito Conductor 636 kcmil ACSR	New-LT-230KV-2C-636ACSR-PA	0.288
Construcción de una línea, Doble Circuito Conductor 750 kcmil ACAR	New-LT-230KV-2C-750ACSR-PA	0.285
Construcción de un circuito, conductor 750 kcmil, ACAR, en torres para doble circuito.	New-LT-230KV-1C-750ACAR-PA-1	0.222
Construcción de una línea, circuito sencillo, conductor 750 kcmil, ACAR.	New-LT-230KV-1C-750ACAR-PA-2	0.190
Construcción de una línea, Doble Circuito, conductor 1200 kcmil, ACAR.	New-LT-230KV-2C-1200ACAR-PA	0.343
Construcción de un circuito, conductor 1200 kcmil, ACAR, en torres para doble circuito.	New-LT-230KV-1C-E2C-PA	0.296
Construcción de una línea, circuito sencillo, conductor 1200 kcmil, ACAR	New-LT-230KV-1C-PA	0.228
Construcción de una línea, Doble Circuito, doble conductor por fase, 2 x 1200 kcmil ACAR	New-LT-230KV-2C-2CF-PA	0.647
Construcción de línea 230 kV 1024 kcmil-NIC-3	New-LT-230KV-1C-NI	0.216
Repotenciación instalando conductor Condor 795 kcmil ACSS/TW	Reconductor-LT-230KV-1C-NI	0.128
Repotenciación instalando conductor 1024 kcmil, ACAR	Reconductor-LT-230KV-1C-ACAR-EOR	0.085
Repotenciación instalando conductor Drake 795 kcmil, ACCC	Reconductor-LT-230KV-1C-DRAKE-EOR	0.088
Construcción de un circuito, conductor, conductor Condor 795 kcmil, ACSR, en estructuras doble circuito.	New-LT-230KV-1C-Propia	0.181

Tabla 129. Costos referenciales de bahías de subestaciones, obtenidos de los planes nacionales de expansión

Descripción	kV	Clave	Costos Unitarios MUS\$/Unidad
Bahía interruptor y medio - 115kV	115	B-1.5i-115-ES	1.283
Bahía con 1 interruptor. 115 kV	115	B-1i-115-PA	1.137
Bahía con 2 interruptores 115 kV	115	B-2i-115-PA	1.945
Bahía en configuración con 3 interruptores 115 kV	115	B-1.5i-115-PA-2	3.082
Bahía para Barra Simple-138KV-Ref-NI-1	138	B-1i-138-NI-1	0.908
Bahía para Barra Simple-138KV-Ref-NI-2	138	B-1i-138-NI-2	0.908
Bahía de transformación 230/138 kV	138	B-T-138-NI	0.882
Bahía interruptor y medio-230kV-EPR	230	B-1.5i-230-EPR	3.739
Bahía con 1 interruptor 230 kV	230	B-1i-230-PA	1.957
Bahía con 2 interruptores 230 kV	230	B-2i-230-PA	3.498
Bahía en configuración con 3 interruptores 230 kV	230	B-1.5i-230-PA	5.455
Bahía LT 230kV- Doble interruptor	230	B-2i-230-NI	1.066
Bahía Interruptor y Medio (ramas) -Terrabona	230	B-1.5i-230-NI	2.481

Tabla 130. Costos unitarios referenciales de transformadores, obtenidos de los planes nacionales de expansión

Descripción	Clave	Costos Unitarios MUS\$/MVA
Autotransformador 120 MVA, 238/138 kV	AutoTRF-120MVA-NI	0.0285
Autotransformadores 75MVA 203/115kV	AutoTRF-75MVA-ES	0.0867
Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	AutoTRF-175MVA-PA	0.0320
Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	AutoTRF-70MVA-PA	0.0307
Transformadores 115/230 kV 60/80/100 MVA	AutoTRF-60MVA-PA	0.0333

Tabla 131. Costos unitarios referenciales de compensación reactiva, obtenidos de los planes nacionales de expansión

Clave	kV	Costos Unitarios MUS\$/MVA
Reactor-230kV-NI	230	0.125
Cap-20MVAR-PA	115	0.01
Cap-30MVAR-PA	230	0.01

En las siguientes gráficas se ilustran, los costos unitarios de las distintas fuentes de referencia, para comparación.

Gráfico 1. Costos unitarios referenciales de líneas de transmisión

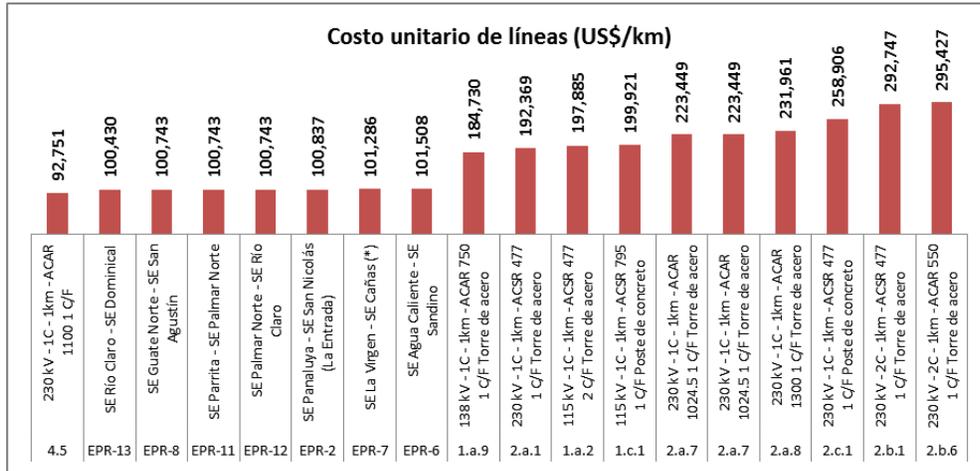


Gráfico 2. Costos de bahías de subestación

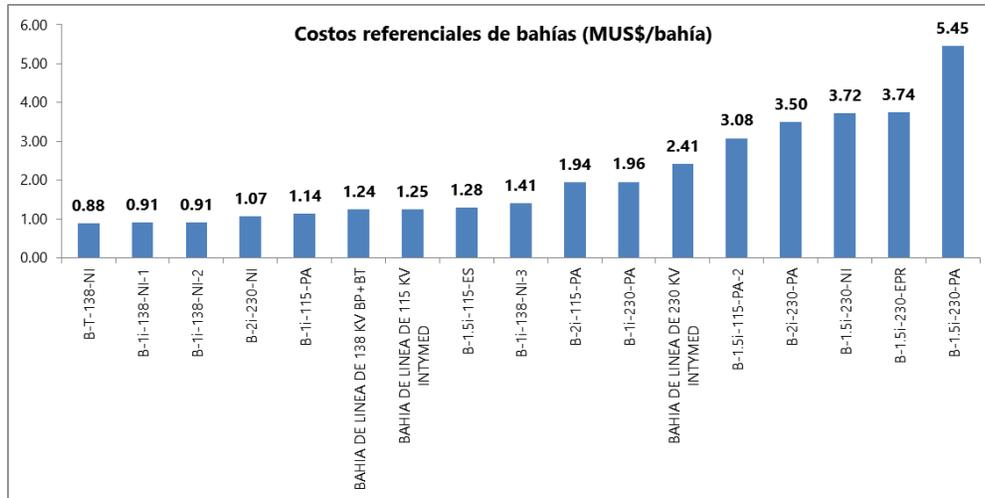
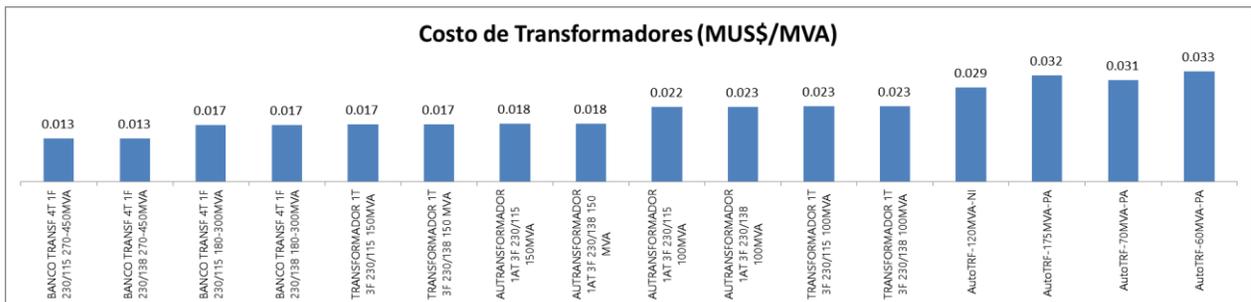


Gráfico 3. Costos referenciales de transformadores (MUS\$/MVA)





5.7.4. Costo estimado de las ampliaciones, para los escenarios de expansión A1, C1 y C2

Tabla 132. Escenario de expansión A1 - Costo estimado de las ampliaciones de transmisión requeridas

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	7.43
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del existente)		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	7.78
3	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	1.09
4	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	1.43
5	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022	4.24
6	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
7	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	2.61
8	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nueva	115	150	2024	3.69
9	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
10	El Salvador	15SEP-BERL	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kv entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	15.54	LTX	Repotenciar	115	150	2022	2.18
11	El Salvador	SRF-115-SVC-115	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kv entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024	1.78
12	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	2.86
13	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	7.95
14	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	7.95
15	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur - San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	14.22
16	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022	10.19
17	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022	8.09
18	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
19	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
20	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
21	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
22	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
23	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
24	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	1.25
25	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	7.73
26	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
27	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48
28	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
29	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48
30	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
31	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
32	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95



No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$
33	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
34	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
35	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	5.19
36	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	2.09
37	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024	5.11
38	Costa Rica	CAS230B-GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	38.2	LTX	Repotenciar	230	400	2022	3.26
39	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuíta.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	3.8
40	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	6.06
41	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	7.28
42	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	8.50
43	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	3.22
44	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304-500	2023	13.55
45	Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	LTX	Nueva	230	247	2026	4.43
46	Panamá	GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	LTX	Nueva	230	275	2026	5.99
47	Panamá	LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		TR3D	Nuevo	230/115	100	2026	7.38
48	Interconexión	AGC-FNH-SND-2	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	182.9	LTX	Nueva	230	367	2022	22.3
49	Interconexión	TCP230-VIRG230-FNC	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	1.62	LTX	Repotenciar	230	367	2022	4.29
										226.43



Tabla 133. Escenario de expansión C1 - Costo estimado de las ampliaciones de transmisión requeridas

País	Abreviado	Descripción	km	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$
Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE SMR.		Nuevo	230	40	2022	1.45
Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Nuevo	138	30	2024	1.43
Guatemala	MOY-230/MOY-138-2	Autotransformador en SE Moyuta 230/115/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2026	7.78
Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	Nuevo	230	491.6	2026	7.43
El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	Nuevo	115	150	2022	4.24
El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Nuevo	115	30	2022	1.43
El Salvador	CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Nuevo	115	10	2022	0.48
El Salvador	VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Nuevo	115	10	2022	0.48
El Salvador	VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Nuevo	115	10	2022	0.48
El Salvador	GUAJ-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajoyo		Nuevo	115	10	2022	0.48
El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	Nuevo	115	260	2024	2.61
El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	Nuevo	115	150	2024	3.69
El Salvador	OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Nuevo	115	40	2026	1.90
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2022	7.95
Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	Nuevo	230	405.1	2022	14.22
Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	Nuevo	230	317.3	2022	10.19
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2022	7.95
Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR.	3.78	Nuevo	138	151.8	2022	1.94
Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	Nuevo	230	317.3	2022	3.93
Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Nuevo	138	30	2022	1.43
Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Nuevo	138	30	2022	1.43
Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Nuevo	138	30	2022	1.43
Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Nuevo	138	30	2022	1.43
Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Nuevo	69	30	2022	1.25
Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Nuevo	138	40	2022	1.90
Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Nuevo	138	20	2022	0.95



País	Abreviado	Descripción	km	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$
Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	COMAYAGUA II	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua II.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	CAR B540	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Caracol.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	CKP B576	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE CKP.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	PGR B509	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	BIJ B562	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Bijao.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	BVI B528	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE BVI.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	ELC B560	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Elcosa.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	TSZ B526	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Térmica Sulzer.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	TER LVI 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Las Victorias.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	EL CENTRO	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE El Centro.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	SPS B558	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE San Pedro Sula Sur.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	BCO 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE BECO.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	MER 138	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Merendón.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	ALTIA	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Altia.		Nuevo	138	20	2022	0.95
Honduras	RNA 138KV	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Río Nance.		Nuevo	138	10	2022	0.48
Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	Nuevo	230	317.3	2023	8.09
Honduras	TON B610/TON B535-2	Autotransformador en SE Toncontin 230/115/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2026	7.77
Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		Nuevo	230/138	71.5	2022	5.19
Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	Repotenciación de línea 230 Kv Moín-Cahuita, a 319 MVA con conductor 1024MCM ACSR	43.06	Repotenciar	230	259 a 319	2023	3.80
Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		Nuevo	230/115	70	2022	7.28
Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	Nuevo	115	93	2022	6.06
Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	Nuevo	115	142	2022	3.22
Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	Nuevo	230	275	2022	8.50
Panamá	MDN230/FOR230-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Fortuna, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.5	Nuevo	230	275	2023	12.58
Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	Repotenciar	230	304 a 500	2023	13.55
Panamá	CHA230/CHG230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	65.06	Nuevo	230	304	2024	16.95
Panamá	ESP230/CHG230-2	Línea 230 Kv Esperanza-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	59.85	Nuevo	230	304	2024	15.78
Panamá	LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		Nuevo	230/115	100	2026	7.38
Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	Nuevo	230	247	2026	4.43
Panamá	GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	Nuevo	230	275	2026	5.99
Interconexión	RCL230A/PRO230-2	Nueva línea de interconexión Río Claro-Progreso, circuito simple, 1024MCM ACSR	39.7	Nuevo	230	500	2023	15.64
Interconexión	CAH230/CHA230-2	Nueva línea de interconexión Cahuita-Changuinola, circuito simple, 1024MCM ACSR	60	Nuevo	230	304	2024	21.72
Interconexión	NNC B639/15SE-230-1	Nueva línea de interconexión Nueva Nacaome-15Sept, circuito simple, 1024MCM ACSR	117.37	Nuevo	230	317	2028	28.64
								308.08



Nota: Es importante mencionar que, en la lista de ampliaciones y en la estimación de costos para el escenario C1, no se refleja el costo del segundo circuito de la línea SIEPAC, que consiste en el montaje del conductor y accesorios en 13 tramos de línea y las respectivas bahías de subestación, estimándose el costo en **MUS\$191.9**. El Escenario C1 supone que se construye el segundo circuito SIEPAC y comienza a operar en 2022. Por lo tanto, la inversión total en ampliaciones de transmisión, en este escenario, sería de **MUS\$ 500**.

Tabla 134. Escenario de expansión C2 - Costo estimado de las ampliaciones de transmisión requeridas

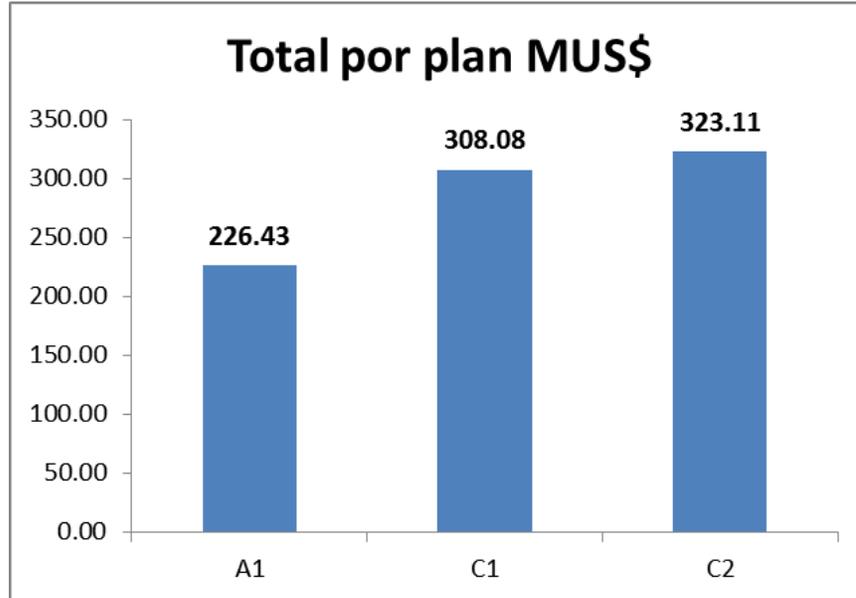
No.	País	Abreviado	Descripción	km	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$
1	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE SMR.		Nuevo	230	30	2022	1.09
2	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Nuevo	115	30	2024	1.43
3	Guatemala	MOY-230/MOY-138-2	Autotransformador en SE Moyuta 230/115/13.8kV, 120MVA		Nuevo	230/138	150	2028	7.78
4	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	Nuevo	230	491.6	2028	7.43
5	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
6	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	Nuevo	115	150	2022	4.24
7	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		Nuevo	230/115	156.3	2024	8.15
8	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	Nuevo	115	260	2024	2.61
9	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	Nuevo	115	150	2024	3.69
10	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Nuevo	115	20	2024	0.95
11	El Salvador	CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Nuevo	115	10	2024	0.48
12	El Salvador	VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Nuevo	115	10	2024	0.48
13	El Salvador	VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Nuevo	115	10	2024	0.48
14	El Salvador	GUAJ-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajoyo		Nuevo	115	10	2024	0.48
15	El Salvador	OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Nuevo	115	40	2024	1.90
16	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Nuevo	138	20	2022	0.95
17	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Nuevo	138	20	2022	0.95
18	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Nuevo	138	30	2022	1.43
19	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Nuevo	138	30	2022	1.43
20	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Nuevo	138	30	2022	1.43
21	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Nuevo	138	30	2022	1.43
22	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Nuevo	69	30	2022	1.25
23	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2022	7.95
24	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	Nuevo	230	405.1	2022	13.08
25	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	Nuevo	230	317.3	2022	10.19



No.	País	Abreviado	Descripción	km	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$
26	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2022	7.95
27	Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR.	3.78	Nuevo	138	151.8	2022	1.94
28	Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fria, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	Nuevo	230	317.3	2022	3.93
29	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Nuevo	115	20	2022	0.95
30	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Nuevo	115	20	2022	0.95
31	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Nuevo	115	20	2022	0.95
32	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Nuevo	115	30	2022	1.43
33	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	Nuevo	230	317.3	2024	8.09
34	Honduras	TON B610/TON B535-2	Autotransformador en SE Toncontin 230/115/13.8kV, 150MVA		Nuevo	230/138	150	2026	7.77
35	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Nuevo	115	30	2026	1.43
36	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Nuevo	115	30	2026	1.43
37	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Nuevo	115	30	2026	1.43
38	Honduras	BVI B528	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE BVI.		Nuevo	115	30	2026	1.43
39	Honduras	TER LVI 138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Las Victorias.		Nuevo	115	30	2026	1.43
40	Honduras	CHM B539	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Choloma.		Nuevo	115	30	2026	1.43
41	Honduras	PRD B618/SLU B637-2	Línea 230 Kv Prado-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	17.64	Nuevo	230	317.3	2028	6.35
42	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		Nuevo	230/138	71.5	2022	5.19
43	Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	Repotenciación de línea 230 Kv Moín-Cahuita, a 319 MVA con conductor 1024MCM ACSR	43.06	Repotenciar	230	259 a 319	2028	3.80
44	Costa Rica	RCL230A/PAL230A-2	Línea 230 Kv Rio Claro-Palmar Norte, circuito simple, 1024MCM ACSR	50.92	Nuevo	230	338	2028	8.85
45	Costa Rica	MOI230A/CAH230-2	Línea 230 Kv Moín-Cahuita, circuito simple, 1024MCM ACSR	43.06	Nuevo	230	319	2028	12.03
46	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		Nuevo	230/115	70	2022	7.28
47	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	Nuevo	115	93	2022	6.06
48	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	Nuevo	115	142	2022	3.22
49	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	Nuevo	230	275	2022	8.50
50	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	Repotenciar	230	304 a 500	2023	13.55
51	Panamá	LSA230/LSA115-T4	Autotransformador en SE Llano Sanchez 230/115/13.8kV, 100MVA		Nuevo	230/115	100	2026	7.38
52	Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Línea 230 Kv Bella Vista-Panamá 3, circuito simple, 795MCM ACSR	10.5	Nuevo	230	247	2026	4.43
53	Panamá	CHA230/CHG230-2	Línea 230 Kv Changuinola-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	65.06	Nuevo	230	304	2026	16.95
54	Panamá	ESP230/CHG230-2	Línea 230 Kv Esperanza-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	59.85	Nuevo	230	304	2026	15.78
55	Panamá	GUA230/PM230-29-2	Línea 230 Kv Guasquita-PM, circuito simple, 1024MCM ACSR	16	Nuevo	230	275	2026	5.99
56	Panamá	MDN230/FOR230-3	Línea 230 Kv Mata de Nance-Fortuna, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.5	Nuevo	230	275	2028	12.58
57	Interconexión	CAH230/CHA230-2	Nueva línea de interconexión Cahuita-Changuinola, circuito simple, 1024MCM ACSR	60	Nuevo	230	304	2028	21.72
58	Interconexión	RCL230A/DOM230-2	Nueva línea de interconexión Rio Claro-Dominical, circuito simple, 1024MCM ACSR	30.74	Nuevo	230	374	2028	6.80
59	Interconexión	NNC B639/15SE-230-1	Nueva línea de interconexión Nueva Nacaome-15Sept, circuito simple, 1024MCM ACSR	117.37	Nuevo	230	317	2028	28.64
									323.11

5.7.5. Resumen de resultados

Gráfico 4. Inversión total en ampliaciones de transmisión, por escenario de expansión



Nota: El Escenario C1 supone que se construye el segundo circuito SIEPAC y comienza a operar en 2022, estimándose el costo en **MUS\$191.9**. Por lo tanto, la inversión total en ampliaciones de transmisión, en este escenario, sería de **MUS\$ 500**. Este valor será considerado en la evaluación económica.

Gráfico 5. Inversión en ampliaciones de transmisión, por área y por escenario de expansión

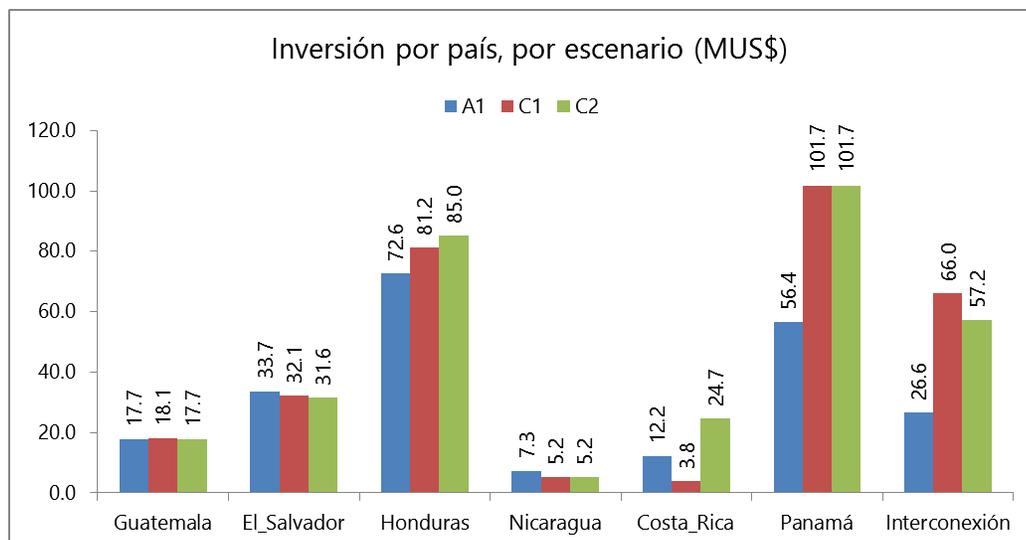
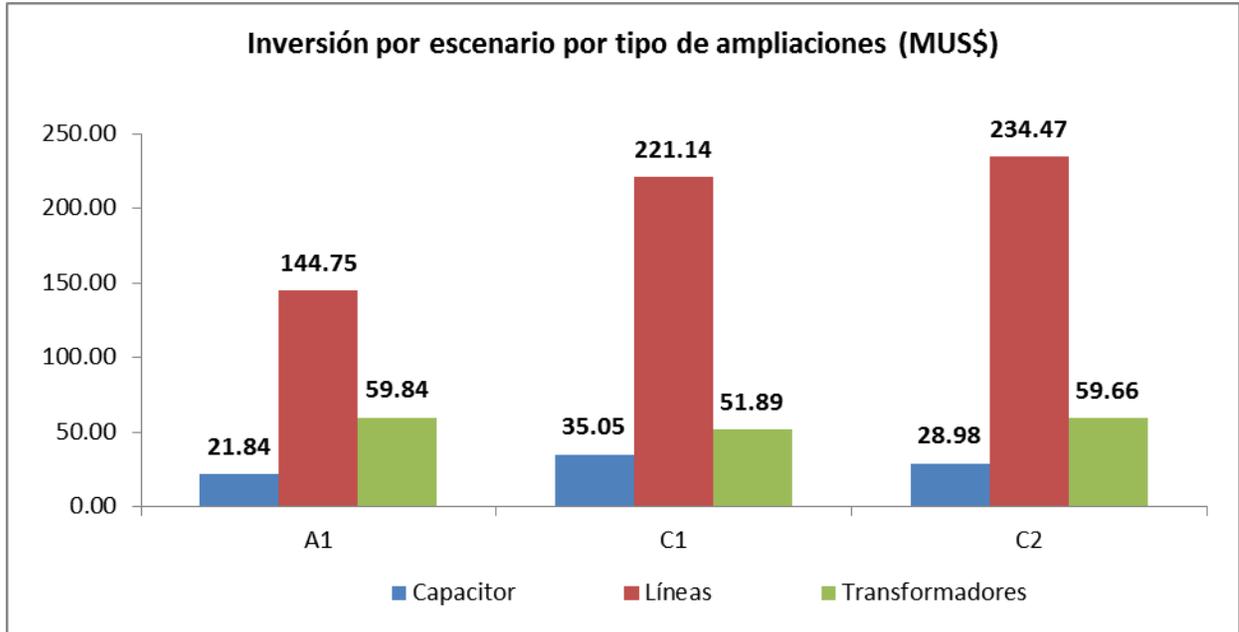


Gráfico 6. Inversión por tipo de ampliación, por escenario de expansión



Nota: El Escenario C1 supone que se construye el segundo circuito SIEPAC que consiste en el montaje del conductor y accesorios en 13 tramos de línea y las respectivas bahías de subestación, estimándose el costo en **MUS\$ 191.9**. Por lo tanto, la inversión total en ampliaciones de transmisión, en este escenario, sería de **MUS\$ 500**.



5.8. CÁLCULO DE INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Conforme a lo establecido en los Artículos 10.6.1 del Libro III del RMER, se realizaron las evaluaciones económicas y de beneficio social de las ampliaciones de transmisión determinadas a través de los estudios técnicos correspondientes a los planes de expansión A1, C1 y C2. La evaluación de las ampliaciones se realizó utilizando los módulos de expansión (OPTGEN) y simulación del MER (SDDP) del SPTR.

Metodología y Premisas

Para realizar el cálculo de los indicadores de evaluación económica y el cálculo del Beneficio social, se consideraron 12 escenarios diferentes:

- **Escenario 1:** Simulación del MER sin ampliaciones. Este escenario es el caso inicial, en la situación actual del sistema.
- **Escenario 2:** Simulación del MER con todas las ampliaciones en servicio. Al escenario inicial se agregan todas las ampliaciones de transmisión determinados por medio de estudios eléctricos.
- **Escenarios 3 al 10:** Simulación del MER sin considerar grupos particulares de ampliaciones. Al escenario con proyectos se retira, uno a uno, cada grupo de ampliaciones de transmisión definidos en los estudios eléctricos (Escenario sin grupo Guatemala, escenario sin grupo El Salvador, escenario sin grupo Honduras, escenario sin grupo Nicaragua, escenario sin grupo Costa Rica, escenario sin grupo Panamá, escenario sin grupo de Interconexiones entre países y por ultimo para el plan de expansión C1 se creó un escenario sin grupo de líneas SIEPAC que no son interconexiones).

Parámetros de las simulaciones

Los parámetros utilizados en el modelo de simulación para cada uno de los escenarios se detallan a continuación:

Horizonte de análisis	El estudio abarca los años 2018-2019, en etapas de resolución mensual. <ul style="list-style-type: none"> • Etapa inicial: enero - 2018 • Etapa final: diciembre - 2028
Año inicial de hidrología	Se definió el año 2006, siendo este el año análogo que mejor representa las condiciones hidrológicas esperadas para el corto plazo en la región centroamericana.
Tasa de descuento	8.67%, conforme a lo establecido en la Resolución CRIE-24-2018.
Costos por energía no suministrada	Se definieron cuatro (4) escalones de CENS, conforme a lo establecido en la resolución CRIE-34-2018: <ul style="list-style-type: none"> • Escalón 1 – De 0% hasta 5% de ENS – 466 \$/MWh, • Escalón 2 – Mayor a 5% hasta 10% de ENS – 870 \$/MWh, • Escalón 3 – Mayor a 10% hasta 30% de ENS – 1,216 \$/MWh • Escalón 4 – Mayor a 30% hasta 100% de ENS – 2,056 \$/MWh
Tipo de estudio	Estocástico
Modelo de caudales	Sintéticos ARP
Número de escenarios forward	50
Número de escenarios backward	25
Número mínimo de iteraciones	1
Número máximo de iteraciones	10
Años adicionales para efecto de amortiguamiento de los embalses	2
Configuración de restricciones cronológicas	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Sorteo de escenarios
Evaluación de la red eléctrica	Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión ≥ 115 kV) y circuitos inter regionales.

Agrupamiento de ampliaciones por funcionalidad

A efecto de realizar las evaluaciones económicas, y estimar los excedentes y de Beneficios sociales, se agruparon las ampliaciones por país, considerando la relación funcional entre las obras, para viabilizar las transferencias a través de un sistema, en un mismo sentido. Esto requiere hacerse debido a que un enlace de transmisión, por sí solo no puede impactar el costo operativo del sistema, si no se cuenta con otras ampliaciones de red que viabilizan los intercambios en otras partes del sistema eléctrico. Bajo esta consideración, se conformó un grupo de ampliaciones por país, un grupo para las interconexiones y para el plan de expansión C1 se adicionó un grupo para las líneas SIEPAC que no son interconexiones (8 grupos de ampliaciones), compuestas según se indica a continuación:

Tabla 135. Agrupamiento de las ampliaciones para el plan de expansión A1.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Estimado (MUS\$)
1. Grupo Guatemala	Nueva línea 230 kV entre las SE Aguacapa-Pacífico	230	21.62	2022	7.43
	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del existente)	230/138	--	2022	7.78
2. Grupo El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2024	1.78
	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	2022	4.24
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	2022	2.61
	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/115 kV, 156.3 MVA	230/115	--	2022	8.15
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/115 kV, 156.3 MVA	230/115	--	2022	8.15
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 Kv entre las SE 15 de Septiembre – Berlín	115	15.54	2022	2.18
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2024	3.69
3. Grupo Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	2022	8.09
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	2022	14.22
	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	230	17.5	2022	7.73
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	2022	10.19
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)	230/138	--	2022	7.95
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)	230/138	--	2022	7.95
	Instalación de 30 MVA de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69	--	2022	1.25

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Estimado (MUS\$)
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontín 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Láinez 138 kV	138	--	2022	0.95
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Cañada 138 kV	138	--	2022	0.95
4. Grupo Nicaragua	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138	--	2022	5.19
	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime – Rivas	138	41.11	2024	2.09
5. Grupo Costa Rica	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas – Guayabo	230	38.2	2022	3.25
	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	230	43.06	2022	3.80
	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote – Guayabo	230	6.02	2024	5.11
6. Grupo Panamá	Nueva línea 115 kV entre las SE Panamá - Cáceres	115	0.78	2022	3.22
	Nueva línea 230 kV entre las SE Fortuna - Guasquitas	230	16.01	2022	8.50
	Nueva línea 115 kV entre las SE Mata de Nance – Caldera	115	25	2022	6.06
	Nuevo transformador en SE Mata del Nance 230/115 kV, 100 MVA	230/115	--	2022	7.28
	Repotenciación a 500 MVA de línea 230 kV entre las SE Fortuna – Chiriquí Grande	230	37.7	2023	13.55
	Nueva línea 230 kV entre las SE Bella Vista - Panamá III	230	10.5	2026	4.43
	Nueva línea 230 kV entre las SE Guasquitas - PM230	230	16	2026	5.99
	Nuevo transformador en SE Llano Sanchez 230/115 kV, 100 MVA	230/115	--	2026	7.38
7. Grupo Interconexiones	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente – Sandino	230	182.9	2022	22.3
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	230	105.6	2022	4.29

Tabla 136. Agrupamiento de las ampliaciones para el plan de expansión C1.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Estimado (MUS\$)
1. Grupo Guatemala	Nueva línea 230 kV entre las SE Aguacapa-Pacífico	230	21.62	2026	7.43
	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA	230/138	--	2026	7.78
2. Grupo El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	2022	4.24
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	2024	2.61
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2024	3.69
	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/115 kV, 156.3 MVA	230/115	--	2022	8.15
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/115kV, 156.3 MVA	230/115	--	2022	8.15
3. Grupo Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	2022	10.19
	Nueva línea 230 kV entre las SE Nueva Nacaome - Agua Fria	230	0.82	2022	3.93
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)	230/138	--	2022	7.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	2023	8.09
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)	230/138	--	2026	7.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	2022	14.22
	Nuevo transformador en SE Toncontin 230/138 kV, 150 MVA	230/138	--	2026	7.77
	Nueva línea 138 kV entre las SE Choloma - TER LVI	138	3.78	2022	1.94
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69	--	2022	1.25
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Laínez 138 kV	138	--	2022	0.95
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Cañada 138 kV	138	--	2022	0.95
4. Grupo Nicaragua	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138	--	2022	5.19
5. Grupo Costa Rica	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	230	43.06	2023	3.80



Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Estimado (MUS\$)
6. Grupo Panamá	Repotenciación a 500 MVA de línea 230 kV entre las SE Fortuna – Chiriquí Grande	230	37.7	2023	13.55
	Nueva línea 115 kV entre las SE Panamá - Cáceres	115	0.78	2022	3.22
	Nueva línea 230 kV entre las SE Fortuna - Guasquitas	230	16.01	2022	8.50
	Nueva línea 230 kV entre las SE Mata del Nance – Fortuna	230	37.5	2023	12.58
	Nueva línea 230 kV entre las SE Bella Vista - Panamá III	230	10.5	2026	4.43
	Nueva línea 230 kV entre las SE Changuinola – Chiriqui Grande	230	65.06	2024	16.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE Esperanza – Chiriqui Grande	230	59.85	2024	15.78
	Nueva línea 230 kV entre las SE Guasquitas - PM230	230	16	2026	5.99
	Nueva línea 115 kV entre las SE Mata de Nance – Caldera	115	25	2022	6.06
	Nuevo transformador en SE Llano Sanchez 230/115 kV, 100 MVA	230/115	--	2026	7.38
	Nuevo transformador en SE Mata del Nance 230/115 kV, 70 MVA	230/115	--	2022	7.28
	7. Grupo Interconexiones	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente – Sandino	230	182.9	2022
Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE La Vega – Ahuachapán		230	89.97	2022	12.85
Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Panaluya – La Entrada Copán		230	127.1	2022	16.43
Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE 15 de Septiembre – Agua Caliente		230	147.1	2022	18.46
Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE La Virgen – Cañas		230	162	2022	20.15
Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Rio Claro – Dominical		230	30.74	2022	6.80
Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Rio Claro – Progreso		230	39.7	2023	15.64
Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Cahuita – Changuinola		230	60	2024	21.72
Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Nueva Nacaome – 15 de Septiembre		230	117.37	2028	28.64
8. Grupo SIEPAC		Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Guatemala Norte – San Agustín	230	57.08	2022
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE San Agustín – Panaluya	230	60.11	2022	9.39
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE La Entrada Copán – San Buena Ventura	230	89	2022	12.72
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Cañas – Jacó	230	147.66	2022	18.74
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Jacó –	230	40.06	2022	7.79

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Estimado (MUS\$)
	Parrita				
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Parrita – Palmar	230	129.35	2022	17.21
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Rio Claro – Palmar	230	50.92	2022	8.85
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Dominical – Veladero	230	142	2022	17.93

Tabla 137. Agrupamiento de las ampliaciones para el plan de expansión C2.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Total (MUS\$)
1. Grupo Guatemala	Nueva línea 230 kV entre las SE Aguacapa-Pacífico	230	21.62	2028	7.43
	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA	230/138	--	2028	7.78
2. Grupo El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	2022	4.24
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	2024	2.61
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2024	3.69
	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/115 kV, 156.3 MVA	230/115	--	2022	8.15
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/115 kV, 156.3 MVA	230/115	--	2024	8.15
3. Grupo Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	2024	8.09
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	2022	14.22
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fría-Agua Caliente	230	28.28	2022	10.19
	Nueva línea 138 kV entre las SE Choloma - TER LVI	138	3.78	2022	1.94
	Nueva línea 230 kV entre las SE Prados - Santa Lucía	230	17.64	2028	6.35
	Nueva línea 230 kV entre las SE Nueva Nacaome - Agua Fría	230	0.82	2022	3.93
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)	230/138	--	2022	7.95
	Nuevo transformador en SE Toncontin 230/138 kV, 150 MVA	230/138	--	2026	7.77
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)	230/138	--	2022	7.95
	Instalación de 30 MVAr de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69	--	2022	1.25



Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año de entrada	Costo Total (MUS\$)
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138	--	2022	1.43
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Laínez 138 kV	138	--	2022	0.95
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Cañada 138 kV	138	--	2022	0.95
4. Grupo Nicaragua	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138	--	2022	5.19
5. Grupo Costa Rica	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	230	43.06	2028	3.80
	Nueva línea 230 kV entre las SE Moin-Cahuita.	230	43.06	2028	12.03
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Rio Claro – Palmar	230	50.92	2028	8.85
6. Grupo Panamá	Nueva línea 230 kV entre las SE Bella Vista - Panamá III	230	10.5	2026	4.43
	Nueva línea 230 kV entre las SE Changuinola – Chiriqui Grande	230	65.06	2026	16.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE Esperanza – Chiriqui Grande	230	59.85	2026	15.78
	Nueva línea 230 kV entre las SE Guasquitas - PM230	230	16	2026	5.99
	Nueva línea 115 kV entre las SE Mata de Nance – Caldera	115	25	2022	6.06
	Nueva línea 230 kV entre las SE Mata del Nance – Fortuna	230	37.5	2028	12.58
	Nuevo transformador en SE Llano Sanchez 230/115 kV, 100 MVA	230/115	--	2026	7.38
	Nuevo transformador en SE Mata del Nance 230/115 kV, 70 MVA	230/115	--	2022	7.28
	Nueva línea 115 kV entre las SE Panamá - Cáceres	115	0.78	2022	3.22
	Nueva línea 230 kV entre las SE Fortuna - Guasquitas	230	16.01	2022	8.50
	Repotenciación a 500 MVA de línea 230 kV entre las SE Fortuna – Chiriquí Grande	230	37.7	2023	13.55
7. Grupo Interconexiones	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Nueva Nacaome – 15 de Septiembre	230	117.37	2028	28.64
	Nueva línea SIEPAC 230 kV entre las SE Rio Claro – Dominical	230	30.74	2028	6.80
	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Cahuita – Changuinola	230	60	2028	21.72

Tabla 138. Resumen de inversión total y costos incrementales por grupo de ampliaciones plan A1

Grupo de Ampliaciones	Inversión total (MUS\$)	Valor Presente del Costo Incremental* (MUS\$)
1. Grupo Guatemala	15.21	5.39
2. Grupo El Salvador	30.80	10.54
3. Grupo Honduras	65.00	23.04
4. Grupo Nicaragua	7.28	2.31
5. Grupo Costa Rica	15.91	4.92
6. Grupo Panamá	56.41	14.61
7. Grupo Interconexiones	26.35	9.30
Total	216.96	70.10

*El costo incremental corresponde a las anualidades de la inversión comprendidas dentro del horizonte de evaluación (2018-2028). La anualidad de la inversión fue calculada considerando un período de pago de 30 años, a la Tasa de descuento informada por la CRIE (8.67%).

Tabla 139. Resumen de inversión total y costos incrementales por grupo de ampliaciones plan C1

Grupo de Ampliaciones	Inversión total (MUS\$)	Valor Presente del Costo Incremental* (MUS\$)
1. Grupo Guatemala	15.21	1.93
2. Grupo El Salvador	26.84	8.74
3. Grupo Honduras	70.91	20.99
4. Grupo Nicaragua	5.19	1.84
5. Grupo Costa Rica	3.80	1.10
6. Grupo Panamá	101.73	25.77
7. Grupo Interconexiones	162.75	44.94
8. Grupo SIEPAC	101.65	36.02
Total	488.07	141.34

*El costo incremental corresponde a las anualidades de la inversión comprendidas dentro del horizonte de evaluación (2018-2028). La anualidad de la inversión fue calculada considerando un período de pago de 30 años, a la Tasa de descuento informada por la CRIE (8.67%).

Tabla 140. Resumen de inversión total y costos incrementales por grupo de ampliaciones plan C2

Grupo de Ampliaciones	Inversión total (MUS\$)	Valor Presente del Costo Incremental* (MUS\$)
1. Grupo Guatemala	15.21	0.59
2. Grupo El Salvador	26.84	7.73
3. Grupo Honduras	77.27	22.57
4. Grupo Nicaragua	5.19	1.84
5. Grupo Costa Rica	24.68	0.96
6. Grupo Panamá	101.73	19.22
7. Grupo Interconexiones	57.16	2.20
8. Grupo SIEPAC	0.00	0.00
Total	308.07	55.12

*El costo incremental corresponde a las anualidades de la inversión comprendidas dentro del horizonte de evaluación (2018-2028). La anualidad de la inversión fue calculada considerando un período de pago de 30 años, a la Tasa de descuento informada por la CRIE (8.67%).

Cálculo de los Indicadores de evaluación económica Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno

En esta sección se presentan los cálculos para atender los requerimientos del literal k) del numeral 10.6.1; y los incisos b) y c) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER. Se aplicaron las siguientes definiciones y métodos de cálculo:

Valor presente neto (VPN): Calculado como la diferencia de Costos Operativos entre el caso Sin ampliaciones, menos el caso con ampliaciones, a lo cual se le restará la inversión incremental (10.4.6 Libro III RMER).

$$VPN = \sum(CO_{SE} - CO_{CE}) - \Delta I$$

El valor presente neto de las series de costos, fue calculada usando la tasa de descuento calculada mediante una metodología que definida la CRIE, conforme se indica en el numeral 10.4.5 del Libro III del RMER.

Tasa Interna de Retorno: Se define como un valor de "Tasa de descuento", que anulará el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja en el período de evaluación.

El valor nulo del VPN solo se alcanza cuando el valor presente de las series de costo iguala el valor presente de la serie de ingresos.

Si las series de costos o de ingresos, presentan valores muy dispares (flujos muy grandes de costos o ingresos respecto al resto de series), entonces es posible que no se obtenga una solución de un valor de TIR, en este caso se dice que la TIR es indefinida. Por otra parte, un valor de TIR negativo, solo representa una solución numérica para hacer el VPN igual a cero, y no tiene un significado como criterio de decisión en el ámbito de la evaluación económica.

En términos genéricos el concepto relacionado al cálculo de la TIR, se explica con las siguientes formulaciones:

Cálculo del Valor presente Neto de un flujo de Caja:

$$VPN = \sum \frac{I_i - C_i}{(1+td)^{(n-k)}}$$

Donde:

I_i: Ingreso en el año *i*

C_i: Costo en el año *i*

td: Tasa de descuento

n: número de períodos hasta el presente

k: 0 si el flujo de contabiliza a inicio de cada período o 1 si se contabiliza al final de cada período.

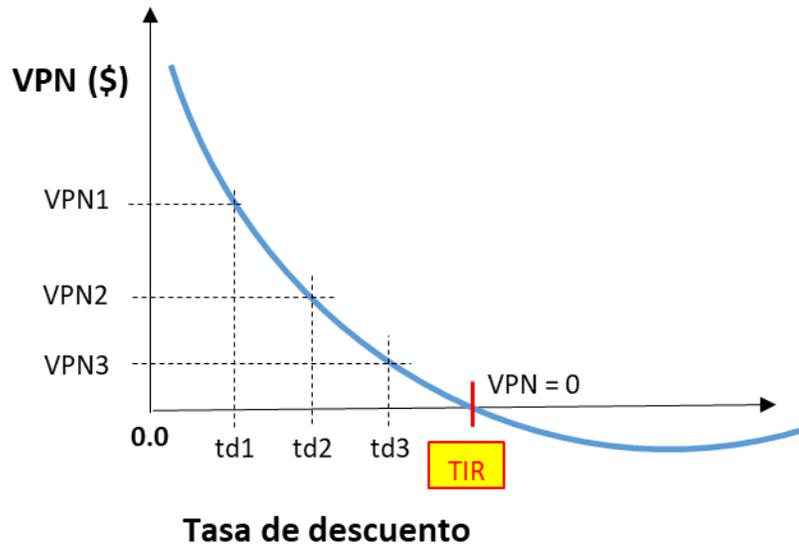
La TIR es la Tasa de Descuento que hace cero el Valor Presente Neto del flujo de Caja.

$$0 = \sum \frac{I_i - C_i}{(1+TIR)^{(n-1)}}$$

Considerando lo anterior, la TIR, hace que el valor presente de los Costos, iguale al valor presente de los ingresos.

$$\sum \frac{C_i}{(1+TIR)^{(n-1)}} = \sum \frac{I_i}{(1+TIR)^{(n-1)}}$$

El concepto de la TIR, se ilustra en la siguiente gráfica, donde se muestra el comportamiento del VPN ante diferentes tasas de Descuento, haciéndose VPN = 0, al valor de la TIR.



Debido a que el VPN es una función polinómica (donde la variable es la Tasa de Descuento), de grado $n-1$, es posible que la solución para $VPN=0$, sea dado por más de un valor de TIR, o incluso, puede ser que no exista una solución matemática.

Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas:

Valor Presente Neto de las ampliaciones:

En la *Tabla 141* se presenta el resultado del Valor Presente Neto del “flujo de caja” de todas las ampliaciones para cada plan de expansión.

Tabla 141. VPN y TIR de todo el conjunto de ampliaciones para cada escenario de expansión A1, C1 y C2

Escenario	Valor presente C. Operativo con Todas las ampliaciones (A)	Valor presente C. Operativo sin Ampliaciones (B)	Diferencia VP Costos Operativos (C = B-A)	VP de la inversión incremental (D)	Valor Presente Neto (C-D)
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Escenario Expansión A1	7,737.2	7,845.8	108.6	70.10	38.5
Escenario Expansión C1	7,605.6	7,717.6	112.0	141.34	-29.3
Escenario Expansión C2	7,662.2	7,765.6	103.4	55.1	48.3

Observación sobre los resultados de la evaluación económica

Los resultados mostrados en la *Tabla 141* muestran que, considerando **todos los grupos de ampliaciones en servicio**, el indicador de Valor Presente Neto del flujo de caja, es positivo para los planes de expansión A1 y C2, lo cual significa que la reducción de costo operativo del Sistema Eléctrico Regional, es considerablemente mayor que el costo incremental de la inversión en las ampliaciones de transmisión determinadas en el presente estudio.

Para el escenario de expansión C1, esta reducción del costo operativo del Sistema Eléctrico Regional es menor al costo incremental de la inversión consideradas para este plan; por lo el Valor presente neto del flujo de caja, resulta negativo, lo que significa que el beneficio que se obtiene por la reducción en el costo operativo no compensa el costo de inversión incremental. Esta condición no cumple con lo establecido en el numeral 10.2.1 inciso b) del Libro III del RMER.

Tasa Interna de Retorno (TIR) de las ampliaciones:

A efectos de determinar el valor de la TIR de las ampliaciones de transmisión, en la *Tabla 142*, se muestra para diversos valores de Tasa de descuento el Valor Presente Neto (VPN) al año



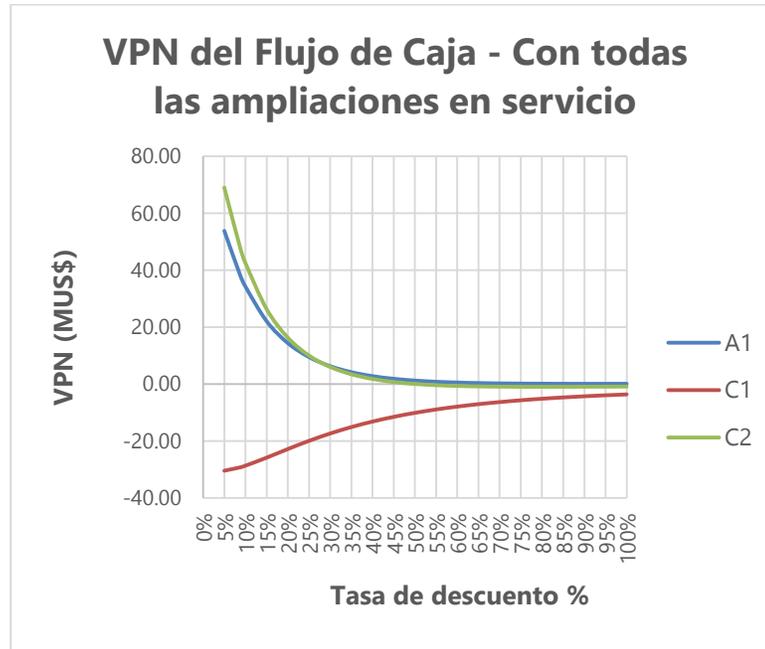
2018 (suma de los VA) del flujo de caja relacionado con las ampliaciones de transmisión por cada plan de expansión.

Tabla 142. Flujo de caja neto de las ampliaciones en su valor presente a 2018, para diferentes tasas de descuento

Tasa de descuento	Flujo de caja neto en MUS\$ por Plan de Expansión		
	A1	C1	C2
5%	53.81	-30.45	69.00
9%	38.52	-29.30	48.27
10%	34.20	-28.67	42.46
15%	22.05	-25.86	26.29
20%	14.38	-22.84	16.28
25%	9.46	-19.96	9.99
30%	6.27	-17.37	6.00
35%	4.17	-15.12	3.43
40%	2.77	-13.18	1.78
45%	1.85	-11.53	0.72
50%	1.22	-10.13	0.03
55%	0.81	-8.94	-0.40
60%	0.53	-7.93	-0.67
65%	0.35	-7.07	-0.84
70%	0.23	-6.33	-0.93
75%	0.16	-5.71	-0.97
80%	0.12	-5.17	-0.98
85%	0.10	-4.70	-0.97
90%	0.09	-4.30	-0.95
95%	0.09	-3.95	-0.92
100%	0.10	-3.65	-0.89

En el gráfico 7, se muestra el comportamiento del VPN de los flujos de caja de las ampliaciones de transmisión por cada plan de expansión.

Gráfico 7. Comportamiento del VPN de los flujos de caja, para diversos valores de Tasa de Descuento



La *Tabla 142*, muestra que el VPN del flujo de caja neto de las ampliaciones para el plan de expansión A1 no alcanza a anularse, aunque para valores de Tasa de descuento por arriba del 85% (superior al valor definido por la CRIE) el VPN mantiene un valor alrededor de los 0.1 MUS\$, lo cual se evidencia en el gráfico 7. La razón por la cual el VPN no llega a cero es porque los “ingresos” que están relacionados al cambio en el costo operativo son mucho mayores al costo de inversión incremental llevados al valor presente.

Respecto al plan de expansión C2 la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero es de 50.3%.

Para el plan de expansión C1 el VPN del flujo de caja negativo no logra cambiar de signo, lo que confirma que el beneficio que se logra en el costo operativo con la inclusión de las ampliaciones asociadas al plan C1 no son suficientes para compensar el alto costo de la inversión.

Conclusiones de la evaluación económica de las ampliaciones:

1. El Valor Presente Neto de los flujos de caja relacionados a los “ingresos” y costos atribuibles a las ampliaciones de transmisión, de los escenarios A1 y C2, es mayor que

- cero. Asimismo, la TIR de relacionada al flujo de caja atribuible a las ampliaciones, en estos escenarios de expansión, es mayor que la Tasa de descuento definida por la CRIE.
2. El Valor Presente Neto de los flujos de caja relacionados a los “ingresos” y costos atribuibles a las ampliaciones de transmisión, del escenario C1 es menor que cero. Mientras tanto, la TIR asociada a estas ampliaciones, es indefinida, siendo siempre negativo el Valor presente del flujo de caja, por lo cual no se demuestra la conveniencia de estas ampliaciones, conforme a lo requerido en el numeral 10.6.3 del Libro III del RMER.
 3. Con base a los criterios establecidos en el numeral 10.2.1, literal b) del Libro III del RMER y el numeral 10.6.3, literales b) y c), se concluye que no se demuestra la conveniencia de las ampliaciones de transmisión correspondientes al escenario C1, por tanto, se continúan los cálculos de beneficios privados y del beneficio social, solamente para los escenarios A1 y C2.

5.9. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS PRIVADOS Y DEL BENEFICIO SOCIAL Y CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en los numerales 10.4.1, 10.4.2, 10.4.3 y 10.6.2 del Libro III del RMER, se realizaron los cálculos de los beneficios dados por los excedentes de los consumidores y de los generadores, y el cálculo del beneficio social de las ampliaciones de transmisión que se han identificado en los estudios técnicos para los planes de expansión que tuvieron adecuados indicadores económicos como resultado para los planes A1 y C2. Asimismo, se realiza la clasificación de las ampliaciones en Planificadas o A Riesgo.

Cálculo de excedentes de consumidores, de generadores y del Beneficio social

Se realizó el cálculo de los excedentes de los consumidores y de los generadores, así como el Beneficio social, considerando los conceptos establecidos en el Artículo 10.4 del Libro III del RMER, y en el Anexo M del Libro III, agregado al RMER a través de la Resolución CRIE-32-2018. Se aplicaron las siguientes definiciones y métodos de cálculo:

Excedente de los consumidores: Conforme al Anexo M RMER (Resolución CRIE-32-2018). Calculado como la diferencia del precio que está dispuesto a pagar el consumidor menos el costo marginal, multiplicado por la función de la demanda elástica.

$$Ec = \sum_1^m (P_m - P_{mg}) * B * p_m^\alpha$$

Excedente de los generadores (Anexo M RMER, Resolución CRIE-32-2018): Se calculará como la diferencia entre el ingreso de cada generador menos su costo variable.

$$Eg = \sum_1^k (P_{mg} - C_{vk}) * g_k$$

Beneficio Social (10.4.3 Libro III): Se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los generadores.

$$BS = E_{generadores} + E_{consumidores}$$

Valor presente neto de los Beneficios sociales (10.6.2, inciso a, Libro III RMER): Se calcula como la diferencia de los beneficios sociales entre dos escenarios diferentes.

1.A BENEFICIO SOCIAL NETO DEL CONJUNTO DE AMPLIACIONES, POR PAÍS.

Este cálculo se presenta conforme al requerimiento del literal k) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, a efectos de determinar el valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

El cálculo se realiza como la diferencia del Beneficio Social (Bs) de dos escenarios: **Bs** del escenario con **todos los grupos de ampliaciones** en funcionamiento, menos el **Bs** del escenario **sin considerar los grupos de ampliaciones**. Se presentan los resultados indicando la porción del beneficio social en cada país. A continuación, los resultados de cada plan de expansión.

Tabla 143. Cálculo del Beneficio Social por país, Sin expansiones de transmisión – Escenario A1

País	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Guatemala	4,314.2	2,420.2	6,734.4
El Salvador	2,964.8	1,066.1	4,030.9
Honduras	5,210.4	2,880.9	8,091.3
Nicaragua	1,557.7	1,814.3	3,372.0
Costa Rica	3,427.6	3,250.3	6,677.9
Panamá	3,671.4	-	3,671.4
Total	21,146.2	11,431.7	32,577.9

Tabla 144. Cálculo del Beneficio Social por país, escenario con todos los grupos de ampliaciones en servicio para el escenario de expansión A1

País	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Guatemala	4,248.4	2,421.4	6,669.8
El Salvador	2,916.5	1,067.1	3,983.6
Honduras	5,161.3	2,884.0	8,045.3
Nicaragua	1,585.2	1,812.2	3,397.4
Costa Rica	3,536.5	3,246.1	6,782.6
Panama	3,804.8	-	3,804.8
Total	21,252.8	11,430.7	32,683.5

Tabla 145. Cálculo del Beneficio Social por país, Sin expansiones de transmisión – Escenario C2

País	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Guatemala	4,232.7	2,422.8	6,655.5
El Salvador	2,922.7	1,066.2	3,988.9
Honduras	5,096.6	2,922.3	8,019.0
Nicaragua	1,448.9	1,814.4	3,263.3
Costa Rica	3,303.8	3,266.0	6,569.8
Panamá	3,932.9	-	3,932.9
Total	20,937.6	11,491.7	32,429.3

Tabla 146. Cálculo del Beneficio Social por país, Escenario con todos los grupos de ampliaciones en servicio para el plan de expansión C2

País	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Guatemala	4,283.5	2,420.8	6,704.3
El Salvador	2,947.9	1,064.8	4,012.7
Honduras	5,035.3	2,921.7	7,957.0
Nicaragua	1,479.6	1,809.8	3,289.4
Costa Rica	3,343.3	3,262.6	6,605.9
Panamá	4,142.7	-	4,142.7
Total	21,232.3	11,479.7	32,712.0

Tabla 147. Valor Presente Neto del Beneficio Social por país - Escenario A1 (Diferencia de resultados de la Tabla 144 menos la Tabla 143)

País	VPN del beneficio de los generadores (MUS\$)	VPN de los beneficio de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del Beneficio Social por país (M\$)
Guatemala	-65.84	1.20	-64.63
El Salvador	-48.30	1.01	-47.30
Honduras	-49.08	3.11	-45.97
Nicaragua	27.52	-2.14	25.38
Costa Rica	108.83	-4.12	104.71
Panamá	133.40	0.00	133.40
Total	106.54	-0.95	105.59

Tabla 148. Cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social por país escenario C2 (diferencias de resultados de la Tabla 146 menos la Tabla 145)

País	VPN del beneficio de los generadores (MUS\$)	VPN de los beneficio de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del Beneficio Social por país (M\$)
Guatemala	50.88	-2.02	48.85
El Salvador	25.18	-1.37	23.81
Honduras	-61.31	-0.60	-61.92
Nicaragua	30.66	-4.54	26.12

País	VPN del beneficio de los generadores (MUS\$)	VPN de los beneficio de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del Beneficio Social por país (M\$)
Costa Rica	39.49	-3.44	36.05
Panama	209.76	0.00	209.76
Total	294.65	-11.98	282.67

Observaciones sobre el resultado del Beneficio Social Neto de todo el conjunto de ampliaciones para los planes de expansión A1 y C2:

- Para el plan de expansión A1 los resultados mostrados en la *Tabla 147*, nos indica que todo el conjunto de ampliaciones producirá un Beneficio Social Neto para la región valorado en **105.6 MUS\$**.
- Para el plan de expansión C2 los resultados mostrados en la *Tabla 148*, nos indica que todo el conjunto de ampliaciones producirá un Beneficio Social Neto para la región valorado en **282.7 MUS\$**.
- El plan de expansión A1 y el plan de expansión C2 dan como resultado un beneficio social neto mayor que cero, por tanto para ambos planes, las ampliaciones en su conjunto cumplen el requerimiento del numeral 10.6.2, literal a), en el Libro III del RMER, que indica que, en la lista de ampliaciones se incluirán las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes.

1.B CÁLCULO DE BENEFICIOS NETOS PARA LOS AGENTE Y DEL BENEFICIO SOCIAL NETO, POR GRUPO DE AMPLIACIONES:

Conforme a lo establecido en el numeral 10.6.1 literal k) del Libro III del RMER, se presenta el cálculo del valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes, asimismo, atendiendo el requerimiento del literal c) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la evaluación que permita acreditar los beneficios que la obra introducirá para los Agentes; y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

El cálculo de los beneficios por excedentes de generadores y consumidores, así como del beneficio social, **relacionados a cada grupo de ampliaciones**, se realiza comparando los excedentes de los agentes y el Beneficio Social (Bs) para dos escenarios: Excedentes y Bs del

escenario **con todas las ampliaciones**, menos los Excedentes y Bs del escenario **Sin el Grupo de ampliaciones** que se evalúa.

De esta manera se puede determinar el impacto que ocasiona cada grupo de ampliaciones, sobre los beneficios de los agentes y en el beneficio social. Los resultados se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 149. Excedente de los agentes y Beneficio Social, Escenario con todas las ampliaciones en servicio para el plan A1.

Grupo de Ampliaciones	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Todas las Ampliaciones en servicio.	21,252.8	11,430.7	32,683.5

Notar que los valores de la *Tabla 149* es el mismo resultado de la *Tabla 144*.

Tabla 150. Excedente de los agentes y Beneficio Social, Escenario con todas las ampliaciones en servicio para el plan C2.

Grupo de Ampliaciones	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Todas las Ampliaciones en servicio.	21,232.3	11,479.7	32,712.0

Notar que los valores de la *Tabla 150* es el mismo resultado de la *Tabla 146*.

Tabla 151. Excedentes de los agentes y Beneficio social, Escenarios sin cada Grupo de ampliaciones para el plan de expansión A1.

Grupo de Ampliaciones excluida en la simulación	Excedente Productores (MUS\$)	Excedente Consumidores (MUS\$)	Beneficio Social (MUS\$)
1-Grupo GU	21,248.5	11,430.9	32,679.4
2-Grupo ES	21,257.2	11,430.5	32,687.8
3-Grupo HO	21,252.7	11,428.6	32,681.3
4-Grupo NI	21,249.8	11,431.0	32,680.8
5-Grupo CR	21,264.7	11,430.5	32,695.2
6-Grupo PA	21,181.7	11,432.8	32,614.5
7-Grupo Interconexiones	21,253.4	11,429.1	32,682.5

Tabla 152. Excedentes de los agentes y Beneficio social, Escenarios sin cada Grupo de ampliaciones para el plan de expansión C2.

Grupo de Ampliaciones excluida en la simulación	Excedente Productores (MUS\$)	Excedente Consumidores (MUS\$)	Beneficio Social (MUS\$)
1-Grupo GU	21,231.3	11,479.4	32,710.8
2-Grupo ES	21,239.6	11,479.3	32,718.9
3-Grupo HO	21,250.1	11,483.5	32,733.6
4-Grupo NI	21,234.7	11,479.5	32,714.1
5-Grupo CR	21,242.8	11,479.8	32,722.6
6-Grupo PA	20,930.1	11,486.1	32,416.2
7-Grupo Interconexiones	21,234.4	11,479.8	32,714.1

Tabla 153. Valor presente de los Beneficio Netos para los agentes y Valor presente neto del Beneficio Social relacionado a cada grupo de Ampliaciones del plan A1 (diferencia de resultados Tabla 149 menos la Tabla 151)

Grupo de Ampliaciones	Beneficio Neto de los Productores (MUS\$)	Beneficio Neto de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del B. Social
1-Grupo GU	4.30	-0.15	4.15
2-Grupo ES	-4.49	0.22	-4.27
3-Grupo HO	0.10	2.11	2.20
4-Grupo NI	2.97	-0.29	2.68
5-Grupo CR	-11.92	0.20	-11.72
6-Grupo PA	71.03	-2.06	68.97
7-Grupo Interconexiones	-0.65	1.70	1.05

Tabla 154. Valor presente de los Beneficio Netos para los agentes y Valor presente neto del Beneficio Social relacionado a cada grupo de Ampliaciones del plan C2 (diferencia de resultados Tabla 150 menos la Tabla 152)

Grupo de Ampliaciones	Beneficio Neto de los Productores (MUS\$)	Beneficio Neto de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del B. Social
1-Grupo GU	0.93	0.30	1.23
2-Grupo ES	-7.29	0.43	-6.86
3-Grupo HO	-17.82	-3.78	-21.60
4-Grupo NI	-2.39	0.25	-2.14
5-Grupo CR	-10.48	-0.10	-10.58
6-Grupo PA	302.19	-6.41	295.78
7-Grupo Interconexiones	-2.09	-0.07	-2.16

Observaciones sobre los resultados del Beneficio neto para los agentes y el Beneficio Social Neto de cada grupo de ampliaciones:

- Para el plan de expansión A1, los resultados mostrados en la *Tabla 153* indican que, los grupos de ampliaciones: "1-Grupo GU", "3-Grupo HO", "4-Grupo NI", "6-Grupo PA", y el "7-Grupo Interconexiones", producen, cada grupo un Beneficio Social Neto mayor que cero, valorado en: 4.15 MUS\$, 2.20 MUS\$, 2.68 MUS\$, 68.97 MUS\$ y 1.05 MUS\$ respectivamente. Los Grupos de Ampliaciones "2-Grupo ES" y "5-Grupo CR" reportan un Beneficio Social Neto, atribuible a cada grupo, menor que cero.
- Para el plan de expansión C2, los resultados mostrados en la *Tabla 154* indican que, los grupos de ampliaciones: "1-Grupo GU" y "6-Grupo PA", producen, cada grupo un Beneficio Social Neto mayor que cero, valorado en: 1.23 MUS\$ y 295 MUS\$ respectivamente. Los Grupos de Ampliaciones "2-Grupo ES", "3-Grupo HO", "4-Grupo NI", "5-Grupo CR" y "7-Grupo Interconexiones" reportan un Beneficio Social Neto, atribuible a cada grupo, menor que cero.
- Es importante mencionar que, los resultados del cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio social (VPNBs), no tiene significado financiero y, por lo tanto, no son comparables con los Costos de inversión de las ampliaciones. El VPNBs, mide el cambio de excedentes de los agentes generadores y consumidores. En el caso de los consumidores, su excedente depende de la disposición a pagar por el suministro de energía eléctrica, que incluye una valoración del bienestar y de "beneficios" por consumirla. La CRIE a través de su Resolución CRIE-32-2018, definió la metodología de cálculo del excedente del consumidor, en la cual se considera la disposición de pago de la demanda, dada por una función de demanda elástica. De cualquier forma, el criterio que establece la regulación regional, en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, es que el VPNBs, sea mayor



que cero, y el estudio indica que el VPNBs resulta en un valor positivo para todo el conjunto de ampliaciones en ambos planes de expansión tal como se muestra en la

- Tabla 147 para el plan de expansión A1 y en Tabla 148 para el plan de expansión C2, siendo el VPNBs de C2 mayor que el reportado en A1.
- El estudio se ha desarrollado teniendo como una de las premisas principales el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, y, por tanto, todas las ampliaciones identificadas en el estudio, definitivamente son necesarias para el cumplimiento de estos criterios.

Concentración de los beneficios y Clasificación de las ampliaciones

Con base a los criterios definidos en los literales b) c) y d) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, se realizó la clasificación de las ampliaciones, como “*ampliaciones planificadas*” o “*ampliaciones a riesgo*”. Los criterios definidos para clasificar las ampliaciones, se basa en la concentración de los beneficios privados en los agentes, y de los beneficios sociales en los países.

Método de cálculo de la concentración del beneficio social por país

Para la aplicación de los criterios de clasificación de las ampliaciones, se determina el beneficio que produce cada grupo de ampliaciones, en los agentes generadores y consumidores, luego se calcula el Beneficio social por país (suma del beneficio de sus agentes).

Considerando que la concentración de beneficios solamente se calcula para los países que efectivamente obtienen un beneficio social positivo, dicha concentración (por país) se calcula respecto a la suma de los beneficios sociales positivos. El método descrito se resume a continuación.

Los beneficios sociales se calculan como:

$$BenS(P_w, l) = \sum_{j \in G} BenPr(G_j, l) + \sum_{i \in B} BenPr(D_i, l)$$

Donde:

- $BenS(P_w, l)$ - Beneficio “social” del país $w = \{PA, CR, NI, HO, ES, GU\}$ asociado a la ampliación l

Concentración de los beneficios sociales

$$\%BenS(P_w, l) = \frac{BenS^+(P_w, l)}{\sum_{z \in P} BenS^+(P_z, l)} * 100\%, w = 1, \dots, P$$

Donde:

- $BenS^+(P_w, l)$ - Beneficio “social” del país $w = \{PA, CR, NI, HO, ES, GU\}$, que tiene beneficio social positivo asociado a la ampliación l

A continuación, en la Tabla 155 se presentan los resultados del cálculo del Beneficio Social neto (Bs) en cada país, atribuible a cada grupo de ampliaciones asociado al plan de expansión A1 y en la *Tabla 156* se presentan los resultados correspondientes al plan de expansión C2. Los resultados del cálculo del Beneficio Social neto (Bs) en cada país es calculado como el cambio de excedentes de los consumidores y generadores, entre los escenarios *Con todas las ampliaciones en servicio*, menos el escenario *Sin el grupo de ampliaciones que se evalúa*. En la última columna de ambas tablas, se presenta el cálculo de los Beneficios sociales “positivos” **(BS+T)**, valor contra el cual se determina la concentración del beneficio de los países.

Tabla 155. Resumen de cálculo del Beneficio social en cada país, asociado a cada grupo de ampliaciones para el plan de expansión A1 (MUS\$)

Grupo de Ampliación	Beneficio Social (MUS\$)						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	Total (BS+T)
1. Grupo GU	1.46	1.00	-1.10	0.45	0.03	2.31	5.25
2. Grupo ES	-0.95	-0.33	-0.15	-0.19	-2.55	-0.09	0.00
3. Grupo HO	7.92	1.07	-4.01	-3.76	-0.78	1.76	10.75
4. Grupo NI	-0.05	0.03	0.61	-0.12	-0.71	2.92	3.56
5. Grupo CR	-1.99	-1.60	-0.80	-0.87	-4.12	-2.34	0.00
6. Grupo PA	8.33	4.84	4.79	6.61	8.75	35.66	68.97
7. Grupo INT	-76.28	-50.45	-42.94	14.76	85.99	69.97	170.72

Tabla 156. Resumen de cálculo del Beneficio social en cada país, asociado a cada grupo de ampliaciones para el plan de expansión C2 (MUS\$)

Grupo de Ampliación	Beneficio Social (MUS\$)						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	Total (BS+T)
1. Grupo GU	-0.61	-0.11	0.65	-0.08	1.12	0.26	2.03
2. Grupo ES	-1.18	-0.40	-1.33	-0.68	-1.77	-1.51	0.00
3. Grupo HO	36.22	13.18	-82.69	2.09	3.73	5.87	61.09
4. Grupo NI	1.04	-0.10	-0.65	-0.71	0.33	-2.06	1.37
5. Grupo CR	1.43	-0.35	-0.14	-0.73	-6.21	-4.59	1.43
6. Grupo PA	14.57	10.07	17.58	20.85	29.75	202.97	295.78
7. Grupo INT	-1.90	-1.82	1.50	0.63	0.13	-0.70	2.26

Nota: Los resultados de la Tabla 155 y Tabla 170 no deben de sumarse en forma vertical, ya que los datos de cada renglón corresponden a resultados de simulaciones operativas diferentes para cada grupo de ampliaciones.

A manera de ejemplo, para determinar la concentración del **Bs** para Guatemala en el plan de expansión A1, atribuible al grupo de ampliaciones "6-Grupo PA", se calcula dividiendo su correspondiente Bs (8.33MUS\$), entre el BS+T (68.97 MUS\$), lo cual resulta en 12.07%.

En la Tabla 157 se presenta el resultado del cálculo de la concentración del Beneficio Social, en cada país, atribuible a cada grupo de ampliaciones del plan de expansión A1 y en la Tabla 158 se presenta el correspondiente resultado para el plan de expansión C2.

Tabla 157. Concentración en cada país, del Beneficio Social asociado a cada grupo de ampliaciones para el plan de expansión A1

Grupo de Ampliaciones	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Máxima concentración del BS
1-Grupo GU	27.80%	19.06%	0.00%	8.54%	0.53%	44.07%	44.07%
2-Grupo ES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3-Grupo HO	73.69%	9.95%	0.00%	0.00%	0.00%	16.35%	73.69%
4-Grupo NI	0.00%	0.93%	17.12%	0.00%	0.00%	81.95%	81.95%
5-Grupo CR	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6-Grupo PA	12.07%	7.02%	6.95%	9.58%	12.69%	51.70%	51.70%
7-Grupo Interconexiones	0.00%	0.00%	0.00%	8.65%	50.37%	40.99%	50.37%

Tabla 158. Concentración en cada país, del Beneficio Social asociado a cada grupo de ampliaciones para el plan de expansión C2

Grupo de Ampliaciones	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Máxima concentración del BS
1-Grupo GU	0.00%	0.00%	31.91%	0.00%	55.44%	12.65%	55.44%
2-Grupo ES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3-Grupo HO	59.29%	21.57%	0.00%	3.42%	6.11%	9.61%	59.29%
4-Grupo NI	75.96%	0.00%	0.00%	0.00%	24.04%	0.00%	75.96%
5-Grupo CR	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
6-Grupo PA	4.92%	3.41%	5.94%	7.05%	10.06%	68.62%	68.62%
7-Grupo Interconexiones	0.00%	0.00%	66.27%	27.86%	5.87%	0.00%	66.27%

Método de cálculo de la concentración de los beneficios privados de los agentes

Para la aplicación de los criterios de clasificación de las ampliaciones, se determina el beneficio privado que produce cada grupo de ampliaciones, en los agentes generadores y consumidores, y su concentración en cada agente.

Considerando que la concentración de beneficios privados solamente se calcula para los agentes que efectivamente obtienen un beneficio positivo, dicha concentración se calcula respecto a la sumatoria de beneficios de los agentes con beneficio privado mayor que cero. El cálculo del beneficio privado se realiza para Generador y Demanda, que representa a cada agente. El método descrito se resume a continuación.

La concentración de los beneficios privados se determina como:

$$\%BenPr(G_j, l) = \frac{BenPr^+(G_j, D_i, l)}{\sum_{j \in G} BenPr^+(G_j, l) + \sum_{i \in B} BenPr^+(D_i, l)} * 100\%$$

Donde:

- $BenS^+(G_j, l)$ – Beneficios privado del agente generador j , que tiene beneficio positivo asociado a la ampliación o (grupo de ampliaciones) l
- $BenS^+(D_i, l)$ – Beneficios privado del agente Consumidor i , que tiene beneficio positivo asociado a la ampliación o (grupo de ampliaciones) l

A continuación, en la [Tabla 159](#) se presentan los resultados del cálculo de la concentración del beneficio privado en los agentes generadores y demandas, indicándose solamente la concentración del agente con la mayor concentración del beneficio y el acumulado del beneficio en los tres agentes con los mayores valores de beneficio privado, atribuible a cada grupo de ampliaciones correspondientes al plan de expansión A1.

Para el plan de expansión C2, los resultados de la concentración del beneficio privado de los agentes esta presentado en la [Tabla 160](#).

Tabla 159. Máxima concentración de Beneficio en los agentes con beneficio privado positivo, asociado a cada grupo de ampliaciones para el plan de expansión A1

Grupo de Ampliaciones	Máx. Concentración Beneficio Privado	
	En 1 agente	En 3 agentes
1-Grupo GU	4.84%	13.90%
2-Grupo ES	14.88%	29.86%
3-Grupo HO	23.70%	35.41%
4-Grupo NI	8.70%	18.51%
5-Grupo CR	11.47%	32.14%
6-Grupo PA	17.64%	27.75%
7-Grupo Interconexiones	5.05%	13.54%

Tabla 160. Máxima concentración de Beneficio en los agentes con beneficio privado positivo, asociado a cada grupo de ampliaciones para el plan de expansión C2

Grupo de Ampliaciones	Máx. Concentración Beneficio Privado	
	En 1 agente	En 3 agentes
1-Grupo GU	21.33%	31.60%
2-Grupo ES	10.52%	30.49%
3-Grupo HO	4.22%	11.65%
4-Grupo NI	27.04%	38.35%
5-Grupo CR	8.98%	16.66%
6-Grupo PA	21.00%	29.14%
7-Grupo Interconexiones	11.29%	30.20%

Clasificación de las ampliaciones en Planificadas o A Riesgo

Se realizó la clasificación en ampliaciones Planificadas o A Riesgo, de los grupos de ampliaciones requeridas para los planes de expansión A1 y C2.

Los criterios establecidos en el RMER para realizar la clasificación, se basan en umbrales de concentración de los beneficios sociales y los beneficios privados. Estos criterios están establecidos en los literales b, c y d del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER. A continuación, se resume los criterios.

- **Ampliaciones a Riesgo:** Ampliaciones con beneficios asociados, concentrados.
 - Ampliaciones para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales;
 - Ampliaciones para las cuales los Beneficios Privados están principalmente concentrados en no más de tres (3) Agentes, excepto Transmisores, El criterio para esta clasificación será que un único Agente, excepto Transmisor, concentre más del 50% del beneficio, y tres (3) Agentes más del 80%;

- **Ampliaciones Planificadas:** Ampliaciones con beneficios asociados, dispersos.
 - Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Sociales en un único país, es menor que 80% de los beneficios totales;
 - Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Privados, es menor a 50% en un único agente, y menor a 80% en tres (3) Agentes.

La Tabla 161 y Tabla 162 muestran para cada plan de expansión el resumen de la máxima concentración del Beneficio Social en un país, y la máxima concentración del Beneficio Privado en un Agente y en 3 agentes, indicando la clasificación correspondiente de las ampliaciones, conforma a los criterios establecidos en el RMER.

Tabla 161. Clasificación de las ampliaciones para el plan de expansión A1

Grupo de Ampliaciones	Máxima concentración del BS en un país	Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes	Clasificación de las ampliaciones
1-Grupo GU	44.07%	4.84%	13.90%	Planificada
2-Grupo ES	0.00%	14.88%	29.86%	Planificada
3-Grupo HO	73.69%	23.70%	35.41%	Planificada
4-Grupo NI	81.95%	8.70%	18.51%	A Riesgo
5-Grupo CR	0.00%	11.47%	32.14%	Planificada
6-Grupo PA	51.70%	17.64%	27.75%	Planificada
7-Grupo Interconexiones	50.37%	5.05%	13.54%	Planificada

Tabla 162. Clasificación de las ampliaciones para el plan de expansión C2

Grupo de Ampliaciones	Máxima concentración del BS en un país	Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes	Clasificación de las ampliaciones
1-Grupo GU	55.44%	21.33%	31.60%	Planificada
2-Grupo ES	0.00%	10.52%	30.49%	Planificada
3-Grupo HO	59.29%	4.22%	11.65%	Planificada
4-Grupo NI	75.96%	27.04%	38.35%	Planificada
5-Grupo CR	100.00%	8.98%	16.66%	A Riesgo
6-Grupo PA	68.62%	21.00%	29.14%	Planificada
7-Grupo Interconexiones	66.27%	11.29%	30.20%	Planificada

Conclusiones del cálculo y concentración de los Beneficios:

- Para el plan de expansión de la transmisión, vinculado al escenario A1, con base a la aplicación de los criterios establecidos en el RMER para clasificar las ampliaciones de transmisión, se concluye que los grupos de ampliaciones identificados como: **"1-Grupo GU"; "2-Grupo ES"; "3-Grupo HO"; "5-Grupo CR"; "6-Grupo PA" y "7-Grupo Interconexiones"**; clasifican como ampliaciones Planificadas, considerando que la concentración del Beneficio Social en un país, es inferior a 80%, y no se reporta alta concentración de los Beneficios Privados en los agentes.
Asimismo, considerando que la máxima concentración del Beneficio Social del grupo identificado como: **"4-Grupo NI"** es mayor al 80%, dicho grupo de ampliaciones clasifican como ampliaciones a Riesgo. De acuerdo a los resultados, el grupo de ampliaciones **"4-Grupo NI"** concentra un 81.95% de su beneficio social asociado en el sistema de Panamá.
- Para el plan de expansión C2, con base a la aplicación de los criterios establecidos en el RMER para clasificar las ampliaciones de transmisión, se concluye que los grupos de ampliaciones evaluados e identificados como: **"1-Grupo GU"; "2-Grupo ES"; "3-Grupo HO"; "4-Grupo NI"; "6-Grupo PA" y "7-Grupo Interconexiones"**; clasifican como ampliaciones Planificadas, considerando que la concentración del Beneficio Social en un país, es inferior a 80%, y no se reporta alta concentración de los Beneficios Privados en los agentes.



Asimismo, considerando que la máxima concentración del Beneficio Social del grupo identificado como: **"5-Grupo CR"** es mayor al 80%, dicho grupo de ampliaciones clasifican como ampliaciones a Riesgo. De acuerdo a los resultados, el grupo de ampliaciones **"5-Grupo CR"** concentra un beneficio social del 100% en el sistema de Costa Rica.

5.10. LISTA DE AMPLIACIONES PLANIFICADAS Y A RIESGO Y CRONOGRAMA DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en el numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la lista de ampliaciones Planificadas y A Riesgo, clasificadas con base a los resultados de la Tabla 161, respecto a la concentración de los beneficios en los agentes y por país.

Esta lista de ampliaciones, corresponden a aquellas cuya construcción debería de comenzar en los dos años siguientes, por lo cual las ampliaciones seleccionadas tendrán como año máximo de entrada el 2025.

Es importante mencionar que, en la etapa final de desarrollo del presente estudio de planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, se las autoridades de Costa Rica, anunciaron la cancelación del proyecto hidroeléctrico Diquís, de 650 MW, el cual formó parte de las hipótesis de proyectos decididos, con fecha de entrada en 2026, conforme había sido informado en la actualización de la base de datos regional.

No obstante, lo anterior, la expansión de la transmisión, requerida antes de 2026, no está influenciada por el despacho de la central Diquís, por lo tanto, la lista de ampliaciones, con fecha de entrada máxima 2025, no se considera afectada en su requerimiento o conveniencia, por la no ejecución de la central Diquís.



Tabla 163. Escenario de expansión A1 - Ampliaciones de transmisión Planificadas y a Riesgo.

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen	Inv MUS\$	Clasificación
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 Kv Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	CCSD	7.43	Planificada
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del existente)		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	300 MW	7.78	Planificada
3	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	CCSD	1.09	Planificada
4	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	CCSD	1.43	Planificada
5	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022	CCSD	4.24	Planificada
6	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD	8.15	Planificada
7	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	CCSD	2.61	Planificada
8	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nueva	115	150	2024	CCSD	3.69	Planificada
9	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD	8.15	Planificada
10	El Salvador	15SEP-BERL	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 Kv entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	15.54	LTX	Repotenciar	115	150	2022	CCSD	2.18	Planificada
11	El Salvador	SRF-115-SVC-115	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024	300 MW	1.78	Planificada
12	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	CCSD	2.86	Planificada
13	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD	7.95	Planificada
14	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia	7.95	Planificada
15	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur - San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	CCSD	14.22	Planificada
16	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD	10.19	Planificada
17	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD	8.09	Planificada
18	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
19	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Laineza.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
20	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
21	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
22	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
23	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
24	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD	1.25	Planificada
25	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	300 MW	7.73	Planificada
26	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
27	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD	0.48	Planificada
28	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
29	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD	0.48	Planificada
30	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
31	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
32	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
33	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
34	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
35	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD	5.19	A Riesgo
36	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	300 MW	2.09	A Riesgo
37	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024	300 MW	5.11	Planificada
38	Costa Rica	CAS230B-GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	38.2	LTX	Repotenciar	230	400	2022	300 MW	3.26	Planificada
39	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	300 MW	3.80	Planificada
40	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	CCSD	6.06	Planificada
41	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD	7.28	Planificada
42	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia	8.50	Planificada
43	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia	3.22	Planificada
44	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304-500	2023	Suficiencia	13.55	Planificada
45	Interconexión	AGC-FNH-SND-2	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	182.9	LTX	Nueva	230	367	2022	300 MW	22.30	Planificada
46	Interconexión	TCP230-VIRG230-FNC	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	1.62	LTX	Repotenciar	230	367	2022	300 MW	4.29	Planificada
											MUS\$	208.63



Tabla 164. Escenario de expansión C2 - Ampliaciones de transmisión Planificadas y a Riesgo.

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen	Inv MUS\$	Clasificación
1	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE SMR.		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	CCSD	1.09	Planificada
2	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	115	30	2024	CCSD	1.43	Planificada
3	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD	8.15	Planificada
4	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 Kv SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nuevo	115	150	2022	CCSD	4.24	Planificada
5	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2024	CCSD	8.15	Planificada
6	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 Kv SE Nejapa-San Antonio, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nuevo	115	260	2024	CCSD	2.61	Planificada
7	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 Kv San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nuevo	115	150	2024	CCSD	3.69	Planificada
8	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	20	2024	CCSD	0.95	Planificada
9	El Salvador	CEL-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE CEL		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD	0.48	Planificada
10	El Salvador	VDC-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VDC		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD	0.48	Planificada
11	El Salvador	VEN-EOL	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE VEN		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD	0.48	Planificada
12	El Salvador	GUAI-115	Banco de capacitores 10 MVAR 115 kV en SE Guajoyo		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	CCSD	0.48	Planificada
13	El Salvador	OPIC-115	Banco de capacitores 40 MVAR 138 kV en SE Opico.		Capacitor	Nuevo	115	40	2024	CCSD	1.90	Planificada
14	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
15	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
16	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
17	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
18	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
19	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
20	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymacas		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	CCSD	1.25	Planificada
21	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD	7.95	Planificada
22	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 Kv San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nuevo	230	405.1	2022	CCSD	13.08	Planificada
23	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 Kv Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	CCSD	10.19	Planificada
24	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		LTX	Nuevo	230/138	150	2022	Suficiencia	7.95	Planificada
25	Honduras	CHM B539/TER LVI 138-2	Línea 138 Kv SE Choloma-Las Victorias, circuito simple 477MCM ACSR.	3.78	LTX	Nuevo	138	151.8	2022	CCSD	1.94	Planificada
26	Honduras	NNC B639/AGF B641-2	Línea 230 Kv Nueva Nacaome-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	0.82	LTX	Nuevo	230	317.3	2022	CCSD	3.93	Planificada
27	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Comayagua.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
28	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
29	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
30	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	115	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
31	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 Kv Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nuevo	230	317.3	2024	CCSD	8.09	Planificada
32	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD	5.19	Planificada
33	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD	7.28	Planificada
34	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 Kv SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nuevo	115	93	2022	CCSD	6.06	Planificada
35	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 Kv SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia	3.22	Planificada
36	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 Kv Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia	8.50	Planificada
37	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 Kv Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304 a 500	2023	Suficiencia	13.55	Planificada
MUS\$											140.25	

5.11. COINCIDENCIA DE AMPLIACIONES RESULTANTES EN EL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR 2019-2023 Y EN LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO.

A efectos de analizar la coincidencia de resultados obtenidos en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, período 2019-2023, con los resultados de la Planificación de largo plazo de la transmisión regional, período 2019-2028, en la siguiente tabla se comparan las ampliaciones resultantes en dichos estudios.

Tabla 165. Ampliaciones del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR 2019-2023, coincidentes con los resultados de los escenarios A1 y C2 del plan de expansión de largo plazo

Grupo	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	DMP	A1	C2	Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
GU	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA	230/138		2021	2022	2028				✓		
ES	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	230/115		2021	2022	2022	✓	✓			✓	
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	230/138		2021	2022	2024			✓	✓		
	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	2021	2022	2022	✓	✓			✓	✓
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	2021	2022	2024		✓	✓	✓	✓	✓
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2021	2024	2024	✓	✓			✓	✓
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	115	15.54	2021	2022	---	✓	✓			✓	✓
Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2021	2022	---	✓	✓			✓	✓	
HO	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (1)	230/138		2021	2022	2022			✓	✓		
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (2)	230/138		2021	2022	2022			✓	✓		
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	2021	2022	2022			✓		✓	
	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	2021	2022	2024				✓	✓	✓
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	2021	2022	2022			✓			
	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	230	17.5	2021	2024	---	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69		2021	2022	2022	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138		2021	2022	2022	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138		2021	2022	2022	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	138		2021	2022	2022	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138		2021	2022	2022	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	138		2021	2022	2022	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	230		2021	---	---	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
NI	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138		2021	2022	2022				✓		✓
	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	138	41.11	2021	2024	---			✓	✓		✓
CR	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	230	6.02	2021	2024	---	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	230	38.2	2021	2022	---			✓		✓	



Grupo	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	DMP	A1	C2	Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	230	9.9	2021	---	---					✓	
	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	230	63.8	2021	---	---					✓	
PA	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	230	60.5	2021	---	---		✓	✓			
	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	230	60.5	2021	---	---		✓	✓			
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	230	65.06	2023	2022	2026			✓			
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	230	59.85	2023	---	2026			✓			
Int	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	2021	2022	---	✓			✓	✓	✓
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	2021	2022	---	✓				✓	

De la tabla anterior se observa que, de las 33 ampliaciones que estaban identificadas en el Diagnóstico de mediano plazo 2019-2023, 27 forman parte del escenario de expansión de largo plazo A1; y 20 coinciden en el escenario C2.

En el caso de las líneas Chorrera-El Higo, están reportadas repotenciadas en 607 MVA a partir de 2022, por lo cual no resulta como un requerimiento en los escenarios de expansión de largo plazo.

5.12. CÁLCULO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN DEBIDO A LAS AMPLIACIONES IDENTIFICADAS EN EL ESTUDIO

Conforme a lo establecido en el literal f) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, Se presenta el cálculo del cargo de transmisión de las nuevas ampliaciones. El cargo de transmisión se calculó determinando la anualidad de la inversión de cada ampliación.

Cargo de transmisión por cada ampliación

En la tabla siguiente se presenta el resultado del cálculo del cargo anual de transmisión, calculado como la anualidad equivalente para el pago de cada ampliación.

Tabla 166. Cargo anual de transmisión por ampliación

Sistema	Descripción del Refuerzo	Refuerzo	Año de entrada	Costo Inversión (MUS\$)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Nueva	2022	8.09	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Nueva	2022	23.09	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01
Honduras	SUY B612/CDH B629-2	Nueva	2022	7.73	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Nueva	2022	10.19	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	Repotenciar	2022	3.80	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
Panamá	PAN115/CAC115-4	Nueva	2022	3.22	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Panamá	FOR230/GUA230-2	Nueva	2022	8.50	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
Panamá	FOR230/CHG230-0A	Repotenciar	2023	13.55	0.00	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18
Interconexión	AGC B624/SND-230-2	Nueva	2022	22.06	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92
El Salvador	15SE-230/15SE-115-10	Nuevo	2022	8.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Nuevo	2022	7.95	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
Nicaragua	TCP-230/TCP-138-1	Nuevo	2022	5.19	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Nuevo	2022	7.95	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Nuevo	2022	8.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Nuevo	2022	7.43	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Nuevo	2022	4.24	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Nuevo	2022	2.61	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Nuevo	2024	3.69	0.00	0.00	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Panamá	BVI230/PAN3 230-3	Nuevo	2026	4.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.39	0.39
Panamá	GUA230/PM230-29-2	Nuevo	2026	5.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52	0.52	0.52
Panamá	MDN115/CAL115-3	Nuevo	2022	6.06	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
Panamá	LSA230/LSA115-T4	Nuevo	2026	7.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	0.64	0.64
Panamá	MDN230/MDN115-4	Nuevo	2022	7.28	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
Costa Rica	CAS230A/GBO230-10	Repotenciar	2020	3.25	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-1	Repotenciar	2021	1.78	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Guatemala	MOY-230/MOY-138-1	Nuevo	2022	7.78	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
El Salvador	15SE-115/BERL-115-1	Repotenciar	2022	2.18	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Nicaragua	TCP-230/VIRG-230-1 y VIRG-230-1/FC	Nuevo	2022	4.29	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Nicaragua	NDE-138/RIV-138-1	Repotenciar	2024	2.09	0.00	0.00	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Costa Rica	MOG230/GBO230-2	Nuevo	2024	8.86	0.00	0.00	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
Incremento Anual en el Cargo de Transmisión (MUS\$)					14.87	16.05	17.32	17.32	18.87	18.87	18.87



5.13. EVALUACIÓN DEL BENEFICIO PARA LOS AGENTES QUE INYECTAN Y RETIRAN, EN RELACIÓN AL CURTR

Conforme a lo establecido en el literal g), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la evaluación para cada Agente que inyecta y Agente que retira y para cada país, del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que debe asumir.

Método de cálculo del CURTR

La simulación probabilística de la expansión del Sistema Eléctrico Regional permite calcular el ingreso tarifario de cada línea de transmisión en el mercado spot como la diferencia entre los precios nodales y el flujo que transporta cada circuito. Lo anterior es conocido como Costo Variable de Transmisión (CVT).

Generalmente ocurre que el valor de CVT para cualquier circuito no es suficiente para cubrir todos los costos anuales asociados al uso de las expansiones de la red de transmisión, siendo necesario determinar un cargo complementario. Para una nueva expansión, el cargo complementario será la diferencia entre el ingreso autorizado y su CVT. El Cargo por Uso de la Red de Transmisión (CURTR), corresponderá al valor del cargo complementario.

El cargo complementario es calculado por medio del método de participaciones promedias (MEPAM). Dicho método distribuye entre los agentes, tanto generadores como demandas, el costo anual asociado a las expansiones de la red de transmisión determinando la participación de la inyección y retiro de potencia en el flujo de carga por dichas expansiones.

El cálculo es realizado utilizando el módulo TGRID, incorporado en el módulo NETPLAN, que forma parte del SPTR.

Los resultados que se presentan, corresponden a la asignación por agentes, generadores y demandas, de cada país por el uso de las expansiones de la red de transmisión regional que han sido identificadas en el Estudio de la Planificación de la Expansión de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional.

A.1 CURTR para los agentes que inyectan y retiran, y por país

A continuación, se presentan los resultados del CURTR estimado para los años desde 2022 al 2028.

Tabla 167. Estimación del CURTR en Miles de Dólares para los agentes que retiran (demandas), por país

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Guatemala	1,167	1,245	1,372	1,366	1,463	1,456	1,453
El Salvador	1,011	1,196	1,271	1,234	1,429	1,427	1,412
Honduras	1,691	1,877	2,019	2,034	2,221	2,235	2,254
Nicaragua	822	817	838	851	986	963	955
Costa Rica	1,278	1,370	1,494	1,485	1,659	1,654	1,646
Panamá	1,464	1,517	1,667	1,688	1,676	1,698	1,714
Total	7,434	8,023	8,660	8,660	9,434	9,434	9,434

Tabla 168. Estimación del CURTR en Miles de Dólares para los agentes que inyectan (generadores), por país

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Guatemala	1,658	1,512	1,553	1,608	1,644	1,602	1,559
El Salvador	1,059	1,090	1,101	1,104	1,304	1,270	1,305
Honduras	1,356	1,501	1,567	1,556	1,725	1,716	1,711
Nicaragua	483	923	1,151	1,095	1,258	1,331	1,347
Costa Rica	1,400	1,436	1,594	1,596	1,719	1,712	1,683
Panamá	1,478	1,561	1,693	1,701	1,783	1,803	1,828
Total	7,434	8,023	8,660	8,660	9,434	9,434	9,434

Tabla 169. Estimación del CURTR Total en Miles de Dólares por país, por año

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Guatemala	2,825	2,757	2,924	2,974	3,107	3,058	3,012
El Salvador	2,070	2,286	2,372	2,338	2,733	2,697	2,717
Honduras	3,047	3,378	3,586	3,590	3,946	3,951	3,965
Nicaragua	1,305	1,739	1,989	1,947	2,244	2,294	2,302
Costa Rica	2,678	2,807	3,088	3,081	3,377	3,366	3,329
Panamá	2,943	3,079	3,360	3,389	3,459	3,501	3,542
Total	14,868	16,046	17,319	17,319	18,867	18,867	18,867

A.2 Evaluación del beneficio de los Agentes, con relación al CURTR

Se realizó la evaluación del beneficio de los agentes, comparando el Valor presente del CURTR a pagar por los agentes, con los beneficios netos de los agentes, los cuales corresponden a los excedentes de los consumidores (en el caso de los agentes que retiran) o el excedente de los generadores (en el caso de los agentes que inyectan). Para calcular el valor presente del CURTR, se considera su flujo de caja hasta el año 2028, ya que los beneficios por excedentes de consumidores y productores, se han calculado para el mismo período.

A.2.1 Evaluación del beneficio de los agentes que inyectan.

En la *Tabla 170* se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 170. Cálculo del Beneficio de los agentes que inyectan (generadores), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR					7.43	8.02	8.66	8.66	9.43	9.43	9.43
VP CURTR a 2018 (a)	37.42				5.79	5.75	5.71	5.26	5.27	4.85	4.46
VP Excedente de los generadores (b)	106.54										
VAN (b-a)	69.12										

La fila que indica “*flujo de caja*”, corresponde al pago anual que realizarán los agentes que inyectan. La fila que indica “*VP CURTR a 2018*”, corresponde al valor presente de cada anualidad, considerando el año cero el 2018. La suma de esas anualidades del CURTR en valor presente, resulta en 37.42 MUS\$ (en 2018). Asimismo, la fila que indica “*VP Excedente de los generadores*” corresponde al valor presente del beneficio privado de los agentes generadores (106.54 MUS\$), que fue calculado en la *Tabla 147*. Finalmente, el Beneficio de los agentes se calcula como *VP Excedente de los generadores - VP CURTR a 2018* y resulta en 69.12 MUS\$.

A.2.2 Evaluación del beneficio de los agentes que retiran.

En la se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 171. Cálculo del Beneficio de los agentes que retiran (demandas), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR					7.43	8.02	8.66	8.66	9.43	9.43	9.43
VP CURTR a 2018 (a)	37.42				5.79	5.75	5.71	5.26	5.27	4.85	4.46
VP Excedente de los consumidores (b)	-0.95										
VAN (b-a)	-38.37										



Conclusiones de la evaluación del beneficio de los agentes respecto al CURTR

1. Los agentes que inyectan tendrán un beneficio positivo respecto al pago por CURTR, estimado en 69.12 MUS.
2. Los agentes que retiran no se reportan con beneficio neto, considerando que el excedente neto de los consumidores es negativo.

5.14. HIPÓTESIS SOBRE FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE NUEVA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

Conforme a lo establecido en el literal h), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación propuesta.

Ampliaciones de generación y transmisión consideradas a entrar en servicio en el mediano plazo (período 2019-2023).

Los resultados de los estudios técnicos de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, consideran la hipótesis de la puesta en servicio de las ampliaciones de transmisión y generación, incluidas en base de datos regional, las cuales, se han confirmado con los comités técnicos de la planificación de la expansión de la generación y de la transmisión (CTPEG y CTPET), que entrarán en servicio. A continuación, se detalla para cada sistema, las ampliaciones de generación y elementos de transmisión, reportadas en la base de datos regional, cuya entrada en servicio se espera para el período 2019-2023.

Ampliaciones previstas en el sistema de Guatemala

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020
1134	SOL-230	230	x	
1136	OXE-230	230	x	
1867	SMR-230	230		x
1133	PNZ-230	230		x

b) Nuevas unidades de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019
1618	ESC-G25 13.800	0	2	X
1981	OXE-H2 13.800	20	2	X
1981	OXE-H2 13.800	20	3	X
1998	CBN-H 6.6000	5.5	1	X
1998	CBN-H 6.6000	5.5	2	X
16007	MNL-H2 0.4800	0.618	12	X
16025	CAF-H 4.1600	4.04	1	X
16025	CAF-H 4.1600	4.04	2	X
16028	RAA-H 4.1600	2.55	1	X
16028	RAA-H 4.1600	2.55	2	X
16029	REC-H2 13.800	12.221	1	X
16029	REC-H2 13.800	12.221	2	X

c) Nuevas líneas de transmisión

Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
1110-1134	LBR-231-SOL-230	1	438.2	438.2	480	60.5	230	2019
1130-1134	CRU-230-SOL-230	1	438.2	438.2	466.4	31.72	230	2019
1134-1841	SOL-230-HUE-232	1	438.2	438.2	466.4	54.5	230	2019
1136-1444	OXE-230-TIC-231	1	262.9	438.2	0	78.016	230	2019
1136-1730	OXE-230-IZA-230	1	262.9	438.2	0	36.714	230	2019
1133-1136	PNZ-230-OXE-230	1	434.6	434.6	0	4.46	230	2020
1133-1730	PNZ-230-IZA-230	1	438.2	438.2	0	39.008	230	2020
1841-1867	HUE-232-SMR-230	2	558.5	558.5	614.4	33	230	2020

Ampliaciones previstas en el sistema de El Salvador

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	Fecha de entrada en servicio		
			2019	2020	2021
27811	KILO-115	115	X		
27812	PROG-115	115	X		
27134	LTRI-115	115	X		
27281	CHIN-115	115	X		
27114	VEN-EOL	115		X	
27601	CHPA-115	115		X	
28132	EDP-230	230			X
27112	MET-EOL	115			X
27113	VDC-EOL	115			X
27581	SVIC-115	115			X
27591	CHCA-115	115			X

b) Nuevas unidades de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
20135	FVMA-G1 0.4000	6	1	X				
20137	FVSO-G1 0.6000	10	1	X				
20138	FVLR-G1 0.6000	20	1	X				
20182	15SE-FV 0.4000	14.2	1	X				
20402	CAPE-FV2 0.4000	100	1	X				
20403	CAPE46-FV2 0.4000	20	1	X				
20473	ECOS-FV2 0.4000	9.9	1	X				
21811	PROG-U1 13.800	100	1	X				
20116	VEN-EOL 0.7000	40	1		X			
21164	AHUA-U4 13.800	6	4		X			
21601	CHPA-U1 13.800	66	1		X			



Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
20112	MET-EOL 0.4000	40	1			X		
20114	VDC-EOL 0.7000	33	1			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	1			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	2			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	3			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	4			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	5			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	6			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	7			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	8			X		
21142	CT EDP-03 13.800	18.756	9			X		
21142	CT EDP-03 13.800	33.06	TV			X		
21143	CT EDP-04 13.800	18.756	10			X		
21143	CT EDP-04 13.800	18.756	11			X		
21143	CT EDP-04 13.800	18.756	12			X		
21144	CT EDP-05 13.800	18.756	13			X		
21144	CT EDP-05 13.800	18.756	14			X		
21144	CT EDP-05 13.800	18.756	15			X		
21145	CT EDP-06 13.800	18.756	16			X		
21145	CT EDP-06 13.800	18.756	17			X		
21145	CT EDP-06 13.800	18.756	18			X		
21145	CT EDP-06 13.800	18.756	19			X		
21216	BERL-U6 13.800	6	6			X		
21581	SVIC-U1 13.800	25	5			X		
21591	CHCA-U1 13.800	25	5			X		
21582	SVIC-U2 13.800	41.3	5					X
21592	CHCA-U2 13.800	25	2					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
27131-27134	ACAJ-115-LTRI-115	1	74.3	74.3	74.3	1.57	115	2019
27131-27811	ACAJ-115-KILO-115	1	205	205	205	4.5	115	2019
27171-27371	CGRA-115-NEJA-115	2	260	260	260	40	115	2019
27281-27291	CHIN-115-JIBO-115	1	130	130	130	3	115	2019
27281-27321	CHIN-115-SRAF-115	1	130	130	130	24	115	2019
27281-27391	CHIN-115-TECO-115	1	130	130	130	7	115	2019
27411-27811	SONS-115-KILO-115	1	205	205	205	19.28	115	2019
27811-27812	KILO-115-PROG-115	1	130	130	130	4.5	115	2019
27111-27114	GUAJ-115-VEN-EOL	1	130	130	130	21	115	2020
27181-27601	15SE-115-CHPA-115	1	130	130	130	43	115	2020
27111-27112	GUAJ-115-MET-EOL	1	130	130	130	21.5	115	2021
27111-27113	GUAJ-115-VDC-EOL	1	130	130	130	24	115	2021
27181-27591	15SE-115-CHCA-115	1	130	130	130	33.24	115	2021
27281-27581	CHIN-115-SVIC-115	1	130	130	130	11.7	115	2021
27321-27581	SRAF-115-SVIC-115	1	130	130	130	12.67	115	2021
27341-27591	SMIG-115-CHCA-115	1	130	130	130	24.56	115	2021



Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
28132-28161	EDP-230-AHUA-230	1	396	396	396	2.2	230	2021
28132-28161	EDP-230-AHUA-230	2	396	396	396	0.41	230	2021

d) Nuevos transformadores de potencia

Número Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	kV	Winding 1-2 MVA Base	Año
28132/27132/24133/1	EDP-230-ACAJ2-115-ACAJ-EDP-46	1	230/115/46	125	2021
28132/27132/24133/2	EDP-230-ACAJ2-115-ACAJ-EDP-46	2	230/115/46	125	2021

Ampliaciones previstas en el sistema de Honduras

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021
3259	JUT	230	X		
3262	PAT	230	X		
3072	LNZ 138KV	138		X	
3191	EL CENTRO	138		X	
3239	CERRO GRANDE	230		X	
3241	SITIO	230		X	
3257	SPS 230KV	230		X	
3294	COMAYAGUA II	138		X	
3267	EL TORNILLO	230			X

b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
3048	CHM B239 13.800	4.2	1	X				
3089	NIS B439 69.000	23.5	1	X				
3090	PAV B363 34.500	4	FY	X				
3210	PSM TER9 0.7000	12	1	X				
3263	PAT U1 13.800	53	1	X				
3264	PAT U2 13.800	53	1	X				
3271	PETACON 34.500	12	1	X				
3312	UDEHSA 34.500	20.5	1	X				
3313	PHP 4.2000	6	1	X				
30003	SLU HE 34.500	30	HE	X				
3251	GEOPAVANA 13.800	20	1		X			
3254	AZACUALPA 13.800	20	1		X			
3083	MCH B311 34.500	3.5	1				X	
3268	TOR T1 13.800	110	1				X	
3269	TOR T2 13.800	110	1				X	

c) Nuevas líneas de transmisión

Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
3259-3262	JUT-PAT	1	253	253	278.3	45	230	2019
3033-3241	SUY-SITIO	2	405.1	405.1	445.6	4	230	2021
3045-3191	BVI-EL	1	151.8	151.8	167	2.5	138	2021
3060-3294	CYG-COMAYAGUA	1	151.8	151.8	167	9.01	138	2021
3072-3085	LNZ-MFL	1	151.8	151.8	0	5	138	2021
3239-3241	CERRO-SITIO	2	405.1	405.1	445.6	10	230	2021
3239-3429	CERRO-AMT	2	405.1	405.1	445.6	23.7	230	2021
3257-3300	SPS-SBV	1	405.1	405.1	445.6	46	230	2021
3294-3427	COMAYAGUA-AMT	1	151.8	151.8	167	37.03	138	2021
3267-3300	EL-SBV	1	456.5	456.5	0	24.2	230	2022
3267-3300	EL-SBV	2	456.5	456.5	0	24.2	230	2022

d) Nuevos transformadores de potencia

Número Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	kV	Winding 1-2 MVA Base	Año
3095/3038/3957/1	PGR B603-PGR B509-TER PGR T6XX	1	230/138/13.8	150	2019
3257/3203/3956/1	SPS 230KV-SPS B558-TER SPS T6XX	1	230/138/13.8	150	2021

Ampliaciones previstas en el sistema de Nicaragua

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
4361	GNT-138	138	X				
4384	CASS-138	138	X				
4837	SMC-230	230	X				
4344	AER-138	138		X			
4353	DAL-138	138		X			
4369	SNJ-138	138		X			
4385	CFON-138	138			X		
4417	TERR-230	230			X		
4422	BCO-230	230			X		
4308	JIN-138	138				X	
4356	WAS-138	138				X	
4373	TOLA-138	138				X	
4383	CNT-138	138				X	
4394	SDGO-138	138				X	
4399	SKL-138	138				X	
4414	MLK-230	230				X	
4421	PCAR-230	230				X	
4379	STGO-138	138					X
4389	VNA-138	138					X
4397	EPZ-138	138					X
4398	TCPI-138	138					X
4933	PCOS-138	138					X



b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
4187	CASS-24.9 24.900	35	1	X				
4835	SMC-0.70 0.7000	64	1	X				
4940	PSL-0.70 0.7000	12	2	X				
4312	EVJ-138 138.00	10	1		X			
4312	EVJ-138 138.00	10	2		X			
4319	MSY-138 138.00	10	1		X			
4833	ABRII-1.00 1.0000	63	1		X			
4936	FV-VEL 0.7000	12	2		X			
4127	PCAR-U1 13.800	50	1				X	
4128	PCAR-U2 13.800	50	1				X	
4319	MSY-138 138.00	10	2				X	
4380	GRD-138 138.00	15.5	1				X	
4068	PCOS-13.8 13.800	21	1					X
4129	GSN-U1 13.800	75	1					X
4130	GSN-U2 13.800	75	1					X
4131	GSN-U3 13.800	50	1					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
4319-4361	MSY-138-GNT-138	1	133.9	133.9	133.9	19.23	138	2019
4330-4384	RIV-138-CASS-138	1	150	150	150	3.8	138	2019
4336-4361	TPT-138-GNT-138	1	133.9	133.9	150	11.6	138	2019
4401-4420	LBS-230-SNB-230	1	367	367	374	73	230	2019
4750-4837	AMY-230-SMC-230	1	367	367	374	17	230	2019
4323-4344	ORT-138-AER-138	1	134	134	134	9.8	138	2020
4332-4353	SNR-138-DAL-138	1	134	134	150	44	138	2020
4336-4344	TPT-138-AER-138	1	150	150	150	8.74	138	2020
4369-4827	SNJ-138-VIR	1	150	150	150	15.44	138	2020
4412-51503	FCS-230-FIC-GBO230	10	338	338	338	91.3	230	2020
4333-4386	SRS-138-VEC-138	1	150	150	150	36.1	138	2021
4385-4386	CFON-138-VEC-138	1	150	150	150	21.5	138	2021
4417-4420	TERR-230-SNB-230	1	374	374	374	71.5	230	2021
4420-4422	SNB-230-BCO-230	1	374	374	374	43	230	2021
4308-4324	JIN-138-PCA-138	1	150	150	150	6.7	138	2022
4308-4331	JIN-138-SEB-138	1	150	150	150	32.97	138	2022
4325-4383	PDT-138-CNT-138	1	134	134	150	3.42	138	2022
4330-4373	RIV-138-TOLA-138	1	150	150	150	15.44	138	2022
4340-4383	TCP-138-CNT-138	1	150	150	157.5	12.67	138	2022
4352-4399	OCOT-138-SKL-138	1	150	150	150	47	138	2022
4353-4356	DAL-138-WAS-138	1	150	150	150	48.3	138	2022
4394-4951	SDGO-138-MJN-138	1	102.6	102.6	113	17	138	2022
4414-4417	MLK-230-TERR-230	1	374	374	374	138.6	230	2022
4414-4421	MLK-230-PCAR-230	1	374	374	374	130.6	230	2022
4302-4379	ALT-138-STGO-138	1	150	150	157.5	3.5	138	2023



Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
4313-4397	GAT-138-EPZ-138	1	150	150	150	69.3	138	2023
4313-4933	GAT-138-PCOS-138	1	150	150	150	13.5	138	2023
4340-4379	TCP-138-STGO-138	1	134	134	150	11.8	138	2023
4340-4398	TCP-138-TCPI-138	1	150	150	150	4.4	138	2023
4343-4379	CLN-138-STGO-138	1	150	150	157.5	3.03	138	2023
4343-4398	CLN-138-TCPI-138	1	150	150	150	7.7	138	2023
4355-4389	SAU-138-VNA-138	1	150	150	150	36	138	2023
4379-4383	STGO-138-CNT-138	1	150	150	150	3.7	138	2023
4385-4398	CFON-138-TCPI-138	1	150	150	150	15.5	138	2023

d) Nuevos transformadores de potencia

Número Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	kV	Winding 1-2 MVA Base	Año
4417/4354/4956/1	TERR-230-TERR-138-TERR-AT1	1	230/138/13.8	45	2021
4422/4304/4958/1	BCO-230-BCO-138 -BCO-AT1	1	230/138/13.8	100	2021
4414/4348/4948/1	MLK-230-MLK 138-MLK-AT1	1	138/13.8/Nuevo	100	2022
4406/4340/4921/3	TCP-230-TCP-138-TCP-AT3	3	230/138/13.8	45	2023

Ampliaciones previstas en el sistema de Costa Rica

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
51160	PA2230	230	X				
53951	CHU230B	230	X				
53952	CHU230C	230	X				
51500	GBO230	230		X			
51503	FIC-GBO230	230		X			
54300	CLN230	230					X
51400	BOR230	230					X

b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
51170	PAI213.8 13.800	56	1	X				
58471	TTO-U2 13.800	25	1	X				
51420	BOR-U1 13.800	56	1					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
50350-53200	BAR230-GAR230	1	480	480	518	40.9	230	2019
51150-51160	PAI230-PA2230	1	210	210	210	2	230	2019
53950-53951	CHU230A-CHU230B	1	319	319	319	0.7	230	2019
53950-53952	CHU230A-CHU230C	2	319	319	319	0.7	230	2019
58304-58305	MOI138A-MOI138B	1	0	0	0	0	138	2019
50052-51500	CAS230B-GB0230	10	338	338	338	38.2	230	2020
50250-51500	MIR230A-GB0230	1	240	240	299	2.23	230	2020
50300-51500	MOG230-GB0230	1	240	240	299	6.02	230	2020
51500-51503	GB0230-FIC-GB0230	1	0	0	0	0	230	2020
50900-54300	GAB230-CLN230	1	600	600	600	60	230	2023
51100-51400	ORO230-BOR230	1	375	375	412	11.25	230	2023
51150-51400	PAI230-BOR230	1	375	375	412	11.25	230	2023
53000-53052	CAJ230A-LIN230B	3	380	380	486	5.97	230	2023
53000-53150	CAJ230A-SMI230A	1	380	380	486	13.29	230	2023
53050-54300	LIN230A-CLN230	1	343	343	388	6.93	230	2023
53052-54300	LIN230B-CLN230	2	343	343	388	6.93	230	2023
53900-54300	TAR230A-CLN230	1	343	343	388	26.07	230	2023
53902-54300	TAR230B-CLN230	2	343	343	388	26.07	230	2023

d) Nuevos transformadores de potencia

Número Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	kV	Winding 1-2 MVA Base	Año
53206/53200/53234/2	GAR138B-GAR230-GARAT2T	2	138/230/13.8	100	2019
58300/58305/58331/1	MOI230A-MOI138B-MOIAT1T	1	230/138/13.8	100	2019
58302/58306/58332/3	MOI230B-MOI138C-MOIAT3T	3	230/138/13.8	100	2019
58306/58302/58330/2	MOI138C-MOI230B-MOIAT2T	2	138/230/13.8	100	2019

Ampliaciones previstas en el sistema de Panamá

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
6197	TOR115	115	X				
6243	VHE230	230	X				
6787	BCA230	230	X				
6796	CDO230	230	X				
6830	ANT230	230	X				
6840	PAN31 230	230	X				
6844	PAN32 230	230	X				



Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
6405	TEL230	230		X			
6801	SAB230	230		X			
6841	PAN3 115	115		X			
6861	CHE230	230		X			
6867	PM-2	230		X			
6868	GASM230	230		X			
6875	PM-1	230		X			
6893	CAT5	115		X			
6882	GON230	230			X		
6837	CHG230	230					X
6857	MET230	230					X

b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
6245	CAZ1	1.7	1	X				
6246	CAZ2	1.7	2	X				
6246	CAZ2	1.7	3	X				
6247	CAZ3	1.7	4	X				
6247	CAZ3	1.7	5	X				
6248	CAZ4	1.7	6	X				
6248	CAZ4	1.7	7	X				
6249	CAZ5	1.7	8	X				
6249	CAZ5	1.7	9	X				
6250	CAZ6	1.7	10	X				
6250	CAZ6	1.7	11	X				
6251	CAZ7	1.7	12	X				
6251	CAZ7	1.7	13	X				
6252	CAZ8	1.7	14	X				
6252	CAZ8	1.7	15	X				
6253	CAZ9	1.7	16	X				
6253	CAZ9	1.7	17	X				
6254	CAZ10	1.7	18	X				
6254	CAZ10	1.7	19	X				
6255	CAZ11	1.7	20	X				
6255	CAZ11	1.7	21	X				
6256	CAZ12	1.7	22	X				
6256	CAZ12	1.7	23	X				
6257	CAZ13	1.7	24	X				
6257	CAZ13	1.7	25	X				
6258	CAZ14	1.32	26	X				
6258	CAZ14	1.32	27	X				
6328	BAI0.48	1.8	G4	X				
6329	BAM0.48	0.65	G3	X				
6557	LAM34	10	G1	X				



Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
6734	ESO34	5	G1	X				
6738	MSO34	10.26	G1	X				
6739	VAL34	8.22	G1	X				
6785	TOAG1	102	G1	X				
6798	CDOG1	3.37	G1	X				
6799	CDOG2	3.37	G2	X				
6903	SRE	10.78	G1	X				
6904	EES	8.5	G1	X				
6905	POCR34	16	G1	X				
6907	EES1	1.705	G1	X				
6907	EES1	1.705	G2	X				
6907	EES1	1.705	G3	X				
6907	EES1	1.705	G4	X				
6908	EES2	1.705	G5	X				
6908	EES2	1.705	G6	X				
6908	EES2	1.705	G7	X				
6908	EES2	1.705	G8	X				
6909	EES3	1.705	10	X				
6909	EES3	1.705	11	X				
6909	EES3	1.705	12	X				
6909	EES3	1.705	G9	X				
6910	EES4	1.705	13	X				
6910	EES4	1.705	14	X				
6910	EES4	1.705	15	X				
6910	EES4	1.705	16	X				
6911	EES5	1.705	17	X				
6911	EES5	1.705	18	X				
6911	EES5	1.705	19	X				
6911	EES5	1.705	20	X				
6912	EES7	1.705	25	X				
6912	EES7	1.705	26	X				
6913	EES6	1.705	21	X				
6913	EES6	1.705	22	X				
6913	EES6	1.705	23	X				
6913	EES6	1.705	24	X				
6914	JAG0.4	10	G1	X				
6406	TELG1	218	G1		X			
6407	TELG2	218	G2		X			
6408	TELV3	224	V1		X			
6788	BCA13.8	31.5	G1		X			
6788	BCA13.8	31.5	G2		X			
6869	GASMG1	75	G1		X			
6870	GASMG2	75	G2		X			
6871	GASMV1	75	V1		X			
6872	GASMG3	75	G3		X			
6873	GASMG4	75	G4		X			
6874	GASMV2	75	V2		X			
6924	LHUG1	5.85	G1		X			



Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
6925	LHUG2	5.85	G2		X			
6723	SIN4.16	5	G1				X	
6723	SIN4.16	5	G2				X	
6553	PROV34	10	G1					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
6001-6840	PAN230-PAN31	7A	500	500	500	3.13	230	2019
6001-6844	PAN230-PAN32	8A	500	500	500	3.13	230	2019
6003-6460	PANII230-ECO230	3A	275	275	500	150	230	2019
6005-6830	CHO230-ANT230	0A	500	500	500	94.44	230	2019
6005-6830	CHO230-ANT230	9A	500	500	500	94.44	230	2019
6005-6840	CHO230-PAN31	7B	500	500	500	34.36	230	2019
6005-6844	CHO230-PAN32	8B	500	500	500	34.36	230	2019
6006-6197	CHO115-TOR115	55	93	93	175	4	115	2019
6006-6197	CHO115-TOR115	56	93	93	175	4	115	2019
6008-6460	LSA230-ECO230	2B	275	275	500	44.67	230	2019
6008-6460	LSA230-ECO230	3B	275	275	500	44.67	230	2019
6008-6753	LSA230-BOT230	41	382.4	382.4	382.4	94	230	2019
6008-6753	LSA230-BOT230	42	382.4	382.4	382.4	94	230	2019
6008-6830	LSA230-ANT230	0B	500	500	500	60.5	230	2019
6008-6830	LSA230-ANT230	9B	500	500	500	60.5	230	2019
6014-6787	PRO230-BCA230	1	370	370	370	14	230	2019
6018-6703	CAC115-BVI115	8	140	140	150	8.4	115	2019
6100-6243	BAY230-VHE230	2A	202	202	350	57	230	2019
6243-6470	VHE230-24DIC230	2A	202	202	350	1.4	230	2019
6460-6713	ECO230-BUR230	2A	275	275	500	114.98	230	2019
6510-6787	POR230-BCA230	1	370	370	370	7	230	2019
6702-6840	BVI230-PAN31	1	247	247	366	10.5	230	2019
6702-6844	BVI230-PAN32	2	247	247	366	10.5	230	2019
6753-6755	BOT230-PUR230	43	382.4	382.4	382.4	24	230	2019
6753-6755	BOT230-PUR230	44	382.4	382.4	382.4	24	230	2019
6796-6797	CDO230-CDO34	1	0	0	0	2.74	230	2019
6001-6003	PAN230-PANII230	1D	335	335	350	13	230	2020
6001-6003	PAN230-PANII230	2D	335	335	350	13	230	2020
6001-6840	PAN230-PAN3	8A	500	500	500	3.13	230	2020
6003-6171	PANII230-PAC230	1C	608	608	645	19	230	2020
6003-6470	PANII230-24DIC230	2C	608	608	645	9	230	2020
6003-6801	PANII230-SAB230	45	500	500	500	34.55	230	2020
6003-6801	PANII230-SAB230	46	500	500	500	34.55	230	2020
6003-6840	PANII230-PAN3	2A	500	400	500	15	230	2020
6003-6840	PANII230-PAN3	3A	500	400	500	15	230	2020
6005-6840	CHO230-PAN3	8B	500	500	500	34.36	230	2020
6008-6460	LSA230-ECO230	2D	500	500	500	44.67	230	2020
6008-6460	LSA230-ECO230	3D	500	500	500	44.67	230	2020
6009-6051	LSA115-POC115	2	79	79	108	20	115	2020



Números-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
6059-6893	LM1115-CAT5	1	232.7	0	249.8	4.5	115	2020
6059-6893	LM1115-CAT5	30	232.7	0	249.8	4.5	115	2020
6059-6893	LM1115-CAT5	31	232.7	0	249.8	4.5	115	2020
6066-6893	FFIELD-CAT5	30	232.7	0	249.8	4.6	115	2020
6066-6893	FFIELD-CAT5	31	232.7	0	249.8	4.6	115	2020
6100-6861	BAY230-CHE230	1A	202	202	366	25.4	230	2020
6100-6861	BAY230-CHE230	2A	202	202	366	25.4	230	2020
6165-6841	FLO115-PAN3	1	151	175	0	8	115	2020
6165-6841	FLO115-PAN3	2	151	175	0	8	115	2020
6171-6861	PAC230-CHE230	1B	608	608	645	23	230	2020
6243-6470	VHE230-24DIC230	2B	608	608	645	1.4	230	2020
6243-6861	VHE230-CHE230	2B	608	608	645	31.6	230	2020
6405-6801	TEL230-SAB230	2	770	0	818	29	230	2020
6405-6803	TEL230-PM2-SAB	1	770	0	818	14	230	2020
6405-6808	TEL230-CNO230	1	770	0	818	3	230	2020
6460-6713	ECO230-BUR230	2C	500	500	500	114.98	230	2020
6460-6713	ECO230-BUR230	3C	500	500	500	114.98	230	2020
6702-6840	BVI230-PAN3	2	247	247	366	10.5	230	2020
6713-6840	BUR230-PAN3	2B	500	400	500	20	230	2020
6713-6840	BUR230-PAN3	3B	500	400	500	20	230	2020
6801-6802	SAB230-PM1-SAB	1	500	500	500	15	230	2020
6801-6803	SAB230-PM2-SAB	1	500	500	500	15	230	2020
6801-6840	SAB230-PAN3	1	1000	1000	1000	32	230	2020
6801-6840	SAB230-PAN3	2	1000	1000	1000	32	230	2020
6801-6867	SAB230-PM-2	1	770	0	818	28.5	230	2020
6801-6875	SAB230-PM-1	1	770	0	818	28.5	230	2020
6867-6868	PM-2-GASM230	1	818	0	818	1.5	230	2020
6868-6875	GASM230-PM-1	1	818	0	818	1.5	230	2020
6003-6882	PANII230-GON230	5A	500	500	500	5	230	2021
6003-6882	PANII230-GON230	6A	500	500	500	5	230	2021
6801-6882	SAB230-GON230	5B	500	500	500	29.55	230	2021
6801-6882	SAB230-GON230	6B	500	500	500	29.55	230	2021
6096-6837	FOR230-CHG230	0A	304	304	366	37.7	230	2023
6260-6837	CHA230-CHG230	0B	304	304	366	65.06	230	2023
6263-6837	ESP230-CHG230	0B	304	304	366	59.85	230	2023
6340-6837	CAN230-CHG230	0A	304	304	366	11.6	230	2023
6837-6840	CHG230-PAN3	1	1288	1288	1592	330	230	2023
6837-6840	CHG230-PAN3	2	1288	1288	1592	330	230	2023
6857-6861	MET230-CHE230	1	329	329	370	170	230	2023

d) Nuevos transformadores de potencia

Número Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	kV	Winding 1-2 MVA Base	Año
6260/6261/6262/T2	CHA230-CHA115-CHA34	T2	230/115/34.5	100	2020
6840/6841/6842/T1	PAN3 230-PAN3 115-PAN3 13A	T1	230/115/13.8	100	2020
6840/6841/6843/T2	PAN3 230-PAN3 115-PAN3 13B	T2	230/115/13.8	100	2020

5.15. IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en el literal i) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta un análisis del impacto ambiental de las ampliaciones de transmisión resultantes del estudio de planificación de largo plazo de la transmisión y la generación regional, según los criterios fijados en los Capítulos 14 y 15 del Libro III del RMER.

Requerimientos establecidos en el RMER.

El RMER en el numeral 15.1.1, del Libro III, establece que, la CRIE, en coordinación con las autoridades competentes de cada país, debe identificar todos los espacios naturales con algún grado de protección en el territorio regional, que puedan crear restricciones o inhibiciones para el proyecto de infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transmisión y poner la información a disposición del EOR para que sea considerada en el proceso de planificación.

Asimismo, el numeral 15.2.1 establece que la gestión ambiental a desarrollar por cada Iniciador o Agente, se realizará de manera tal que permita:

- a) La prevención o la mitigación de los impactos ambientales originados por las actividades de transmisión y transformación de la energía eléctrica; y
- b) El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las regulaciones de control ambiental en cada país donde se ubique una instalación.

Por otra parte, el numeral 15.3.1 del Libro III del RMER, indica entre otros puntos, las condiciones mínimas a cumplir por el Iniciador o Agente son las siguientes, dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente en cada país donde se ubiquen sus instalaciones, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para mitigar o evitar impactos negativos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema;

Otro requerimiento relevante del RMER, se indica en el numeral 15.4.7 del Libro III del RMER, que establece que cada Agente deberá cumplir con las normas relativas a la utilización, manipulación y disposición de Difenilos Policlorados (DPC), Askarel o PCB, en equipos existentes a la fecha de vigencia de este Reglamento. En el caso de nuevas instalaciones queda prohibida la utilización de equipos que contengan tales sustancias.

Áreas protegidas

La CRIE, conforme a lo establecido en el numeral 15.1.1, del Libro III del RMER, mediante la comunicación CRIE-SE-GT-191-18-07-2017, remitió al EOR la información relacionada con las áreas naturales que gozan de algún grado de protección por las entidades ambientales de cada país.



Identificación del impacto ambiental de las ampliaciones

En el estudio de planificación de la expansión de la transmisión regional, 2019-2028 se han de determinado un conjunto de ampliaciones de transmisión, consistentes en construcción de nuevas líneas, repotenciación por cambio de conductor de líneas existentes, sustitución de un transformador por uno de mayor capacidad, e instalación de nuevos transformadores en subestaciones con transformadores existentes e instalación de compensación capacitiva, y se identifica lo siguiente:

- a. Las obras por repotenciación por cambio de conductor de líneas existentes, utilizarán los mismos derechos de vía de la línea existente, por lo cual el impacto ambiental sería de poca relevancia ya que no implica intervenir un nuevo corredor.
- b. Las obras por construcción de nuevas líneas de transmisión, consisten en circuitos en trayecto paralelo a líneas existentes, por lo cual no se tiene previsto intervenir en áreas protegidas.
- c. La instalación de nuevos equipos en subestación, tales como los transformadores de potencia y equipo de compensación capacitiva, se realizará en patios de subestaciones, que corresponden a áreas previstas para tales fines, por tanto, no se prevé la afectación de áreas naturales protegidas. Es importante resaltar que, conforme a lo establecido en el numeral 15.4.7 del Libro III del RMER, los transformadores de potencia o cualquier otro equipo a instalarse como parte de las ampliaciones recomendadas, no deberán contener Difenilos Policlorados (DPC), Askarel o PCB.

Es importante mencionar, que previo a la construcción de cualquier ampliación, el desarrollador deberá realizar el respectivo estudio de impacto ambiental asociado a la ampliación, de conformidad a las leyes donde se construirá el proyecto.

6. CONCLUSIONES DE LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL, PERÍODO 2019-2028

1. El estudio de planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, correspondiente al período 2019-2028, ha sido realizado por el EOR, conforme a los criterios y metodología establecida en el RMER, particularmente lo indicado en los Capítulos 10, 16, 17 y 18 del Libro III del RMER, y conforme la información establecida por la CRIE a través de las Resoluciones CRIE-P-20-2014 (Capacidad mínima de intercambio de 300 MW), CRIE-24-2018 (Tasa de descuento), CRIE-34-2018 (Costo de la Energía No Suministrada), CRIE-32-2018, así como, comunicación CRIE-SE-GT-74-04-03-2018 (Metodología de cálculo del excedente del consumidor), y la información suministrada al EOR a través de la comunicación CRIE-SE-GT-191-18-07-2017 (áreas naturales protegidas).
2. El estudio de planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, con base en lo establecido en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, consideró diversas estrategias de expansión de la generación y la transmisión regional, a través de diferentes escenarios, los cuales fueron analizados y definidos previamente en reuniones técnicas entre el CDMER, CRIE y EOR. Estas estrategias incluyeron escenarios de autosuficiencia en cada país (A1 y A2), y escenarios que consideraron la incorporación de plantas de escala regional (B1, B2, C1 y C2). Asimismo, en la definición de los escenarios, se tuvo en cuenta diversos grados de integración en la expansión, incluyendo un escenario en el cual se consideró la segunda línea del proyecto SIEPAC como una obra fija y decidida su construcción (escenario C1).
3. En el estudio de la expansión de la generación, se consideraron los planes de expansión de corto plazo de los países, conforme lo establece el RMER, entrando estos



proyectos como decisiones tomadas. Una característica importante de los planes de expansión nacionales, es que todos los países, excepto Guatemala, reportan para el mediano plazo una adición importante de generación, que totaliza 4,170 MW, que incluye aproximadamente 1,400 MW de generación térmica a gas natural y generación renovable. Esta prospección del desarrollo de la generación regional, marca una tendencia a la autosuficiencia en el suministro de la demanda de los países, por lo cual fue evaluado este escenario y considerado de alta probabilidad.

4. De los resultados del estudio de expansión de la generación, se destaca que los flujos de potencia en las interconexiones del SER, tienen poca probabilidad de superar 300 MW, aun en los escenarios en que se puso disponible el aumento de capacidad de las interconexiones y la integración de centrales de escala regional. centrales de escala regional. En los escenarios C1 y C2, se verificaron intercambios de hasta 600 MW, solamente en la interconexión Costa Rica-Panamá, sin embargo, la probabilidad de alcanzar este valor de intercambio es inferior a 10%. Esta tendencia de los flujos resultantes, es congruente con la prospección de la expansión de mediano plazo, en la cual cada país apunta a satisfacer su demanda con generación propia.
5. En cuanto a la expansión con plantas de escala regional, en la optimización solamente resulta seleccionada una, en los escenarios C1 y C2, la cual es asignada en el sistema de Honduras.
6. De los escenarios de expansión evaluados, el escenario C2 resultó con el menor costo total de suministro, lo cual era de esperarse, dado que este escenario realiza una completa optimización tanto de la generación, como de la entrada de los tramos del segundo circuito SIEPAC. El escenario A1 (autosuficiencia), es el segundo de menor costo de suministro, con una diferencia de 24 MUS\$ respecto a C2. El escenario C1 es el de mayor costo de suministro, siendo 105 MUS\$ el sobrecosto respecto a C2.
7. Como resultado del estudio de la expansión de la transmisión, el EOR ha determinado las ampliaciones que se requieren para dotar de suficiencia de capacidad a la red de transmisión, para transportar los flujos de potencia derivados del despacho óptimo de



la expansión de la generación. Asimismo, las ampliaciones de transmisión determinadas, permitirán el cumplimiento de los CCSD. Para el caso particular del escenario A1, se determinaron las ampliaciones complementarias, que permitirán alcanzar y mantener la capacidad operativa mínima de 300 MW.

8. La expansión requerida de la transmisión regional para el escenario A1, tiene un costo total estimado de MUS\$226.4, para el escenario C1, la inversión de transmisión es de MUS\$500, y el escenario C2 requiere una inversión total de 323 MUS\$. En el costo de la transmisión del C1, se incluyen 192 MUS\$ de la ampliación del segundo circuito de la línea SIEPAC, más 308 MUS\$ de ampliaciones adicionales. Es importante destacar, que en el escenario C1, a pesar de disponerse del segundo circuito SIEPAC a partir del 2022, los flujos de potencia a través de las interconexiones, solamente superan los 300 MW entre Guatemala-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá, no obstante muestran poca probabilidad de superar ese valor.
9. En cuanto a enlaces de interconexión y requerimiento de tramos del segundo circuito SIEPAC, en la expansión de la transmisión para el escenario A1, de demuestra el requerimiento de un nuevo enlace entre Agua Caliente-Sandino (Honduras-Nicaragua), y el seccionamiento de la línea Ticuantepe-Cañas, conectándola en SE La Virgen, ambos elementos se relacionan con la infraestructura de la línea SIEPAC. En el escenario C2, se identificó el requerimiento de los enlaces Rio Claro-Palmar y Rio Claro-Dominical, que formarían parte del segundo circuito SIEPAC. Asimismo, se determinó el requerimiento de adicionar un nuevo circuito de interconexión Cahuita-Changuinola y 15 de septiembre-Nueva Nacaome.
10. La evaluación económica, indica que en los escenarios de expansión A1 y C2, el impacto en la reducción del costo operativo del sistema, visto como un beneficio, supera en gran medida la inversión de transmisión, dando como resultado un Valor Presente Neto mayor que cero. Asimismo, la Tasa interna de Retorno, del flujo de caja asociado a estos escenarios de expansión, será mayor que la Tasa de descuento definida por la CRIE (8.67%). En tal caso, se demuestra la conveniencia de los planes de



expansión de los escenarios A1 y C2, cumpliendo lo requerido en el numeral 10.2.1 literal b) y 10.6.3 del Libro III del RMER.

11. En el caso del escenario C1, el valor presente neto de su flujo de caja resulta negativo y la TIR indefinida, lo cual significa que el costo de las ampliaciones, supera en gran medida los beneficios atribuibles por reducción de costo operativo asociado a estas ampliaciones y por tanto no se cumplen los criterios de conveniencia indicados por el RMER en los numerales establecidos en los numerales 10.2.1 literal b) y 10.6.3 del Libro III.
12. La estimación de beneficios sociales, demuestra que las ampliaciones de asociadas al escenario A1, incrementarían el Beneficio social en 105 MUS\$, y las ampliaciones correspondientes al escenario C2, impactan con un incremento del beneficio social de 283 MUS\$; por lo tanto, las ampliaciones en su conjunto cumplen el requerimiento del numeral 10.6.2, literal a), en el Libro III del RMER, que indica que, se deberá incluir en la lista, las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero.
13. En el escenario de expansión A1, conforme a los criterios establecidos en el numeral 10.6.2 del RMER, los grupos de ampliaciones "1-Grupo GU"; "2-Grupo ES"; "3-Grupo HO", "5-Grupo CR", "6-Grupo PA" y "7-Grupo Interconexiones"; resultan clasificadas como **ampliaciones planificadas**, mientras que las ampliaciones del grupo "4-Grupo NI", se clasifican como **ampliaciones a Riesgo**.
14. En el Escenario C2, solamente el grupo de ampliaciones de Costa Rica resultan clasificadas a Riesgo; el resto de grupos se clasifican como planificadas.
15. Conforme a lo establecido en el numeral 10.6.2 literal a), el EOR recomienda las ampliaciones de transmisión, cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes, por lo tanto, la lista de ampliaciones incluye obras de transmisión con fecha de entrada a más tardar el año 2024. Se aclara que, la determinación de estas ampliaciones, no fue influenciada por simulación de la operación de la central hidroeléctrica Diquís, ya que esta central estaba simulada con inicio de operación en el



2026. Esta aclaración es importante considerando que las autoridades de Costa Rica, recientemente anunciaron la cancelación de este proyecto.



7. RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL CORRESPONDIENTE AL PERÍODO 2019-2028

El EOR, ha realizado todos los análisis técnicos y económicos que demuestran el requerimiento de las ampliaciones de transmisión, identificadas en los escenarios de expansión A1 y C2, para dotar de suficiencia de capacidad a la red de transmisión, cumplir los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER y alcanzar la capacidad operativa mínima de 300 MW, habiéndose demostrado la conveniencia de estas ampliaciones, con base a los indicadores de evaluación económica y la estimación del incremento del beneficio social.

Asimismo, el EOR ha desarrollado el estudio conforme a los criterios y metodología establecida en el RMER, particularmente lo indicado en los Capítulos 10, 16, 17 y 18 del Libro III del RMER, y conforme la información establecida por la CRIE a través de las Resoluciones CRIE-P-20-2014 (Capacidad mínima de intercambio de 300 MW), CRIE-24-2018 (Tasa de descuento), CRIE-34-2018 (Costo de la Energía No Suministrada), CRIE-32-2018, así como, comunicación CRIE-SE-GT-74-04-03-2018 (Metodología de cálculo del excedente del consumidor), y la información suministrada al EOR a través de la comunicación CRIE-SE-GT-191-18-07-2017 (áreas naturales protegidas).

Con base a lo anterior, el EOR, también ha realizado todos los análisis técnicos y económicos que demuestran los requerimientos de las ampliaciones de transmisión, para alcanzar o recuperar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países del MER, lo cual incluye el porteo, permitiendo el cumplimiento de los CCSD establecidos en el RMER y la Resolución CRIE-P-20-2014. Es importante aclarar que las ampliaciones identificadas en el presente



estudio son adicionales a la expansión de transmisión de largo plazo (diez (10) años), que los países de la región están realizando en sus sistemas eléctricos nacionales.

Por lo tanto, considerando que se observa en los planes de expansión nacionales de generación, contienen una marcada política de autosuficiencia energética, y con una proyección de demanda que no considera el efecto de la generación distribuida, lo cual afecta el nivel de intercambio previsto y las necesidades de ampliaciones de infraestructura de transmisión relacionadas, el EOR recomienda que se evalúe prioritariamente impulsar la construcción de las obras indicadas en el escenario de autosuficiencia (A1) y que las mismas se ajusten en dependencia de las variaciones de las políticas energéticas futuras de cada país miembro del MER.

Asimismo, el EOR recomienda a la CRIE tener en cuenta los siguientes puntos:

- 1) Tanto en el estudio de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el periodo 2019-2023, como en el estudio de la Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional, correspondiente al período 2019-2028, se requiere construir un enlace adicional entre las subestaciones Agua Caliente – Sandino, siendo una alternativa, usar la infraestructura disponible del segundo circuito del tramo de la línea SIEPAC, para construir el nuevo enlace; y la otra alternativa sería, construir una nueva línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo circuito de la línea SIEPAC.

Al respecto, se resalta que usar la infraestructura disponible del segundo circuito del tramo de la línea SIEPAC, tiene un menor costo de inversión, siendo la diferencia de treinta y seis punto cuatro millones de dólares de los Estados Unidos de América (36.4 MUSD) y un menor tiempo de construcción, estimado en un año; por otra parte, el tiempo de gestión de la construcción de una nueva línea, se estima en cuatro (4) años,



con un alto grado de incertidumbre relacionado a dificultades para obtener las respectivas servidumbres.

- 2) En caso de no construirse alguna de las ampliaciones identificadas en el estudio y/o las ampliaciones de las expansiones nacionales informadas por las instituciones de cada país, no se cumplirán los CCSD ante condiciones de transferencia de 300 MW, entre pares de países, en consecuencia, la capacidad operativa de intercambio sería menor de 300 MW para poder cumplir los CCSD.
- 3) Las ampliaciones identificadas, ya sean ampliaciones planificadas o a riesgo, deben construirse en los plazos previstos, de lo contrario no se obtendrán los beneficios esperados ni se alcanzará la capacidad operativa de transferencia mínima de 300 MW.
- 4) Por lo indicado en los dos puntos anteriores, el EOR recomienda a la CRIE, revisar y ampliar los mecanismos para impulsar y concretar la financiación, construcción, operación y mantenimiento de todas las ampliaciones identificadas en el presente estudio.
- 5) En línea con lo recomendado en el punto número 4 anterior, dada la importancia de ejecutar oportunamente las obras de transmisión requeridas para alcanzar la capacidad de transmisión objetivo, el EOR recomienda revisar el método de ejecución de obras, de tal manera que se considere encargar a cada empresa de transmisión nacional desarrollar las obras en los tiempos requeridos y que si ésta manifiesta una imposibilidad de ejecutarla, les sean asignadas a la EPR. Lo anterior, teniendo en cuenta que el Tratado Marco creó la EPR para el desarrollo de la Transmisión Regional. La ejecución de las obras deberá ser mediante licitaciones para garantizar costos eficientes.