



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, años 2026-2035

*Conforme lo establecido en el
capítulo 10 del Libro III del RMER.*

Elaborado por: Coordinación de la Planificación del Sistema
Fecha: Diciembre 2025

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	1
2. BASE REGULATORIA	2
3. ALCANCES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL.....	3
4. LINEAMIENTOS Y PREMISAS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	4
5. INFORMACIÓN UTILIZADA	7
6. ESCENARIO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE REFERENCIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL.....	10
7. PROCEDIMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	14
8. EXPANSIÓN PLANIFICADA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NACIONALES.....	16
9. ETAPA 1: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM	18
 9.1 GUATEMALA – IDENTIFICACIÓN DE LAS MPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	21
 9.2 EL SALVADOR: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	25
 9.3 HONDURAS: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	41
 9.4 NICARAGUA: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	60
 9.5 COSTA RICA: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	72
 9.6 PANAMÁ: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM	89
 9.7 RESUMEN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONALES PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	97
 9.8 RESUMEN DE COSTOS ESTIMADOS	100
 9.9 CONSIDERACIONES AMBIENTALES	101
10 ETAPA 2: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM	102
11 DETERMINACIÓN DE LOS NUEVOS VALORES DE LA COIIM	119
12 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL	124
13 CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL	139
14 INCREMENTO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN POR LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL	141
15 ANALISIS DE SENSIBILIDAD	142
16. CONCLUSIONES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL PARA LOS AÑOS 2026-2035	148
17. ANEXO I.....	152

1. INTRODUCCIÓN

El EOR en cumplimiento a lo establecido en el capítulo 10 del Libro III del RMER, ha realizado los estudios concernientes a la planificación de la transmisión regional de largo plazo correspondiente al horizonte 2026-2035.

Como antecedente, el EOR realizó la planificación de la generación regional para los años 2026-2040, que consideró el análisis de siete (7) escenarios de expansión de la generación, seis (6), identificados como escenarios A1, A2, A3, A4, A5 y A6 definidos como *"escenarios de autosuficiencia"* debido a que se basan en la expansión de generación conforme a los planes de expansión nacionales; y los otros dos (2) escenarios, identificados como escenarios B1 y B2, considerados como de *"mayor integración"*, en los que se realiza un ejercicio de optimización general de la expansión de la generación definiendo como candidatos a todos los proyectos planificados para el largo plazo en los planes de expansión nacionales, así como plantas de carácter regional y proyectos de ampliación de la capacidad operativa de intercambio entre países adyacentes.

El EOR, con base a lo que establece el numeral 10.3.54 del Libro III, desarrolló los estudios de la planificación de la transmisión regional correspondiente a los años 2026-2035 considerando el plan de expansión de la generación del escenario de autosuficiencia identificado como **"A5"**, que resultó con los atributos más representativos de las condiciones esperadas de evolución del sistema de generación en la región, así como con características que favorecerán el crecimiento del MER.

El contenido del presente informe es conforme a lo establecido en los numerales 10.3.2.2, 10.3.3.2 y 10.3.5 todos 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, procedimiento, criterios y alcances de la planificación de la generación y la transmisión regional.

3. ALCANCES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente (RMER, Libro III 10.1.2):

- a) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM,** mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;
- b) Ampliaciones de Transmisión Regional,** que:
 - i. Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con lo establecido en el numeral 10.3.5.7;
 - ii. Cumplan con los CCSD a nivel regional;
 - iii. Signifiquen un incremento de la COIIM, fijada por la CRIE.

De conformidad con lo que establece el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER, Libro III, 10.1.2), los estudios de la planificación de la transmisión regional deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima – COIIM, la cual está definida hasta el momento en el valor de 300 MW, según la Resolución CRIE-20-2014. Este requerimiento se cumple identificando las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM indicada en los alcances de la planificación de la transmisión regional.

4. LINEAMIENTOS Y PREMISAS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

El EOR, en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, siguió los siguientes lineamientos establecidos en el RMER (RMER, Libro III 10.3.3.2):

- a) Se consideraron los resultados de la planificación de la generación regional correspondiente a los años 2026-2040.
- b) Se evitó seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas, aquellas que implicaran que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la red de transmisión, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionaron como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda.
- c) Se consideró la siguiente información: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión nacionales; vi) las ampliaciones de transmisión regional autorizadas, en las que se destaca la inclusión de los nuevos enlaces de interconexión Honduras – Nicaragua (Agua Caliente – Sandino – circuito #2), y Nicaragua – Costa Rica (La Virgen – Fortuna), que utilizarán la infraestructura prevista del segundo circuito de la línea SIEPAC; y vii) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro de conformidad a la información disponible para el EOR provista por los OS/OM y entidades planificadoras nacionales.
- d) Se tuvieron en consideración como proyectos candidatos la incorporación de ampliaciones de transmisión de diverso tipo y tecnología que permitan las transacciones regionales de energía.
- e) Se consideró el agrupamiento de Ampliaciones de Transmisión Regional que fuesen complementarias por su interdependencia funcional y operativa, para permitir el alcance del objetivo técnico de incrementar la COIIM.

Referencias de las Políticas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central indicadas por el CDMER

La secretaría ejecutiva del Consejo Director del MER (CDMER) a través de la nota CDMER 2024-1026, del 26 de octubre de 2024 informó al EOR lo siguiente:

"...le informo que el Consejo Director del MER dispuso en su Resolución No. 8-CDMER/123, de fecha 25 de octubre 2024, mantener para esta ocasión, lo dispuesto en su Resolución No. 5-CDMER/102, de fecha 17 de febrero 2023, que en lo conducente aprobó las Políticas Específicas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central en lo que se refiere a la Generación y Transmisión Regional, basado en la Política General de Integración Eléctrica Regional del MER identificada en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y sus Protocolos. Esta decisión fue comunicada al EOR mediante nota CDMER 2023-0412, de fecha 12 de abril de 2023.

Considerando lo anterior, les remitimos las Políticas Específicas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central en lo que se refiere a Generación y Transmisión Regional para su conocimiento e implementación".

A continuación, se presenta el extracto de los aspectos relacionados a las ampliaciones de transmisión y la capacidad operativa de intercambio internacional.

- *Las Ampliaciones de Transmisión Nacional Pendientes, en conjunto con las Ampliaciones de Transmisión Nacional informadas por los países, son aquellas requeridas para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) creada por la Línea SIEPAC y otras ampliaciones regionales planificadas.*
- *Las Ampliaciones de Transmisión Regional deben aumentar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, considerando la planificación y ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Nacional (informadas y pendientes), y ser técnica y económicamente factibles.*
- *Las Ampliaciones a la Transmisión Regional de los tramos del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC deben considerar la planificación y ejecución de la Ampliaciones de Transmisión Nacional (informadas y pendientes), aumentar la Capacidad de Intercambio Internacional Mínima y ser técnica y económicamente factibles.*

Uso de la prevista del segundo circuito de la línea SIEPAC

En cumplimiento de lo que establece el RMER, en el Anexo I del Libro III y lo indicado en las *Políticas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central*, en el desarrollo de los estudios de la planificación de la Transmisión regional de Largo Plazo, se ha considerado las siguientes premisas:

- a)** Los países construirán obras nacionales de transmisión para alcanzar la capacidad de 300 MW sin hacer uso del segundo circuito de la Línea SIEPAC.
- b)** Los tramos disponibles de la infraestructura prevista del segundo circuito de la Línea SIEPAC, son considerados únicamente para incrementar la capacidad operativa de intercambio internacional por encima de los 300 MW.

5. INFORMACIÓN UTILIZADA

5.1 Ampliaciones de transmisión regional aprobadas

En el 2024, el *Consejo Director del Mercado (CDMER)*, a través de su **Resolución No. 4-CDMER/114** (febrero-2024), y la *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)* por medio de su **Resolución CRIE-22-2024** del 25 de julio 2024, emitieron sus respectivas autorización y aprobación para la ejecución de dos Ampliaciones de transmisión regional planificadas identificadas por el EOR en el Plan de Expansión de la Transmisión Regional correspondiente a los años 2024-2033. Estas ampliaciones fueron aprobadas en el contexto del procedimiento de cambio de definición de la Línea SIEPAC solicitado por la Empresa Propietaria de la Red (EPR). Las ampliaciones de transmisión regional aprobadas fueron las siguientes:

- 1) Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna (nueva interconexión Nicaragua – Costa Rica).
- 2) Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino (nueva interconexión Nicaragua – Costa Rica).

Se tiene previsto que estas Ampliaciones de transmisión regional planificadas entren en servicio en 2029.

5.2 Planes de expansión nacionales

El EOR realizó los estudios de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional considerando la Información contenida en los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional de los países del MER de conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.3.2. Los planes de expansión nacionales utilizados como información de referencia en la planificación regional son los que se detallan en a continuación.

Tabla 1. Planes de Expansión de Generación Eléctrica y de Transmisión de los países del MER.

País	Documentos
GUATEMALA	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2024-2054</i> • <i>Plan de expansión del sistema de transporte 2024-2054.</i>
EL SALVADOR	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Nacional de El Salvador 2024-2038</i> • <i>Programa Quinquenal de inversiones aprobado por la SIGET 2022 – 2026.</i>
HONDURAS	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024-2033</i> • <i>Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2024 – 2033.</i> • <i>Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2026-2035 (Actualizaciones de red y proyectos candidatos).</i>
NICARAGUA	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2024-2040</i> • <i>Plan de Expansión de la Transmisión 2025-2040.xlsx.</i>
COSTA RICA	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Plan de Expansión de la Generación 2022-2040 e información de actualización contenida en el Plan de Expansión de la Generación 2024 – 2040.</i> • <i>Plan de la expansión de la transmisión: actualización de corto plazo 2024-2033 (Actualizado en julio 2025).</i>
PANAMÁ	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Información de actualización del Plan de Expansión de los Sistemas de Generación y Transmisión de Panamá para el horizonte 2025-2039 (documento final publicado en julio 2025)</i>

5.3 Proyección de demanda

La proyección de la demanda utilizada en el estudio de planificación de la generación regional es la suministrada por los OS/OM, conforme a lo establecido en el numeral 10.7.1 Libro III del RMER. La demanda anual proyectada de energía y potencia se detalla en las siguientes tablas, mismas que se encuentran reflejadas en la sección 6.2 del “Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2026-2040”.

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 2. Proyecciones de demanda de energía anual por país [GWh]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2025	13,498	7,599	12,402	5,679	13,241	13,568
2026	13,852	7,922	12,841	5,927	13,642	13,998
2027	14,214	8,210	13,320	6,190	13,993	14,428
2028	14,587	8,474	13,833	6,468	14,380	14,859
2029	14,968	8,723	14,356	6,765	14,760	15,289
2030	15,358	8,967	14,918	7,079	15,123	15,720
2031	15,759	9,222	15,519	7,413	15,472	16,150
2032	16,170	9,499	16,161	7,765	15,813	16,580
2033	16,591	9,804	16,851	8,140	16,145	17,011
2034	17,021	10,136	17,604	8,536	16,470	17,441
2035	17,443	10,488	18,409	8,954	16,780	17,871
2036	17,895	10,937	19,251	9,394	17,072	18,302
2037	18,359	11,399	20,131	9,858	17,343	18,732
2038	18,832	11,868	21,052	10,347	17,593	19,163
2039	19,317	12,341	22,015	10,862	17,821	19,593
2040	19,816	12,816	23,022	11,405	18,029	20,023

Tabla 3. Proyecciones de la demanda máxima potencia anual por país [MW]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2025	2,056	1,234	2,006	893	1,968	1,986
2026	2,100	1,287	2,077	932	2,013	2,076
2027	2,145	1,338	2,154	973	2,052	2,168
2028	2,191	1,389	2,237	1,017	2,092	2,260
2029	2,238	1,440	2,322	1,064	2,142	2,354
2030	2,286	1,492	2,413	1,113	2,185	2,450
2031	2,335	1,545	2,511	1,166	2,227	2,547
2032	2,386	1,599	2,615	1,221	2,263	2,646
2033	2,437	1,654	2,726	1,280	2,313	2,747
2034	2,489	1,711	2,848	1,343	2,356	2,849
2035	2,543	1,769	2,978	1,409	2,399	2,953
2036	2,598	1,840	3,113	1,478	2,432	3,058
2037	2,653	1,911	3,255	1,551	2,477	3,166
2038	2,710	1,982	3,404	1,628	2,512	3,275
2039	2,769	2,064	3,559	1,710	2,544	3,386
2040	2,828	2,146	3,721	1,795	2,566	3,499

6. ESCENARIO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE REFERENCIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

El EOR realizó la Planificación de la Generación Regional para los años 2026-2040, considerando el análisis de ocho (8) escenarios, seis (6) de los cuales se definieron como “*Escenarios base*” o de “*autosuficiencia de los países*”, identificados como los escenarios **A1, A2, A3, A4, A5 y A6** con la expansión de la generación basada en los planes de expansión nacionales. Los otros tres escenarios identificados como **B1 y B2**, consistieron en estrategias de optimización integrada de la expansión de la generación considerando además plantas de carácter regional como proyectos candidatos.

El Escenario **A5** de expansión de la generación consideró las siguientes características:

- La expansión de generación en el escenario A5 se basa en los planes nacionales de expansión formulados por cada país del MER, en concordancia con las políticas, lineamientos y criterios vigentes a nivel nacional.
- El escenario A5 incorpora en su definición la interconexión extrarregional Colombia–Panamá, proyectada a entrar en operación en 2029, conforme a lo informado por la empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá - ICP.
- Los resultados del escenario A5 evidencian que las interconexiones **Guatemala–El Salvador, Guatemala–Honduras y El Salvador–Honduras**, muestran alta probabilidad de transportar flujos de 300 MW o más, en sentido norte – sur. Esto sugiere la necesidad de ampliar la capacidad operativa de transmisión en el bloque norte del SER.
- A partir del año 2031, el escenario A5 proyecta un volumen promedio de inyecciones de energía al MER de 9,000 GWh/año, que representa 3X el volumen anual que actualmente se transa en el mercado. Este resultado refleja condiciones favorables para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional.

De conformidad con lo establecido en el RMER (Libro III, 10.3.5.4) el EOR definió el escenario de expansión de la generación identificado como **Escenario A5**, el cual se utilizó como base para los estudios de la planificación de la transmisión regional.

Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones

A fin de determinar en forma indicativa el requerimiento de capacidad de transferencia entre los países del MER, en el contexto de la planificación de la generación regional se analizó el comportamiento de los flujos de potencia por las interconexiones relacionados a los intercambios de energía en los escenarios de expansión de la generación regional estudiados.

El análisis se enfocó en revisar la probabilidad de que los flujos de potencia sean igual o mayor a 300 MW en los resultados de la simulación operativa del MER con el modelo SDDP para 100 series hidrológicas.

El objeto de este análisis fue identificar los pares de países adyacente entre los cuales se evidencia un potencial de flujos de potencia superiores a 300 MW, a fin de enfocar los análisis técnicos que llevaran a determinar las ampliaciones de transmisión que permitan viabilizar una capacidad operativa superior a la COIIM cumpliendo con los CCSD entre estos países.

En la tabla siguiente se resume la probabilidad de que los flujos de potencia sean igual o excedan el valor de 300 MW, en sentido norte-sur y sur-norte en cada una de las interconexiones del SER, para los ocho escenarios de expansión de la generación analizados.

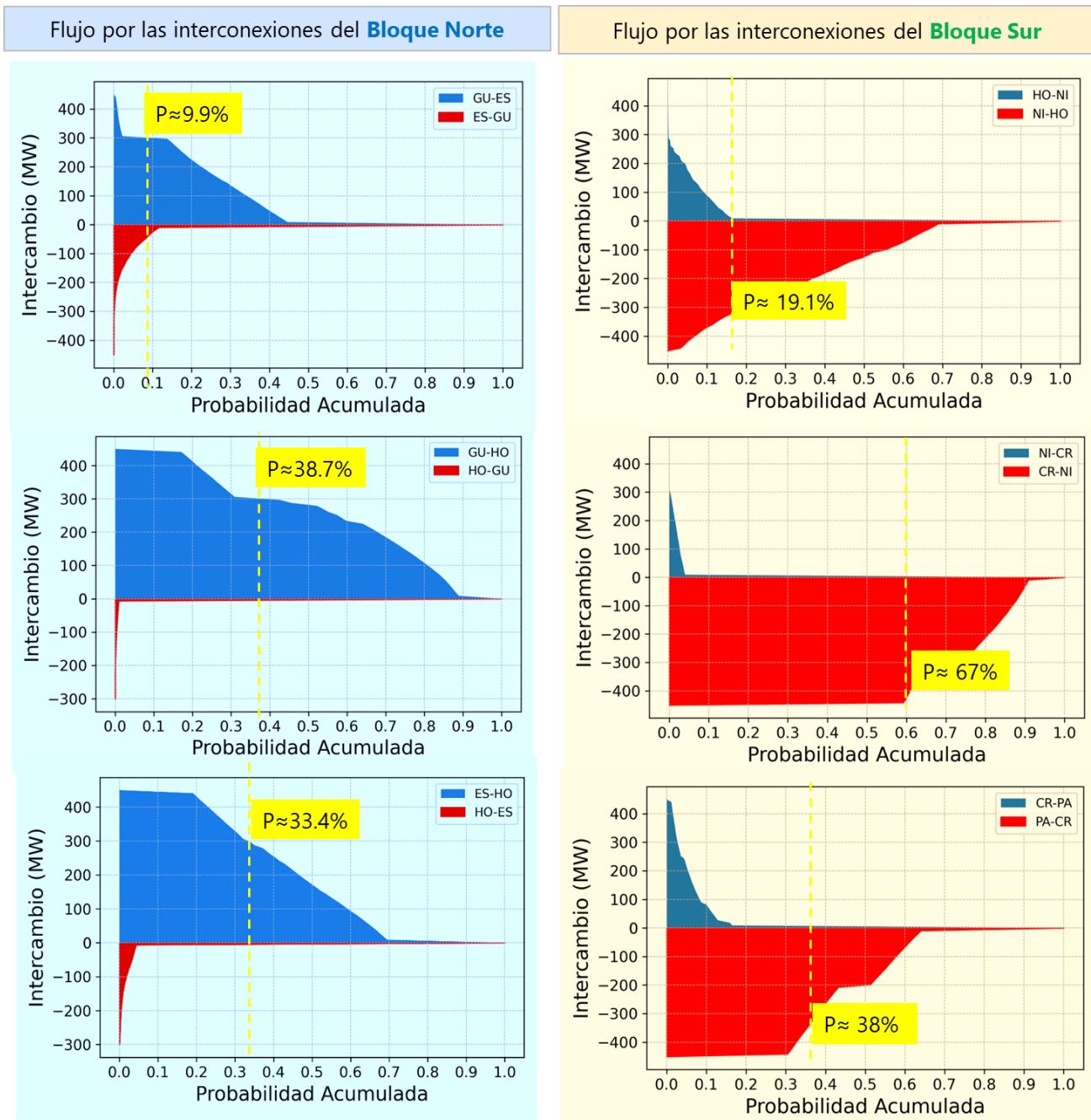
Tabla 4. Probabilidad de flujo por las interconexiones del SER ≥ 300 MW.

Escenario	GU-ES		GU-HO		ES-HO		HO-NI		NI-CR		CR-PA	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
A1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	19.4%	0.3%	66.9%	3.7%	36.8%
A2	9.9%	0.1%	38.8%	0.0%	33.4%	0.0%	0.3%	19.0%	0.3%	66.7%	3.7%	36.8%
A3	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	35.3%	0.2%	70.4%	1.7%	43.4%
A4	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	19.5%	0.2%	67.6%	2.7%	37.9%
A5	9.9%	0.1%	38.7%	0.0%	33.4%	0.0%	0.2%	19.1%	0.2%	67.4%	2.8%	38.0%
A6	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	36.7%	0.1%	71.7%	1.2%	45.4%
B1	58.5%	0.0%	39.5%	0.1%	1.7%	7.8%	0.9%	35.3%	1.4%	46.8%	4.4%	35.4%
B2	41.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	39.6%	1.8%	46.1%	4.0%	35.8%

*N-S: Dirección del flujo de potencia de Norte a Sur

*S-N: Dirección del flujo de potencia de Sur a Norte

En las siguientes gráficas para el escenario **A5** se ilustra los flujos de potencia entre pares de países indicando la probabilidad de que sean igual o mayor a 300 MW.



Gráfica 1. Flujos de potencia esperados por las interconexiones para el escenario A5

Del análisis de los intercambios esperados de energía se establecieron las siguientes conclusiones:

- En el Escenario A5 las interconexiones Guatemala-Honduras, El Salvador-Honduras y Guatemala-El Salvador muestran alta probabilidad de que su flujo exceda 300 MW particularmente en sentido Norte – Sur.
- Los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua muestran una alta probabilidad de exceder el valor de 300 MW en dirección de transferencia sur-norte; no así en sentido norte-sur.

Considerando los objetivos y alcances de la planificación de la transmisión regional establecidos en el RMER y atendiendo los intercambios óptimos esperados del Escenario A5 de expansión de la generación regional, los estudios de la planificación de la transmisión regional se enfocaron en los siguientes objetivos:

- 1) Identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, establecida en 300 MW por la CRIE en su Resolución CRIE-19-2014.
- 2) Identificar las ampliaciones de transmisión regional que:
 - Permitan en el bloque norte del Sistema Eléctrico Regional, alcanzar una capacidad de transferencia mínima de 450 MW entre las áreas de control del bloque norte del SER (Guatemala-El Salvador-Honduras).
 - Permitan en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional, alcanzar la capacidad operativa mínima de 450 MW, en sentido de transferencias de potencia sur-norte, que corresponde a las transferencias con alta probabilidad de superar el valor de 300 MW.

7. PROCEDIMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

Habiendo realizado la planificación de la generación regional y seleccionado el escenario de expansión de la generación de referencia, se procedió a realizar los estudios para la planificación de la transmisión regional.

De conformidad a lo establecido en el RMER (Libro III 10.3.5.5), se realizaron los estudios de la Planificación de la Transmisión Regional de largo plazo, para los primeros diez años del horizonte de la planificación regional, atendiendo lo siguiente:

Etapa 1: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

Etapa 2: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM, mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

De conformidad con lo que establece el RMER, el EOR realizó la revisión con los OS/OM y entidades planificadoras nacionales, de los resultados que fueron obteniéndose en el desarrollo de los estudios de la planificación de la transmisión regional de largo plazo.

En la siguiente ilustración se muestra de manera simplificada todo el proceso seguido en la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional.

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

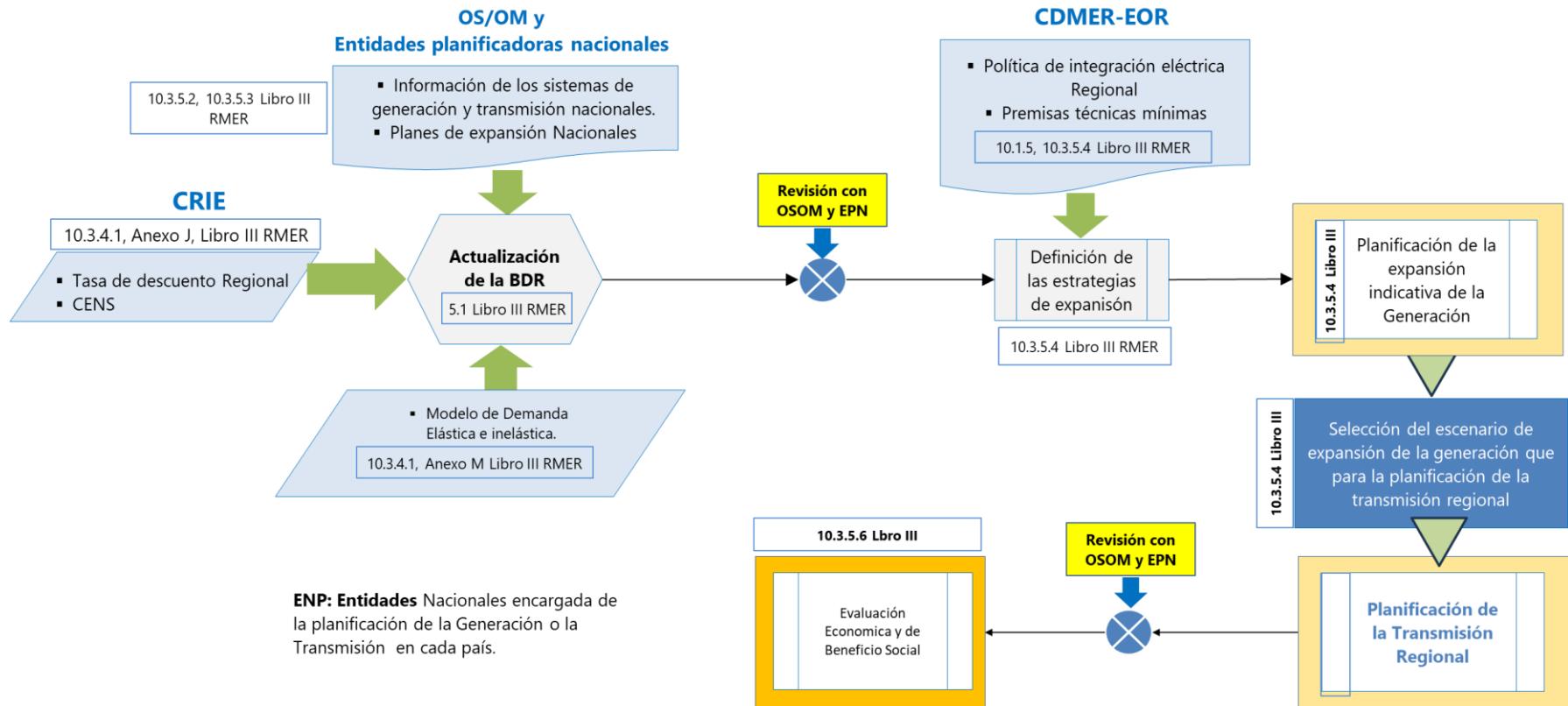


Diagrama 1. Proceso de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la Transmisión regional

8. EXPANSIÓN PLANIFICADA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NACIONALES

La Base de Datos Regional conformada para la planificación de la generación y la transmisión regional, contiene la información provista al EOR entre agosto de 2024 y marzo de 2025 por parte de los OS/OM y las Entidades Planificadoras Nacionales (EPN). En esta información se incluyen las obras de transmisión programadas a ejecutarse en los países del MER de conformidad con sus planes nacionales de expansión. Estas obras de transmisión se encuentran modeladas en la base de datos regional considerando el año de puesta en servicio informado para cada obra.

En el **Anexo I** de este informe se presentan los listados de obras de transmisión que están programadas a entrar en operación en cada país de conformidad con sus planes de expansión nacionales y las confirmaciones hechas por los OS/OM y EPNs.

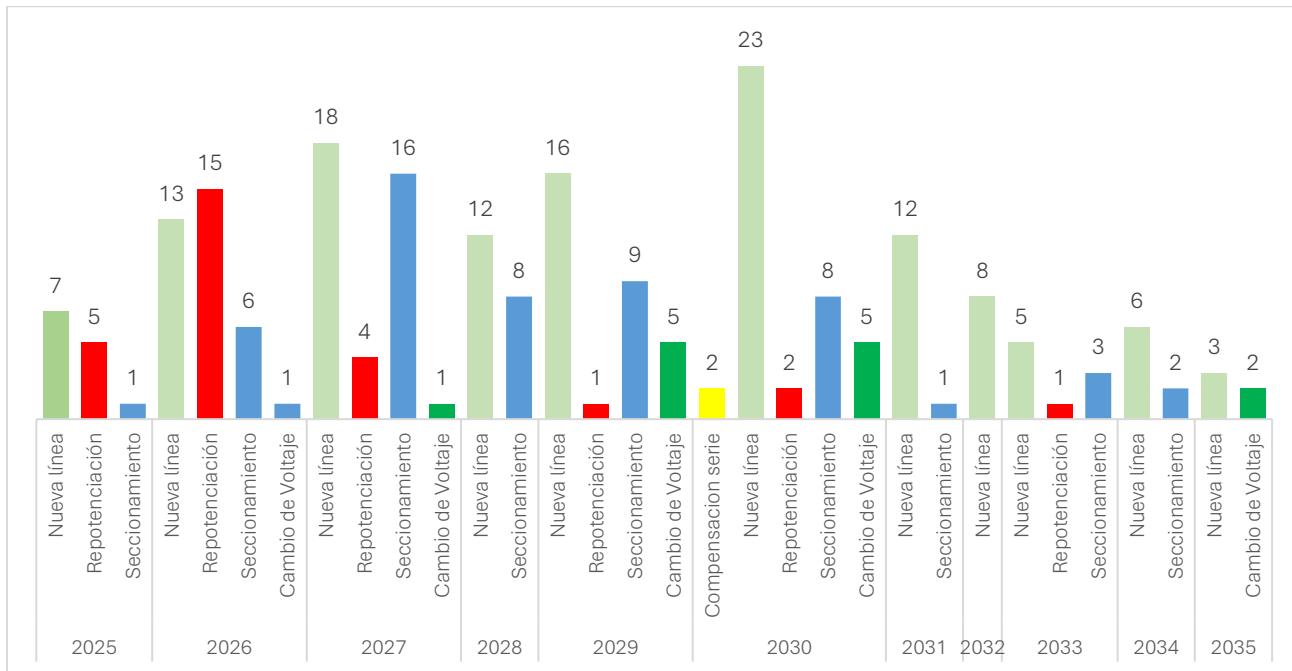
En la siguiente Tabla se resume el número de intervenciones en líneas de transmisión de 115 kV a 500 kV en los países del MER, planificadas en los planes de expansión nacionales, las cuales totalizan 208 intervenciones para el horizonte 2026-2035.

Tabla 5. Número de intervenciones en las líneas de transmisión de los países del MER.

Sistema	[kV]	Compensación serie	Nuevas líneas	Repotenciaciones	Seccionamientos	Cambio de Voltaje
Guatemala	138				2	
	230		15		8	
El Salvador	115		1		4	
Honduras	138	2	12	4	3	
	230		31	1	7	
Nicaragua	138		14			12
	230		11			
Costa Rica	138		3	2		
	230		5	2	15	
Panamá	115		1			
	230		23	14	14	
	500					2

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

En la siguiente gráfica se muestra el número de intervenciones en líneas de transmisión por año, tipo de intervención y nivel de tensión para el horizonte comprendido en los años 2026-2035.



Gráfica 2. Número de intervenciones planificadas a nivel nacional en los sistemas de transmisión nacionales

9. ETAPA 1: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

De conformidad con lo establecido en el numeral 10.1.2 del Libro III del RMER, los estudios de la planificación de la transmisión regional deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima - COIIM.

La CRIE, mediante la Resolución CRIE-19-2014, fijó en 300 MW la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER.

A fin de identificar las ampliaciones de transmisión que permitan alcanzar y mantener la COIIM en el mediano y largo plazo cumpliendo con los CCSD, se realizaron estudios eléctricos con el software PSS/E simulando la operación del SER bajo transferencias de potencia en el escenario de expansión de la generación que fue seleccionado (el Escenario A5).

Atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.5.5 Libro III RMER, se siguió el procedimiento de análisis que a continuación se describe en la ilustración.

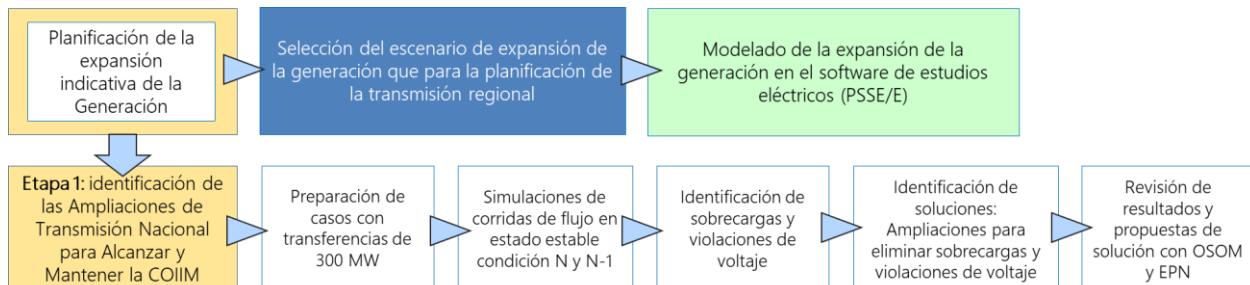


Diagrama 2. Proceso para identificar las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM

Casos analizados

Para cada uno de los seis países que forman parte del MER para los años de 2026 a 2035, se analizaron las diferentes condiciones de transferencias de potencia (importación, exportación y porteo), bajo escenarios de demanda máxima, demanda media y mínima, en condiciones estacionales de verano e invierno. En total se analizaron 840 casos.

En la siguiente tabla se detallan los tipos de transferencias de hasta 300 MW que se simularon para cada sistema:

Tabla 6. Tipos de transferencia de potencia analizados por país.

Sistema	IMP-NS	IMP-SN	EXP-NS	EXP-SN	POR-NS	POR-SN	Sin intercambios
Guatemala		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
El Salvador	<input checked="" type="checkbox"/>						
Honduras	<input checked="" type="checkbox"/>						
Nicaragua	<input checked="" type="checkbox"/>						
Costa Rica	<input checked="" type="checkbox"/>						
Panamá	<input checked="" type="checkbox"/>						

Donde:

IMP-NS: Importación en sentido Norte – Sur (importando desde el norte).

IMP-SN: Importación en sentido Sur - Norte (importando desde el sur).

EXP-NS: Exportación en sentido Norte – Sur (Exportando hacia el sur).

EXP-SN: Exportación en sentido Norte – Sur (Exportando hacia el norte).

POR-NS: Porteando en sentido Norte – Sur.

POR-SN: Porteando en sentido Norte – Sur.

En la siguiente tabla se detalla el total de casos que se simularon como parte de los estudios eléctricos:

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 7. Casos analizados en los estudios eléctricos – identificación de Ampliaciones de transmisión para la COIIM

Origen Transferencia	Destino Transferencia	Sentido	Estaciones	Escenario demanda	Años	Total Casos Por Esc. Transf.
GU	ES	NS	2	3	10	60
GU	HO	NS	2	3	10	60
ES	HO	NS	2	3	10	60
HO	NI	NS	2	3	10	60
NI	CR	NS	2	3	10	60
CR	PA	NS	2	3	10	60
GU	PA	NS	2	3	10	60
Sub Total Escenarios Transferencias Norte-Sur						420
ES	GU	SN	2	3	10	60
HO	GU	SN	2	3	10	60
HO	ES	SN	2	3	10	60
NI	HO	SN	2	3	10	60
CR	NI	SN	2	3	10	60
PA	CR	SN	2	3	10	60
PA	GU	SN	2	3	10	60
Sub Total Escenarios Transferencias Sur-Norte						420
Total escenarios de Transferencias Considerados						840

9.1 GUATEMALA – IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

9.1.A: ANÁLISIS SIN TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

En condiciones sin intercambios del sistema de Guatemala, solamente se reportan sobrecargas en los transformadores 400/230 kV de SE Los Brillantes, hasta un 115% de la capacidad indicada en el Rate A. Esta sobrecarga se produce ante pérdidas de generación en diversas áreas de control del SER.

Asimismo, ante contingencias simples se reportan nodos en el sistema de Guatemala con voltajes menores a 0.9 pu, estos nodos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 8. Guatemala - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No	Código	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	1822	HUE-138	138	0.87	0.86	0.89	0.87	0.86	0.84	0.82	0.79	0.8	0.77
2	1842	HUE-1382	138	0.9	0.88			0.89	0.88	0.86	0.84	0.85	0.82
3	1422	PRO-138	138					0.9	0.89	0.87	0.86	0.84	0.83
4	1716	JUT-138	138					0.9	0.89	0.87	0.86	0.84	0.83
5	1820	ESP-138	138		0.89				0.89	0.88	0.86	0.86	0.84
6	1821	POL-138	138	0.9	0.89					0.89	0.87	0.87	0.85
7	1867	SMR-230	230					0.89	0.88	0.87	0.86	0.84	0.82
8	1445	IPA-138	138							0.89	0.88	0.87	0.85
9	1493	RGR-138	138							0.89	0.88	0.87	0.86
10	1497	CQM-138	138								0.89	0.88	0.87
11	1730	IZA-230	230	0.9	0.9	0.89							
12	1776	LCU-138	138								0.89	0.88	0.86
13	1147	SJC-230	230									0.9	0.89
14	1197	LSP-230	230									0.9	0.89
15	1498	ZCA-138	138									0.9	0.88
16	1179	MDM-230	230			0.9							
17	1499	PAN-138	138										0.89

El AMM informó al EOR que actualmente están operativos varios Esquemas de Control Suplementario (ECS) para evitar los colapsos de tensión en nodos del sistema de transmisión de Guatemala. Los ECS que operan con este objetivo son los siguientes:

GUA_ECS-01; GUA_ECS-17; GUA_ECS-22; GUA_ECS-23; GUA_ECS-24; GUA_ECS-25; GUA_ECS-26; GUA_ECS-28; GUA_ECS-29; GUA_ECS-30; GUA_ECS-34; GUA_ECS-35; GUA_ECS-36; GUA_ECS-39; GUA_ECS-40; GUA_ECS-41; GUA_ECS-42; GUA_ECS-43; GUA_ECS-47; GUA_ECS-48; GUA_ECS-49; GUA_ECS-50; GUA_ECS-51; GUA_ECS-52; GUA_ECS-53.

9.1.B: ANÁLISIS CON TRANSFERENCIAS DE 300 MW

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Guatemala, con Transferencias de 300 MW.

Tabla 9. Guatemala – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	Descripción Contingencia	Condición Transferencia	2026	2027	2028	2029
1	AGU-230/PAC-230-1	491.6	OPEN 1107 [GES-231 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	Importa	104	104	107	107
2			OPEN 1124 [LVG-230 230.00] TO BUS 1170 [SNT-231 230.00] CKT 1	Importa			102	101
3	GES-231/SNT-231-1	491.6	OPEN 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	Importa	105	107	108	108
4	LVG-230/SNT-231-1	491.6	OPEN 1101 [AGU-230 230.00] TO BUS 1140 [PAC-230 230.00] CKT 1	Importa		101	101	102

Análisis de las sobrecargas con transferencias de 300 MW

- Las sobrecargas que se reportan ocurren únicamente en la condición de importación.
- Estas sobrecargas dejan de reportarse en el año 2030, debido a la entrada en servicio de la nueva subestación **Jalpatagua**, la puesta en servicio de la línea **Jalpatagua – Pacífico** y el cambio topológico en la zona asociado a esta nueva subestación. Esta subestación, así como la línea Jalpatagua – Pacífico son obras aprobadas del Plan de expansión del sistema de transporte 2024-2054, de Guatemala, y fueron incluidas en la Licitación PET-3 2025.

9.1.C: ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE LOS VOLTAJES

Se realizó el análisis de la condición de los voltajes. Para las simulaciones se ajustó el despacho de potencia reactiva con las fuentes disponibles (Ajustes de taps de transformadores, compensación estática, voltajes consigna en nodos con voltaje controlado). En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de Guatemala considerando los refuerzos para evitar sobrecargas.

Tabla 10. Guatemala - Análisis con Transferencias de 300 MW - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Nombre Barra	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	HUE-138	138	0.87	0.85	0.88	0.87	0.86	0.84	0.82	0.79	0.8	0.76
2	JUT-138	138	0.89	0.89	0.88	0.87	0.87	0.86	0.82	0.82	0.8	0.77
3	PRO-138	138	0.9	0.89	0.89	0.87	0.87	0.86	0.82	0.82	0.8	0.78
4	ATL-230	230		0.87	0.87	0.9	0.89	0.83		0.9	0.8	0.76
5	CQM-138	138	0.9		0.9	0.9		0.89	0.86	0.86	0.84	0.82
6	HUE-1382	138	0.89	0.88			0.89	0.88	0.86	0.84	0.84	0.81
7	IZA-230	230	0.89	0.89	0.88			1.13	0.89	1.13	1.13	1.16
8	MDM-230	230	0.89	0.9	0.88			1.13	0.89	1.14	1.14	1.17
9	PAN-138	138	0.89		0.9	0.9		0.9	0.86	0.87	0.87	0.85
10	ZCA-138	138	0.89		0.89	0.89		0.9	0.86	0.87	0.86	0.84
11	ESP-138	138	0.9	0.89				0.89	0.87	0.86	0.85	0.83
12	IPA-138	138				0.9	0.9	0.88	0.85	0.84	0.83	0.8
13	POL-138	138	0.89	0.88				0.9	0.88	0.87	0.87	0.85
14	RGR-138	138				0.9	0.9	0.88	0.85	0.85	0.83	0.81
15	SMR-230	230				0.9	0.89	0.88	0.87	0.85	0.84	0.82
16	LCU-138	138						0.89	0.86	0.85	0.83	0.81
17	SJC-230	230		0.87	0.89						0.89	0.88
18	IRD-230	230		1.1							0.88	0.83
19	LSP-230	230			0.89						0.89	0.88
20	MOR-230	230		1.1							0.88	0.83

Los nodos resaltados en la tabla con violaciones de voltaje que se reportan con transferencias de 300 MW presentan incidencia de bajos voltajes en la condición *sin transferencias*, aumentando su recurrencia en algunos casos, sin embargo, según informaron miembros del CTPET del AMM en reunión técnica, actualmente en el sistema de Guatemala se encuentran implementados diversos Esquemas de control

suplementarios (ECS) diseñados para evitar la condición de bajo voltaje en estos nodos. Los ECS que operan con este objetivo son los siguientes:

GUA_ECS-01; GUA_ECS-17; GUA_ECS-22; GUA_ECS-23; GUA_ECS-24; GUA_ECS-25; GUA_ECS-26; GUA_ECS-28; GUA_ECS-29; GUA_ECS-30; GUA_ECS-34; GUA_ECS-35; GUA_ECS-36; GUA_ECS-39; GUA_ECS-40; GUA_ECS-41; GUA_ECS-42; GUA_ECS-43; GUA_ECS-47; GUA_ECS-48; GUA_ECS-49; GUA_ECS-50; GUA_ECS-51; GUA_ECS-52; GUA_ECS-53.

Por lo anterior, se considera que los problemas de bajo voltaje ante contingencias ya son resueltos por medio de los ECS referidos, y por lo tanto no se estarían proponiendo ampliaciones de transmisión adicionales para atender esta condición.

9.1.D: REVISIÓN DE RESULTADOS CON EL CTPET DE GUATEMALA

En reuniones realizadas los días 30 de octubre y 18 de noviembre de 2025 entre el EOR y representantes del AMM y *Ministerio de Energía y Minas* para revisión de resultados preliminares de los análisis realizados, se establecieron las siguientes conclusiones:

La incorporación de las ampliaciones de transmisión en 230 kV **nueva subestación Jalpatagua, nueva línea 230 kV Pacífico – Jalpatagua, y los cambios topológicos** asociados a la incorporación de la subestación Jalpatagua, a partir del 2030 evitarán que se produzcan sobrecargas en el sistema de Guatemala ante transferencias de 300 MW.

Las ampliaciones de transmisión indicadas forman parte del *Plan de expansión del sistema de transporte 2024-2054* de Guatemala y están aprobadas para su ejecución, y asimismo fueron incluidas en el proceso de Licitación PET-3 2025.

Considerando lo anterior, se concluye que, a fin de alcanzar o mantener la Capacidad operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), no se observa el requerimiento de ampliaciones de transmisión nacionales adicionales a las ya contempladas en el Plan de expansión de Guatemala.

9.2 EL SALVADOR: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

9.2.A: ANÁLISIS SIN TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

El análisis de violaciones a los CCSD Sin transferencias se utiliza para establecer una referencia del estado de la red y determinar si estas condiciones son o no son sensibles a las transferencias de potencia, a fin de definir si es necesario proponer intervenciones específicas en la red de transmisión que permitan alcanzar y mantener la COIIM.

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de El Salvador **Sin Transferencias**.

En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 11. El Salvador - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	NEJA-230-NEJA_TR_1- TR_2	156.3	101	105	111	118	126	132	133	143	154	128
2	BERL-115-SMIG-115-1	130			101	106	112	115	120	127	134	144
3	SMIG-115-CHCA-115-1	130				105	113	116	120	127	135	144
4	ACAJ-115-SONS-115-1 - 2	109						109	114	114	115	114
5	NCUS-115-VOLC-115-1	260								102	104	109
6	SMAR-115-STOM-115-1	260								102	104	109

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 12. El Salvador - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Código Barra	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	27111	GUAJ-115	115	0.89	0.87	0.88	0.88	0.85	0.83	0.83	0.83	0.81	0.81
2	27241	VENT-115	115	0.89	0.87	0.88	0.88	0.86	0.84	0.83	0.83	0.82	0.82
3	27281	CHIN-115	115	0.86	0.9	0.88	0.85	0.85	0.82	0.84	0.81	0.78	0.74
4	27291	JIBO-115	115	0.86	0.9	0.88	0.85	0.85	0.82	0.84	0.81	0.78	0.74
5	27350	SANAIV-115	115	0.88	0.87	0.89	0.88	0.85	0.84	0.83	0.84	0.83	0.83
6	27351	SANA-115	115	0.88	0.87	0.89	0.88	0.85	0.83	0.83	0.83	0.82	0.82
7	27391	TECO-115	115	0.86	0.87	0.84	0.81	0.81	0.82	0.83	0.81	0.78	0.74
8	27401	OZAT-115	115	0.87	0.88	0.86	0.83	0.83	0.84	0.83	0.82	0.8	0.76
9	27402	CAPE115-FV	115	0.87	0.89	0.87	0.84	0.84	0.85	0.84	0.82	0.8	0.76
10	27491	LUNI-115	115	0.89	0.89	0.88	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.8	0.76
11	27341	SMIG-115	115	0.89		0.89	0.88	0.87	0.86	0.85	0.84	0.82	0.79
12	27511	HAVI-115	115	0.89		0.88	0.87	0.86	0.85	0.84	0.83	0.81	0.78
13	27521	CHAP-115	115	0.89		0.88	0.87	0.86	0.85	0.84	0.83	0.81	0.78
14	27541	MORA-115	115		0.88	0.87	0.85	0.83	0.81	0.8	0.89	0.88	0.87
15	27361	SANT-115	115			0.88	0.88	0.84	0.83	0.84	0.86	0.86	0.83
16	27421	NCUS-115	115				0.9	0.87	0.85	0.87	0.86	0.84	0.86
17	27551	VOLC-115	115				0.89	0.86	0.84	0.86	0.86	0.85	0.85
18	27301	SOYA-115	115					0.89	0.88	0.87	0.88	0.87	0.86
19	27441	ATEO-115	115					0.88	0.87	0.89	0.87	0.88	0.88
20	27461	STOM-115	115					0.89	0.88	0.89	0.85	0.84	0.87
21	27481	TALN-115	115					0.88	0.87	0.89	0.88	0.88	0.88
22	27571	TAMA-115	115					0.87	0.86	0.88	0.87	0.87	0.87
23	27381	OPIC-115	115						0.89	0.89	0.84	0.85	0.88
24	27431	SMAR-115	115						0.9	0.9	0.85	0.89	0.87
25	27451	SBAR-115	115						0.89	0.89	0.9	0.88	0.86
26	27501	SMAT-115	115						0.89	0.89	0.84	0.85	0.88
27	27071	LANG-115	115								0.87	0.84	0.88
28	27201	ANTA-115	115								0.88	0.86	0.86
29	27321	SRAF-115	115								0.9	0.88	0.88
30	27371	NEJA-115	115								0.87	0.84	0.88
31	27372	NEPO-115	115								0.87	0.84	0.88
32	27373	SV_SA-NE	115								0.87	0.85	0.88
33	27471	PEDR-115	115								0.88	0.86	0.86
34	27492	CNCHG-115	115								0.82	0.8	0.76
35	27561	APOP-115	115								0.87	0.85	0.88
36	27581	SVIC-115	115									0.88	0.88
37	27591	CHCA-115	115									0.89	0.89
38	27171	CGRA-115	115									0.89	
39	27531	CHAL-115	115									0.89	

9.2.B: ANÁLISIS CON TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de El Salvador, **con Transferencias de 300 MW**.

En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continúo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo:

Tabla 13. El Salvador – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ACAJ-115/SONS-115-1 - 2	109	108	107	107	117	132	133	144	146	147	147
2	NEJA-230/115 TR_1 - TR_2	156.3	133	139	142	143	145	141	142	145	150	144
3	BERL-115/SMIG-115-1	130			104	109	115	119	123	130	137	148
4	SMIG-115/CHCA-115-1	130			104	109	116	120	124	131	138	148
5	ATEO-115/VOLC-115-1	260				101	104	109	110	108	111	107
6	SMAR-115/STOM-115-1	260					106	110	103	105	110	109
7	SONS-115/ATEO-115-1	205					102	102	103	102	105	104
8	AHUA-230/EDP-230-1 - 2	295.6						103	111	111	108	109
9	NCUS-115/VOLC-115-1	260								102	106	109

Observaciones:

La línea 115 kV Nuevo Cuscatlán – Volcán (NCUS-115/VOLC-115-1): Presenta el mismo nivel de sobrecarga de 2033 a 2035 tanto con transferencias como sin transferencias de potencia, por lo que se concluye que la condición de carga no es atribuible a las transferencias de potencia, por lo cual, este elemento no se considera relevante para los análisis sucesivos.

El resto de los elementos reportados con sobrecarga ante transferencias de 300 MW, muestran incremento del nivel de sobrecarga respecto a la condición sin transferencias o incrementan los años con incidencia de sobrecarga.

En la siguiente tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan las incidencias de sobrecarga:

Tabla 14. Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	No. años con incidencia de sobrecarga	Máxima sobrecarga [%RATE A]
1	ACAJ-115/SONS-115-1 - 2	109	Exporta	10	147
			Importa	6	112
			Porteo	7	124
2	NEJA-230/115 TR_1 y TR_2	156	Importa	10	146
			Porteo	10	150
			Exporta	1	106
3	BERL-115/SMIG-115-1	130	Importa	8	147
			Porteo	8	148
			Exporta	7	140
4	SMIG-115/CHCA-115-1	130	Importa	8	147
			Porteo	8	148
			Exporta	7	140
5	ATEO-115/VOLC-115-1	260	Porteo	7	111
			Porteo	6	110
			Exporta	3	109
6	SMAR-115/STOM-115-1	260	Porteo	3	109
			Importa	2	102
			Exporta	5	111
7	SONS-115/ATEO-115-1	205	Porteo	4	105
			Importa	2	102
			Exporta	5	111
8	AHUA-230/EDP-230-1 - 2	295	Importa	2	102
			Porteo	5	111
			Exporta	5	111

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 15. Contingencias que provocan sobrecargas en los elementos de transmisión de El Salvador

No.	Elemento	RATE A/A	Descripción Contingencia	Máxima sobrecarga [% RATE A]
1	ACAJ-115/SONS-115-1 - 2	109	OPEN 28311 [EDP-230 230.00] TO 28312 [EDP2-230 230.00] CKT 1	147
			OPEN 27131 [ACAJ-115] TO 27411 [SONS-115] CKT 2	121
			OPEN 27132 [ACAJ2-115] TO 27441 [ATEO-115] CKT 1	124
2	NEJA-230/115 TR_1-TR_2	156.3	OPEN 27371 [NEJA-115] TO 28371 [NEJA-230 230.00] TO 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	150
			OPEN 27132 [ACAJ2-115] TO 27441 [ATEO-115] CKT 1	108
			OPEN 27371 [NEJA-115] TO 27372 [NEPO-115] CKT 1	107
			BASE CASE	112
			OPEN 27161 [AHUA-115] TO 27351 [SANA-115] CKT 1	101
			OPEN 27321 [SRAF-115] TO 27431 [SMAR-115] CKT 1	101
3	BERL-115/SMIG-115-1	130	OPEN 27341 [SMIG-115] TO 27591 [CHCA-115] CKT 1	148
			OPEN 27281 [CHIN-115] TO 27391 [TECO-115] CKT 1	108
			OPEN 27281 [CHIN-115] TO 27581 [SVIC-115] CKT 1	107
			OPEN 27181 [15SE-115] TO 27591 [CHCA-115] CKT 1	103
4	SMIG-115/CHCA-115-1	130	OPEN 27211 [BERL-115] TO 27341 [SMIG-115] CKT 1	148
			OPEN 27281 [CHIN-115] TO 27391 [TECO-115] CKT 1	117
			OPEN 27281 [CHIN-115] TO 27581 [SVIC-115] CKT 1	117
5	ATEO-115/VOLC-115-1	260	OPEN 27481 [TALN-115] TO 27551 [VOLC-115] CKT 1	111
6	SMAR-115/STOM-115-1	260	OPEN 27361 [SANT-115] TO 27373 [SV_SA-NE] CKT 1	110
			OPEN 27421 [NCUS-115] TO 27551 [VOLC-115] CKT 1	110
7	SONS-115/ATEO-115-1	205	OPEN 27132 [ACAJ2-115] TO 27441 [ATEO-115] CKT 1	105
8	AHUA-230/EDP-230-1 - 2	295.6	OPEN 28161 [AHUA-230 230.00] TO 28311 [EDP-230 230.00] CKT 2	111

Análisis de las sobrecargas:

1. **Líneas 115 kV Acajutla – Sonsonate 1 y 2** (ACAJ-115/SONS-115-1 - 2): Se reportan con sobrecarga máxima de 147% en casos con transferencias por importación, exportación y porteos de 300 MW del sistema de El Salvador tanto en sentido Norte-Sur como Sur-Norte. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad operativa de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
2. **Autotransformadores 230/115/23 kV de Subestación Nejapa** (NEJA-230/115 TR_1-TR_2): Se reportan con sobrecarga máxima de 150% en condiciones con transferencias, por importación y porteo de 300 MW en sentido Norte -Sur y Sur-Norte, asimismo en condiciones de exportación en dirección Sur-Norte del sistema de El Salvador. Estos equipos presentan alto nivel de sobrecarga aun en condición ***Sin Transferencias***. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de la capacidad de transformación en esta subestación para evitar esta sobrecarga de estos transformadores.
3. **Línea 115 kV Berlín – San Miguel** (BERL-115/SMIG-115-1): En condiciones de transferencias por importación, exportación y porteos en sentido Norte – Sur y Sur – Norte, se reporta con sobrecarga máxima de 148%. Esta línea de igual manera presenta sobrecarga en la condición sin transferencias hasta un máximo de 144%. A fin de viabilizar la capacidad operativa para transferencias de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
4. **Línea 115 kV San Miguel - Chinameca** (SMIG-115/CHCA-115-1): Esta línea presenta un perfil de sobrecargas similar al de la línea Berlín – San Miguel. En condiciones de transferencias por importación, exportación y porteos en sentido Norte – Sur y Sur – Norte, se reporta con sobrecarga máxima de 148%. Esta línea también presenta sobrecarga desde los casos sin transferencias hasta un máximo de 144%. A fin de viabilizar la capacidad operativa para transferencias de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
5. **Línea 115 kV Ateos - Volcán** (ATEO-115/VOLC-115-1): Esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 111%, solamente en casos de porteo de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte - Sur. Esta sobrecarga solamente se

produce en condición de transferencias bajo la contingencia de la línea 115 kV *Talnique – Volcán*, por lo tanto, se requiere considerar una ampliación de transmisión a fin de evitar esta sobrecarga.

6. **Línea 115 kV San Martín – Santo Tomás** (SMAR-115/STOM-115-1): Se reporta con sobrecarga máxima de 110%, en condiciones de importación, exportación y porteo de 300 MW, tanto en sentido Norte – Sur como Sur – Norte del sistema de El Salvador. La sobrecarga de esta línea se incrementa en condición de transferencias respecto a los valores que se reportan *Sin transferencias*, asimismo, se incrementan los años de incidencia de sobrecarga. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad operativa de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
7. **Línea 115 kV Sonsonate - Ateos** (SONS-115/ATEO-115-1): Esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 105%, en condiciones de importación y porteo de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte - Sur. Esta sobrecarga se produce en bajo la contingencia de la línea 115 kV *Acajutla - Ateos*, únicamente en condición de transferencias, por lo tanto, se requiere considerar una ampliación de transmisión con el objeto de evitar esta sobrecarga.
8. **Líneas 230 kV Ahuachapán – Energía del Pacífico 1 y 2** (AHUA-230/EDP-230-1-2): Presenta sobrecarga máxima de 111%, solamente en casos de exportación de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte – Sur y Sur-Norte. Esta sobrecarga aparece solamente en condiciones de transferencias por lo cual es necesario considerar una ampliación de transmisión que evite la sobrecarga de estos elementos.
9. Otros elementos de transmisión presentan sobrecargas no recurrentes en el horizonte de los años analizados.

Las violaciones de voltaje se analizan posteriormente, simulando la operación con las ampliaciones de transmisión que se identifiquen para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

9.2.C: ANÁLISIS DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN CANDIDATAS

En reunión técnica realizada el **30 de octubre de 2025** con los especialistas de la *Unidad de Transacciones (UT)*, *Ente de Transmisión Eléctrica de El Salvador (ENTE)* y *Empresa de Transmisión Eléctrica S.A de CV*, miembros del *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, a fin de revisar las

restricciones identificadas en el sistema de transmisión de El Salvador que no permitirían alcanzar y/o mantener la COIIM de 300 MW en el mediano y largo plazo, los participantes por parte del ENTE y ETESAL, propusieron un conjunto de ampliaciones de transmisión como proyectos candidatos que pudieran contribuir a eliminar las restricciones a la capacidad operativa identificadas por el EOR.

Los participantes por parte del ENTE informaron que las ampliaciones propuestas son obras de expansión que se encuentran en análisis con el fin de incrementar la capacidad de transmisión nacional y apoyar otros proyectos de nación.

El **7 de noviembre de 2025** se recibió por correo electrónico la información técnica para la modelación de los elementos de transmisión referidos por el ENTE y ETESAL.

Los componentes principales de la propuesta consisten en lo siguiente:

- a) *Ampliación subestación Acajutla a 230 kV*
- b) *Modificación de la subestación actual EDP 230 kV para la habilitación de puntos de conexión desde nueva subestación Acajutla 230 kV*
- c) *Ampliación subestación El Pedregal a 230 kV*
- d) *Instalación de 3 Autotransformadores 230/115 kV de 156.25, en subestación El Pedregal*
- e) *Construcción de línea de 230 kV Acajutla – El Pedregal, con estructuras de doble circuito con conductor ACAR 1024. Longitud aproximada de 96 km.*
- f) *Nueva línea de transmisión 115 kV 27391 Tecoluca - 27471 El Pedregal de 32 km (conductor ACCC Casablanca) que genera la conexión adicional de 115 kV en ambos sectores.*
- g) *Repotenciación de línea existente 115 kV 27471 El Pedregal - 27481 Santo Tomás (Conductor ACCC Casablanca) necesaria por incremento de flujo.*

El EOR por medio de análisis eléctrico evaluó la eficacia del conjunto ampliaciones de transmisión propuestas por el ENTE y ETESAL para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador.

De los análisis eléctricos realizados el EOR determinó que se mantenía la sobrecarga en los Autotransformadores 230/115 kV de subestación Nejapa, y en las líneas 115 kV Berlín - San Miguel y San Miguel – Chinameca, por lo cual consideró analizar ampliaciones de transmisión adicionales para eliminar estas sobrecargas restrictivas

a la capacidad operativa las cuales serían complementarias a las informadas como candidatas por parte del ENTE y ETESAL.

Es importante mencionar que, para evitar la sobrecarga de los Autotransformadores 230/115 kV de subestación Nejapa, se analizó incorporar dispositivos FACT tipo **Smart valves** en subestación Nejapa, no obstante se identificó dificultad para coordinar el ajuste de parámetros con los dispositivos *Smart valves* instalados en los Autotransformadores de subestación 15 de septiembre y en subestación Nejapa para la línea 115 kV Nejapa – San Antonio Abad, por lo cual, se considera que ampliar la capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Nejapa, sería una solución directa a la sobrecarga de los Autotransformadores existentes.

En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones de transmisión nacional candidatas para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW en el sistema de El Salvador, indicándose el año de entrada que permita la gestión y ejecución de estas ampliaciones de transmisión:

Tabla 16. El Salvador - Ampliaciones de transmisión candidatas para evitar sobrecargas ante transferencias de 300 MW.

Ampliación	Componentes	Año de entrada
Ampliaciones 230 kV Acajutla – El Pedregal y refuerzos en 115 kV	Construcción de barra de 230 kV en SE Acajutla en configuración de interruptor y medio, con bahías para 4 alimentadores (2 líneas de transmisión y 2 enlaces de barras con EDP-230) y conexión para 2 transformadores trifásicos de 250 MVA).	2030
	Ampliación de subestación el Pedregal a 230 kV en SE Pedregal en configuración de interruptor y medio.	2030
	Ampliación de subestación el Pedregal en 115 kV en SE Pedregal en configuración de interruptor y medio.	2030
	Adquisición e instalación de 3 transformadores trifásicos 230/115/46 kV, 156.3 MVA para SE Pedregal.	2030
	Construcción de nueva línea 230 kV Acajutla - El Pedregal, en doble circuito, 396 MVA por circuito.	2030
	Construcción de nueva línea 115 kV Pedregal - Tecoluca, 205 MVA.	2030
	Repotenciación de línea 115 kV Pedregal - Santo Tomás de 130 MVA a 205 MVA.	2030

Ampliaciones complementarias		
Nuevo Autotransformador 230/115 kV en subestación Nejapa	Adición de 3er Autotransformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	2029
Repotenciación de línea Berlín – San Miguel	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA	2029
Repotenciación de línea San Miguel - Chinameca	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel - Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	2029

9.2.D: ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE LOS VOLTAJES

El EOR analizó la condición de los voltajes considerando en operación las ampliaciones de transmisión identificadas para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador. Para las simulaciones se ajustó el despacho de potencia reactiva con las fuentes disponibles (Ajustes de taps de transformadores, compensación estática, voltajes consigna en nodos con voltaje controlado).

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de El Salvador considerando los refuerzos para evitar sobrecargas

Tabla 17. El Salvador – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	27111	GUAJ-115	115	0.87	0.86	0.87	0.87	0.85	0.83	0.83	0.8	0.81	0.78
2	27241	VENT-115	115	0.87	0.86	0.87	0.88	0.85	0.84	0.83	0.77	0.78	0.78
3	27281	CHIN-115	115	0.85	0.88	0.86	0.83	0.83	0.78	0.82	0.78	0.87	0.85
4	27291	JIBO-115	115	0.85	0.88	0.86	0.83	0.83	0.78	0.82	0.79	0.87	0.85
5	27350	SANAIV-115	115	0.87	0.86	0.88	0.88	0.85	0.84	0.83	0.79	0.79	0.8
6	27351	SANA-115	115	0.87	0.86	0.88	0.87	0.85	0.83	0.83	0.8	0.82	0.82
7	27391	TECO-115	115	0.85	0.86	0.83	0.79	0.78	0.78	0.82	0.78	0.86	0.84
8	27401	OZAT-115	115	0.86	0.88	0.85	0.81	0.8	0.8	0.83	0.8	0.83	0.81
9	27402	CAPE115-FV	115	0.86	0.89	0.86	0.82	0.81	0.81	0.83	0.81	0.84	0.81
10	27491	LUNI-115	115	0.88	0.89	0.87	0.85	0.85	0.84	0.82	0.82		0.88
11	27511	HAVI-115	115	0.88	0.89	0.88	0.86	0.86	0.85	0.83	0.83		0.89
12	27521	CHAP-115	115	0.88	0.89	0.88	0.86	0.86	0.85	0.83	0.83		0.89
13	27361	SANT-115	115			0.89	0.88	0.85	0.84	0.85	0.78	0.81	0.83
14	27341	SMIG-115	115	0.89		0.88	0.86	0.86	0.85	0.84	0.84		

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
15	27541	MORA-115	115		0.88	0.86	0.84	0.82	0.81	0.8	0.82		
16	27551	VOLC-115	115				0.89	0.87	0.86	0.87	0.8	0.83	0.85
17	27301	SOYA-115	115					0.88	0.87	0.87	0.85	0.85	0.85
18	27421	NCUS-115	115					0.88	0.87	0.88	0.81	0.84	0.86
19	27441	ATEO-115	115					0.89	0.88	0.89	0.83	0.87	0.88
20	27451	SBAR-115	115					0.89	0.89	0.89	0.85	0.86	0.87
21	27571	TAMA-115	115					0.88	0.87	0.89	0.82	0.86	0.88
22	27381	OPIC-115	115						0.89	0.89	0.84	0.85	0.85
23	27481	TALN-115	115					0.89	0.88		0.83	0.87	0.88
24	27501	SMAT-115	115						0.89	0.89	0.84	0.85	0.85
25	27431	SMAR-115	115						0.89		0.85	0.86	0.85
26	27461	STOM-115	115						0.89		0.84	0.86	0.85
27	27071	LANG-115	115								0.87	0.87	0.87
28	27201	ANTA-115	115								0.87	0.89	0.88
29	27371	NEJA-115	115								0.87	0.87	0.87
30	27372	NEPO-115	115								0.87	0.87	0.87
31	27373	SV_SA-NE	115								0.87	0.88	0.87
32	27471	PEDR-115	115								0.87	0.89	0.88
33	27561	APOP-115	115								0.87	0.88	0.87
34	27492	CNCHG-115	115								0.82		0.88

La mayor parte de los nodos que se reportan en la tabla, corresponden a nodos de conexión de generadores renovables, y nodos de sistemas radiales. De manera indicativa se ha estimado la compensación que pudiera regular la tensión para mantenerla en valores mayores a 0.9 pu después de contingencias simples. Es importante mencionar que, el operador de sistema implementa sus estrategias particulares de despacho de reactivo y soporte de tensión; y adicional a esto, idealmente la compensación reactiva es conectada en las barras y circuitos de media tensión. Por lo tanto, la compensación capacitiva identificada en es de carácter referencial.

En la siguiente tabla se indican la cantidad de MVARs de compensación capacitiva y los nodos en los cuales se simuló la instalación de esta compensación:

Tabla 17. El Salvador – Compensación reactiva adicional de referencia

No.	Nodo Número PSSE	Nodo nombre	2028	2030	2031	2033
1	27341	SMIG-115	45			
2	27351	SANA-115	45			
3	27301	SOYA-115		90		
4	27421	NCUS-115		30		
5	27441	ATEO-115		25		
6	27481	TALN-115		20		
7	27551	VOLC-115		35		
8	27431	SMAR-115			45	
9	27371	NEJA-115				160

En la siguiente tabla se muestran las violaciones de voltaje remanentes en el sistema de transmisión de El Salvador, después de agregar la compensación capacitiva identificada:

Tabla 18. El Salvador – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias y compensación reactiva adicional

No.	Código nodo	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2033	2034	2035
1	27111	GUAJ-115	115	0.87	0.86					
2	27241	VENT-115	115	0.87	0.86					
3	27281	CHIN-115	115	0.85	0.88					
4	27291	JIBO-115	115	0.85	0.88					
5	27341	SMIG-115	115	0.89	0.9					
6	27350	SANAIV-115	115	0.87	0.86					
7	27351	SANA-115	115	0.87	0.86					
8	27361	SANT-115	115				0.88			
9	27391	TECO-115	115	0.85	0.86	0.9	0.89			
10	27401	OZAT-115	115	0.86	0.88	0.88	0.87			
11	27402	CAPE115-FV	115	0.86	0.89	0.89	0.88			
12	27491	LUNI-115	115	0.88	0.89					
13	27511	HAVI-115	115	0.88	0.89					
14	27521	CHAP-115	115	0.88	0.89					
15	27541	MORA-115	115		0.88			0.9	0.89	0.87
16	27551	VOLC-115	115				0.9			

De la tabla anterior se verifica que, los nodos que presentan condición de voltajes igual o menor a 0.9 pu en su mayoría pertenecen a puntos de conexión de generadores renovables o forman parte de sistemas radiales, asimismo la condición de voltajes menores a 0.9 pu deja de ser recurrente, y en la mayoría de los casos los voltajes están en el umbral mínimo permitido ante contingencias.

9.2.E: REVISIÓN DE RESULTADOS FINALES CON EL CTPET DE EL SALVADOR

En reunión realizada el 19 de noviembre de 2025 el EOR presentó a los especialistas de la *Unidad de Transacciones (UT)*, *Ente de Transmisión Eléctrica de El Salvador (ENTE)* y *Empresa de Transmisión Eléctrica S.A de CV*, participantes en el *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, la lista de las ampliaciones de transmisión nacional identificadas que permitirán al sistema de transmisión de El Salvador, alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW.

Como conclusión de esta reunión el EOR indicó que se verificó que los proyectos candidatos informados por el ENTE y ETESAL son efectivos para eliminar parte de las sobrecargas que surgen ante transferencias de 300 MW, por lo tanto, junto con otras ampliaciones complementarias, serían incluidos en la lista de Ampliaciones de transmisión nacional que permitirán alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima de 300 MW en el sistema de El Salvador.

9.2.F: AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM EN EL SISTEMA DE EL SALVADOR

En la siguiente tabla se presenta la lista de las *Ampliaciones de transmisión nacional* para alcanzar y mantener la COIIM en el sistema de El Salvador identificadas para los años 2026-2035. Se indica además el objeto de la ampliación relacionado Al tipo de transferencia que habilita a 300 MW y el costo estimado.

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 20. El Salvador - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

Ampliación	Componentes	Objeto de la ampliación	Transferencia que habilita	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]
Ampliaciones 230 kV Acajutla – El Pedregal y refuerzos en 115 kV	Construcción de barra de 230 kV en SE Acajutla en configuración de interruptor y medio, con bahías para 4 alimentadores (2 líneas de transmisión y 2 enlaces de barras con EDP-230) y conexión para 2 transformadores trifásicos de 250 MVA).	Evitar la sobrecarga de las líneas 230 kV ▪ Energía del Pacífico – Ahuachapán, y de las siguientes líneas 115 kV: ▪ Acajutla – Sonsonate; ▪ Sonsonate – Ateos; ▪ Ateos-Volcán; ▪ San Martín – Sto. Tomás.	Exportación Importación Porteo Norte – Sur y Sur-Norte	2030	8.62
	Ampliación de subestación el Pedregal a 230 kV en SE Pedregal en configuración de interruptor y medio.			2030	9.31
	Ampliación de subestación el Pedregal en 115 kV en SE Pedregal en configuración de interruptor y medio.			2030	5.05
	Adquisición e instalación de 3 transformadores trifásicos 230/115/46 kV, 156.3 MVA para SE Pedregal.			2030	24.37
	Construcción de nueva línea 230 kV Acajutla - El Pedregal, en doble circuito, 396 MVA por circuito.			2030	65.45
	Construcción de nueva línea 115 kV Pedregal - Tecoloca, 205 MVA.			2030	16.78
	Repotenciación de línea 115 kV Pedregal - Santo Tomás de 130 MVA a 205 MVA.			2030	6.53
				Subtotal	136.10

Ampliaciones complementarias

Ampliación	Descripción	Objeto de la ampliación	COIIM que habilita	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]
Nuevo Autotransformador en subestación Nejapa	Adición de 3er Autotransformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	Evitar la sobrecarga de los Autotransformadores 230/115 kV existentes en SE Nejapa	Exportación Sur-Norte Importación y Porteo Norte-Sur y Sur-Norte	2029	13.18
Repotenciación de línea Berlín – San Miguel	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA	Evitar la sobrecarga de la propia línea 115 kV Berlín - San Miguel	Exportación Importación Porteo Norte – Sur y Sur-Norte	2029	9.30
Repotenciación de línea San Miguel - Chinameca	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel - Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	Evitar la sobrecarga de la propia línea 115 kV San Miguel - Chinameca		2029	6.09
				Subtotal	28.57
			Total [MUS\$]		164.67

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO GENERAL DE LAS AMPLIACIONES

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de El Salvador a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Ampliaciones 230 kV Acajutla – El Pedregal y refuerzos en 115 kV.

Diseño general de las instalaciones:

A) Ampliaciones en subestación Acajutla:

- A.1. Construcción de barras 230 kV para arreglo de subestación en interruptor y medio.
- A.2. Construcción de 6 bahías de 230 kV en interruptor y medio para conectar 4 alimentadores (2 líneas de transmisión hacia subestación El Pedregal y 2 enlaces de barras con EDP-230) y conectar 2 transformadores trifásicos de 250 MVA.

B) Ampliaciones en subestación El Pedregal:

- B.1. Construcción de barras 230 kV, para arreglo de subestación en interruptor y medio.
- B.2. Construcción de 5 bahías de 230 kV en interruptor y medio para conectar 2 alimentadores (2 líneas de transmisión hacia subestación Acajutla) y 3 transformadores trifásicos de 156.3 MVA.
- B.3. Ampliación de barra de 115 kV para arreglo en configuración de interruptor y medio.
- B.4. Construcción de 5 bahía de 115 kV en interruptor y medio, para conectar 3 autotransformadores, un enlace entre las barras de 115 kV y un alimentador que corresponde a la línea El Pedregal - Tecoluca.

C) Construcción de nueva línea 230 kV Acajutla – El Pedregal

Construcción de una línea de transmisión de 230 kV, en torres de acero en doble circuito, con longitud de 96 km, con conductor 1,024 kcmil, tipo ACAR, con capacidad de 396 MVA por circuito.

D) Construcción de nueva línea 115 kV El Pedregal - Tecoluca

Construcción de una línea de transmisión de 115 kV entre las subestaciones *Tecoluca - El Pedregal*, en torres de acero para circuito simple, con longitud de

32 km, con conductor Casablanca 540 kcmil, tipo ACCC (832 kg/km), con capacidad de 205 MVA.

E) Repotenciación de línea 115 kV El Pedregal – Santo Tomás

Sustitución de conductor y herrajes existentes en la línea El Pedregal – Santo Tomás con longitud de 26.7 km, por conductor Casablanca 540 kcmil, tipo ACCC (832 kg/km).

2. Instalación de tercer Autotransformador 230/115 kV en subestación Nejapa

Diseño general de las instalaciones:

- a. Instalación de un Autotransformador 230/115/22.5 KV, de 156.3 MVA de capacidad nominal, en subestación Nejapa, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Construcción de nueva bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Construcción de nueva bahía para transformador en 115 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

3. Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

Sustitución de conductor y herrajes existentes por conductor Flicker 477 kcmil, tipo ACSS (913.8 kg/km), en línea de 40.1 km.

4. Repotenciación de línea 115 kV San Miguel - Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

Sustitución de conductor y herrajes existentes por conductor Flicker 477 kcmil, tipo ACSS (913.8 kg/km), en línea de 24.56 km.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

9.3 HONDURAS: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

9.3.A: ANÁLISIS SIN TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

El análisis de violaciones a los CCSD Sin transferencias se utiliza para establecer una referencia del estado de la red y determinar si estas condiciones son o no son sensibles a las transferencias de potencia, a fin de definir si es necesario proponer intervenciones específicas en la red de transmisión que permitan alcanzar y mantener la COIIM.

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Honduras **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 21. Honduras - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas en elementos del sistema de transmisión [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Máximo
1	CHM-B539-LVI-B569-1	151.8	105	107	105						103	102	107
2	TON-B610-TONT610-1	150	109	104	112	107						102	112
3	CDA-B530-TON-B535-1	151.8					107			109	104	116	116
4	SUY-B515-MFL-B523-1	151.8							102	111	105	118	118
5	BER-B507-CIR-B537-1	151.8				109			101			105	109
6	EST-B573-SPS-B558-1	151.8	104	107	105								107
7	TON-B535-TONT610-1	150	101		103	101							103
8	CHM-B539-AGP-B556-1 - 2	151.8					106	102					106
9	SUY-B612-SUYT612-1	100	111		111								111
10	SUY-B612-SUYT613-1	100	110		110								110
11	BER-B507-CHM-B539-1	151.8			105								105

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 22. Honduras - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Nombre Barra	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	CDA-B530	138	0.83	0.84	0.85	0.85	0.86	0.9	0.88	0.87	0.88	0.85
2	LNZ-B5XX	138	0.88	0.88	0.85	0.85	0.86	0.89	0.88	0.87	0.88	0.86
3	MFL-B523	138	0.88	0.88	0.85	0.85	0.86	0.9	0.88	0.87	0.88	0.86
4	TON-B535	138	0.84	0.83	0.82	0.85	0.86	0.9	0.88	0.89	0.88	0.86
5	SFE-B505	138	0.84	0.84	0.86	0.85	0.87		0.89	0.88	0.89	0.86
6	SUY-B515	138	0.85	0.85	0.87	0.86	0.87		0.89	0.89	0.89	0.87
7	CTE-B513	138				0.83	0.72	0.75	0.7	0.73	0.81	0.83
8	END-B572	138				0.84	0.87	0.85	0.81	0.83	0.82	0.85
9	SIS-B548	138				0.83	0.85	0.83	0.78	0.81	0.81	0.84
10	TEL-B511	138				0.85	0.79	0.81	0.79	0.8	0.8	0.81
11	GUA-B537	138					0.77	0.79	0.78	0.81	0.85	0.87
12	PAZ-B525	138	0.84	0.85	0.8					0.89	0.89	0.88
13	SGT-B574	138	0.83	0.84	0.78					0.9	0.9	0.88
14	SIS-B6XX	230					0.85	0.83	0.78	0.81	0.83	0.84
15	BOR-B571	138				0.77			0.89	0.88	0.85	0.9
16	CHR-B5XX	138				0.79			0.89	0.88	0.82	0.87
17	ISL-B520	138				0.79			0.89	0.88	0.82	0.89
18	TLG-B6XX	230						0.85	0.81	0.84	0.82	0.79
19	TOC-B587	138				0.78			0.89	0.88	0.83	0.88
20	AMT-B541	138	0.86	0.88	0.85		0.9					
21	FLE-B6XX	230							0.89	0.89	0.82	0.87
22	LEC-B619	230							0.9	0.9	0.84	0.88
23	RGU-B518	138				0.81				0.89	0.82	0.89
24	SRD-B6XX	230							0.9	0.89	0.83	0.88
25	CCD-B5XX	138				0.89					0.82	0.89
26	CCE-B565	138				0.88					0.82	0.89
27	CRL-B501	138	0.85	0.86	0.86							
28	CYG-B536	138	0.85	0.84	0.8							
29	LLB-B6XX	230								0.89	0.83	0.88
30	SHL-B572	138				0.85				0.89	0.89	
31	SUY-B612	230	0.88	0.89	0.87							

9.3.B: ANÁLISIS CON TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Honduras, **con Transferencias de 300 MW**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continúo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 23. Honduras – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	AGC-B624/AGF-B641-1	230	317.3	117	117	116	114	113	114	114	117	116	117
2	BER-B507/CIR-B537-1	138	151.8	101	102	110	131	106	104	122	120	118	136
3	SMT-B534/SPS-B558-1	138	156.3	112			117	108	107	116	112	106	122
4	CHM-B539/LVI-B569-1	138	151.8	107	116	110	119			101		104	102
5	CDA-B530/TON-B535-1	138	151.8			104		109		105	112	106	118
6	SUY-B515/MFL-B523-1	138	151.8			109		113		106	113	108	119
7	TON-230/138 B610/TONT610-1	230/138	150	112	114	114	112	105					105
8	CIR-B537/CAL-B579-1	138	151.8				115	103		109	106		115
9	CRL-B501/SGT-B574-1	138	151.8		104	113	104	109	105				
10	SBV-B609/T43-TLD-B6XX	230	374				115	118	119		102		104
11	VNU-B520/SPS-B558-1	138	151.8							101	108	107	105
12	AMT-B605/TLD-B6XX-1	230	374				107	111	110				
13	CJN-B601/LPZ-B6XX-1	230	405.1				103	106	106				
14	CYG-B536/TLD-B5XX-1	138	151.8				112	114	113				
15	CRL-B501/RLN-B521-1	138	151.8	106	108	119	118						
16	PAV-B620/CDH-B629-1	230	317.3	102	103	104	101						
17	PAV-B620/SLU-B637-1	230	260	143	142	144	103						
18	SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	105	105	106	103						
19	SUY-230/138 B612/SUYT612-T613	230/138	100	112	107	112	106						
20	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	105	105	105							
21	BER-B507/CHM-B539-1	138	151.8	109	110	116							
22	BER-B507/LVI-B569-1	138	151.8	106	105	110							
23	EST-B573/SPS-B558-1	138	151.8	107	109	109							
24	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3	107	105	108							
25	PRD-B618/SLU-B637-1	230	317.3	110	109	111							

Observaciones respecto a los elementos con sobrecargas:

- 1) Un conjunto de elementos de transmisión presenta incidencia de sobrecarga hasta los años 2028 o 2029 (registros 17 – 27 de la tabla). Esto está relacionado a ampliaciones de transmisión que entran en servicio en el sistema de Honduras como parte de las obras aprobadas en sus planes de expansión nacional, o también debido a la puesta en operación de la Ampliación regional nueva interconexión *Agua Caliente – Sandino circuito #2* entre Honduras y Nicaragua. Por lo tanto, para estas sobrecargas en principio no se considera identificar ampliaciones de transmisión adicionales. Los elementos de transmisión con sobrecarga hasta los años 2028 o 2030 son los siguientes:
 - a) Líneas 230 kV: Interconexión *Agua Caliente – Frontera* (AGC-B624/FHS-230-1); *Pavana – Cerro de Hula* (PAV-B620/CDH-B629-1); *Pavana – Santa Lucía* (PAV-B620/SLU-B637-1); *Prado – Frontera* (PRD-B618/FNH-230-1); *Prado – Santa Lucía* (PRD-B618/SLU-B637-1); *Suyapa – Cerro de Hula* (SUY-B612/CDH-B629-1)
 - b) Líneas 138 kV: *Cañaveral – Rio Lindo* (CRL-B501/RLN-B521-1); *Bermejo-Choloma* (BER-B507/CHM-B539-1); *Bermejo-La Victoria* (BER-B507/LVI-B569-1); *Estadio – San Pedro Sula* (EST-B573/SPS-B558-1).
 - c) Transformadores 230/138 kV: Subestación *Suyapa* (SUY-230/138 B612/SUYT612-T613)
- 2) El resto de los elementos de transmisión reportados con sobrecarga ante transferencias de 300 MW, muestran incremento del nivel de sobrecarga respecto a la condición sin transferencias o incrementan los años con incidencia de sobrecarga, por lo cual son objeto de atención en los análisis sucesivos.
- 3) Otros elementos de transmisión no mostrados en la tabla, presentan sobrecarga no recurrente, con incidencia solamente en uno o dos años, por lo cual, para simplificar la información mostrada han sido excluido, aunque formaron parte del monitoreo y análisis de las simulaciones.

En la siguiente tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan sobrecargas. Para simplificar la información, de la lista se han excluido los elementos que no presentan sobrecarga después del 2030:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 24. Honduras - Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas en el sistema de transmisión – 230 Kv

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	No. años con incidencia de sobrecarga	Máxima sobrecarga [%RATE A]
1	AGC-B624/AGF-B641-1	317.3	Importa	10	117
			Porteo	10	108
2	BER-B507/CIR-B537-1 - 2	151.8	Exporta	10	136
			Importa	1	104
			Porteo	4	115
3	SMT-B534/SPS-B558-1	156.3	Exporta	8	122
			Porteo	1	103
4	CHM-B539/LVI-B569-1	151.8	Exporta	7	119
			Importa	2	103
			Porteo	6	111
5	CDA-B530/TON-B535-1	151.8	Exporta	4	116
			Importa	6	118
			Porteo	6	117
6	SUY-B515/MFL-B523-1	151.8	Exporta	6	117
			Importa	6	119
			Porteo	6	116
7	TON-B610/TONT610-1	150	Exporta	5	109
			Importa	6	114
			Porteo	6	113
8	CIR-B537/CAL-B579-1	151.8	Exporta	6	115
9	CRL-B501/SGT-B574-1	151.8	Exporta	6	113
10	SBV-B609/T43-TLD-B6XX	374	Exporta	6	119
11	VNU-B520/SPS-B558-1	151.8	Exporta	4	108
12	AMT-B605/TLD-B6XX-1	374	Exporta	3	111
13	CJN-B601/LPZ-B6XX-1	405.1	Exporta	3	106
14	CYG-B536/TLD-B5XX-1	151.8	Exporta	3	114

A continuación, se presenta una tabla que resume las contingencias que provocan las sobrecargas en los elementos de transmisión:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 25. Contingencias que provocan sobrecargas en los elementos de transmisión de Honduras

No.	Elemento	RATE A/A	Descripción Contingencia	No. años de incidencia	Máxima sobrecarga [%RATE A]
1	AGC-B624/AGF-B641-1	317.3	FROM 1710 [PAN-230] TO 3190 [F-LEC-PAN] CKT 1	10	111
			FROM 28181 [15SE-230] TO 29182 [F-15SE-AGC] CKT 2	10	106
			FROM 3183 [LEC-B619] TO 3190 [F-LEC-PAN] CKT 1	10	111
			FROM 3183 [LEC-B619] TO 3300 [SBV-B609] CKT 1	3	101
			FROM 3301 [AGC-B624] TO 29182 [F-15SE-AGC] CKT 1	10	106
			FROM 51150 [PAI230A] TO 51400 [BOR230] CKT 1	3	103
			FROM 6003 [PANII230] TO 6023 [COL_PA_01] CKT 1	7	117
			FROM 6003 [PANII230] TO 6029 [COL_PA_02] CKT 1	7	117
			FROM 6460 [ECO230] TO 6751 [SPE230] CKT 1	2	102
			FROM 6520 [SBA230] TO 6521 [SBA115] TO 6522 [SBA34] CKT T1	1	108
			REMOVE UNIT C1 FROM 6023 [COL_PA_01]	7	117
			REMOVE UNIT C2 FROM 6029 [COL_PA_02]	7	117
			REMOVE UNIT G1 FROM 6207 [CSO1-34]	5	106
			REMOVE UNIT G1 FROM 6208 [COTG1]	1	103
			REMOVE UNIT G1 FROM 6406 [GGAG1]	2	116
			REMOVE UNIT G1 FROM 6752 [SPE34]	2	102
			REMOVE UNIT G2 FROM 6407 [GGAG2]	1	115
			REMOVE UNIT V1 FROM 6408 [GGAV3]	3	117
			REMOVE UNIT V1 FROM 6807 [CNOV1]	1	105
2	AMT-B605/TLD-B6XX-1	374	FROM 3032 [CJN-B601] TO 3294 [LPZ-B6XX] CKT 1	3	111
			FROM 3294 [LPZ-B6XX] TO 3429 [AMT-B605] CKT 1	2	101
3	BER-B507/CIR-B537-1 - 2	151.8	FROM 3037 [BER-B507] TO 3052 [CIR-B537] CKT 2	7	136
			FROM 3052 [CIR-B537] TO 3193 [EST-B573] CKT 1	1	105
			FROM 3193 [EST-B573] TO 3203 [SPS-B558] CKT 1	3	110
4	CDA-B530/TON-B535-1	151.8	FROM 3030 [SUY-B515] TO 3085 [MFL-B523] CKT 1	6	118
5	CHM-B539/LVI-B569-1	151.8	BASE CASE	3	110
			FROM 3037 [BER-B507] TO 3049 [CHM-B539] CKT 1	4	119
			FROM 3082 [MAS-B544] TO 3371 [MAS-B6XX] TO 3900 [TER-MAS-T6XX] CKT 1	3	104
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3204 [AGP-B556] CKT 1	1	111
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3204 [AGP-B556] CKT 2	1	111
6	CIR-B537/CAL-B579-1	151.8	FROM 3038 [PGR-B509] TO 3108 [SMT-B534] CKT 1	4	112
			FROM 3108 [SMT-B534] TO 3203 [SPS-B558] CKT 1	6	115
			FROM 3123 [VNU-B520] TO 3203 [SPS-B558] CKT 1	1	102
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3257 [SPS-B653] TO 3920 [TER-SPS-T663] CKT 1	1	100
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3257 [SPS-B653] TO 3921 [TER-SPS-T664] CKT 1	1	100
7	CJN-B601/LPZ-B6XX-1	405.1	FROM 3300 [SBV-B609] TO 30002 [T43-AMT] CKT 1	3	106
			FROM 3854 [TLD-B6XX] TO 30002 [T43-AMT] CKT 1	3	106
8	CRL-B501/SGT-B574-1	151.8	FROM 3032 [CJN-B601] TO 3294 [LPZ-B6XX] CKT 1	1	102

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

No.	Elemento	RATE A/A	Descripción Contingencia	No. años de incidencia	Máxima sobrecarga [%RATE A]
			FROM 3032 [CJN-B601] TO 3429 [AMT-B605] CKT 1	3	113
			FROM 3300 [SBV-B609] TO 30002 [T43-AMT] CKT 1	4	109
			FROM 3429 [AMT-B605] TO 30002 [T43-AMT] CKT 1	1	106
			FROM 3854 [TLD-B6XX] TO 30002 [T43-AMT] CKT 1	3	109
9	CYG-B536/TLD-B5XX-1	151.8	FROM 3429 [AMT-B605] TO 3854 [TLD-B6XX] CKT 1	3	114
10	SBV-B609/T43-TLD-B6XX	374	FROM 3032 [CJN-B601] TO 3294 [LPZ-B6XX] CKT 1	3	119
			FROM 3294 [LPZ-B6XX] TO 3429 [AMT-B605] CKT 1	3	109
			FROM 3294 [LPZ-B6XX] TO 3867 [JRD-B6XX] CKT 1	3	104
11	SMT-B534/SPS-B558-1	156.3	FROM 3038 [PGR-B509] TO 3160 [CAL-B579] CKT 1	3	104
			FROM 3052 [CIR-B537] TO 3160 [CAL-B579] CKT 1	8	122
			FROM 3123 [VNU-B520] TO 3203 [SPS-B558] CKT 1	3	112
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3257 [SPS-B653] TO 3920 [TER-SPS-T663] CKT 1	2	101
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3257 [SPS-B653] TO 3921 [TER-SPS-T664] CKT 1	2	101
			FROM 3257 [SPS-B653] TO 3300 [SBV-B609] CKT 1	1	112
			FROM 3267 [TRN-B6XX] TO 3300 [SBV-B609] CKT 1	1	100
12	SUY-B515/MFL-B523-1	151.8	FROM 3031 [CDA-B530] TO 3120 [TON-B535] CKT 1	6	119
13	TON-B610/TONT610-1	150	FROM 3030 [SUY-B515] TO 3033 [SUY-B612] CKT 1	4	103
			FROM 3030 [SUY-B515] TO 3033 [SUY-B612] TO 3131 [SUY-R212] CKT 1	4	103
			FROM 3030 [SUY-B515] TO 3033 [SUY-B612] TO 3132 [SUY-R213] CKT 1	4	103
			FROM 3033 [SUY-B612] TO 3544 [CDH-B629] CKT 1	5	109
			FROM 3034 [PAV-B620] TO 3301 [AGC-B624] CKT 1	1	103
			FROM 3034 [PAV-B620] TO 3544 [CDH-B629] CKT 1	5	108
			FROM 3101 [SFE-B505] TO 3427 [AMT-B541] CKT 1	6	112
			FROM 3427 [AMT-B541] TO 3429 [AMT-B605] TO 3428 [AMT-B314] CKT 1	4	114
14	VNU-B520/SPS-B558-1	151.8	BASE CASE	1	101
			FROM 3038 [PGR-B509] TO 3098 [RLN-B521] CKT 1	2	101
			FROM 3038 [PGR-B509] TO 3108 [SMT-B534] CKT 1	2	102
			FROM 3052 [CIR-B537] TO 3160 [CAL-B579] CKT 1	3	104
			FROM 3108 [SMT-B534] TO 3203 [SPS-B558] CKT 1	4	108
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3257 [SPS-B653] TO 3920 [TER-SPS-T663] CKT 1	3	103
			FROM 3203 [SPS-B558] TO 3257 [SPS-B653] TO 3921 [TER-SPS-T664] CKT 1	3	103
			REMOVE UNIT 1 FROM 3282 [TRN-B2X2]	3	105

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Honduras:

1. **Línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría (AGC-B624/AGF-B641-1):** Presenta una sobrecarga máxima de 117%. Las sobrecargas se presentan en condiciones de transferencias por importación y porteo en sentido norte-sur de 300 MW, y ante contingencia de pérdida de un enlace de interconexión del sistema de Honduras con Guatemala, o El Salvador, así como ante pérdidas de bloques de generación. A fin de viabilizar la COIIM se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
2. **Línea 138 kV Bermejo – Circunvalación (BER-B507/CIR-B537-1):** Esta línea muestra una sobrecarga máxima de 136% en condiciones de importación y porteo en sentido norte-sur, y en condición de exportación tanto en sentido norte-sur como sur-norte. En condiciones con transferencias de 300 MW la incidencia de sobrecarga se incrementa, así como el nivel de la sobrecarga respecto a la condición sin transferencias, por lo tanto, la sobrecarga de este elemento impone restricciones a la Capacidad Operativa, y se requiere considerar un refuerzo de transmisión para evitarla y se logre alcanzar la COIIM en todas las condiciones operativas.
3. **Línea 138 kV Santa Marta – San Pedro Sula – Sur (SMT-B534/SPS-B558-1):** Presenta sobrecarga máxima de 122% en condiciones de importación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. La sobrecarga de este elemento ocurre solamente en condiciones de transferencias por lo que se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.
4. **Línea 138 kV Choloma – La Victoria (CHM-B539/LVI-B569-1):** Muestra una sobrecarga máxima de 116%. Las sobrecargas se presentan bajo condiciones de importación, exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. La sobrecarga de este elemento se incrementa bajo transferencias respecto a la condición sin transferencias. A fin de alcanzar la COIIM de 300 MW se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.
5. **Línea 138 kV Cañada - Toncontín (CDA-B530/TON-B535-1):** Esta línea se reporta con una sobrecarga máxima de 118%, bajo condiciones de importación, exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. La

incidencia de sobrecarga de este elemento se incrementa bajo transferencias respecto a la condición sin transferencias, por lo que se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.

6. **Línea 138 kV Suyapa - Miraflores (SUY-B515/MFL-B523-1):** Esta línea se reporta con una sobrecarga máxima de 119%, bajo condiciones de importación, exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. La incidencia de sobrecarga de este elemento se incrementa bajo transferencias respecto a la condición sin transferencias, por lo que se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.
7. **Transformador 230/138 kV de Subestación Toncontín (TON-230/138 B610/TONT610-1)** se reportan con sobrecarga máxima de 114% en condiciones de importación, exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. La carga de este equipo muestra baja sensibilidad a las transferencias ya que su sobrecarga máxima con transferencias es solamente 5% respecto a la condición Sin transferencia, no obstante, la sobrecarga es recurrente. Por lo tanto, a fin de viabilizar la COIIM en todos los escenarios de operación, se requiere considerar refuerzos de transmisión que permitan evitar la sobrecarga de este transformador.
8. **Línea 138 kV Circunvalación - Calpules (CIR-B537/CAL-B579-1):** Esta línea se reporta con una sobrecarga máxima de 115%, bajo condición de exportación en sentido norte-sur y sur-norte. La sobrecarga de este elemento es atribuible a las transferencias, por lo que se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.
9. **Línea 138 kV Cañaveral - Siguatepeque (CRL-B501/SGT-B574-1):** Presenta sobrecarga máxima de 113%, bajo condición de exportación en sentido norte-sur. La sobrecarga de este elemento es atribuible a las transferencias, por lo que se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.
10. **Línea 230 kV San Buenaventura – Torre 43 - Taladro (SBV-B609/T43-TLD-B6XX):** Esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 119%, bajo condición de exportación en sentido norte-sur y sur-norte. La sobrecarga de este elemento es atribuible a las transferencias, ya que no se reporta en la condición sin transferencias, por lo que, esta sobrecarga es una restricción a la capacidad

de transferencia para exportación y por lo tanto se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción a la capacidad operativa.

11. Línea 230 kV Amarateca - Taladro (AMT-B605/TLD-B6XX-1): Esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 111%, únicamente bajo la condición de exportación en sentido norte-sur. La sobrecarga de este elemento es atribuible a las transferencias, por lo que implica una restricción a la capacidad operativa, y por lo tanto se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción y alcanzar la COIIM en todos los escenarios.

12. Línea 230 kV Cajón – La Paz (CJN-B601/LPZ-B6XX-1): Presenta sobrecarga máxima de 106%, únicamente bajo la condición de exportación en sentido norte-sur. Esta sobrecarga es atribuible a las transferencias, y por lo tanto se requiere considerar un refuerzo de transmisión para superar esta restricción y alcanzar la COIIM en todos los escenarios de operación.

13. Línea 138 kV Villanueva- San Pedro Sula Sur (VNU-B520/SPS-B558-1): Se reporta con máxima sobrecarga de 108%, bajo condición de exportación en sentido norte-sur y sur-norte. Esta sobrecarga es recurrente y se produce solamente bajo transferencias de potencia, por lo que impone una restricción a la Capacidad operativa; por lo tanto, requiere considerarse un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga.

14. Línea 138 kV Comayagua - Taladro (CYG-B536/TLD-B5XX-1): Se reporta con máxima sobrecarga de 114%, y se produce solamente en condición de exportación en sentido norte-sur y sur-norte. Esta sobrecarga es recurrente y atribuible a las transferencias de potencia, por lo que impone una restricción a la Capacidad operativa; y requiere considerarse un refuerzo de transmisión para cumplir el objetivo de alcanzar la COIIM de 300 MW bajo cualquier escenario de operación.

Las violaciones de voltaje se analizan posteriormente, simulando la operación considerando las ampliaciones de transmisión que evitarán las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

9.3.C: ANÁLISIS DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN CANDIDATAS

En reunión técnica realizada el **29 de octubre de 2025** con los especialistas de la gerencia de planificación de la ENEE, miembros del *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, a fin de revisar las restricciones identificadas en el sistema de transmisión de Honduras que no permitirían alcanzar y/o mantener la COIIM de 300 MW en el mediano y largo plazo, los participantes de la ENEE propusieron un conjunto de ampliaciones de transmisión como proyectos candidatos que pudieran contribuir a eliminar las restricciones a la capacidad operativa identificadas por el EOR.

Las ampliaciones propuestas por los participantes de la ENEE están incluidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Honduras 2026-2035, el cual ha sido puesto a consideración del regulador nacional de Honduras para la aprobación de sus obras.

El 29 de octubre de 2025 el EOR recibió por correo electrónico de parte de los ingenieros de la gerencia de planificación de la ENEE, la información técnica para la modelación de los elementos de transmisión propuestos por la ENEE, que consisten en las siguientes ampliaciones:

- a) *Conexión de Circuito 2 línea 230 kV Progreso - San Pedro Sula Sur a SE La Victoria 2;*
- b) *Nueva línea 230 kV entre las subestaciones Talanga – Yoro 2.*
- c) *Repotenciación de línea 138 kV Choloma-La Victoria de 151.8 MVA a 300 MVA.*

El EOR por medio de análisis eléctrico evaluó la eficacia del conjunto ampliaciones de transmisión propuestas por la ENEE para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras ante transferencias de 300 MW.

De los análisis eléctricos realizados el EOR determinó que las ampliaciones de transmisión propuestas por la ENEE eran efectivas para superar la mayoría de las restricciones de transmisión identificadas, sin embargo, se mantenía la sobrecarga en los siguientes elementos: 1. *Línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría*; 2. *Línea 138 kV Cañaveral – Siguatepeque*; y 3. *Línea 138 kV Comayagua – Taladro*, por lo cual, el

EOR consideró analizar ampliaciones de transmisión complementarias a las informadas como candidatas por el equipo de planificación de la ENEE.

En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones de transmisión nacional candidatas para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW en el sistema de Honduras, indicándose el año de entrada que permita la gestión y ejecución de estas ampliaciones de transmisión:

Tabla 26. Honduras - Ampliaciones de transmisión candidatas para evitar sobrecargas ante transferencias de 300 MW.

No.	Ampliación	Año de entrada
1	Repotenciación de línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría de 317 MVA a 455 MVA	2029
2	Conexión de Circuito 2 línea 230 kV Progreso - San Pedro Sula Sur a SE La Victoria 2	2029
3	Repotenciación de línea 138 kV Choloma- La Victoria de 151.8 MVA a 300 MVA	2027
4	Repotenciación de línea 138 kV Cañaveral - Siguatepeque de 151.8 MVA a 225 MVA	2027
5	Construcción de nueva línea de transmisión 230 kV Talanga - Yoro 2	2029
6	Repotenciación de línea 138 kV Comayagua - Taladro de 151.8 MVA a 225 MVA	2029

9.3.D: ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE LOS VOLTAJES

El EOR analizó la condición de los voltajes considerando en operación las ampliaciones de transmisión identificadas para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras. Para las simulaciones se ajustó el despacho de potencia reactiva con las fuentes disponibles (Ajustes de taps de transformadores, compensación estática, voltajes consigna en nodos con voltaje controlado).

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de Honduras considerando los refuerzos para evitar sobrecargas:

Tabla 27. Honduras – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias

No.	Código	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	3031	CDA-B530	138	0.84	0.83	0.84	0.83	0.85	0.89	0.86	0.84	0.85	0.83
2	3085	MFL-B523	138	0.83	0.85	0.84	0.85	0.85	0.89	0.86	0.86	0.85	0.83
3	3101	SFE-B505	138	0.84	0.84	0.84	0.83	0.85	0.9	0.87	0.85	0.86	0.84
4	3120	TON-B535	138	0.83	0.83	0.82	0.82	0.83	0.89	0.86	0.84	0.86	0.83
5	3650	LNZ-B5XX	138	0.83	0.85	0.84	0.85	0.85	0.89	0.86	0.86	0.85	0.83
6	3030	SUY-B515	138	0.84	0.85	0.84	0.84	0.86		0.87	0.86	0.87	0.85
7	3091	PAZ-B525	138	0.78	0.77	0.73	0.87	0.89			0.89	0.89	0.88
8	3103	SGT-B574	138	0.77	0.76	0.72	0.87	0.89			0.9	0.9	0.89
9	3055	CTE-B513	138				0.75	0.71	0.73	0.69	0.72	0.68	0.73
10	3064	GUA-B537	138				0.85	0.76	0.78	0.76	0.71	0.7	0.84
11	3105	SIS-B548	138				0.75	0.84	0.82	0.77	0.76	0.76	0.77
12	3118	TEL-B511	138				0.77	0.78	0.8	0.77	0.73	0.72	0.77
13	3318	END-B572	138				0.76	0.87	0.84	0.81	0.79	0.8	0.8
14	3427	AMT-B541	138	0.85	0.85	0.82	0.84	0.88			0.9		0.87
15	3033	SUY-B612	230	0.83	0.83	0.84	0.86	0.89					0.88
16	3060	CYG-B536	138	0.8	0.8	0.74	0.87	0.89					0.89
17	3183	LEC-B619	230	0.9					0.89	0.88	0.87	0.85	0.81
18	3544	CDH-B629	230	0.84	0.84	0.84	0.87	0.9					0.89
19	3849	SIS-B6XX	230					0.84	0.82	0.77	0.77	0.76	0.78
20	3043	BOR-B571	138				0.77			0.88	0.8	0.83	0.87
21	3047	CCE-B565	138				0.86			0.9	0.83	0.8	0.88
22	3067	ISL-B520	138				0.79			0.88	0.81	0.8	0.88
23	3097	RGU-B518	138				0.8			0.89	0.82	0.81	0.88
24	3241	SIT-B6XX	230		0.84	0.84	0.86	0.9					0.88
25	3306	SHL-B572	138				0.81			0.89	0.82	0.87	0.87
26	3406	CHR-B5XX	138				0.78			0.88	0.81	0.81	0.84
27	3429	AMT-B605	230	0.85	0.86	0.85	0.88						0.9
28	3610	TOC-B587	138				0.78			0.88	0.81	0.81	0.85
29	3649	CCD-B5XX	138				0.86			0.9	0.83	0.8	0.88
30	3809	SRD-B6XX	230						0.88	0.87	0.87	0.85	0.8
31	3811	TLG-B6XX	230						0.83	0.81	0.79	0.79	0.76
32	3819	FLE-B6XX	230						0.88	0.87	0.86	0.84	0.8
33	3155	TON-B610	230	0.85	0.85	0.85	0.89						
34	3326	JUD-B650	230					0.86		0.34		0.8	0.74

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Código	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
35	3814	CCD-B6XX	230				0.86				0.85	0.82	0.89
36	3029	CRL-B501	138	0.78	0.8	0.77							
37	3034	PAV-B620	230	0.9	0.9	0.89							
38	3079	LSL-B628	230	0.9	0.9	0.89							
39	3080	LUV-B621	230	0.9	0.9	0.89							
40	3190	F-LEC-PAN	230	0.89							0.88	0.85	
41	3283	RGU-B6XX	230								0.84	0.82	0.89
42	3813	LLB-B6XX	230								0.87	0.85	0.8
43	3832	ARN-B6XX	230								0.86	0.82	0.9

Nota: Parte de los nodos que se reportan en la tabla forman parte de sistemas radiales.

De manera indicativa se ha estimado la compensación que pudiera regular la tensión para mantenerla en valores mayores a 0.9 pu después de contingencias simples. Es importante mencionar que, el operador de sistema implementa sus estrategias particulares de despacho de reactivo y soporte de tensión; y adicional a esto, idealmente la compensación reactiva es conectada en las barras y circuitos de media tensión. Por lo tanto, la compensación capacitiva identificada en es de carácter referencial.

En la siguiente tabla se indican la cantidad de MVARS de compensación capacitiva y los nodos en los cuales se simuló la instalación de esta compensación:

Tabla 19. Honduras – Compensación reactiva adicional de referencia

No.	Nodo número PSSE	Nombre nodo	Año Incorporación	MVARs
1	3047	CCE B565	2029	10
2	3055	CTE B513	2029	35
3	3064	GUA B537	2029	20
4	3091	PAZ B525	2028	30
5	3097	RGU B518	2033	10
6	3103	SGT B574	2028	25
7	3105	SIS B548	2029	35
8	3118	TEL B511	2029	20
9	3183	LEC B619	2030	30
10	3318	END B572	2029	25
11	3326	JUD B650	2031	5
12	3809	SRD B6XX	2030	30
13	3811	TLG B6XX	2031	15
14	3832	ARN B6XX	2033	5
15	3851	EPZ B6XX	2035	5
16	3852	ERA B6XX	2035	10
17	3870	CAB B5XX	2034	25

En la siguiente tabla se muestran las violaciones de voltaje remanentes en el sistema de transmisión de Honduras, después de agregar la compensación capacitiva identificada:

Tabla 29. Honduras – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias y compensación reactiva adicional

No.	Código nodo	Nombre nodo	kV	2026	2027	2033	2034
1	3029	CRL-B501	138	0.78	0.8		
2	3030	SUY-B515	138	0.84	0.85		
3	3031	CDA-B530	138	0.84	0.83		
4	3033	SUY-B612	230	0.83	0.83		
5	3034	PAV-B620	230	0.9	0.9		
6	3055	CTE-B513	138			0.71	0.7
7	3060	CYG-B536	138	0.8	0.8		
8	3064	GUA-B537	138			0.9	0.9
9	3079	LSL-B628	230	0.9	0.9		
10	3080	LUV-B621	230	0.9	0.9		
11	3085	MFL-B523	138	0.83	0.85		
12	3091	PAZ-B525	138	0.78	0.77		
13	3101	SFE-B505	138	0.84	0.84		
14	3103	SGT-B574	138	0.77	0.76		
15	3118	TEL-B511	138			0.83	0.82
16	3120	TON-B535	138	0.83	0.83		
17	3155	TON-B610	230	0.85	0.85		
18	3183	LEC-B619	230	0.9			
19	3190	F-LEC-PAN	230	0.89			
20	3241	SIT-B6XX	230		0.84		
21	3301	AGC-B624	230		0.9		
22	3355	LUT-B622	230		0.9		
23	3427	AMT-B541	138	0.85	0.85		
24	3429	AMT-B605	230	0.85	0.86		
25	3544	CDH-B629	230	0.84	0.84		
26	3650	LNZ-B5XX	138	0.83	0.85		
27	30002	T43-AMT	230	0.9			

De la tabla anterior se verifica que, considerando los refuerzos de transmisión para evitar las sobrecargas y los recursos disponibles de potencia reactiva, la condición general de los voltajes en el sistema Honduras estaría experimentando una importante mejora, siendo que se reduce la incidencia de años con voltajes menores a 0.9 pu ante contingencias, y en todos los nodos, excepto en 3, la presencia de bajos voltajes deja de reportarse en el año 2028. Los otros tres (3) nodos con voltajes

inferiores a 0.9 pu que se reportan en los años 2033 y 2034 pertenecen a sistemas radiales.

9.3.E: REVISIÓN DE RESULTADOS FINALES CON EL CTPET DE HONDURAS

En reunión realizada el 19 de noviembre de 2025 el EOR presentó a los especialistas la ENEE participantes en el *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, la lista de las ampliaciones de transmisión nacional identificadas que permitirán al sistema de transmisión de Honduras, alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW.

Como conclusión de esta reunión el EOR indicó que se verificó que los proyectos candidatos informados por la ENEE que forman parte del Plan de Expansión del sistema de transmisión de Honduras (PET 2026-2035), son efectivos para eliminar parte de las sobrecargas que surgen ante transferencias de 300 MW, y por lo tanto contribuyen a alcanzar y mantener la COIIM, junto con otras ampliaciones complementarias.

9.3.F: AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM EN EL SISTEMA DE HONDURAS

En la siguiente tabla se presenta la lista de las *Ampliaciones de transmisión nacional* para alcanzar y mantener la COIIM en el sistema de Honduras identificadas para los años 2026-2035. Se indica además el objeto de la ampliación relacionado a la restricción que se elimina y el costo estimado:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 30. Honduras - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Ampliación	Objeto de la ampliación	Transferencia que habilita	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]
1	Repotenciación de línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría de 317 MVA a 455 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Agua Caliente – Agua Fría.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Importación ▪ Porteo ▪ Norte-Sur 	2029	6.14
2	Conexión de Circuito 2 línea 230 kV Progreso - San Pedro Sula Sur a SE La Victoria 2	Evitar la sobrecarga de elementos de 138 kV.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porte ▪ Norte-Sur y Sur-Norte 	2029	22.85
3	Repotenciación de línea 138 kV Choloma-La Victoria de 151.8 MVA a 300 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Choloma – La Victoria.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porte ▪ Norte-Sur y Sur-Norte 	2027	1.88
4	Repotenciación de línea 138 kV Cañaveral - Siguatepeque de 151.8 MVA a 225 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Cañaveral – Siguatepeque.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación Norte-Sur 	2027	12.29
5	Construcción de nueva línea de transmisión 230 kV Talanga - Yoro 2	Evitar la sobrecarga de las líneas 230 kV: <ul style="list-style-type: none"> ▪ San Buenaventura-T43-Taladro ▪ Amarateca-Taladro ▪ Cajón – La Paz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación Norte-Sur y Sur-Norte 	2029	64.92
6	Repotenciación de línea 138 kV Comayagua - Taladro de 151.8 MVA a 225 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Comayagua – Taladro.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación Norte-Sur y Sur-Norte 	2029	4.31
			Total [MUS\$]	112.39	

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO GENERAL DE LAS AMPLIACIONES

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Honduras a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Repotenciación de línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría de 317 MVA a 455 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes por conductor Flicker 477 kcmil, tipo ACSS (913.8 kg/km), en línea de 28.28 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Agua Caliente y Agua Fría.

2. Conexión de Circuito 2 230 kV Progreso - San Pedro Sula Sur a SE La Victoria 2.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Seccionamiento de circuito #2 de la línea Progreso - San pedro Sula Sur, conectando en SE La Victoria,
- b. Construcción de 23 km de línea de transmisión en doble circuito, con conductor 455 MVA, Flicker 477 kcmil ACSR, 2 conductores por fase, en torres de acero.
- c. Construcción de bahía 230 kV en configuración de interruptor y medio en subestación La Victoria-2, para conexión de los alimentadores que conectan a subestación progreso y subestación San Pedro Sula Sur.

3. Repotenciación de línea 138 kV Choloma-La Victoria de 151.8 MVA a 300 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 138 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 3.78 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Choloma y La Victoria.

4. Repotenciación de línea 138 kV Cañaveral - Siguatepeque de 151.8 MVA a 225 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 138 kV, por conductor Flicker 477 kcmil, tipo ACSS, 1 conductor por fase (913.8 kg/km), en línea de 59.21 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Cañaveral y Siguatepeque.

5. Construcción de nueva línea de transmisión 230 kV Talanga - Yoro 2

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de línea de transmisión de 230 kV, en torres de acero de doble circuito, vistiendo solamente un circuito, con longitud de 98 km, con conductor 397 kcmil, 2 conductores/fase, tipo ACSS, con capacidad de 405 MVA.
- b. Construcción de bahía 230 kV en configuración de interruptor y medio en subestación La Victoria-2, para conexión de los alimentadores que conectan a subestación progreso y subestación San Pedro Sula Sur

6. Repotenciación de línea 138 kV Comayagua - Taladro de 151.8 MVA a 225 MVA

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 138 kV, por conductor Flicker 477 kcmil, tipo ACSS, 1 conductor por fase (913.8 kg/km), en línea de 9.48 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Comayagua y Taladro.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

9.4 NICARAGUA: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

9.4.A: ANÁLISIS SIN TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Nicaragua **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continúo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo:

Tabla 3120. Nicaragua - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ACYII-138-ACY-138-1	75								105	101	135
2	ACYII-138-GAT-138-1	75										125
3	AMR-138-BCO-138-1	100								114	113	144
4	AMR-138-SMA-138-1	95.5								108	108	138
6	BCO-230/138-BCO-AT1-1	120								105		122
7	MLK-230/138-MLK-AT1-1	100								102	102	103
8	MSY-230/138-MSY-AT1-AT2-AT3	71.3									108	117
9	MT1-230-ALB-AT1-AT2	75	107	108	106	112				105	106	112
10	TCP-138-STG-GIS-138-1	150										107

Tabla 21. Nicaragua - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Código	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	4371	BLFII-138	138	0.73	0.09	0.09	0.8	0.78	0.67	0.12	0.67		
2	4389	VNA-138	138	0.87	0.86	0.86	0.86	0.86	0.85	0.86	0.85	0.83	0.82
3	4395	TOR-138	138	0.88	0.74	0.74		0.8	0.84				0.87
4	4397	EPZII-138	138	0.87	0.74	0.74		0.8	0.84				0.88
5	4313	GAT-138	138	0.9	0.74	0.74		0.8					0.9
6	4961	GATII-138	138	0.9	0.74	0.74		0.8					0.9
7	4301	ACY-138	138		0.87	0.86	0.9	0.82					0.9
8	4951	MJN-138	138		0.89	0.89	0.9	0.83					0.88
9	4353	DAL-138	138		0.9					0.87	0.88	0.86	
10	4356	WAS-138	138		0.9					0.87	0.88	0.86	
11	4950	SMA-138	138		0.89	0.89		0.84					0.89
12	4303	AMR-138	138			0.9		0.84					0.89
13	4311	EST-138	138						0.89	0.88	0.87		
14	4377	SNM-138	138				0.89	0.81					0.89
15	4378	SNC-138	138				0.89	0.81					0.89
16	4399	SKL-138	138						0.9	0.89	0.88		
17	4518	ESTII-138	138						0.9	0.89	0.88		
18	4299	ACYII-138	138				0.81						0.9
19	4352	OCT-138	138						0.9	0.89	0.89		
20	4393	AYO-138	138						1.11				0.87
21	4964	KUK-138	138						1.12				0.88
22	4304	BCO-138	138				0.89						
23	4337	YGA-138	138										0.89
24	4838	GAT-230	230						1.12				
25	4957	NGUI-138	138										0.89

9.4.B: ANÁLISIS CON TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Nicaragua, **con Transferencias de 300 MW**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo:

Tabla 22. Nicaragua – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	MT1-230/138 ALB-AT1-AT2	75	144	142	144	148				106	108	114
2	TCP-230/138 TCP-AT1-AT2-AT3	75			101	104	101			102	102	108
3	MSY-230/138 MSY-AT1-AT2-AT3	71.3								105	112	120
4	ACYII-138/ACY-138-1	75								105	137	145
5	AMR-138/BCO-138-1	100								120	148	155
6	AMR-138/SMA-138-1	95.5								113	141	148
7	BCO-230/138 BCO-AT1-1	120								114	124	128
8	MLK-138/230 MLK-AT1-1	100								126	134	139
9	MLK-230/TRB-230-1	374								110	108	108
10	MGU-138/MLK-138-1	113									106	105
11	MLK-230/BCO-230-1	374									107	107
12	ACYII-138/GAT-138-1	75									127	134
13	SND-230/FHS-230-1	374	105	105	105							

Observaciones respecto a los elementos con sobrecargas:

- 1)** El tramo de la línea de interconexión Sandino - Frontera (SND-230/FHS-230-1), deja de presentar sobrecarga en el año 2029, cuando está programada la puesta en operación del segundo circuito de interconexión *Sandino – Agua Caliente*, por lo cual, para simplificar este reporte, no se va a considerar en los análisis sucesivos.
- 2)** Otros elementos de transmisión no mostrados en la tabla, presentan sobrecarga no recurrente con incidencia solamente en uno o dos años y menor a 5%, por lo cual, para simplificar la información mostrada han sido excluido, aunque formaron parte del monitoreo y análisis de las simulaciones.

En la siguiente tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan sobrecargas:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 34. Nicaragua - Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas en el sistema de transmisión – 230 Kv

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	No. años con incidencia de sobrecarga	Máxima sobrecarga [%RATE A]
1	MT1-230/ALB-AT1-AT2	75	Exporta	7	131
			Importa	7	117
			Porteo	7	148
2	TCP-230/TCP-AT1-AT2-AT3	75	Importa	7	109
			Porteo	3	106
3	MSY-230/MSY-AT1-AT2-AT3	71.3	Exporta	2	110
			Importa	3	120
			Porteo	3	115
4	ACYII-138/ACY-138-1	75	Exporta	3	145
			Importa	3	136
			Porteo	3	137
5	ACYII-138/GAT-138-1	75	Exporta	2	134
			Importa	1	126
			Porteo	2	127
6	AMR-138/BCO-138-1	100	Exporta	3	155
			Importa	3	144
			Porteo	3	148
7	AMR-138/SMA-138-1	95.5	Exporta	3	148
			Importa	3	138
			Porteo	3	141
8	BCO-230/138 BCO-AT1-1	120	Exporta	3	131
			Importa	2	116
			Porteo	3	124
9	MGU-138/MLK-138-1	113	Exporta	2	106
10	MLK-230/BCO-230-1	374	Exporta	2	107
11	MLK-230/MLK-AT1-1	100	Exporta	3	136
			Porteo	3	109
12	MLK-230/TRB-230-1	374	Exporta	3	110

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Nicaragua:

- 1. Autotransformadores 230/138 kV de subestación Mateare I (MT1-230/ALB-AT1-AT2):** Presentan sobrecarga recurrente con valor máximo de máximo de 148%, ante condición de importación, exportación y porteо en sentido norte-sur y sur-norte. Actualmente opera un Esquema de Control Suplementario (ECS) que evita la sobrecarga de estos transformadores ante la contingencia de la línea de transmisión Mateare I-Los Brasiles, por lo cual se considera que ya existen medidas remediales y por lo tanto no marca una restricción activa a las capacidades operativas, no obstante, los delegados en el CTPET por parte de ENATREL han informado que se tiene considerado la instalación de un tercer transformador 230/138 kV en subestación Mateare, que sería una ampliación nacional que permitiría alcanzar o mantener la COIIM.
- 2. Autotransformadores 230/138 kV de subestación Ticuantepe (TCP-230/TCP-AT1-AT2-AT3):** Presentan sobrecarga atribuible a las transferencias de 300 MW, con valor máximo de 109%. La incidencia de sobrecarga se da en condición de importación norte-sur y sur-norte, y en porteо en sentido sur-norte. A fin de viabilizar la capacidad de importación y porteо de 300 MW en el sistema de Nicaragua se requiere considerar la integración de una ampliación de transmisión que permita eliminar la restricción a la capacidad operativa asociada a esta sobrecarga.
- 3. Autotransformadores 230/138 kV de subestación Masaya (MSY-230/MSY-AT1-AT2-AT3):** Estos equipos se reportan con una sobrecarga máxima de 120%, La incidencia de sobrecarga se da en condición de importación, exportación y porteо en sentido norte-sur y sur-norte. A fin de viabilizar la capacidad operativa de 300 MW en el sistema de Nicaragua, se requiere considerar un refuerzo de transmisión que permita eliminar la restricción a la capacidad operativa asociada a la sobrecarga de estos equipos.
- 4. Sobre carga de elementos de transmisión asociados a las subestaciones Mulukukú (MLK); Matiguás (MGU); Terrabona (TRB); Boaco (BCO); Amerrisque (AMR); Santa María (SMA); Acoyapa (ACY) y Gateada (GAT):** Líneas y transformadores de transmisión asociados a estas subestaciones se reportan con altos valores de sobrecarga a partir del año 2033. Se ha

determinado que estas sobrecargas están relacionadas a la incorporación de los proyectos hidroeléctricos *Tumarín* y *Mojolka* a partir de ese año. Asimismo, es de destacar que la red que conecta las subestaciones *BCO-AMR-SMA-ACY-GAT* hasta el momento opera de forma radial, sin embargo, se tiene previsto que en el año 2030 entre en operación una línea en 230 kV que conectará las subestaciones *MLK – BCO*, con lo cual estas subestaciones se integrarán al tránsito de flujos de potencia. Debido a que estas ampliaciones de generación, como de transmisión son parte de la expansión futura planificada, se recomienda que ENATREL considere determinar los refuerzos necesarios asociados a la expansión prevista, que permitan adaptar la red de transmisión existente en esa zona, a fin de mantener el cumplimiento a los Criterios de Calidad y Seguridad y no reducir la Capacidad Operativa del sistema de transmisión de Nicaragua.

Las violaciones de voltaje se analizan posteriormente, simulando la operación considerando las ampliaciones de transmisión que evitarán las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

9.4.C: ANÁLISIS DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN CANDIDATAS

El **28 de octubre de 2025** el EOR realizó una reunión virtual con especialistas de la *División de Planificación de ENATREL y del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC-ENATREL)* que integran el *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, a fin de revisar las restricciones identificadas en el sistema de transmisión de Nicaragua que no permitirían alcanzar y/o mantener la COIIM de 300 MW en el mediano y largo plazo.

En la reunión se analizaron las posibles soluciones a las sobrecargas resultantes en la red de transmisión, considerándose lo siguiente:

- a) *Instalación de un tercer transformador 230/138/13.8 kV en subestación Mateares 1 (MT1).*
- b) *Integración de un cuarto Autotransformador 230/138/13.8 kV en subestación Ticuantepe (TCP).*

- c) *Sustitución de los tres Autotransformadores de subestación Masaya (MSY), por equipos de mayor capacidad, esta medida, considerando que en esta subestación no se cuenta con espacio para ampliaciones e integrar un cuarto equipo transformador.*

Con referencia a las sobrecargas de los elementos de transmisión asociados a las subestaciones *Mulukukú (MLK); Matiguás (MGU); Terrabona (TRB); Boaco (BCO); Amerrisque (AMR); Santa María (SMA); Acoyapa (ACY) y Gateada (GAT)*, en la reunión el EOR hizo énfasis de que al tratarse de una condición aun no existente, derivada de cambios topológicos e integración futura de nueva generación, lo que corresponde es que, en el marco de esa expansión planificada se incluya la formulación de los refuerzos para adaptar la red existente que formará parte del área de influencia, para continuar dando cumplimiento a los criterios de Calidad y seguridad, y mantenimiento de la capacidad operativa, a como lo establece la regulación regional.

El EOR por medio de análisis eléctrico evaluó la eficacia de las ampliaciones de transmisión propuestas en la reunión para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua ante transferencias de 300 MW.

De los análisis eléctricos realizados el EOR determinó que la adición de transformadores de potencia en las subestaciones Mateare (incorporar 3er transformador) y Ticuantepe (incorporar 4to transformador), y la sustitución de los tres transformadores de subestación Masaya por equipos de mayor capacidad, demostraron ser efectivos para superar las restricciones a la capacidad operativa que imponen las sobrecargas de esos equipos.

En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones de transmisión nacional candidatas para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW en el sistema de Nicaragua, indicándose el año de entrada que permita la gestión y ejecución de estas ampliaciones de transmisión:

Tabla 35. Nicaragua - Ampliaciones de transmisión candidatas para evitar sobrecargas ante transferencias de 300 MW.

No.	Ampliación	Año de entrada
1	Adición de 3er Transformador 230/138/13.8 en SE Mateare I - 75 MVA	2031
2	Adición de 4to Autotransformador 230/138/13.8 en SE Ticuantepe - 75 MVA	2032
3	Sustitución de transformadores 230/138/13.8 de SE Masaya por equipos de 120 MVA	2032

9.4.D: ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE LOS VOLTAJES

Se analizó la condición de los voltajes considerando en operación las ampliaciones de transmisión identificadas para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua. Para las simulaciones se ajustó el despacho de potencia reactiva con las fuentes disponibles (Ajustes de taps de transformadores, compensación estática, voltajes consigna en nodos con voltaje controlado).

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de Honduras considerando los refuerzos para evitar sobrecargas:

Tabla 36. Nicaragua – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias [pu]

No.	Código nodo	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	4371	BLFII-138	138						0.67		0.67		
2	4353	DAL-138	138		0.9	0.86	0.88	0.89	0.88		0.87	0.88	0.86
3	4356	WAS-138	138		0.9	0.86	0.88	0.89	0.88		0.87	0.88	0.86
4	4395	TOR-138	138	0.52	0.72	0.73		0.76	0.78				
5	4397	EPZII-138	138	0.52	0.72	0.73		0.75	0.77				
6	4301	ACY-138	138	0.86	0.84	0.85	0.78	0.81					
7	4303	AMR-138	138	0.89	0.88	0.89	0.83	0.84					
8	4313	GAT-138	138	0.73	0.72	0.73	0.71	0.75					
9	4950	SMA-138	138	0.88	0.87	0.88	0.82	0.83					
10	4951	MJN-138	138	0.88	0.87	0.88	0.82	0.83					
11	4961	GATII-138	138	0.52	0.72	0.73	0	0.75					

No.	Código nodo	Nombre nodo	kV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
12	4299	ACYII-138	138				0.74	0.77					
13	4377	SNM-138	138				0.77	0.8					
14	4378	SNC-138	138				0.76	0.79					
15	4389	VNA-138	138	0.85	0.84								

Los voltajes mínimos, que se reportan se presentan solamente en nodos que pertenecen a sistemas radiales y/o carecen de generación conectada en sus proximidades que puedan dar soporte de reactivo. La condición general de los voltajes en el sistema Nicaragua se mejora respecto a la condición sin transferencias, siendo que se reduce el número de nodos con voltaje fuera del rango permitido en el RMER y la incidencia de años con voltajes menores a 0.9 pu ante contingencias. Por lo tanto, no se considera agregar compensación reactiva en el sistema de transmisión de Nicaragua, a parte de lo que puede estar ya incluido en el plan de expansión nacional.

9.4.E: REVISIÓN DE RESULTADOS FINALES CON EL CTPET DE NICARAGUA

En reunión realizada el 19 de noviembre de 2025 el EOR presentó a los ingenieros especialistas de ENATREL y del CNDC-ENATREL integrantes del *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, la lista de las ampliaciones de transmisión nacional identificadas que permitirán al sistema de transmisión de Honduras, alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW.

Con relación a las sobrecargas de elementos de transmisión asociados a las subestaciones *Mulukukú (MLK)*; *Matiguás (MGU)*; *Terrabona (TRB)*; *Boaco (BCO)*; *Amerrisque (AMR)*; *Santa María (SMA)*; *Acoyapa (ACY)* y *Gateada (GAT)*, el EOR remarcó que la incidencia de estas sobrecargas se deriva de cambios topológicos futuros e integración de nueva generación previstas en la planificación nacional de Nicaragua, y en tal sentido, la red existente afectada debería ser acondicionada en el marco de estas expansiones planificadas por ENATREL.

Es importante además mencionar que la presencia de las sobrecargas en estos elementos de transmisión depende de que se cumplan dos condiciones:

- a. Que se construya la línea 230 kV Mulukukú – Boaco. En caso de no construirse, el sistema BCO-AMR-SMA-ACY-GAT permanecería en configuración radial y no se producirían las sobrecargas.
- b. Que se construyan las centrales hidroeléctricas Tumarín y Mojolka. En caso de que no se construyan, o que estos proyectos sufran retrasos entrando después de 2035, las sobrecargas no se producirán.

Por lo antes mencionado, se ha considerado que los refuerzos para evitar estas sobrecargas en el sistema *Mulukukú (MLK)*; *Matiguás (MGU)*; *Terrabona (TRB)*; *Boaco (BCO)*; *Amerrisque (AMR)*; *Santa María (SMA)*; *Acoyapa (ACY)* y *Gateada (GAT)*, no formen parte de la lista de Ampliaciones de transmisión nacional que con certeza son requeridas para alcanzar y mantener la COIIM.

9.4.F: AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM EN EL SISTEMA DE NICARAGUA

En la siguiente tabla se presenta la lista de las *Ampliaciones de transmisión nacional* para alcanzar y mantener la COIIM en el sistema de Nicaragua identificadas para los años 2026-2035. Se indica además el objeto de la ampliación relacionado a la restricción que se elimina y el costo estimado:

Tabla 37. Nicaragua - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Ampliación	Objeto de la ampliación	Transferencia que habilita	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]
1	Adición de 3er Transformador 230/138/13.8 en SE Mateare I - 75 MVA	Evitar sobrecarga de los 2 Autotransformadores 230/138 kV existentes en subestación Mateare 1.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porteo Norte-Sur y Sur-Norte 	2031	12.48
2	Adición de 4to Autotransformador 230/138/13.8 en SE Ticuantepe - 75 MVA	Evitar sobrecarga de los 3 Autotransformadores 230/138 kV existentes en subestación Ticuantepe.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Importación Norte-Sur y Sur-Norte ▪ Porteo Sur-Norte 	2029	13.36
3	Sustitución de transformadores 230/138/13.8 de SE Masaya de 71.3 MVA por equipos de 120 MVA	Evitar sobrecarga de los 3 Autotransformadores 230/138 kV existentes en subestación Masaya.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porteo Norte-Sur y Sur-Norte 	2032	32.73
Total [MUS\$]					58.57

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO GENERAL DE LAS AMPLIACIONES

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Nicaragua a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Adición de 3er Transformador 230/138/13.8 en SE Mateare I - 75 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- Construcción de nuevas bahías de 230 kV y 138 kV en configuración Barra simple más transferencia en subestación Mateare.
- Instalación de un nuevo Autotransformador 230/138/13.8 kV, 75 MVA

2. Adición de 4to Autotransformador 230/138/13.8 en SE Ticuantepe - 75 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de nueva bahía de 230 kV en configuración de interruptor y medio
- b. Construcción de nueva bahía de 138 kV en configuración de interruptor simple más barra de transferencia.
- c. Instalación de un nuevo Autotransformador 230/138/13.8 kV, 75 MVA

3. Sustitución de transformadores 230/138/13.8 de SE Masaya de 71.3 MVA por equipos de 120 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Desinstalar 3 transformadores existentes 230/138/13.8 kV en subestación Masaya.
- b. Cambiar equipos de patio, transformadores de corriente en bahías de interruptor y medio de 230 kV y 138 kV.
- c. Instalación de tres nuevos Autotransformadores 230/138/13.8 kV, 120 MVA en subestación Masaya.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Nicaragua.

9.5 COSTA RICA: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

9.5.A: ANÁLISIS SIN TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

El análisis de violaciones a los CCSD Sin transferencias se utiliza para establecer una referencia del estado de la red y determinar si estas condiciones son o no son sensibles a las transferencias de potencia, a fin de definir si es necesario proponer intervenciones específicas en la red de transmisión que permitan alcanzar y mantener la COIIM.

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Costa Rica **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continúo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo:

Tabla 38. Costa Rica - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	CAS138/COD138B-1	123		117	116	115	121	103	101	101
2	CAS230B/138 AT2M – AT1	110		133	131	129	137	116	113	113
3	CAS230B/FOR230-10	371			100	106	120	120	112	121
4	GAB230A/COY230A-1	389					100		109	101
5	GAR230A/138 AT1M_AT2M	110						101	119	123
6	MOI230A/AT1_AT2M	110	134							

En la siguiente tabla se muestran los nodos del sistema de transmisión de Costa Rica que presentan voltaje inferior a 0.9 pu ante contingencias, sin transferencias de potencia. Algunos de estos nodos forman parte de sistemas radiales:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 39. Costa Rica - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Código Barra	Nombre Barra	kV	2027	2033	2034	2035
1	50499	CEM138	138	0.88		0.88	0.88
2	52000	LRI	230		0.88	0.87	0.86
3	53000	CAJ230A	230		0.88	0.87	0.86
4	53002	CAJ230B	230		0.88	0.87	0.86
5	53004	CAJ138A	138		0.88	0.87	0.86
6	53006	CAJ138B	138		0.88	0.87	0.86
7	53050	LIN230A	230		0.88	0.87	0.87
8	53052	LIN230B	230		0.88	0.87	0.87
9	53100	BEL230A	230		0.88	0.87	0.86
10	53102	BEL230B	230		0.88	0.87	0.86
11	53150	SMI230A	230			0.87	0.87
12	53152	SMI230B	230			0.87	0.87
13	53154	SMI138A	138			0.87	0.87
14	53156	SMI138B	138			0.87	0.87
15	53200	GAR230A	230			0.88	0.87
16	53204	GAR138A	138		0.88	0.85	0.86
17	53206	GAR138B	138		0.88	0.85	0.86
18	53254	NAR138A	138		0.88	0.84	0.85
19	53256	NAR138B	138		0.88	0.84	0.85
20	53304	COC138	138		0.87	0.85	0.85
21	53354	ESC138A	138		0.88	0.87	0.86
22	53356	ESC138B	138		0.88	0.87	0.86
23	53404	DES138	138			0.88	0.87
24	53454	ALA138	138			0.87	0.87
25	53504	ANN138	138			0.87	0.87
26	53550	EST230	230			0.88	0.88
27	53604	HER138	138		0.88	0.87	0.86
28	53654	COL138	138		0.88	0.87	0.87
29	53704	SAB138	138			0.88	0.87
30	53900	TAR230A	230			0.88	0.88
31	53902	TAR230B	230			0.88	0.88
32	53950	CHU230A	230			0.88	0.87
33	53951	CHU230B	230			0.88	0.87
34	53952	CHU230C	230			0.88	0.87
35	54104	POA138	138		0.88	0.84	0.85
36	54200	CON230A	230			0.88	0.88
37	54202	CON230B	230			0.88	0.88
38	54300	SRA230	230		0.88	0.87	0.87
39	54750	COY230A	230		0.87	0.86	0.86
40	54850	HIG230	230			0.88	0.88
41	55004	URU138	138		0.88	0.87	0.87
42	55054	GUD138	138			0.88	0.87
43	55104	LAN138	138			0.87	0.87

9.5.B: ANÁLISIS CON TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Costa Rica, **con Transferencias de 300 MW**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo:

Tabla 40. Costa Rica – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	GAB230A/COY230A-1	389	105	108	120	106	106	106	107	104	105	107
2	GAR230A/AT1M-AT2M	110	103	105	111	111	104		103	102	116	119
3	CAS138/COD138B-1	123				117	117	115	122	104	101	101
4	CAS230/138 B/AT2M-AT1	110				133	132	130	138	117	114	114
5	CAS230B/FOR230-10	371				124	145	141	146	142	157	139
6	TOR230/CAR230A-1	400			101	102	104		104	101		109
7	LIN230B/GAR230A-1	528				111	101	102	101			110
8	MOI230/138 B/AT2M - AT1	110	154	175	153	120					123	
9	ARE230A/GAB230A-1	390					108	105		109	110	
10	RMA230/TER230A-1	345						101	101	101		
11	TEJ230A/PBL230-1	510						101		102	104	
12	BAR230/GAR230A-1	480			107	104						
13	MIR230A/FOR230-1	390					110	114				

Observaciones respecto a los elementos con sobrecargas:

- 1) Comparando los niveles de sobrecarga con y sin transferencias en la línea 138 kV Cañas – Colorado (CAS138/COD138B-1), y los Autotransformadores 230/138 kV de subestación Cañas (CAS230/138 B/AT2M-AT1) se puede concluir que el nivel de sobrecarga en estos elementos no es sensible a las transferencias, por lo cual no es atribuible a la misma y no figura como restricción a la capacidad operativa.

Por lo tanto, para simplificar el reporte no se va a considerar en las tablas siguientes, aunque se mantuvo su monitoreo.

En la siguiente tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan las incidencias de sobrecarga:

Tabla 41. Costa Rica - Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas.

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	No. años con incidencia de sobrecarga	Máxima sobrecarga [%RATE A]
1	GAB230A/COY230A-1	389	Exporta	7	107
			Importa	2	106
			Porteo	7	120
2	GAR230A/AT2M-AT1	110	Exporta	5	119
			Importa	6	117
			Porteo	6	111
3	CAS230B/FOR230-10	371	Exporta	6	118
			Importa	7	145
			Porteo	7	157
4	TOR230/CAR230A-1	400	Exporta	2	109
			Importa	1	100
			Porteo	5	107
5	LIN230B/GAR230A-1	528	Exporta	3	110
			Importa	2	101
			Porteo	5	111
6	MOI230B/AT2M-ATM1	110	Exporta	4	175
			Importa	1	112
			Porteo	2	134
7	ARE230A/GAB230A-1	390	Exporta	2	108
			Importa	2	105
			Porteo	2	110
8	RMA230/TER230A-1	345	Porteo	3	101
9	TEJ230A/PBL230-1	510	Exporta	2	101
			Porteo	2	104
10	BAR230/GAR230A-1	480	Porteo	2	107
11	MIR230A/FOR230-1	390	Importa	2	114
			Porteo	2	113

En la siguiente tabla se muestran las contingencias que provocan las sobrecargas en condición de transferencias de 300 MW en el sistema de transmisión de Costa Rica:

Tabla 42. Costa Rica - Contingencias que provocan sobrecargas en los elementos de transmisión

No.	Elemento	RATE A/A	Descripción Contingencia	Máx. % Carga
1	GAB230A/COY230A-1	389	FROM BUS 50350 [BAR230] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	120
			FROM BUS 50350 [BAR230] TO BUS 53200 [GAR230A] CKT 1	108
2	GAR230A/AT2M_23-11-2	110	FROM BUS 53052 [LIN230B] TO BUS 53200 [GAR230A] CKT 1	119
			FROM BUS 53200 [GAR230A] TO BUS 53206 [GAR138B] TO BUS 53232 [GARAT1T] CKT 1	103
3	CAS230B/FOR230-10	371	FROM BUS 50000 [LIB230A] TO BUS 50050 [CAS230A] CKT 1	128
			FROM BUS 50002 [LIB230B] TO BUS 51150 [PAI230A] CKT 1	110
			FROM BUS 50200 [ARE230A] TO BUS 50202 [ARE230B] CKT 1	120
			FROM BUS 50202 [ARE230B] TO BUS 50252 [MIR230B] CKT 1	157
			FROM BUS 50250 [MIR230A] TO BUS 50252 [MIR230B] CKT 1	145
			FROM BUS 50250 [MIR230A] TO BUS 51500 [FOR230] CKT 1	144
4	TOR230/CAR230A-1	400	FROM BUS 50800 [PBL230] TO BUS 51302 [BIN230B] CKT 1	104
			FROM BUS 51300 [BIN230A] TO BUS 51302 [BIN230B] CKT 1	106
			FROM BUS 51300 [BIN230A] TO BUS 53200 [GAR230A] CKT 1	109
			FROM BUS 53052 [LIN230B] TO BUS 53200 [GAR230A] CKT 1	107
5	LIN230B/GAR230A-1	528	FROM BUS 50200 [ARE230A] TO BUS 53050 [LIN230A] CKT 1	100
			FROM BUS 50650 [CQU230] TO BUS 50750 [VEN230A] CKT 1	103
			FROM BUS 50650 [CQU230] TO BUS 50800 [PBL230] CKT 1	103
			FROM BUS 50700 [TOR230] TO BUS 50750 [VEN230A] CKT 1	107
			FROM BUS 50700 [TOR230] TO BUS 50950 [CAR230A] CKT 1	111
			FROM BUS 50900 [GAB230A] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	106
			FROM BUS 50950 [CAR230A] TO BUS 50952 [CAR230B] CKT 1	111
			FROM BUS 53002 [CAJ230B] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	102
6	MOI230B/AT2M_10-09-2	110	FROM BUS 58300 [MOI230A] TO BUS 58305 [MOI138B] TO BUS 58331 [MOIAT1T] CKT 1	175
7	ARE230A/GAB230A-1	390	FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	110
8	RMA230/TER230A-1	345	FROM BUS 58150 [TRA230] TO BUS 58200 [LEE230] CKT 1	101
9	TEJ230A/PBL230-1	510	FROM BUS 50200 [ARE230A] TO BUS 53050 [LIN230A] CKT 1	100
			FROM BUS 50350 [BAR230] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	104
			FROM BUS 50350 [BAR230] TO BUS 53200 [GAR230A] CKT 1	100
10	BAR230/GAR230A-1	480	FROM BUS 50150 [TEJ230A] TO BUS 50800 [PBL230] CKT 1	107
			FROM BUS 50900 [GAB230A] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	104
11	MIR230A/FOR230-1	390	FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 50102 [COR230B] CKT 1	110
			FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 51500 [FOR230] CKT 10	114

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Costa Rica:

1. **Línea 230 kV Garabito - Coyol (GAB230A/COY230A-1):** Presenta sobrecarga máxima de 120%. Las sobrecargas se presentan en condiciones de transferencias de 300 MW por exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte, y en casos de importación solamente en sentido norte-sur. Con transferencias de 300 MW incrementa la incidencia de sobrecarga en esta línea respecto a la condición sin transferencia, por tanto, la sobrecarga de este elemento impone una restricción a la capacidad operativa. A fin de viabilizar la COIIM se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
2. **Autotransformadores 230/138 kV de subestación Garita (GAR230A/AT2M-AT1):** Presentan sobrecarga máxima de 119% bajo transferencias de 300 MW por importación, exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. Con transferencias de 300 MW incrementa la incidencia de sobrecarga en los años del horizonte de análisis respecto a la condición sin transferencia, imponiendo una restricción a la capacidad operativa. A fin de viabilizar la COIIM se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
3. **Línea 230 kV Cañas - Fortuna (CAS230B/FOR230-10):** Esta línea se reporta con una sobrecarga máxima de 157%, en condición de exportación y porte norte-sur, así como en condición de importación en sentido norte-sur y sur-norte. El nivel de sobrecarga de esta línea muestra un gran incremento con las transferencias de 300 MW respecto a la condición sin transferencia, y asimismo aumenta su incidencia en los años de análisis; por tanto, la sobrecarga de este elemento impone una restricción a la capacidad operativa y se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga restrictiva y alcanzar y mantener la COIIM en todas las condiciones operativas.
4. **Línea 230 kV Toro - Cariblanco (TOR230/CAR230A-1):** Presenta sobrecarga máxima de 109%, relacionado a transferencias de 300 MW por exportación, importación y porteo en sentido norte-sur, asimismo, la sobrecarga es recurrente en los años de análisis siendo entonces una restricción a la capacidad operativa. A fin de viabilizar la COIIM se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.

5. **Línea 230 kV Lindora - Garita** (*LIN230B/GAR230A-1*): Se reporta con una sobrecarga máxima de 111%, bajo transferencias de 300 MW por exportación, importación y porteo en sentido norte-sur. La sobrecarga de este elemento es atribuible a las transferencias de potencia, por lo tanto, esta sobrecarga establece una restricción a la capacidad operativa y en consecuencia se requiere considerar una ampliación de transmisión que permita eliminar la sobrecarga a fin de alcanzar y mantener la COIIM en todas las condiciones operativas.
6. **Autotransformadores 230/138 kV de subestación Moín** (*MOI230B/AT2M-ATM1*): Estos equipos se reportan con sobrecarga máxima de 175% bajo transferencias de 300 MW por importación, exportación y porteo en sentido norte-sur y sur-norte. Estas sobrecargas son atribuibles a las transferencias de potencia puesto que en los casos *Sin transferencias* no aparecen (excepto en el 2026), por lo tanto, la sobrecarga de estos equipos representa una restricción a la capacidad operativa; sin embargo, el DOCSE-ICE informó que actualmente tienen implementado un Esquema de Control Suplementario (ECS) para evitar la sobrecarga de estos transformadores, por lo cual ya existe una medida remedial para atender esta sobrecarga; y no se considera por lo tanto identificar una ampliación de transmisión que atienda esta condición.
7. **Línea 230 kV Arenal - Garabito** (*TOR230/CAR230A-1*): Presenta sobrecarga máxima de 110%, relacionado a transferencias de 300 MW por importación, exportación, y porteo en sentido norte-sur. La sobrecarga de este elemento es atribuible a las transferencias. A fin de viabilizar la COIIM se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
8. **Línea 230 kV Rio Macho - Tejar** (*RMA230/TER230A-1*): Presenta sobrecarga máxima de 101%, solamente en los años 2031, 2032 y 2033, relacionado a transferencias por porteo sur-norte. Esta sobrecarga es provocada únicamente por una contingencia. Debido a que la sobrecarga tiene un valor mínimo, y no es recurrente, no se considera analizar ampliaciones de transmisión para evitarla, ya que eventualmente puede tratarse con medidas operativas.
9. **Línea 230 kV Tejar - Peñas Blancas** (*TEJ230A/PBL230-1*): Presenta sobrecarga máxima de 104%, bajo transferencias de 300 MW por exportación, y porteo en sentido norte-sur. La sobrecarga de este elemento no es recurrente presentándose únicamente en los años 2031, 2033 y 2034 y no alcanza el 5%.

Debido a que la sobrecarga tiene un valor mínimo, y no es recurrente, no se considera analizar ampliaciones de transmisión para evitarla, ya que eventualmente puede tratarse con medidas operativas.

10. Línea 230 kV Barranca - Garita (BAR230/GAR230A-1): Presenta sobrecarga solamente en los años 2028 y 2029, con valor máximo de 107%, en condición de porteo norte-sur. Esta sobrecarga es provocada solamente por dos contingencias. Debido a que la sobrecarga no es recurrente, y no es de una magnitud relevante, no se considera analizar ampliaciones de transmisión para evitarla, ya que eventualmente puede tratarse con medidas operativas.

11. Línea 230 kV Miravalle - Fortuna (MIR230A/FOR230-1): Se reporta con sobrecarga solamente en los años 2030 y 2031, con valor máximo de 114%, bajo transferencia por importación y porteo norte-sur. Esta sobrecarga es provocada únicamente por dos contingencias. Debido a que la sobrecarga no es recurrente, no se considera analizar ampliaciones de transmisión para evitarla.

Las violaciones de voltaje se analizan posteriormente, simulando la operación considerando las ampliaciones de transmisión que evitarán las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

9.5.C: ANÁLISIS DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN CANDIDATAS

El **28 de octubre de 2025** en EOR realizó una reunión técnica con ingenieros especialistas de la *División de Planificación y Sostenibilidad (DPS)* del ICE y del *DOCSE*, miembros del *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, con el objeto de revisar las restricciones identificadas en el sistema de transmisión de Costa Rica que no permitirían alcanzar y/o mantener la COIIM de 300 MW en el mediano y largo plazo. En esta reunión, los participantes de la DPS-ICE comentaron sobre un conjunto de ampliaciones de transmisión que forman parte del plan de expansión de Costa Rica que pudieran contribuir a eliminar las restricciones a la capacidad operativa identificadas por el EOR.

El **30 de octubre de 2025** el EOR recibió por correo electrónico de parte de la DPS-ICE, la información técnica para la modelación de los elementos de transmisión candidatos, la cual se facilitó por medio de los archivos *.py siguientes:

- a) Peninsula_Integral_1er-trimestre_2030.py
- b) Zona Norte LT GAB_QGR_CHI_TEJ_4to_trimestre_2033.py.

El EOR por medio de análisis eléctrico evaluó la eficacia del conjunto ampliaciones de transmisión propuestas por la DPS-ICE, concluyendo que se requiere incorporar ampliaciones complementarias a las informadas, a fin de evitar sobrecargas remanentes en el sistema de transmisión de Costa Rica ante transferencias de 300 MW.

Es importante mencionar que la base de datos con la que el EOR ejecutó los análisis eléctricos, incluye la información remitida por el ICE respecto a actualización de capacidades de algunas líneas de transmisión e instalación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Esta información fue recibida el 25 de septiembre de 2025, y comprende lo siguiente:

- Nuevas capacidades nominales y de emergencia del circuito Río Macho-San Isidro (Nota Ref. 2010-14-2024).
- Nuevas capacidades nominales y de emergencia del circuito Tejona – Peñas Blancas 230 kV y Moín Cahuita (Nota Ref. 2010-584-2024).
- Actualización de capacidad de 12 líneas de transmisión de 230 kV, indicando la fecha de entrada en vigor de esa capacidad.
- Instalación de 90 MW en sistemas de baterías en subestación Garita.

En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones de transmisión identificadas por el EOR para eliminar la incidencia de sobrecargas para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW en el sistema de Costa Rica, indicándose el año de entrada que permita la gestión y ejecución de estas ampliaciones de transmisión:

Tabla 43. Costa Rica - Ampliaciones de transmisión candidatas para evitar sobrecargas ante transferencias de 300 MW.

No.	Ampliación	Año de entrada
1	Repotenciar línea de 230 kV Garabito - Coyol de 389 MVA a 600 MVA	2029
2	Repotenciar línea de 230 kV Cañas - Fortuna de 371 MVA a 600 MVA	2029
3	Repotenciación de línea Toro- Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA	2029
4	Repotenciar línea de 230 kV Lindora - Garita de 528 MVA a 720 MVA	2029
5	Repotenciar línea de 230 kV Arenal - Garabito de 390 MVA a 600 MVA	2029
6	Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita	2029

9.5.D: ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE LOS VOLTAJES

El EOR analizó la condición de los voltajes considerando en operación las ampliaciones de transmisión identificadas para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica. Para las simulaciones se ajustó el despacho de potencia reactiva con las fuentes disponibles (Ajustes de taps de transformadores, compensación estática, voltajes consigna en nodos con voltaje controlado).

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de Costa Rica considerando los refuerzos para evitar sobrecargas:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 44. Costa Rica – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias

No.	Código PSSE	Nombre nodo	kV	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	52000	LRI	230	0.89	0.86	0.88	0.87	0.88	0.87	0.85	0.85	0.87
2	53000	CAJ230A	230	0.89	0.86	0.89	0.87	0.88	0.87	0.85	0.85	0.87
3	53002	CAJ230B	230	0.89	0.86	0.89	0.87	0.88	0.87	0.85	0.85	0.87
4	53004	CAJ138A	138	0.9	0.86	0.89	0.87	0.89	0.87	0.85	0.85	0.88
5	53006	CAJ138B	138	0.9	0.86	0.89	0.87	0.89	0.87	0.85	0.85	0.88
6	53050	LIN230A	230	0.89	0.86	0.89	0.87	0.89	0.88	0.85	0.85	0.88
7	53052	LIN230B	230	0.89	0.86	0.89	0.87	0.89	0.88	0.85	0.85	0.88
8	53100	BEL230A	230	0.89	0.86	0.88	0.87	0.88	0.87	0.85	0.85	0.87
9	53102	BEL230B	230	0.89	0.86	0.88	0.87	0.88	0.87	0.85	0.85	0.87
10	53200	GAR230A	230	0.9	0.87	0.9	0.88	0.89	0.89	0.86	0.86	0.89
11	53204	GAR138A	138	0.89	0.86	0.89	0.86	0.88	0.87	0.84	0.84	0.87
12	53206	GAR138B	138	0.89	0.86	0.89	0.86	0.88	0.87	0.84	0.84	0.87
13	53254	NAR138A	138	0.89	0.85	0.88	0.86	0.88	0.86	0.84	0.84	0.86
14	53256	NAR138B	138	0.89	0.85	0.88	0.86	0.88	0.86	0.84	0.84	0.86
15	53304	COC138	138	0.89	0.85	0.88	0.86	0.88	0.86	0.83	0.83	0.86
16	53354	ESC138A	138	0.9	0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
17	53356	ESC138B	138	0.9	0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
18	53604	HER138	138	0.89	0.85	0.88	0.86	0.88	0.87	0.84	0.84	0.87
19	53654	COL138	138	0.9	0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
20	53950	CHU230A	230	0.9	0.87	0.9	0.88	0.89	0.89	0.86	0.86	0.89
21	53951	CHU230B	230	0.9	0.87	0.9	0.88	0.89	0.89	0.86	0.86	0.89
22	53952	CHU230C	230	0.9	0.87	0.9	0.88	0.89	0.89	0.86	0.86	0.89
23	54104	POA138	138	0.89	0.85	0.88	0.86	0.88	0.86	0.83	0.83	0.86
24	54750	COY230A	230	0.89	0.86	0.88	0.87	0.88	0.87	0.85	0.85	0.87
25	55004	URU138	138	0.9	0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
26	50350	BAR230	230	0.89	0.88	0.9	0.9		0.89	0.86	0.86	0.9
27	50354	BAR138	138	0.89	0.88	0.89	0.89		0.89	0.86	0.86	0.89
28	50404	JUA138	138	0.89	0.88	0.89	0.89		0.89	0.86	0.86	0.89
29	53150	SMI230A	230		0.87	0.89	0.87	0.89	0.88	0.86	0.86	0.89
30	53152	SMI230B	230		0.87	0.89	0.87	0.89	0.88	0.86	0.86	0.89
31	53154	SMI138A	138		0.86	0.89	0.87	0.89	0.88	0.85	0.85	0.88
32	53156	SMI138B	138		0.86	0.89	0.87	0.89	0.88	0.85	0.85	0.88
33	53404	DES138	138		0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
34	53454	ALA138	138		0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
35	53504	ANN138	138		0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
36	53704	SAB138	138		0.86	0.89	0.87	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
37	53900	TAR230A	230		0.87	0.89	0.88	0.9	0.88	0.86	0.86	0.89
38	53902	TAR230B	230		0.87	0.89	0.88	0.9	0.88	0.86	0.86	0.89
39	54200	CON230A	230		0.87	0.89	0.88	0.9	0.88	0.86	0.86	0.89
40	54202	CON230B	230		0.87	0.89	0.88	0.9	0.88	0.86	0.86	0.89
41	54300	SRA230	230		0.87	0.89	0.87	0.89	0.88	0.86	0.86	0.88
42	54850	HIG230	230		0.87	0.89	0.88	0.9	0.88	0.86	0.86	0.89
43	55054	GUD138	138		0.86	0.89	0.87	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88
44	55104	LAN138	138		0.86	0.89	0.86	0.89	0.87	0.84	0.84	0.88

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Código PSSE	Nombre nodo	kV	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
45	53550	EST230	230			0.87	0.9	0.88		0.88	0.86	0.89
46	53754	COV138	138			0.86		0.87		0.88	0.85	0.9
47	50454	COD138	138	0.86						0.89	0.88	0.88
48	50456	COD138B	138	0.86						0.89	0.88	0.88
49	50499	CEM138	138	0.86						0.89	0.88	0.87
50	50554	SRI138	138	0.86						0.9	0.89	0.88
51	50650	CQU230	230		0.9		0.89			0.89	0.88	
52	50700	TOR230	230		0.89		0.89			0.89	0.87	
53	50750	VEN230A	230		0.89		0.89			0.89	0.88	
54	50800	PBL230	230		0.9		0.89			0.89	0.89	
55	50854	COB138	138	0.86						0.89	0.88	0.87
56	50950	CAR230A	230		0.89		0.89			0.89	0.87	
57	50952	CAR230B	230		0.89		0.89			0.89	0.87	
58	51300	BIN230A	230		0.9		0.89			0.89	0.88	
59	51302	BIN230B	230		0.9		0.89			0.89	0.88	
60	53850	RMA230	230		0.89		0.9			0.9	0.88	
61	53854	RMA138A	138		0.87		0.87			0.88	0.85	
62	53856	RMA138B	138		0.87		0.87			0.88	0.85	
63	54050	TER230A	230		0.88		0.89			0.89	0.87	
64	54154	JOY138	138		0.86		0.87			0.89	0.85	
65	58004	CAC138A	138		0.86		0.87			0.89	0.85	
66	58006	CAC138B	138		0.86		0.87			0.89	0.85	
67	58054	TUR138	138		0.86		0.87			0.88	0.85	
68	58104	ANG138A	138		0.86		0.87			0.88	0.85	
69	58106	ANG138B	138		0.86		0.87			0.88	0.85	
70	50504	GUA138	138	0.89						0.9	0.89	

De manera indicativa se ha estimado la compensación que pudiera regular la tensión para mantenerla en valores mayores a 0.9 pu después de contingencias simples. Es importante mencionar que, el operador de sistema implementa sus estrategias particulares de despacho de reactivo y soporte de tensión; y adicional a esto, idealmente la compensación reactiva es conectada en las barras y circuitos de media tensión. Por lo tanto, la compensación capacitiva identificada en es de carácter referencial.

En la siguiente tabla se indican la cantidad de MVARS de compensación capacitiva y los nodos en los cuales se simuló la instalación de esta compensación:

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 45. Costa Rica – Compensación reactiva adicional de referencia

No.	Nodo número PSSE	Nombre nodo	Año Incorporación	MVARs
1	50350	BAR230	2028	45
2	52000	LRI	2028	10
3	53004	CAJ138A	2028	10
4	53050	LIN230A	2028	10
5	53100	BEL230A	2028	10
6	53200	GAR230A	2028	90
7	53204	GAR138A	2028	45
8	53254	NAR138A	2028	10
9	53304	COC138	2028	45
10	53354	ESC138A	2028	10
11	53604	HER138	2028	10
12	53654	COL138	2028	10
13	54104	POA138	2028	10
14	54750	COY230A	2028	10
15	50700	TOR230	2029	5
16	50750	VEN230A	2029	5
17	50950	CAR230A	2029	5
18	53154	SMI138A	2029	10
19	53404	DES138	2029	10
20	53454	ALA138	2029	10
21	53550	EST230	2029	5
22	53704	SAB138	2029	10
23	53754	COV138	2029	10
24	53854	RMA138A	2029	10
25	53900	TAR230A	2029	10
26	54050	TER230A	2029	10
27	54200	CON230A	2029	10
28	54300	SRA230	2029	10
29	54850	HIG230	2029	5
30	58004	CAC138A	2029	10
31	58054	TUR138	2029	10
32	58104	ANG138A	2029	10
33	54500	GEN230A	2031	5
34	56000	SIS230	2031	45
35	58150	TRA230	2031	5
36	58200	LEE230	2031	5
37	58450	TTO230A	2031	5
38	58500	REV230A	2031	5
39	50454	COD138	2033	5
40	50554	SRI138	2033	5
41	50054	CAS138	2034	5
42	50504	GUA138	2034	15
43	50604	FIL138	2035	10
44	50900	GAB230A	2035	45

En la siguiente tabla se muestran las violaciones de voltaje remanentes en el sistema de transmisión de Costa Rica, después de agregar la compensación capacitiva identificada:

Tabla 46. Costa Rica – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias y compensación reactiva adicional

No.	Código nodo	Nombre nodo	kV	2027	2029	2031	2032
1	50454	COD138	138	0.86	0.9	0.9	0.89
2	50456	COD138B	138	0.86	0.9	0.9	0.89
3	50499	CEM138	138	0.86	0.9	0.9	0.89
4	50504	GUA138	138	0.89			
5	50554	SRI138	138	0.86			0.9
6	50854	COB138	138	0.86	0.9	0.9	0.89

De la tabla anterior se verifica que, considerando los refuerzos de transmisión para evitar las sobrecargas y los recursos disponibles de potencia reactiva, incluyendo la compensación capacitiva agregada, la condición general de los voltajes en el sistema Costa Rica estaría experimentando una importante mejora, quedando con reporte de bajo voltaje nodos que carecen de soporte de voltaje ante algunas contingencias particulares, asimismo, los voltajes quedan en el umbral del valor mínimo permitido en el RMER ante contingencia simple.

9.5.E: REVISIÓN DE RESULTADOS FINALES CON EL CTPET DE COSTA RICA

En reunión realizada el 21 de noviembre de 2025 el EOR presentó a los ingenieros especialistas de la DPS-ICE y del DOCSE-ICE, integrantes del *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, la lista de las ampliaciones de transmisión nacional identificadas que permitirán al sistema de transmisión de Costa Rica, alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW para los años 2026-2035.

9.5.F: AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM EN EL SISTEMA DE COSTA RICA

En la siguiente tabla se presenta la lista de las *Ampliaciones de transmisión nacional* para alcanzar y mantener la COIIM en el sistema de Costa Rica identificadas para los años 2026-2035. Se indica además el objeto de la ampliación relacionado a la restricción que se elimina y el costo estimado.

Tabla 47. Costa Rica - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Ampliación	Objeto de la ampliación	Transferencia que habilita	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]
1	Repotenciar línea de 230 kV Garabito - Coyol de 389 MVA a 600 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Garabito - Coyol.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación y Porteo Norte-Sur y Sur-Norte ▪ Importación Norte-Sur 	2029	12.74
2	Repotenciar línea de 230 kV Cañas - Fortuna de 371 MVA a 600 MVA	Evitar la sobrecarga de la línea Cañas - Fortuna.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación y Porteo Norte-Sur ▪ Importación Norte-Sur y Sur-Norte. 	2029	8.42
3	Repotenciación de línea Toro- Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Toro - Cariblanco.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porteo Norte-Sur 	2029	3.97
4	Repotenciar línea de 230 kV Lindora - Garita de 528 MVA a 720 MVA	Evitar sobrecarga de la línea Lindora - Garita.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porteo Norte-Sur 	2029	5.43
5	Repotenciar línea de 230 kV Arenal - Garabito de 390 MVA a 600 MVA	Evitar la sobrecarga de la línea Arenal – Garabito.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación ▪ Importación ▪ Porteo Norte-Sur 	2029	15.60
6	Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita	Evitar sobrecarga los Autotransformadores 230/138 kV de subestación Garita.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Exportación Norte-Sur y Sur-Norte 	2029	12.33
			Total [MUS\$]	58.48	

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO GENERAL DE LAS AMPLIACIONES

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Costa Rica a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Repotenciar línea de 230 kV Garabito - Coyol de 389 MVA a 600 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes por conductor Condor 795 kcmil, tipo ACSS (1,518 kg/km), en línea de 63.8 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Garabito y Coyol.

2. Repotenciar línea de 230 kV Cañas - Fortuna de 371 MVA a 600 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes por conductor Bluejay 1113 kcmil, tipo ACSS (1,864 kg/km), en línea de 38.2 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Cañas y Fortuna.

3. Repotenciación de línea Toro- Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 8.34 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Toro y Cariblanco.

4. Repotenciar línea de 230 kV Lindora - Garita de 528 MVA a 720 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Bluejay 1113 kcmil, tipo ACSS, 1 conductor por fase (1,864 kg/km), en línea de 20.5 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Lindora y Garita.

5. Repotenciar línea de 230 kV Arenal - Garabito de 390 MVA a 600 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Condor 795 kcmil, tipo ACSS, 1 conductor por fase (1,518 kg/km), en línea de 56.91 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Arenal y Garabito.

6. Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Adquisición e instalación de 2 equipos FACT tipo Smart Valves de Compensación Síncrona Serie en los dos Autotransformadores 230/138 de subestación Garita.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

9.6 PANAMÁ: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

9.6.A: ANÁLISIS SIN TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Panamá **Sin Transferencias**.

En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continúo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Adicionalmente se presentan los resultados de la carga de los elementos de transmisión con respecto a su RATE C que corresponde al límite de emergencia de cada elemento de transmisión, el cual se utiliza de referencia en Panamá para determinar los niveles de sobrecarga admisibles:

Tabla 238. Panamá - Análisis Sin Transferencias – Máx. sobrecargas - 230 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	PAN230/TRAFO2-T2	175	115	102			102	105	109	113	118
2	CHO230/TRAFO2_3-T2	100				102	107	111	117	121	127
3	BUR230/BURUNGAT1-T2-T2	100					102	107	113	118	124
4	PAN230/TRAFO3-T3	350	110						105	108	114
5	PANII230/TRAFO3_2-T3	175						102	106	110	113
6	FOR230/GUA230-18	279	120	112	121						
7	LSA230/TRAFO1_4-T1-T2	100	119						103	108	
8	PAN230/TRAFO5-T5	350	105						103	108	
9	PANII230/TRAFO1_2-T1-T2	175						104	108	112	
10	PAN230/TRAFO1-T1	175	116	104							
11	PAN230/TRAFO1-T1	350							103	108	
12	PRO230/TRAFO2_6-T2	50	153	151							

Tabla 249. Panamá - Análisis Sin Transferencias – Máx. sobrecargas - 230 kV [% RATE C]

Elemento	RATE A/A	kV1	2026	2027	2031	2032	2033	2034	2035
BUR230/BURUNGAT1-T1-T2	100	230			102	107	113	118	124
PRO230/TRAFO2_6-T2	62.5	230	123	121					

Observaciones respecto a sobrecargas en 230 kV – Sin transferencias

- De la tabla de elementos de 230 kV con sobrecarga respecto al RATE A, solamente un elemento es línea de transmisión (Línea **Fortuna-Guasquita - FOR230/GUA230-18**), el resto de los elementos mostrados en la tabla corresponden a los devanados de 230 kV de transformadores de potencia.
- Los elementos de 230 kV con sobrecarga respecto al RATE C no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión de ETESA.

Tabla 50. Panamá - Análisis Sin Transferencias – Máx. sobrecargas - 115 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	CAC115/MIR115A-5	100	170	178	193	176	189	204	217	231	245	261
2	LSA115/ARE115-13	49	175	181	192	171	181	194	208	224	244	271
3	PAN115/MOS115B-10	132	107	111	115	114	118	122	125	129	132	136
4	PAN115/TIN115-9	132	106	110	114	113	117	121	124	128	131	135
5	LOC115A/CBA115-39	162		105	116	127	121	128	135	140	148	155
6	LOC115A/CBA115-40	162		105	116	127	121	128	135	140	148	155
7	SMA115/MIR115A-35	100		104	114	112	122	133	144	153	163	174
8	PAN115/CAC115-37	142	107			109	115	121	124	130	135	143
9	PAN115/SMA115-7	150	110	115		115		102	107	111	115	120
10	TOC115/TOCT3-T3	50			102	108	112	114	117	120	124	128
11	CAC115/LOC115A-6	140	113	119		115	116			101	107	113
12	LSA115/ARE115-58	79		102	108		104	110		101	103	108
13	PAN115/LOC115A-22	137	112	118		114	116			102	107	113
14	PAN115/LOC115A-38	137	112	118		114	116			102	107	113
15	PAN115/CAC115-62	156.3					105	110	113	118	123	130
16	PAN115/TRAFO2-T2	175	113	102					103	107	110	115
17	PANII115/TOC115-32	120						102	106	108	112	117
18	PANII115/TOC115-33	120						102	106	108	112	117
19	CVI115A/SFR115-11	141							101	107	113	120
20	PAN115/TRAFO3-T3	350	108							103	106	111
21	PANII115/TRAFO3_2-T3	175							102	105	109	112
22	LSA115/TRAFO1_4-T1	100	109								102	107
23	LSA115/TRAFO2_4-T2	100	108								103	108

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
24	PAN115/TRAFO5-T5	350	103								101	105
25	PANII115/CVI115A-28	240								105	109	114
26	PANII115/CVI115A-29	240								105	109	114
27	PANII115/TRAFO1_2-T1	175								104	108	111
28	PANII115/TRAFO2_2-T2	175								103	107	110
29	MDN115/CAL115-15	102	141	140								
30	MDN115/CAL115-16	102	141	140								
31	MDN115/TRAFO2_5-T2	60	115	109								
32	PAN115/TRAFO1-T1	175	114	103								
33	PAN115/TRAFO1-T1	350									101	105
34	LSA115/STG115-27	79	108									
35	MDN115/TRAFO3_5-T3	60	101									

*Tabla 51. Panamá - Análisis **Sin Transferencias** – Máx. sobrecargas - 115 kV [% RATE C]*

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	CAC115/MIR115A-5	100	170	178	193	176	189	204	217	231	245	261
2	LSA115/ARE115-13	64	134	138	147	131	139	149	159	172	186	207
3	PAN115/MOS115B-10	132	107	111	115	114	118	122	125	129	132	136
4	PAN115/TIN115-9	132	106	110	114	113	117	121	124	128	131	135
5	SMA115/MIR115A-35	100		104	114	112	122	133	144	153	163	174
6	PAN115/LOC115A-22	152	101	106	114	103	104	110	115			101
7	PAN115/LOC115A-38	152	101	106	114	103	104	110	115			101
8	PAN115/SMA115-7	150	110	115		115		102	107	111	115	120
9	CAC115/LOC115A-6	160		104	111	101	101	107	112	118		
10	LOC115A/CBA115-39	201				102		103	109	113	119	125
11	LOC115A/CBA115-40	201				102		103	109	113	119	125
12	PANII115/TOC115-32	120						102	106	108	112	117
13	PANII115/TOC115-33	120						102	106	108	112	117
14	PAN115/CAC115-37	178								104	108	114
15	PANII115/CVI115A-28	240								105	109	114
16	PANII115/CVI115A-29	240								105	109	114
17	CVI115A/SFR115-11	164										103
18	TOC115/TOCT3-T3	62.5										102

ETESA informó al EOR que Las líneas de 115 kV solamente sirven carga, y a excepción de algunas, no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión (SPT), de ETESA, y son parte del sistema de distribución.

Tabla 52. Panamá - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Código nodo	Nombre nodo	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	6047	CLA115	0.81	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87
2	6036	SMA115	0.85		0.89				0.9	0.89	0.87	0.86
3	6024	CHI115	0.82						0.9	0.9	0.89	0.89
4	6049	ARE115	0.88	0.9	0.89						0.89	0.87

Los nodos que se reportan con voltaje inferior a 0.9 pu no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión de ETESA.

9.6.B: ANÁLISIS CON TRANSFERENCIAS

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Panamá, **con Transferencias de 300 MW**.

En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continúo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Adicionalmente se presentan los resultados de la carga de los elementos de transmisión con respecto a su RATE C que corresponde al límite de emergencia de cada elemento de transmisión, el cual se utiliza de referencia en Panamá para determinar los niveles de sobrecarga admisibles.

A continuación, se presenta el reporte de las sobrecargas **Con Transferencias**, medidas en % respecto al RATE A y respecto al RATE C. Debido a la cantidad de elementos que se reportan, se separan los elementos de 230 kV y de 115 kV.

En las tablas se incluye una columna en el extremo derecho denominada "**Diferencia Sin Transferencia**", que muestra la diferencia en % entre la máxima sobrecarga de cada elemento en condición *Con transferencia* y *Sin transferencia*.

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 53. Panamá – Análisis Con transferencias – Máx. sobrecargas - 230 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Max [%]	Diferencia Sin Transf.
1	PAN230/TRAFO2-T2	175	126	103			102	105	109	113	118	126	8%
2	CHO230/TRAFO2_3-T2	100				102	107	111	116	121	127	127	0%
3	BUR230/BURUNGAT1-T1	100					102	107	113	118	124	124	0%
4	BUR230/BURUNGAT2-T2	100					102	107	113	118	124	124	0%
5	PAN230/TRAFO3-T3	350	120					101	105	109	114	120	6%
6	LSA230/TRAFO1_4-T1	100	119						101	105	110	119	0%
7	LSA230/TRAFO2_4-T2	100	118						101	104	109	118	0%
8	PANII230/TRAFO3_2-T3	175					101	106	110	114	114	114	1%
9	FOR230/GUA230-18	279	116	116	119							119	-2%
10	PAN230/TRAFO5-T5	350	115							103	108	115	7%
11	PANII230/TRAFO1_2-T1	175							104	109	112	112	0%
12	PANII230/TRAFO2_2-T2	175							103	108	111	111	0%
13	PAN230/TRAFO1-T1	175	128	104								128	12%
14	PRO230/TRAFO2_6-T2	50	153	151								153	0%
15	BAY230/24DIC230-2A	202	119									119	1%
16	BAY230/PAC230-1A	202	119									119	1%
17	CHO230/EHIG230-3B	249	115									115	-1%
18	CHO230/EHIG230-4B	249	115									115	-1%
19	CHO230/TRAFO3_3-T3	100									105	105	0%
20	FRONTPRO/PRO230-10	193	108									108	
21	LSA230/EHIG230-3C	249	114									114	-1%
22	LSA230/EHIG230-4C	249	114									114	-1%
23	MDN230/BOQIII230-9A	249	135									135	
24	PANII230/PAC230-1B	202	108									108	2%
25	PRO230/BOQIII230-9B	249	102									102	

Tabla 5425. Panamá – Análisis Con transferencias – Máx. sobrecargas - 230 kV [% RATE C]

Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Max [%]	Diferencia Sin Transf.
BUR230/BURUNGAT1-T1-T2	100						102	107	113	118	124	124	0%

Observaciones respecto a las sobrecargas en elementos de 230 kV:

- Los elementos con sobrecarga medida respecto al RATE A presentan el mismo perfil y valor máximo de sobrecarga en la condición *Sin Transferencia*, por lo que se evidencia que la sobrecarga no está relacionada a las transferencias y por lo tanto no es una condición restrictiva de la capacidad operativa.

2. Respecto al RATE C solamente se reporta con sobrecarga los transformadores 230/115 kV de subestación Burunga, que no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

Tabla 26. Panamá – Análisis Con transferencias – Máx. sobrecargas - 115 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Max	Diferencia
1	CAC115/MIR115A-5	100	178	179	199	177	188	206	218	231	244	261	261	0%
2	LSA115/ARE115-13	49	175	184	195	171	182	194	208	224	244	271	271	0%
3	PAN115/MOS115B-10	132	109	111	117	114	118	122	125	129	132	136	136	0%
4	PAN115/TIN115-9	132	108	110	116	113	117	121	124	128	131	135	135	0%
5	LOC115A/CBA115-39	162		105	117	126	121	130	135	142	149	157	157	2%
6	LOC115A/CBA115-40	162		105	117	126	121	130	135	142	149	157	157	2%
7	SMA115/MIR115A-35	100		106	117	113	122	134	144	153	163	174	174	0%
8	PAN115/CAC115-37	142	125			110	116	123	125	130	136	143	143	0%
9	PAN115/SMA115-7	150	116	115		115		102	107	111	115	120	120	0%
10	TOC115/TOCT3-T3	50			102	108	112	114	117	120	124	128	128	0%
11	CAC115/LOC115A-6	140	113	119		115	116			102	107	113	119	0%
12	LSA115/ARE115-58	79		102	108		105	110		101	106	109	110	0%
13	PAN115/CAC115-62	156.3	113				105	111	113	118	123	130	130	0%
14	PAN115/LOC115A-22	137	112	118		114	116			102	107	113	118	0%
15	PAN115/LOC115A-38	137	112	118		114	116			102	107	113	118	0%
16	PAN115/TRAFO2-T2	175	123	102				101	103	107	111	115	123	8%
17	PANII115/TOC115-32	120						102	107	109	112	117	117	0%
18	PANII115/TOC115-33	120						102	107	108	112	117	117	0%
19	CVI115A/SFR115-11	141							101	107	113	120	120	0%
20	PAN115/TRAFO3-T3	350	117							103	106	111	117	6%
21	PANII115/TRAFO3_2-T3	175						101		105	110	112	112	0%
22	LSA115/TRAFO1_4-T1	100	110								103	109	110	1%
23	LSA115/TRAFO2_4-T2	100	110								104	110	110	2%
24	PAN115/TRAFO5-T5	350	112								101	105	112	7%
25	PANII115/CVI115A-28	240								105	109	115	115	1%
26	PANII115/CVI115A-29	240								105	109	115	115	1%
27	PANII115/TRAFO1_2-T1	175								104	108	111	111	0%
28	PANII115/TRAFO2_2-T2	175								103	107	110	110	0%
29	MDN115/CAL115-15	102	143	144									144	3%
30	MDN115/CAL115-16	102	143	144									144	3%
31	MDN115/TRAFO2_5-T2	60	108	107									108	-7%
32	PAN115/TRAFO1-T1	175	124	103									124	10%
33	PAN115/TRAFO1-T1	350									101	105	105	0%
34	LSA115/STG115-27	79	108										108	0%

Tabla 276. Panamá – Análisis con transferencias – Máx. sobrecargas - 115 kV [% RATE C]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Máximo [%]	Diferencia Sin Transf	
1	CAC115/MIR115A-5	100	178	179	199	177	188	206	218	231	244	261	261	0%	
2	PAN115/MOS115B-10	132	109	111	117	114	118	122	125	129	132	136	136	0%	
3	PAN115/TIN115-9	132	108	110	116	113	117	121	124	128	131	135	135	0%	
4	SMA115/MIR115A-35	100		106	117	113	122	134	144	153	163	174	174	0%	
5	PAN115/LOC115A-22	152	101	107	116	103	104	112	116				102	116	1%
6	PAN115/LOC115A-38	152	101	107	116	103	104	112	116				102	116	1%
7	PAN115/SMA115-7	150	116	115		115		102	107	111	115	120	120	0%	
8	CAC115/LOC115A-6	160		104	113		101	108	112	119			119	1%	
9	LOC115A/CBA115-39	201				102		105	109	114	120	127	127	2%	
10	LOC115A/CBA115-40	201				102		105	109	114	120	127	127	2%	
11	PANII115/TOC115-32	120					102	107	109	112	117	117	0%		
12	PANII115/TOC115-33	120					102	107	108	112	117	117	0%		
13	PAN115/CAC115-37	178								104	108	114	114	0%	
14	PANII115/CVI115A-28	240								105	109	115	115	1%	

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Panamá:

1. Del análisis de las sobrecargas que se reportan en el sistema de Panamá tanto para elementos de 230 kV como de 115 kV, se determina que esas sobrecargas no son atribuibles a las transferencias, considerando que su incidencia y máximo valor se mantiene en la condición Sin transferencia. Esto puede verificarse en la columna “Diferencia Sin Transferencia” de las tablas. En los casos donde esa diferencia es relevante (>2%), la incidencia de sobrecarga no es recurrente y se limita a 1 o dos años.
2. Adicional a la observación anterior, es importante destacar que las líneas de 115 kV que se reportan con sobrecarga pertenecen al sistema de distribución que no son parte del Sistema Principal de Transmisión.

9.6.C: REVISIÓN DE RESULTADOS CON EL CTPET DE PANAMÁ

En la reunión realizadas 18 de noviembre de 2025 entre el EOR y representantes del CND-ETESA y del CND-ETESA que integran el Comité Técnico de la Planificación de la Transmisión (CTPET), para revisión de resultados del estudio, se establecieron las siguientes conclusiones:

Las sobrecargas en elementos de 230 kV y 115 kV del sistema de Panamá no son atribuibles a las transferencias de potencia, por lo cual no se consideran restricciones a la Capacidad Operativa.

Es importante mencionar que las líneas de 115 kV que se reportan con sobrecarga pertenecen al sistema de distribución que no son parte del Sistema Principal de Transmisión.

Es de destacar que, en el sistema de transmisión de Panamá, de conformidad a la información suministrada al EOR, se tiene prevista la repotenciación de 17 líneas de transmisión y la incorporación de 14 nuevas líneas, lo cual permite que deje de reportarse sobrecarga en muchos elementos de transmisión a partir de 2027.

Considerando lo anterior, se concluye que, a fin de alcanzar o mantener la Capacidad operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), no se observa el requerimiento de ampliaciones de transmisión nacionales adicionales a las ya contempladas en el Plan de expansión de Panamá.

9.7 RESUMEN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONALES PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

Tabla 57. EL SALVADOR - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Ampliaciones de transmisión	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]	EXP NS	EXP SN	IMP NS	IMP SN	POR NS	POR SN
1	Ampliaciones y línea 230 kV Acajutla – El Pedregal y refuerzos en 115 kV	2030	136.10	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Construcción de barra de 230 kV en SE Acajutla en configuración de interruptor y medio.								
	Ampliación de subestación el Pedregal a 230 kV								
	Ampliación de subestación el Pedregal en 115 kV								
	Instalación de 3 transformadores 230/115/46 kV, 156.3 MVA para SE Pedregal.								
	Construcción de nueva línea 230 kV Acajutla - El Pedregal, en doble circuito, 396 MVA por circuito.								
	Construcción de nueva línea 115 kV Pedregal - Tecolula, 205 MVA.								
2	Adición de 3er Autotransformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	2029	13.18	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA								
3	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel - Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	2029	9.3	<input checked="" type="checkbox"/>					
Total [MUS\$]		164.67							

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 58. HONDURAS - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Ampliaciones de transmisión	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]	EXP NS	EXP SN	IMP NS	IMP SN	POR NS	POR SN
1	Repotenciación de línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría de 317 MVA a 455 MVA	2029	6.14			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
2	Conexión de Circuito 2 línea 230 kV Progreso - San Pedro Sula Sur a SE La Victoria 2	2029	22.85	<input checked="" type="checkbox"/>					
3	Repotenciación de línea 138 kV Choloma-La Victoria de 151.8 MVA a 300 MVA	2027	1.88	<input checked="" type="checkbox"/>					
4	Repotenciación de línea 138 kV Cañaveral - Siguatepeque de 151.8 MVA a 225 MVA	2027	12.29	<input checked="" type="checkbox"/>					
5	Construcción de nueva línea de transmisión 230 kV Talanga - Yoro 2	2029	64.92	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
6	Repotenciación de línea 138 kV Comayagua - Taladro de 151.8 MVA a 225 MVA	2029	4.31	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
	Total [MUS\$]		112.39						

Tabla 59. NICARAGUA - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Ampliaciones de transmisión	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]	EXP NS	EXP SN	IMP NS	IMP SN	POR NS	POR SN
1	Adición de 3er Transformador 230/138/13.8 en SE Mateare I - 75 MVA	2031	12.48	<input checked="" type="checkbox"/>					
2	Adición de 4to Autotransformador 230/138/13.8 en SE Ticuantepe - 75 MVA	2029	13.36			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
3	Sustitución de transformadores 230/138/13.8 de SE Masaya de 71.3 MVA por equipos de 120 MVA	2032	32.73	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Total [MUS\$]		58.57						

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

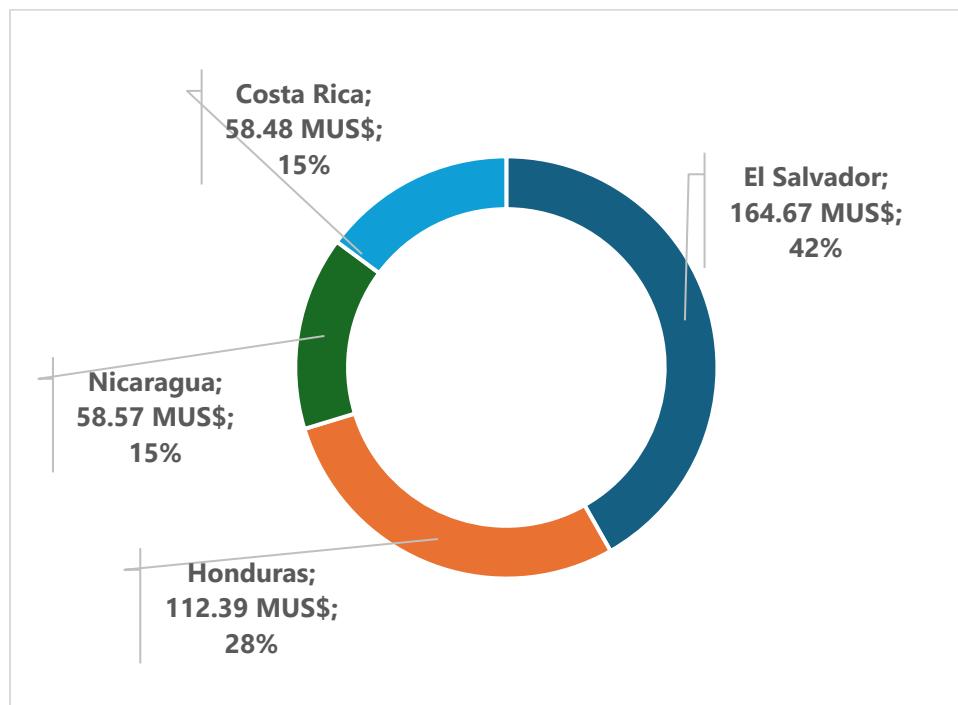
Tabla 60. COST RICA - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Ampliaciones de transmisión	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]	EXP NS	EXP SN	IMP NS	IMP SN	POR NS	POR SN
1	Repotenciar línea de 230 kV Garabito - Coyol de 389 MVA a 600 MVA	2029	12.74	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	Repotenciar línea de 230 kV Cañas - Fortuna de 371 MVA a 600 MVA	2029	8.42	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
3	Repotenciación de línea Toro-Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA	2029	3.97	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
4	Repotenciar línea de 230 kV Lindora - Garita de 528 MVA a 720 MVA	2029	5.43	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
5	Repotenciar línea de 230 kV Arenal - Garabito de 390 MVA a 600 MVA	2029	15.6	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
6	Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita	2029	12.33	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
Total [MUS\$] 58.49									

9.8 RESUMEN DE COSTOS ESTIMADOS

Tabla 61. Resumen de Costos de Inversión estimados de las Ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM

País	Costo estimado [MUS\$]
El Salvador	164.67
Honduras	112.39
Nicaragua	58.57
Costa Rica	58.49
Inversión Total [MUS\$]	394.11



Gráfica 3. Distribución de la Inversión por país para alcanzar y mantener la COIIM

9.9 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

De conformidad a lo establecido en el Capítulo 15 del Libro III del RMER, respecto a la ejecución de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, deberá cumplirse lo siguiente:

- 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.
- c. Los iniciadores o agentes deberán 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.

10. ETAPA 2: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM

El EOR ha realizado los estudios técnicos y económicos que permiten identificar las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM de conformidad con lo establecido en el numeral 10.3.5.5 del Libro III del RMER.

Las Ampliaciones de transmisión regional deben cumplir tres características (RMER, Libro III 10.1.2):

- a) Su incorporación a la red de transmisión debe permitir un incremento de la Capacidad Operativa a valores superiores de la COIIM (significuen un incremento de la COIIM).
- b) Permitan el incremento del beneficio social (maximicen el beneficio social)
- c) Cumplan con los CCSD a nivel regional;

Procedimiento

- a) Se modelan y consideran en operación las ampliaciones de transmisión de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.
- b) Siguiendo el orden de mérito del despacho de generación se crearon los casos de estudio con transferencias de potencia superiores a 300 MW (el valor de la COIIM).
- c) Se realizaron estudios eléctricos simulando el funcionamiento en estado estable del SER en condición normal del sistema y bajo contingencia sencilla (condición N y N-1) a fin de identificar las ampliaciones de transmisión que permitan incrementar la capacidad de transporte entre pares de países a un valor mínimo objetivo, cumpliendo los CCSD establecidos en la regulación regional.
- d) Una vez identificadas las ampliaciones de transmisión para incrementar la capacidad de transporte entre pares de países se realizaron simulaciones operativas para determinar el beneficio social relacionados al cambio en los excedentes de los consumidores y generadores, y con base en estos resultados se realizaron las evaluaciones económicas.

Condiciones de transferencias de potencia

En la planificación de la generación regional se analizó el comportamiento de los flujos de potencia por las interconexiones relacionado al despacho óptimo coordinado en el Escenario de expansión de la generación identificado como A5, el cual fue seleccionado por el EOR como escenario base o de referencia para determinar la expansión del sistema de transmisión (conforme al numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER). El objeto de este análisis fue determinar de manera indicativa el requerimiento de capacidad de transferencia entre pares de países del MER, para cada escenario. De este análisis se determinó lo siguiente:

- Las interconexiones Guatemala-Honduras, El Salvador-Honduras y Guatemala-El Salvador muestran alta probabilidad de que su flujo exceda 300 MW particularmente en sentido Norte – Sur, alcanzando a ser esta probabilidad de hasta 39% de todos los escenarios hidrológicos.
- Los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua muestran una alta probabilidad de exceder el valor de 300 MW en dirección de transferencia sur-norte, alcanzando esta probabilidad hasta 45%, 72% y 40% respectivamente para las interconexiones referidas.

Considerando los objetivos y alcances de la planificación de la transmisión regional establecidos en el RMER, atendiendo los intercambios óptimos esperados en el Escenario A5 de expansión de la generación regional, los análisis para determinar la viabilidad de superar la COIIM vigente, se enfocaron en los siguientes objetivos:

- Identificar las ampliaciones de transmisión regional que permitan alcanzar como mínimo una capacidad operativa de 450 MW, en sentido de transferencia norte-sur entre las áreas de control del **Bloque norte** del SER (Guatemala-El Salvador-Honduras).
- Identificar las ampliaciones de transmisión regional que permitan alcanzar como mínimo una capacidad operativa de 450 MW, en sentido de transferencia *sur-norte* entre las áreas de control del **Bloque sur** del SER (Panamá-Costa Rica-Nicaragua-Honduras).

Casos analizados

Se analizó la condición de la red de transmisión ante transferencias de potencia de 450 MW, bajo escenarios de demanda máxima, demanda media y mínima, en condiciones estacionales de verano e invierno.

Los análisis se realizaron para los años 2029 – 2035, teniendo en cuenta un plazo que puede requerir el proceso de aprobación de las ampliaciones de transmisión regional y la gestión de su construcción.

En total se analizaron **168** casos de transferencias. En la siguiente tabla presenta la cuenta de los casos de transferencias simulados en el estudio:

Tabla 62. Participación de los sistemas en los casos de intercambio analizados

Intercambio simulado	Sentido	Estaciones	Escenario demanda	Años	Total de Casos
Guatemala – El Salvador	Norte - Sur	2	3	7	42
Guatemala – Honduras	Norte - Sur	2	3	7	42
Guatemala – Panamá	Norte - Sur	2	3	7	42
Total, casos de Transferencias Norte-Sur					126
Panamá - Guatemala	Sur-Norte	2	3	7	42
Total, casos de transferencias Sur-Norte					42

En el siguiente diagrama se ilustra el proceso de análisis seguido:

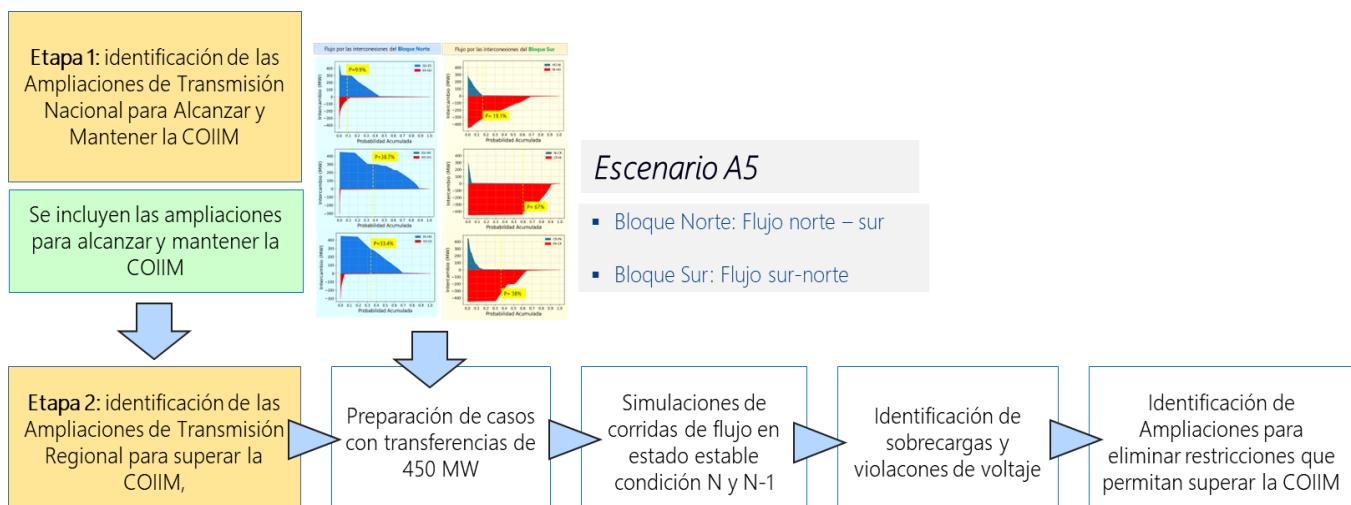


Diagrama 3. Proceso para identificar las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM

10.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL BLOQUE NORTE DEL SER

Se simularon transferencias de 450 MW en sentido norte – sur, desde Guatemala hacia El Salvador, Honduras y Panamá con el objeto de identificar sobrecargas y violaciones de voltaje en los sistemas de transmisión de Guatemala, El Salvador y Honduras.

ANÁLISIS DE LAS VIOLACIONES A LOS CCSD CON TRANSFERENCIAS DE 450 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en los sistemas de transmisión de Guatemala, El Salvador y Honduras **con transferencias de 450 MW:**

Tabla 628. Análisis con transferencias de 450 MW norte-sur - Máximas sobrecargas en interconexiones del bloque norte [% RATE A]

#	Elemento con sobrecarga	RATE A/A	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Max [%]	Observación
1	JAL-230/F-AHU-LVG-1	374		115	112	105	107	106	105	115	Jalpatagua-230 / Frontera LVG (interconexión SIEPAC Guatemala – El Salvador, tramo de Guatemala)
2	AHUA-230/F-AHU-LVG-1	396	102	109	106		101	100		109	Ahuachapán - Frontera LVG (interconexión SIEPAC Guatemala – El Salvador, tramo de El Salvador)
3	15SE-230/F-15SE-AGC-2	396	104	107	101					107	15 de septiembre - Frontera AGC-2 (Interconexión SIEPAC El Salvador – Honduras, tramo de El Salvador)
4	AGC-B624/F-15SE-AGC-1	374	110	113	107	104	104	103	102	113	Agua Caliente - Frontera-15SE (Interconexión SIEPAC El Salvador – Honduras, tramo de Honduras)
5	NNC-B639/F-15SE-NNC-1	317.3	106	110	106	110	106	102	114	114	Nueva Nacaome - Frontera 15SE (Interconexión binacional El Salvador – Honduras, tramo de Honduras)
5	NNC-B639/AGF-B641-1	317.3	116	117	117	117	116	117	118	118	Enlace interno de Honduras Nueva Nacaome – Agua Fría (230 kV)

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Otros elementos internos de los sistemas de transmisión nacionales se reportan con sobrecargas, las cuales no son recurrentes.

*Tabla 29. Análisis con transferencias de 450 MW norte-sur – Sobre cargas en **elementos internos** en el bloque norte del SER [% RATE A]*

#	País	Nemotécnico	RATE A/A	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Max [%]
1	Guatemala	AGU-230/LVG-230-1	374	106							106
2	Guatemala	AGU-230/PAC-230-1	491.6	112					100		112
3	Guatemala	GES-231/SNT-231-1	491.6	113							113
7	El Salvador	ACAJ2-115/EDP_TR230_2-1	250						102	106	106
8	El Salvador	ACAJ2-115/EDP_TR230-2	250						102	106	106
9	El Salvador	AHUA-115/SONS-115-1	130			101					101
10	El Salvador	ATEO-115/VOLC-115-1	260	106							106
11	El Salvador	EDP2-230/EDP_TR230_2-1	250						101	105	105
12	El Salvador	EDP2-230/EDP_TR230-2	250						101	106	106
13	El Salvador	SONS-115/ATEO-115-1	205	102							102
15	Honduras	CDA-B530/TON-B535-1	151.8						101	110	110
16	Honduras	GUA-B537/TEL-B511-1	151.8					103			103
19	Honduras	PAV-B620/SLU-B637-1	260	109							109
20	Honduras	PRD-B618/SLU-B637-1	317.3							102	102
21	Honduras	SUY-B515/MFL-B523-1	151.8						102	110	110
22	Honduras	TON-B535/TONT610-1	150	102						102	102

Análisis de las sobrecargas en el bloque norte con transferencias de 450 MW norte-sur:

- 1) Las transferencias de 450 MW en sentido norte-sur entre Guatemala – El Salvador, Guatemala – Honduras y desde Guatemala hacia Panamá (El Salvador y Honduras porteando), provocan sobrecargas en las interconexiones entre Guatemala – El Salvador y El Salvador – Honduras, que alcanzan hasta 115% del RATE A (límite térmico de uso continuo) y su incidencia es recurrentes en todos los años de estudio.
- 2) Otras líneas internas de Guatemala, El Salvador y Honduras se reportan con sobrecargas, no obstante, su incidencia se produce solamente uno o dos años, y en el caso de las que aparecen en 2034 y 2035, pueden analizarse a futuro.

Conclusión del análisis de sobrecargas por transferencias de 450 MW norte - sur en el bloque norte.

Las transferencias en sentido norte – sur de 450 MW provocarán sobrecargas principalmente en los enlaces de interconexión entre las áreas de control Guatemala – El Salvador y El Salvador – Honduras. Las simulaciones muestran la presencia recurrente de estas sobrecargas entre 2029 – 2035, por lo tanto, para lograr habilitar una capacidad operativa de al menos 450 MW entre los sistemas Guatemala – El Salvador, Guatemala – Honduras y El Salvador – Honduras, se requiere evitar las sobrecargas referidas por medio de la integración de nuevas ampliaciones de transmisión.

AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM EN EL BLOQUE NORTE DEL SER

Con el objeto de evitar la sobrecarga en las interconexiones Guatemala – El Salvador y Guatemala - Honduras y habilitar una capacidad operativa de al menos 450 MW en sentido norte-sur entre los sistemas de Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras, se identifican las siguientes ampliaciones de transmisión regional.

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

*Tabla 65. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el **bloque norte del SER***

No.	Ampliación	Año de entrada	Descripción general de las ampliaciones	Costo [MUS\$]
1	Construcción de nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones Jalpatagua - Ahuachapán.	2030	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura prevista para segundo circuito de la línea SIEPAC, con una longitud de 44.97 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	12.28
2	Construcción de nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones 15 de Septiembre - Agua Caliente.	2030	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura prevista para segundo circuito de la línea SIEPAC, con una longitud de 147.1 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	23.03
			Costo total estimado [MUS\$]	35.31

Tabla 30. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el bloque norte del SER – Costo estimado de los componentes [MUS\$]

Ampliación	Descripción general de las ampliaciones	Longitud [km]	Costo Línea [MUS\$]	Costo Bahía i [MUS\$]	Costo Bahía j [MUS\$]	Costo Total [MUS\$]
Construcción de nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones Jalpatagua - Ahuachapán.	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura prevista para segundo circuito de la línea SIEPAC, con una longitud de 44.97 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	44.97	4.73	3.78	3.78	12.28
Construcción de nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones 15 de Septiembre - Agua Caliente.	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura prevista para segundo circuito de la línea SIEPAC, con una longitud de 147.1 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	147.1	15.47	3.78	3.78	23.03

10.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL BLOQUE SUR DEL SER

Se simularon transferencias de 450 MW en sentido sur-norte, desde Panamá hasta Guatemala con el objeto de identificar sobrecargas y violaciones de voltaje en los sistemas de transmisión de Panamá, Costa Rica, Nicaragua y Honduras.

ANÁLISIS DE LAS VIOLACIONES A LOS CCSD CON TRANSFERENCIAS DE 450 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en los sistemas de transmisión de Panamá, Costa Rica, Nicaragua y Honduras **con transferencias de 450 MW**.

Tabla 67. Análisis con transferencias de 450 MW sur-norte - Máximas sobrecargas en interconexiones del bloque sur [% RATE A]

No.	País	Elemento	RATE A/A	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Observación
1	CRI	RMA230/TER230A-1	345	122	122	127	127	114	119	110	Rio Macho – Tejar. Elemento interno del sistema de Costa Rica.
2	CRI	FRONTPRO/RCL230A-1	300	111	106	107	106	106	107	107	Frontera – Rio Claro, tramo de Costa Rica de la interconexión CR-PA, entre las subestaciones Rio Claro – Progreso.
3	CRI	RCL230A/PAL230A-1	259		103	104	106	102		110	Rio Claro – Palmar. Elemento interno del sistema de Costa Rica
		EST230/TER230A-1	345	103		108	108				
4	CRI	SMI138A/COL138-1	190						114	104	
5	CRI	SMI138B/COL138-2	190						114	104	
6	CRI	CAR230B/SMI230A-1	400						105	104	
8	NIC	CAT-138/MSY-138-1	100	106							
9	NIC	SNB-230/138 SNB-AT1-1	75		110						
10	HON	CDA-B530/TON-B535-1	151.8						101	108	
11	HON	NNC-B639/AGF-B641-1	317.3	110	104	107	103	101	100	107	
12	HON	NNC-B639/F-15SE-NNC-1	317.3	104	101	101	107	104	102	100	
13	HON	SUY-B515/MFL-B523-1	151.8						102	110	

Análisis de las sobrecargas en el bloque sur con transferencias de 450 MW sur-norte:

- 1) Las transferencias de 450 MW en sentido sur-norte de Panamá a Guatemala, provocan sobrecargas principalmente en cuatro (4) elementos del sistema de transmisión de Costa Rica, con incidencia recurrente de sobrecarga en los años de análisis:
 - Tramo de interconexión *Frontera – Rio Claro* (*FRONTPRO/RCL230A-1*), que forma parte del enlace Costa Rica-Panamá que enlaza las subestaciones Rio Claro – Progreso, con una sobrecarga máxima de 111%. La sobrecarga de esta sección de enlace de interconexión se produce ante contingencia de cualquiera de las otras dos interconexiones Costa Rica – Panamá.
 - Línea 230 kV *Rio Macho – Tejar* (*RMA230/TER230A-1*): Esta línea se reporta con una sobrecarga máxima de 127%, afectada por 5 contingencias simples de diferentes líneas 230 kV.
 - Línea 230 kV *Rio Claro – Palmar* (*RCL230A/PAL230A-1*): La sobrecarga de esta línea alcanza 110%, y se produce por la contingencia de la línea paralela Rio Claro - Palmar que es parte del SIEPAC.
 - Línea 230 kV *El Este – Tejar* (*EST230/TER230A-1*): Con máxima sobrecarga de 108%,
- 2) En el sistema de Costa Rica también se reportan elementos de transmisión con sobrecarga no recurrente, particularmente en las líneas 138 kV *San Miguel – Colon 1 y 2* (*SMI138A/COL138-1 y 2*), y *Cariblanco – San Miguel* (*CAR230B/SMI230A-1*). La incidencia de sobrecarga solamente en estos elementos se reporta en los dos últimos años del horizonte de estudio, por lo cual es conveniente realizar su análisis a futuro y por el momento no considerar la identificación de refuerzos de transmisión.
- 3) En el sistema de Nicaragua se reportan dos elementos con sobrecarga: El transformador 230/138 kV de *subestación San Benito* (*SNB-230/138 SNB-AT1-1*), y la línea 138 kV *Catarina – Masaya* (*CAT-138/MSY-138-1*). Estas sobrecargas solamente ocurren en un año del horizonte de análisis, y pudieran eventualmente evitarse con medidas operativas.

- 4) En el sistema de transmisión de Honduras se reportan las líneas 138 kV con sobrecarga: *Cañada – Toncontín (CDA-B530/TON-B535-1)* y *Suyapa – Miraflores (SUY-B515/MFL-B523-1)*, sin embargo, estos elementos también se reportan con sobrecarga en la condición *Sin Transferencias*.
- 5) Asimismo, en el sistema de Honduras se reportan con sobrecarga la línea 230 kV *Nueva Nacaome-Agua Fría (NNC-B639/AGF-B641-1)*, y la sección de interconexión con El Salvador *Nueva Nacaome – Frontera (NNC-B639/F-15SE-NNC-1)*. Estas sobrecargas se producen por la simulación de la transferencia de potencia sur – norte desde Panamá hacia Guatemala, lo cual, del análisis del comportamiento esperado de los flujos de potencia, resulta con muy baja probabilidad. Es de mencionar sin embargo que, dentro de las ampliaciones de transmisión regional identificadas para superar la COIIM en el bloque norte, se incluye un nuevo enlace de interconexión El Salvador – Honduras, entre las subestaciones *15 de septiembre – Agua Caliente*.
- 6) En el sistema de Panamá las sobrecargas que se reportan en elementos de 115 kV y transformadores 230/115 kV son preexistentes sin transferencias.

Conclusión del análisis de sobrecargas por transferencias de 450 MW sur – norte en el bloque sur.

Las transferencias en sentido sur - norte de 450 MW provocarán sobrecargas principalmente en elementos de transmisión de Costa Rica, presentándose sobrecarga recurrente en las siguientes líneas de transmisión: a) Tramo de interconexión Frontera – Rio Claro (FRONTPRO/RCL230A-1); b) Línea 230 kV Rio Macho – Tejar (RMA230/TER230A-1); c) Línea 230 kV Rio Claro – Palmar (RCL230A/PAL230A-1); y d) Línea 230 kV El Este – Tejar (EST230/TER230A-1). Por lo tanto, para lograr habilitar una capacidad operativa de al menos 450 MW en sentido de transferencia sur-norte entre los sistemas de Panamá-Costa Rica - Nicaragua, se requiere evitar las sobrecargas referidas por medio de la integración de nuevas ampliaciones de transmisión.

AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM EN EL BLOQUE SUR DEL SER

Con el objeto de evitar las sobrecargas en las siguientes líneas de transmisión: a) *Tramo de interconexión Frontera – Rio Claro (FRONTPRO/RCL230A-1)*; b) *Línea 230 kV Rio Macho – Tejar (RMA230/TER230A-1)*; c) *Línea 230 kV Rio Claro – Palmar (RCL230A/PAL230A-1)*; y d) *Línea 230 kV El Este – Tejar (EST230/TER230A-1)* y habilitar una capacidad operativa de al menos 450 MW en sentido sur-norte entre los sistemas de Panamá – Costa Rica y Costa Rica - Nicaragua, se identifican las siguientes ampliaciones de transmisión regional.

*Tabla 31. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el **bloque sur del SER***

No.	Ampliación	Año de entrada	Descripción general de las ampliaciones	Costo [MUS\$]
1	Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA	2030	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 15.1 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	5.59
2	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	2030	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 49.36 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	13.79
3	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	2030	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura existentes con prevista para segundo circuito, con una longitud de 15.1 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	9.14
4	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	2030	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 37.02 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	9.85
			Costo total estimado [MUS\$]	38.38

*Tabla 32. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el **bloque sur del SER** – Costo estimado de los componentes [MUS\$]*

Ampliación	Descripción general de las ampliaciones	Longitud línea [km]	Costo Línea [MUS\$]	Costo Bahía i [MUS\$]	Costo Bahía j [MUS\$]	Costo Total [MUS\$]
Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 15.1 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	15.1	3.62	0.98	0.98	5.59
Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 49.36 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	49.36	11.82	0.98	0.98	13.79
Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura existentes con prevista para segundo circuito, con una longitud de 15.1 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	15.1	1.59	3.78	3.78	9.14
Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 37.02 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	37.02	8.87	0.98	0.00	9.85

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO GENERAL DE LAS AMPLIACIONES

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión regional identificadas para superar la COIIM.

Ampliaciones de transmisión para superar la COIIM en el bloque norte

1. Construcción de nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones Jalpatagua - Ahuachapán.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Montaje de conductor 1024 kcmil ACAR sobre estructuras previstas para segundo circuito de las torres de la línea SIEPAC, tramo Subestación Jalpatagua (futura) - Subestación Ahuachapán, con una longitud aproximada de 44.97 km, incluyendo la instalación de los herrajes y el aislamiento para 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Jalpatagua (Guatemala).
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Ahuachapán (El Salvador).

2. Construcción de nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones 15 de Septiembre - Agua Caliente.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Montaje de conductor 1024 kcmil ACAR sobre estructuras previstas para segundo circuito de las torres de la línea SIEPAC, tramo Subestación 15 de Septiembre (El Salvador) - Subestación Agua Caliente (Honduras), con una longitud aproximada de 147.1 km, incluyendo la instalación de los herrajes y el aislamiento para 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación 15 de Septiembre (El Salvador).
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Agua Caliente (Honduras).

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares,

deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Guatemala, El Salvador y Honduras.

Ampliaciones de transmisión para superar la COIIM en el bloque sur

1. Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 37.02 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestación Rio Claro.

2. Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA Diseño general de las instalaciones:

- a. Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura existentes prevista para segundo circuito, con una longitud de 15.1 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.
- b. Construcción de bahía 230 kV en configuración de interruptor y medio en subestación Rio Macho, para conexión de alimentador que conecta a subestación Tejar.
- c. Construcción de bahía 230 kV en configuración de interruptor y medio en subestación Tejar, para conexión de alimentador que conecta a subestación Rio Macho.

3. Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 49.36 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones Rio Claro y Palmar, asociados a esta línea.

4. Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 15.1 km.
- b. Cambio de transformadores de corriente en subestaciones El Este y Tejar, asociados a esta línea.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

10.3 RESUMEN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM

*Tabla 70. Resumen de Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM identificadas para el **Bloque sur del SER** y el **Bloque sur del SER***

AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM EN EL BLOQUE NORTE DEL SER			
No.	Ampliación	Año de entrada	Costo [MUS\$]
1	Construcción de nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones Jalpatagua - Ahuachapán.	2030	12.28
2	Construcción de nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones 15 de Septiembre - Agua Caliente.	2030	23.03
			Total [MUS\$] 35.31
AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM EN EL BLOQUE SUR DEL SER			
No.	Ampliación	Año de entrada	Costo [MUS\$]
1	Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA	2030	5.59
2	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	2030	13.79
3	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	2030	9.14
4	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	2030	9.85
			Total [MUS\$] 38.38

10.4 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

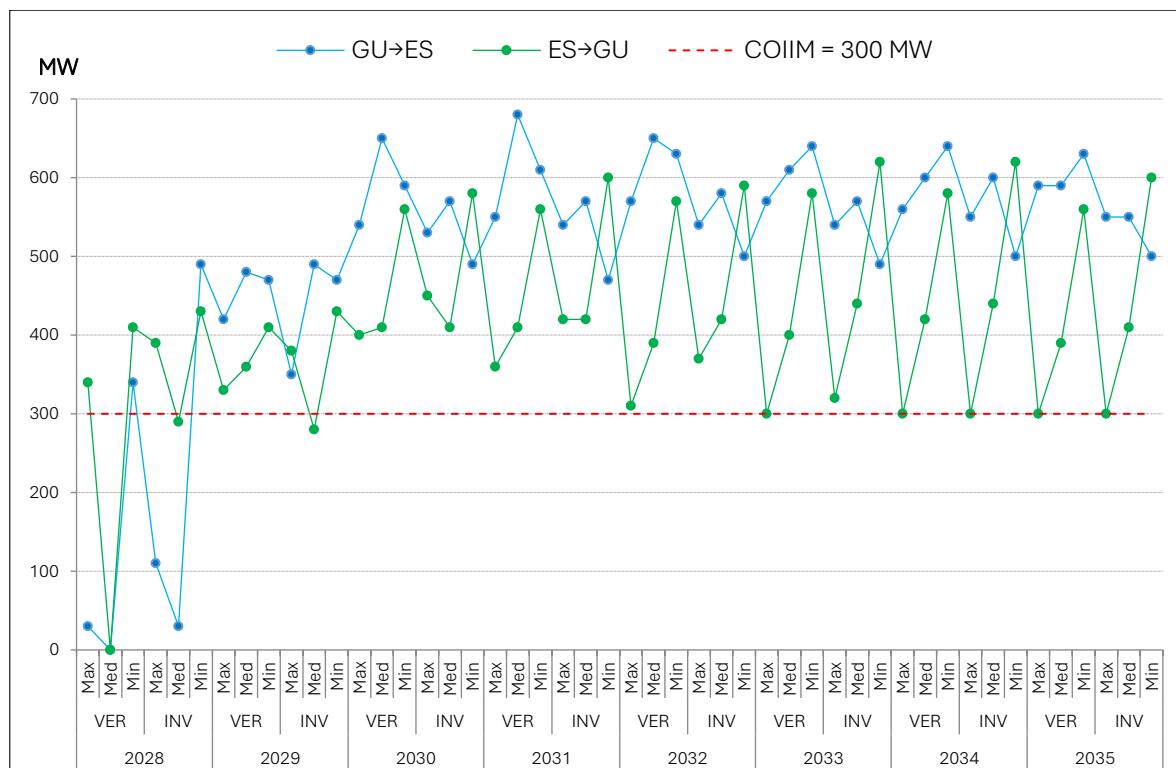
De conformidad a lo establecido en el Capítulo 15 del Libro III del RMER, respecto a la ejecución de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM s deberá cumplirse lo siguiente:

- 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.
- c. Los iniciadores o agentes deberán 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.

11. DETERMINACIÓN DE LOS NUEVOS VALORES DE LA COIIM

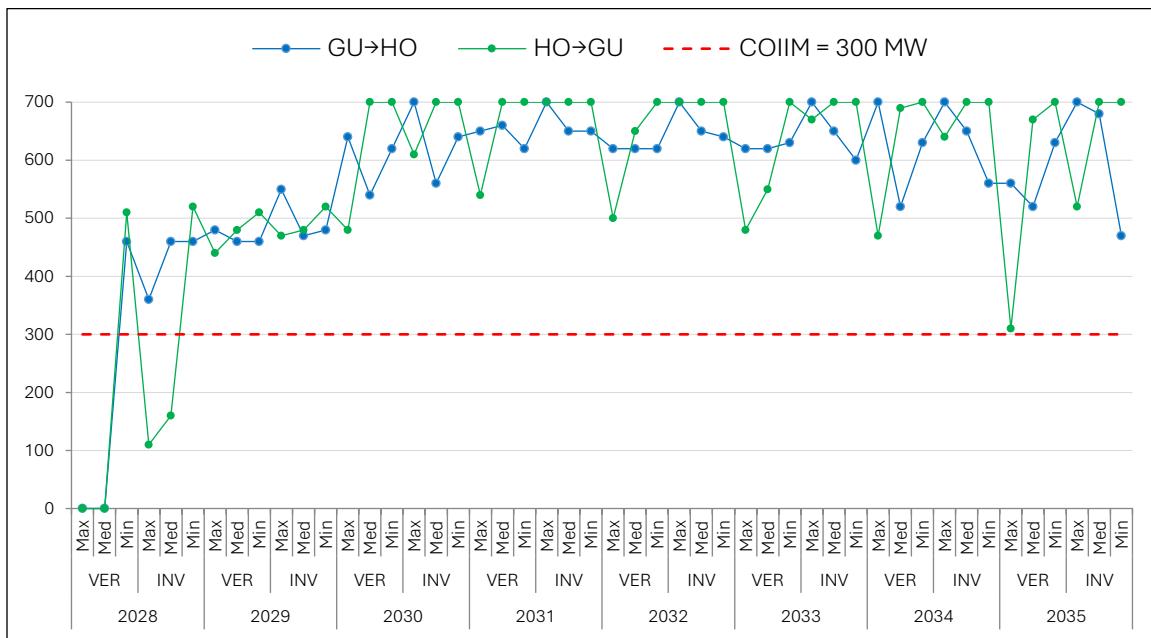
Atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.5.5 inciso b) literal iii, se ha estimado la nueva Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) considerando que entran en servicio las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM vigente (de 300 MW) y las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM.

Los nuevos valores de Capacidad Operativa se han estimado para los años 2029-2035. Es importante mencionar que algunos valores resultan bajos debido a que se agota la generación disponible para despacho en el área exportadora o se agota la generación a reducir en el área importadora. A continuación, se muestran las gráficas de los nuevos valores de Capacidad operativa.

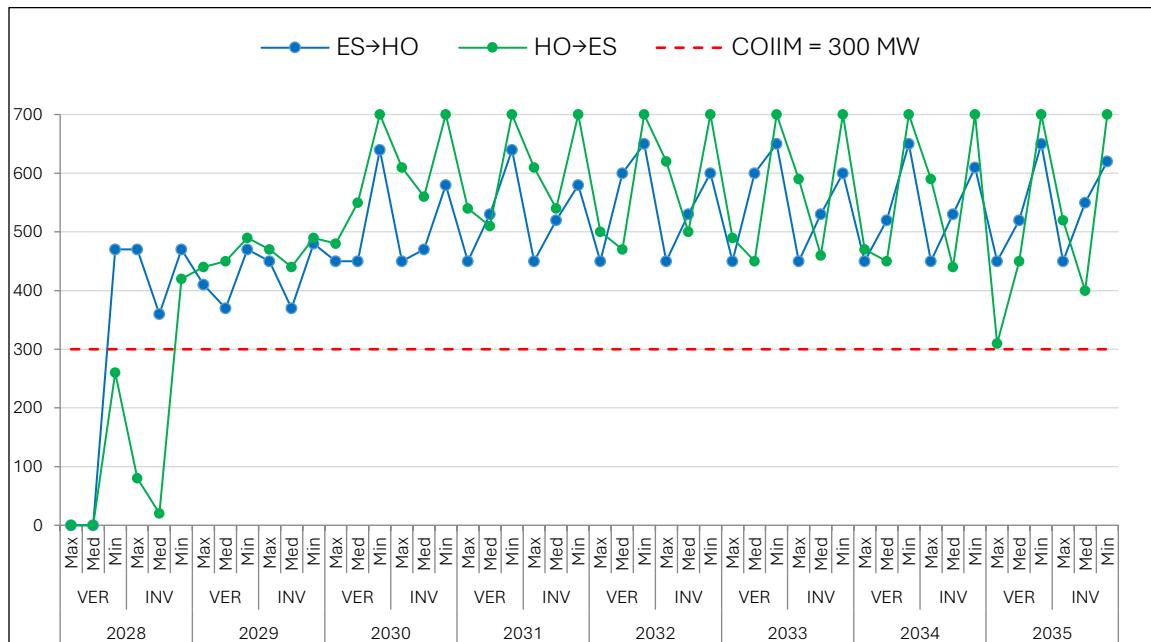


Gráfica 4. Capacidad Operativa estimada entre Guatemala – El Salvador [MW]

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

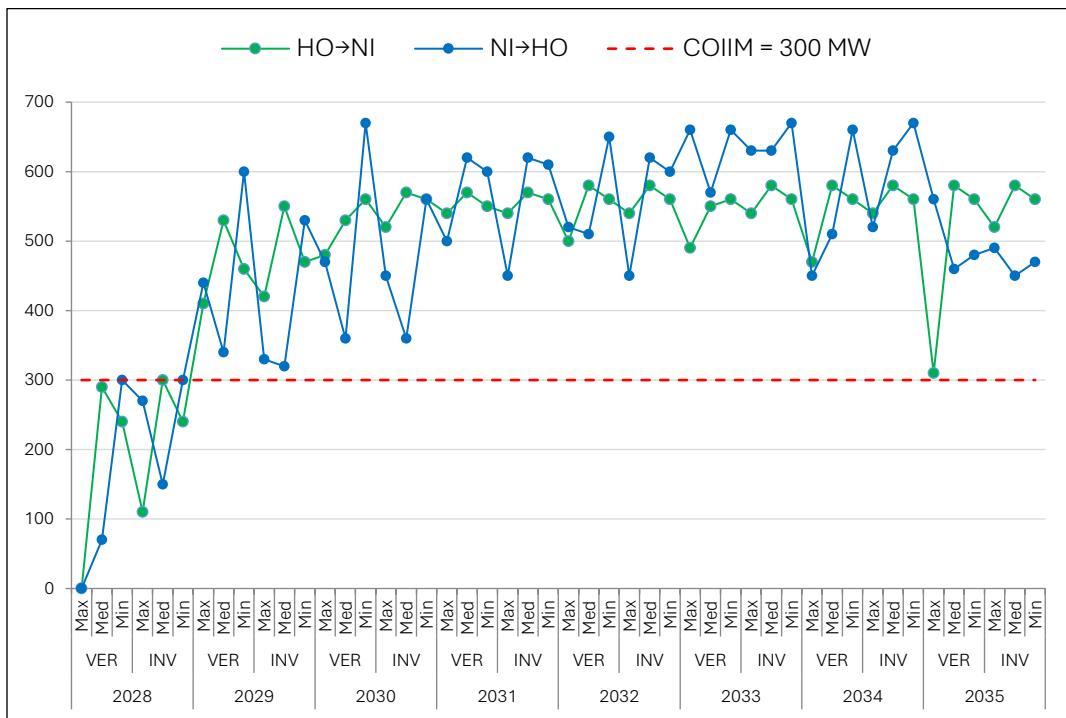


Gráfica 5. Capacidad Operativa estimada entre Guatemala – Honduras [MW]

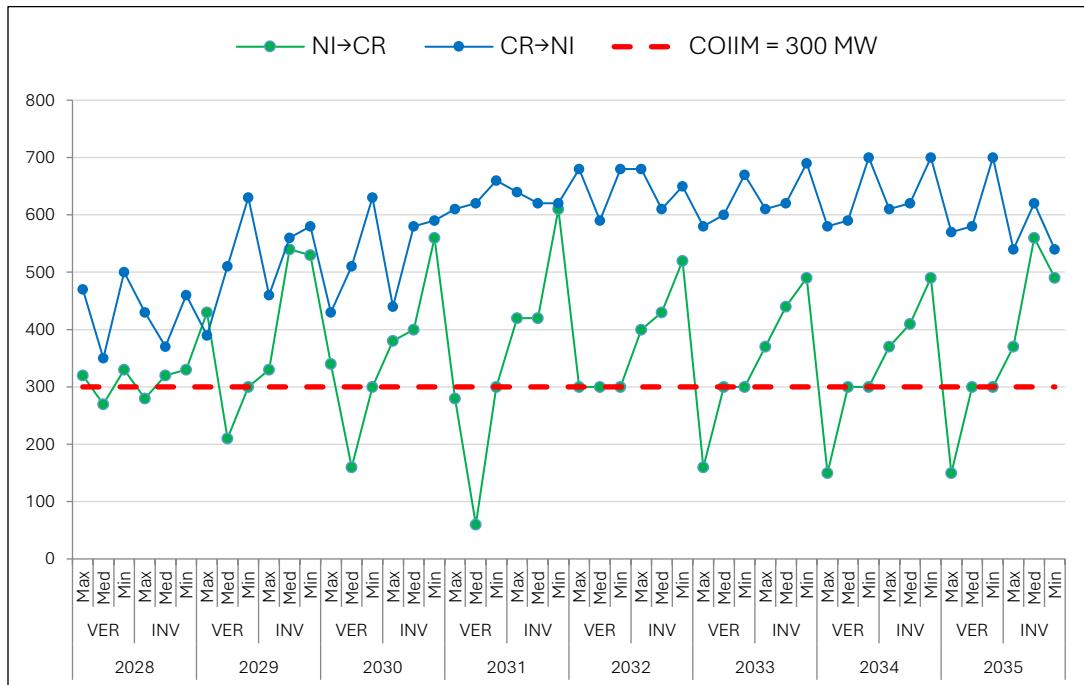


Gráfica 6. Capacidad Operativa estimada entre Honduras – El Salvador [MW]

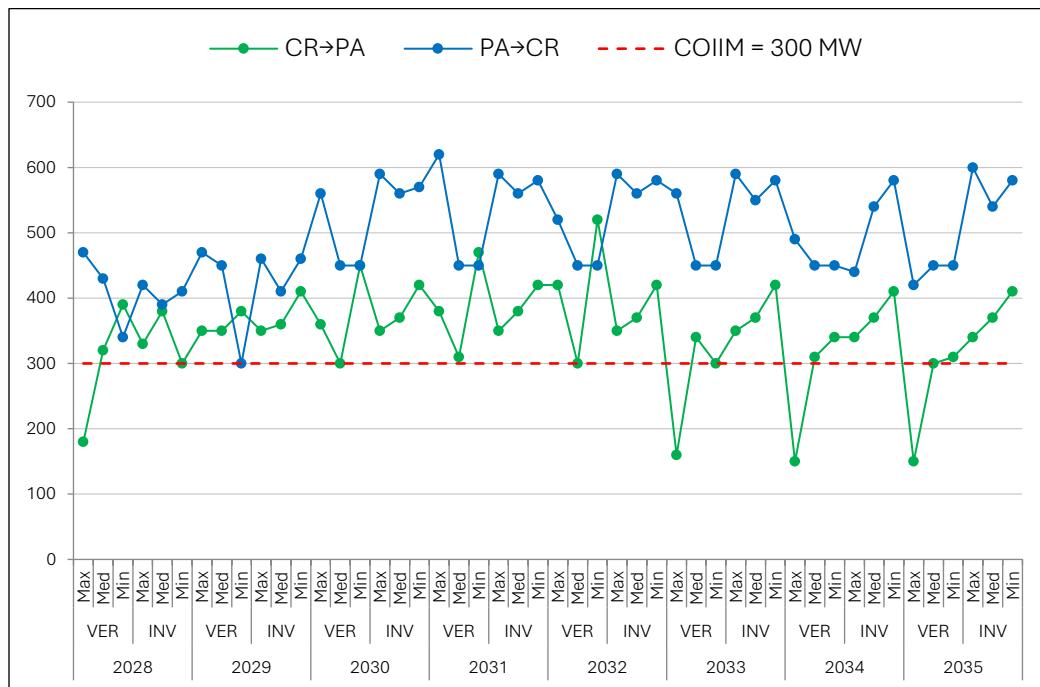
Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035



Gráfica 7. Capacidad Operativa estimada entre Honduras - Nicaragua [MW]



Gráfica 8. Capacidad Operativa estimada entre Nicaragua – Costa Rica [MW]



Gráfica 9. Capacidad Operativa estimada entre Costa Rica - Panamá [MW]

Conclusiones sobre la capacidad operativa estimada

- La Capacidad Operativa de Transmisión (COT) entre los sistemas del Bloque norte: *Guatemala – El Salvador, Guatemala – Honduras, y El Salvador – Honduras*, se observa que experimentan un incremento a partir de 2029, bajo el supuesto de la entrada en servicio de una parte de las ampliaciones de transmisión nacional para el mantenimiento de la COIIM. A partir del 2030 hasta el 2035, se observa un salto en la COT manteniéndose para Guatemala – El Salvador entre 500 MW y 680 MW; para Guatemala – Honduras en sentido norte-sur se mantiene en aproximadamente 650 MW, y en sentido sur-norte alcanza a ser de 700 MW. Mientras tanto, entre El Salvador – Honduras la COT en sentido norte-sur fluctúa entre 450 MW y 650 MW, y en sentido sur-norte se reporta entre valores de 500 MW 700 MW. Lo anterior, considerando que, en Guatemala, El Salvador y Honduras en el 2030 entran en servicio el resto de las ampliaciones de transmisión nacional identificadas para el soporte de la COIIM, y las nuevas interconexiones **Jalpatagua – Ahuachapán** (Guatemala – El Salvador) y **15 de septiembre – Agua Caliente** (El Salvador – Honduras), identificadas como *Ampliaciones de Transmisión Regional del Bloque norte*.

2. La COT entre Honduras-Nicaragua a partir del 2029 se mantiene en valores superiores a 300 MW. En algunos escenarios se observan valores estimados de COT menor a 300 MW. Particularmente en sentido norte-sur resultan más altas y estables en sus valores, fluctuando entre 400 MW y 580 MW, mientras que en sentido sur-norte se observan que la COT fluctúa en una banda de 360 MW hasta 680 MW. Los menores valores de COT resultantes se deben a que en Honduras o en Nicaragua, se agota la generación despachable por lo cual no es posible incrementar aún más el intercambio; por lo tanto, en estos casos, realmente la COT no se ve limitada por restricciones en la red de transmisión.
3. La COT entre Nicaragua – Costa Rica, en sentido de transferencia sur-norte se mantiene superior a 300 MW en todo el horizonte de análisis, llegando a alcanzar el valor de 700 MW. Mientras tanto, en sentido norte-sur llega a alcanzarse 600 MW de capacidad operativa, no obstante, se presentan valores inferiores a 300 MW debido a agotamiento de la generación despachable ya sea en Nicaragua o Costa Rica, por lo cual se ve limitado el intercambio.
4. Entre Costa Rica y Panamá, la COT en sentido sur-norte se mantiene superior a 400 MW llegando a 620 MW. Mientras tanto en sentido norte-sur, la COT en la mayoría de los casos fluctúa entre 300 MW y 400 MW, y llega a ser inferior a 300 MW (en tres casos), debido a agotamiento de la generación despachable en Costa Rica.

12. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL

El numeral 10.3.5.6 del Libro III del RMER establece los criterios para la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM.

El objetivo de la evaluación económica es determinar la conveniencia económica de ejecutar las ampliaciones de transmisión regional que se han identificado.

12.1 LINEAMIENTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

- a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;
- b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;
- c) Determinar la Tasa Interna de Retorno la cual se estimará como el rendimiento de la inversión de una Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero.

12.2 CRITERIOS DE DECISIÓN

Las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas, serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:

- i. Que el Valor Presente Neto sea mayor que cero;
- ii. Que el Beneficio Social Neto sea mayor que cero; y

- iii. Que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. En caso de que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores del Valor Presente Neto y Beneficio Social Neto.

12.3 PREMISAS

- **La Tasa de Descuento regional:** 10.13% conforme a la Resolución CRIE-03-2025
- **Vida útil de las ampliaciones de transmisión:** 30 años.

12.4 AGRUPAMIENTO DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN

De conformidad con el numeral 10.3.3.2 del libro III del RMER, se han identificado dos (2) grupos diferentes de Ampliaciones de Transmisión Regional que tienen objetivos distintos:

Grupo 1: Ampliaciones de transmisión regional que permitirán superar la COIIM en el bloque norte. Este grupo está compuesto por dos nuevas interconexiones: a) *Jalpatagua – Ahuachapán* (Guatemala – El Salvador) y b) *15 de septiembre – Agua Caliente, circuito 2* (El Salvador – Honduras), que permitirán habilitar niveles de transferencia de al menos 450 MW, principalmente en sentido norte-sur, entre los sistemas de Guatemala, El Salvador y Honduras.

Grupo 2: Ampliaciones de transmisión regional del bloque sur. Este grupo consiste en cuatro (4) ampliaciones de transmisión identificadas en el sistema de Costa Rica que permitirán habilitar una capacidad de transferencia de al menos 450 MW entre Panamá – Costa Rica y Costa Rica - Nicaragua, considerando que a partir del año 2029 estaría disponible nueva interconexión La Virgen – Fortuna (Nicaragua – Costa Rica).

Definición del año de entrada en servicio: Para efectos de la evaluación económica, se ha definido el año 2030 como año de puesta en operación de todas las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM.

12.5 PROCEDIMIENTO

En el siguiente diagrama se describe el procedimiento seguido a fin de realizar el cálculo de los indicadores de evaluación económica:

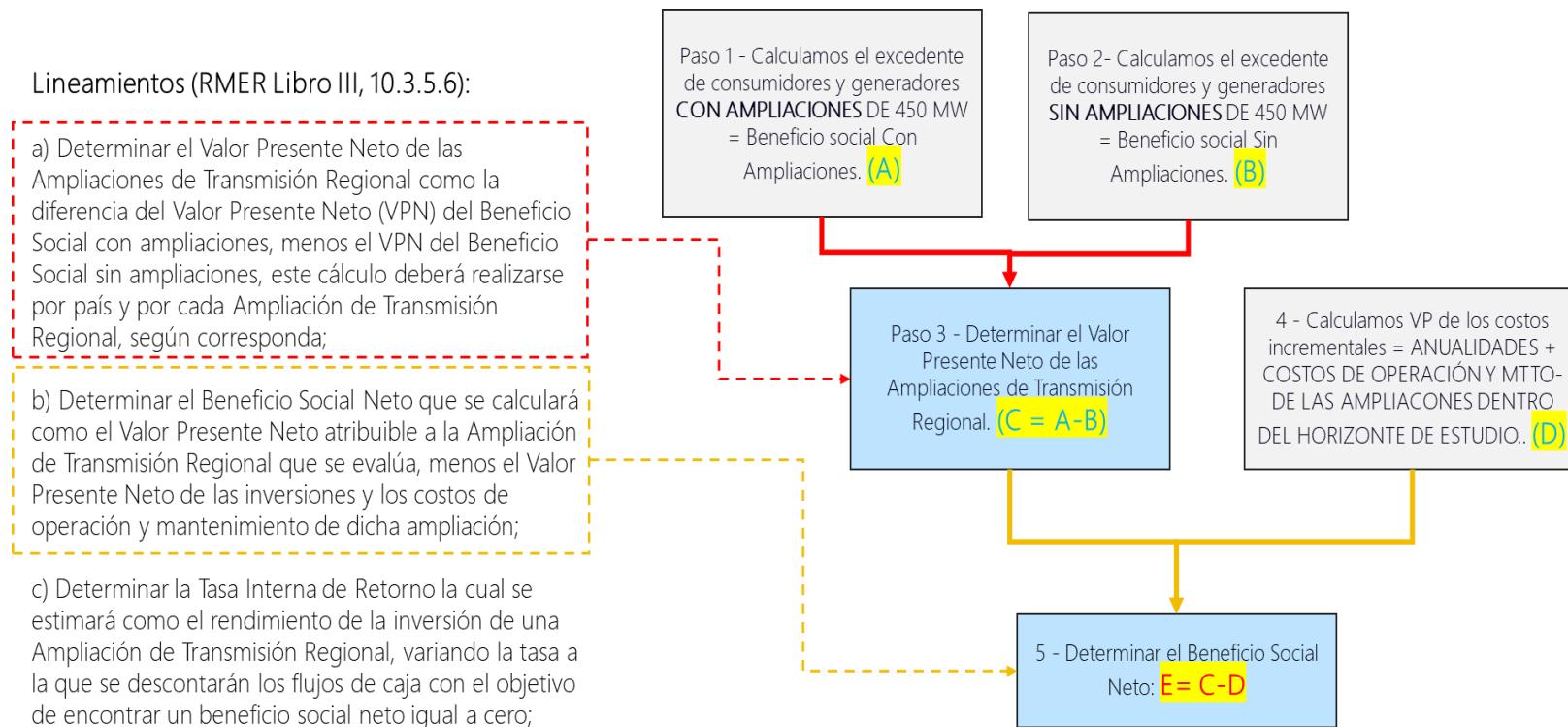


Diagrama 4. Procedimiento de cálculos para los indicadores de la evaluación económica

12.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL DEL GRUPO 1 (bloque norte)

12.6.A Cálculo del excedente de consumidores y generadores (Grupo 1)

Tabla 33. Grupo 1 - Excedente de los consumidores – Sin Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	23,428,609	28,649,716	20,254,865	24,566,264	9,586,121	14,060,062
2027	24,000,565	29,979,507	21,437,403	25,159,348	10,002,206	14,376,683
2028	24,610,845	30,907,924	22,091,413	25,832,257	10,416,289	14,789,782
2029	25,127,011	31,931,400	22,747,060	26,413,712	10,755,823	15,166,672
2030	25,856,613	32,807,000	23,700,888	26,919,552	11,309,069	15,647,839
2031	26,368,648	33,551,305	24,492,841	27,561,082	11,817,116	16,046,883
2032	26,961,177	34,334,079	25,331,688	28,293,442	12,380,097	16,558,040
2033	27,655,747	35,127,850	26,998,777	28,959,159	13,091,178	17,075,865
2034	28,026,236	35,775,173	27,905,613	29,558,566	13,620,347	17,579,028
2035	28,408,800	36,447,040	28,893,296	30,137,787	14,180,260	18,110,785
2036	28,787,401	37,116,386	29,928,781	30,820,438	14,810,548	18,814,464
2037	29,060,659	37,859,699	30,993,209	31,401,505	15,430,453	19,500,569
2038	29,372,695	38,423,649	32,132,593	32,068,428	16,098,217	20,201,800
2039	29,572,087	38,958,486	33,295,437	32,696,057	16,739,397	20,905,531
2040	29,796,094	39,342,334	34,473,744	33,380,795	17,434,886	21,602,851
VPN	218,639,706	277,834,503	209,800,271	231,353,161	101,466,451	136,720,076

Tabla 72. Grupo 1 - Excedente de los consumidores – Con Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	23,428,609	28,649,716	20,254,865	24,566,264	9,586,121	14,060,062
2027	24,000,565	29,979,507	21,437,403	25,159,348	10,002,206	14,376,683
2028	24,610,845	30,907,924	22,091,413	25,832,257	10,416,289	14,789,782
2029	25,127,011	31,931,400	22,747,060	26,413,712	10,755,823	15,166,672
2030	25,742,505	32,884,800	23,717,277	26,769,853	11,297,620	15,689,557
2031	26,271,226	33,637,421	24,547,295	27,355,924	11,823,837	16,066,824
2032	26,878,604	34,417,988	25,365,849	28,071,908	12,388,416	16,568,103
2033	27,589,819	35,163,922	27,074,505	28,784,680	13,094,113	17,098,146
2034	27,970,814	35,838,901	27,929,530	29,382,645	13,635,288	17,587,514
2035	28,352,156	36,521,406	28,899,663	29,957,010	14,201,966	18,108,004
2036	28,718,252	37,196,567	29,934,308	30,612,544	14,828,121	18,806,321
2037	29,000,744	37,944,605	30,973,704	31,222,303	15,463,376	19,492,829
2038	29,290,605	38,519,899	32,110,626	31,879,477	16,128,534	20,199,818
2039	29,498,426	39,091,693	33,240,472	32,502,177	16,787,629	20,884,649
2040	29,719,137	39,459,113	34,382,598	33,146,767	17,481,839	21,563,778
VPN	218,258,977	278,224,996	209,865,606	230,438,153	101,538,514	136,757,998

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 73. Grupo 1 - Excedente de los generadores – Sin Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	1,078,008	837,482	772,077	798,049	202,556	453,387
2027	1,039,826	582,668	758,543	882,364	231,739	575,651
2028	1,124,647	569,608	824,789	881,207	256,094	637,813
2029	1,311,482	578,189	880,243	980,288	287,580	675,779
2030	1,285,241	653,752	815,967	1,174,219	348,172	639,599
2031	1,386,769	780,951	907,323	1,246,569	398,121	711,274
2032	1,417,443	871,314	1,132,503	1,241,737	446,520	623,155
2033	1,331,124	901,833	1,066,722	1,315,928	460,338	646,874
2034	1,574,117	1,101,116	1,142,761	1,466,335	549,749	702,368
2035	1,746,224	1,202,778	1,226,261	1,614,360	622,937	734,832
2036	1,884,858	1,290,677	1,325,758	1,731,448	686,961	786,083
2037	2,078,357	1,393,735	1,433,714	1,941,783	765,269	862,337
2038	2,214,723	1,481,675	1,558,667	2,096,428	831,940	942,059
2039	2,403,628	1,545,102	1,695,594	2,262,764	937,315	1,014,219
2040	2,561,181	1,670,955	1,849,053	2,443,788	1,023,388	1,085,571
VPN	12,075,065	7,469,375	8,588,328	10,616,642	3,642,146	5,657,420

Tabla 74. Grupo 1 - Excedente de los generadores – Con Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	1,078,008	837,482	772,077	798,049	202,556	453,387
2027	1,039,826	582,668	758,543	882,364	231,739	575,651
2028	1,124,647	569,608	824,789	881,207	256,094	637,813
2029	1,311,482	578,189	880,243	980,288	287,580	675,779
2030	1,420,695	559,273	790,623	1,353,823	378,515	608,458
2031	1,509,833	673,716	878,048	1,500,465	428,500	695,220
2032	1,520,012	767,099	1,116,958	1,515,854	472,893	625,425
2033	1,416,454	854,069	1,047,858	1,516,992	485,573	635,365
2034	1,647,848	1,021,234	1,137,442	1,673,985	571,280	697,555
2035	1,822,498	1,112,040	1,240,397	1,827,399	648,909	743,428
2036	1,973,428	1,188,822	1,348,708	1,975,163	722,632	789,616
2037	2,158,989	1,281,529	1,480,948	2,142,346	797,572	857,640
2038	2,322,639	1,326,574	1,595,570	2,313,690	874,376	932,008
2039	2,500,526	1,364,488	1,754,116	2,479,307	986,556	1,012,330
2040	2,664,123	1,479,965	1,941,903	2,699,464	1,084,460	1,099,364
VPN	12,559,951	6,953,904	8,615,610	11,695,270	3,797,960	5,622,736

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 34. Grupo 1 - Beneficio Neto de los consumidores [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	-114,108	77,800	16,389	-149,699	-11,449	41,718
2031	-97,423	86,115	54,454	-205,158	6,721	19,940
2032	-82,572	83,909	34,160	-221,533	8,318	10,063
2033	-65,928	36,071	75,728	-174,479	2,934	22,281
2034	-55,422	63,728	23,918	-175,921	14,941	8,486
2035	-56,645	74,366	6,367	-180,777	21,707	-2,781
2036	-69,149	80,181	5,527	-207,894	17,573	-8,143
2037	-59,915	84,906	-19,504	-179,202	32,923	-7,740
2038	-82,091	96,250	-21,967	-188,951	30,316	-1,982
2039	-73,661	133,207	-54,965	-193,879	48,232	-20,882
2040	-76,957	116,780	-91,145	-234,028	46,953	-39,072
VPN	-380,729	390,493	65,335	-915,008	72,063	37,922

Tabla 35. Grupo 1 - Beneficio Neto de los generadores [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	135,454	-94,479	-25,344	179,604	30,343	-31,141
2031	123,064	-107,235	-29,275	253,896	30,379	-16,054
2032	102,569	-104,215	-15,545	274,117	26,373	2,270
2033	85,330	-47,764	-18,864	201,064	25,235	-11,509
2034	73,731	-79,882	-5,319	207,650	21,531	-4,813
2035	76,274	-90,738	14,136	213,039	25,972	8,596
2036	88,570	-101,855	22,950	243,715	35,671	3,533
2037	80,632	-112,206	47,234	200,563	32,303	-4,697
2038	107,916	-155,101	36,903	217,262	42,436	-10,051
2039	96,898	-180,614	58,522	216,543	49,241	-1,889
2040	102,942	-190,990	92,850	255,676	61,072	13,793
VPN	484,886	-515,471	27,283	1,078,628	155,814	-34,684

12.6.B Cálculo del valor presente de los Costos Incrementales

Los Costos Incrementales corresponde a las anualidades de la inversión + CO&M de las ampliaciones de transmisión, a partir del año definido de puesta en servicio de las ampliaciones de transmisión hasta el final del horizonte de estudio de la planificación regional (hasta el año 2040).

De acuerdo con las premisas se ha considerado que todas las ampliaciones entran en operación en el año 2030. En la siguiente tabla se resume la información de las anualidades de la inversión + CO&M de las ampliaciones de transmisión regional correspondientes al Grupo 1, que consisten en dos nuevas líneas de interconexión, una entre Guatemala – El Salvador y la otra línea entre El Salvador – Honduras.

Tabla 36. Grupo 1 - Distribución por país de la inversión de las ampliaciones de transmisión regional del Bloque norte, por país

Ampliación: Nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones Jalpatagua - Ahuachapán				
País	Long. hasta frontera [Km]	Costo línea [MUS\$]	Costo Bahía de subestación [MUS\$]	Costo inversión por país [MUS\$]
Total	44.97	4.73	7.55	12.28
Guatemala	26.02	2.74	3.78	6.51
El Salvador	18.95	1.99	3.78	5.77

Ampliación: Nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones 15 de Septiembre - Agua Caliente.				
País	Long. [Km]	Costo línea [MUS\$]	Costo Bahía de subestación [MUS\$]	Costo inversión por país [MUS\$]
Total	147.10	15.47	7.55	23.03
El Salvador	93.18	9.80	3.78	13.58
Honduras	53.92	5.67	3.78	9.45

Inversión por país [MUS\$]	
Guatemala	6.51
El Salvador	19.35
Honduras	9.45

Tabla 37. Grupo 2 - Valor presente de los costos incrementales de las ampliaciones de transmisión regional

% O&M	3%																
Periodos	30																
Tasa	10.13%																
Pagos anuales Inversión + Costo de Operación y Mantenimiento [MUS\$]																	
País	Año de entrada	Costo (MUS\$)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Guatemala	2030	6.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.719	0.719	0.719	0.719	0.719	0.719	0.719	0.719	0.719	3.48	
El Salvador	2030	19.35	0.00	0.00	0.00	0.00	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140	10.38	
Honduras	2030	9.45	0.00	0.00	0.00	0.00	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	5.07	

12.6.C Resultados de la Evaluación económica del Grupo 1

A. Determinar del Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión

Regional VPN_BS: Diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones.

Tabla 38. Grupo 1 - Cálculo del VPN_BS [MUS\$]

Sistema	Excedente neto de los consumidores (i)	Excedente neto de los generadores (ii)	VPN del Beneficio Social de las Ampliaciones
			VPN_BS = (i) + (ii)
Guatemala	-915.01	1,078.63	163.62
El Salvador	37.92	-34.68	3.24
Honduras	65.34	27.28	92.62
Nicaragua	72.06	155.81	227.88
Costa Rica	-380.73	484.89	104.16
Panamá	390.49	-515.47	-124.98
Total	-729.92	1,196.46	466.53

B. Determinar el Beneficio Social Neto (BSN):

Se calcula como el Valor Presente del Beneficio Social neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional (**VPN_BS**) menos el Valor Presente Neto de los Costos incrementales (inversiones más costos de operación y mantenimiento), de la ampliación o grupo de ampliaciones.

Tabla 80. Grupo 1 - Cálculo del Beneficio Social Neto [MUS\$]

Sistema	VPN_BS (i)	VP de anualidades Inversión + CO&M de las ampliaciones x país (ii)	Beneficio Social Neto (BSN) por país (C = i – ii)
Guatemala	163.62	3.48	160.14
El Salvador	3.24	10.38	-7.14
Honduras	92.62	5.07	87.54
Nicaragua	227.88	0.00	227.88
Costa Rica	104.16	0.00	104.16
Panamá	-124.98	0.00	-124.98
Suma VPN	466.53	18.94	447.60

C. Determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR):

Se estima a partir de una sensibilidad, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero.

Para las Ampliaciones del Grupo 1, la TIR resultó indeterminada.

12.6.D Conclusiones de la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional del Grupo 1

De la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional del Grupo 1 se concluye que cumplen los criterios de evaluación definidos en el RMER por cuanto:

- a) **Valor Presente Neto de las Ampliaciones (VPN_BS)** = MUS\$ 466.53 > 0
- b) **Beneficio Social Neto (BSN)** = MUS\$ 447.60 > 0
- c) **Tasa Interna de Retorno (TIR)** = Indeterminada, por lo tanto, solamente se considera el cumplimiento de los criterios a) y b).

12.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL DEL GRUPO 2 (bloque sur)

12.7.A Cálculo del excedente de consumidores y generadores (Grupo 2)

Tabla 81. Grupo 2- Excedente de los consumidores – Sin Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	23,428,609	28,649,716	20,254,865	24,566,264	9,586,121	14,060,062
2027	24,000,565	29,979,507	21,437,403	25,159,348	10,002,206	14,376,683
2028	24,610,845	30,907,924	22,091,413	25,832,257	10,416,289	14,789,782
2029	25,127,011	31,931,400	22,747,060	26,413,712	10,755,823	15,166,672
2030	25,856,613	32,807,000	23,700,888	26,919,552	11,309,069	15,647,839
2031	26,368,648	33,551,305	24,492,841	27,561,082	11,817,116	16,046,883
2032	26,961,177	34,334,079	25,331,688	28,293,442	12,380,097	16,558,040
2033	27,655,747	35,127,850	26,998,777	28,959,159	13,091,178	17,075,865
2034	28,026,236	35,775,173	27,905,613	29,558,566	13,620,347	17,579,028
2035	28,408,800	36,447,040	28,893,296	30,137,787	14,180,260	18,110,785
2036	28,787,401	37,116,386	29,928,781	30,820,438	14,810,548	18,814,464
2037	29,060,659	37,859,699	30,993,209	31,401,505	15,430,453	19,500,569
2038	29,372,695	38,423,649	32,132,593	32,068,428	16,098,217	20,201,800
2039	29,572,087	38,958,486	33,295,437	32,696,057	16,739,397	20,905,531
2040	29,796,094	39,342,334	34,473,744	33,380,795	17,434,886	21,602,851
VPN	218,639,706	277,834,503	209,800,271	231,353,161	101,466,451	136,720,076

a.

Tabla 82. Grupo 2 - Excedente de los consumidores – Con Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	23,428,609	28,649,716	20,254,865	24,566,264	9,586,121	14,060,062
2027	24,000,565	29,979,507	21,437,403	25,159,348	10,002,206	14,376,683
2028	24,610,845	30,907,924	22,091,413	25,832,257	10,416,289	14,789,782
2029	25,127,011	31,931,400	22,747,060	26,413,712	10,755,823	15,166,672
2030	26,103,324	32,700,700	23,715,329	26,921,402	11,373,836	15,658,846
2031	26,608,967	33,463,100	24,501,978	27,563,969	11,891,762	16,054,948
2032	27,172,839	34,262,702	25,339,425	28,295,377	12,456,946	16,564,293
2033	27,780,240	35,069,930	27,011,883	28,964,444	13,137,174	17,080,663
2034	28,156,819	35,693,874	27,917,797	29,562,102	13,675,287	17,583,256
2035	28,539,428	36,360,638	28,907,727	30,141,871	14,231,054	18,116,113
2036	28,923,110	37,020,309	29,941,033	30,824,302	14,871,293	18,819,472
2037	29,216,588	37,726,486	31,006,569	31,405,413	15,505,068	19,506,771
2038	29,548,351	38,310,422	32,141,991	32,071,108	16,181,744	20,206,697
2039	29,787,561	38,792,829	33,303,609	32,696,914	16,843,426	20,910,105
2040	30,007,966	39,224,862	34,490,046	33,390,029	17,553,744	21,609,776
VPN	219,530,087	277,368,541	209,857,217	231,369,626	101,805,399	136,751,364

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 83. Grupo 2 - Excedente de los generadores – Sin Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	1,078,008	837,482	772,077	798,049	202,556	453,387
2027	1,039,826	582,668	758,543	882,364	231,739	575,651
2028	1,124,647	569,608	824,789	881,207	256,094	637,813
2029	1,311,482	578,189	880,243	980,288	287,580	675,779
2030	1,285,241	653,752	815,967	1,174,219	348,172	639,599
2031	1,386,769	780,951	907,323	1,246,569	398,121	711,274
2032	1,417,443	871,314	1,132,503	1,241,737	446,520	623,155
2033	1,331,124	901,833	1,066,722	1,315,928	460,338	646,874
2034	1,574,117	1,101,116	1,142,761	1,466,335	549,749	702,368
2035	1,746,224	1,202,778	1,226,261	1,614,360	622,937	734,832
2036	1,884,858	1,290,677	1,325,758	1,731,448	686,961	786,083
2037	2,078,357	1,393,735	1,433,714	1,941,783	765,269	862,337
2038	2,214,723	1,481,675	1,558,667	2,096,428	831,940	942,059
2039	2,403,628	1,545,102	1,695,594	2,262,764	937,315	1,014,219
2040	2,561,181	1,670,955	1,849,053	2,443,788	1,023,388	1,085,571
VPN	12,075,065	7,469,375	8,588,328	10,616,642	3,642,146	5,657,420

Tabla 8439. Grupo 2 - Excedente de los generadores – Con Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	1,078,008	837,482	772,077	798,049	202,556	453,387
2027	1,039,826	582,668	758,543	882,364	231,739	575,651
2028	1,124,647	569,608	824,789	881,207	256,094	637,813
2029	1,311,482	578,189	880,243	980,288	287,580	675,779
2030	1,041,496	796,227	801,665	1,173,559	279,042	630,031
2031	1,167,345	899,621	898,191	1,244,315	332,643	703,830
2032	1,226,908	973,747	1,123,447	1,240,252	381,131	619,123
2033	1,220,701	996,367	1,059,791	1,310,212	416,176	644,417
2034	1,461,043	1,216,962	1,136,619	1,463,381	505,684	699,928
2035	1,631,964	1,338,966	1,218,544	1,610,795	581,903	731,511
2036	1,767,303	1,448,896	1,318,782	1,727,745	638,174	782,869
2037	1,938,805	1,586,588	1,426,021	1,937,997	708,689	858,254
2038	2,058,073	1,706,569	1,551,692	2,094,210	768,686	939,632
2039	2,198,363	1,792,310	1,687,947	2,263,138	862,963	1,010,952
2040	2,356,133	1,911,360	1,835,941	2,435,901	947,826	1,082,031
VPN	11,256,792	8,186,124	8,545,201	10,602,846	3,359,212	5,635,041

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 85. Grupo 2 - Beneficio Neto de los consumidores [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	246,710	-106,300	14,441	1,850	64,768	11,007
2031	240,319	-88,205	9,137	2,887	74,646	8,065
2032	211,662	-71,378	7,737	1,935	76,848	6,253
2033	124,492	-57,920	13,106	5,285	45,996	4,798
2034	130,583	-81,299	12,184	3,536	54,940	4,227
2035	130,628	-86,403	14,431	4,084	50,794	5,328
2036	135,709	-96,077	12,252	3,864	60,744	5,008
2037	155,929	-133,213	13,361	3,907	74,615	6,202
2038	175,655	-113,227	9,398	2,680	83,527	4,897
2039	215,473	-165,657	8,172	858	104,029	4,574
2040	211,872	-117,471	16,302	9,234	118,858	6,926
VPN	890,381	-465,962	56,946	16,464	338,948	31,288

Tabla 86. Grupo 2 - Beneficio Neto de los generadores [KUS\$]

Año	Costa Rica	Panamá	Honduras	Guatemala	Nicaragua	El Salvador
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	-243,745	142,475	-14,301	-660	-69,130	-9,568
2031	-219,424	118,670	-9,132	-2,254	-65,478	-7,444
2032	-190,535	102,433	-9,056	-1,485	-65,389	-4,032
2033	-110,423	94,534	-6,931	-5,716	-44,162	-2,457
2034	-113,074	115,846	-6,142	-2,954	-44,066	-2,440
2035	-114,260	136,188	-7,717	-3,565	-41,034	-3,321
2036	-117,555	158,219	-6,976	-3,703	-48,787	-3,214
2037	-139,552	192,853	-7,693	-3,786	-56,580	-4,083
2038	-156,650	224,894	-6,975	-2,218	-63,254	-2,427
2039	-205,265	247,208	-7,647	374	-74,352	-3,267
2040	-205,048	240,405	-13,112	-7,887	-75,562	-3,540
VPN	-818,273	716,749	-43,127	-13,796	-282,934	-22,379

12.7.B Cálculo del valor presente de los Costos Incrementales

De acuerdo con las premisas se ha considerado que todas las ampliaciones entran en operación en el año 2030. En la siguiente tabla se resume la información de las anualidades de la inversión + CO&M de las ampliaciones de transmisión regional correspondientes al Grupo 2.

Tabla 8740. Grupo 2 – Costo de inversión de las Ampliaciones de transmisión regional del Grupo 2

No.	Ampliación	Costo Total [MUS\$]
1	Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA	5.59
2	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	13.79
3	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	9.14
4	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	9.85
	Total [MUS\$]	38.38

Tabla 88. Grupo 2 - Valor presente de los costos incrementales de las ampliaciones de transmisión regional del bloque sur

% O&M	3%	Periodos	Tasa	Pagos anuales Inversión + Costo de Operación y Mantenimiento [MUS\$]														
Periodos	30																	
Tasa	10.13%																	
País	Año de entrada	Costo (MUS\$)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	VNA
Costa Rica	2030	38.38	0.00	0.00	0.00	0.00	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	20.49	

12.7.C Resultados de la Evaluación económica del Grupo 2

A. Determinar del Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión

VPN_BS: Diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones.

Tabla 89. Grupo 2 - Cálculo del VPN_BS [MUS\$]

Sistema	Excedente neto de los consumidores (i)	Excedente neto de los generadores (ii)	VPN del Beneficio Social de las Ampliaciones VPN_BS = (i) + (ii)
Guatemala	16.46	-13.80	2.67
El Salvador	31.29	-22.38	8.91
Honduras	56.95	-43.13	13.82
Nicaragua	338.95	-282.93	56.01
Costa Rica	890.38	-818.27	72.11
Panamá	-465.96	716.75	250.79
Total	868.06	-463.76	404.30

B. Determinar el Beneficio Social Neto (BSN):

Se calcula como el Valor Presente del Beneficio Social neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional (**VPN_BS**) menos el Valor Presente Neto de los Costos incrementales (inversiones más costos de operación y mantenimiento), de la ampliación o grupo de ampliaciones.

Tabla 90. Grupo 2 - Cálculo del Beneficio Social Neto [MUS\$]

Sistema	VPN_BS (i)	VP de anualidades Inversión + CO&M de las ampliaciones x país (ii)	Beneficio Social Neto (BSN) por país (C = i – ii)
Guatemala	2.67	0.00	2.67
El Salvador	8.91	0.00	8.91
Honduras	13.82	0.00	13.82
Nicaragua	56.01	0.00	56.01
Costa Rica	72.11	20.49	51.62
Panamá	250.79	0.00	250.79
Suma VPN	404.30	20.49	383.81

C. Determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR): Se estima a partir de una sensibilidad, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero.

Para las Ampliaciones del Grupo 2, la TIR resultó indeterminada.

12.7.D Conclusiones de la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional del Grupo 2

De la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional del Grupo 1 se concluye que cumplen los criterios de evaluación definidos en el RMER por cuanto:

- d) **Valor Presente Neto de las Ampliaciones (VPN_BS)** = MUS\$ 404.30 > 0
- e) **Beneficio Social Neto (BSN)** = MUS\$ 383.81 > 0
- f) **Tasa Interna de Retorno (TIR)** = Indeterminada, por lo tanto, solamente se considera el cumplimiento de los criterios a) y b).

13. CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL

Se determinó la clasificación de las ampliaciones de transmisión regional atendiendo los criterios establecidos en el numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER

Para clasificar las Ampliaciones de Transmisión Regional se determinó la concentración por país del *Valor Presente Neto*, para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo.

La concentración del beneficio de cada país se calculó como el cociente que resulta de dividir el *Beneficio Social Neto (BSN)* del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo. En las siguientes tablas se muestra el cálculo de la concentración del Beneficio Social Neto (**BSN**) para el **Grupo 1** (Ampliaciones del Bloque norte) y el **Grupo 2** (Ampliaciones del Bloque sur), de Ampliaciones de transmisión regional.

Tabla 9141. Cálculo de la concentración del Beneficio Social Neto por país, para el Grupo 1 de Ampliaciones de Transmisión Regional (Ampliaciones del Bloque norte)

Sistema	Beneficio Social Neto (BSN) por país	Concentración del BSN [%]
Guatemala	160.14	27.62%
El Salvador	-7.14	0.00%
Honduras	87.54	15.10%
Nicaragua	227.88	39.31%
Costa Rica	104.16	17.97%
Panamá	-124.98	0.00%
Suma VPN	447.60	
SUMA BSN+	579.71	

Tabla 92. Cálculo de la concentración del Beneficio Social Neto por país, para el Grupo 2 de Ampliaciones de Transmisión Regional (Ampliaciones del Bloque sur)

Sistema	Beneficio Social Neto (BSN) por país	Concentración del BSN [%]
Guatemala	2.67	0.70%
El Salvador	8.91	2.32%
Honduras	13.82	3.60%
Nicaragua	56.01	14.59%
Costa Rica	51.62	13.45%
Panamá	250.79	65.34%
Suma VPN	383.81	
SUMA BSN+	383.81	

Conclusión de la clasificación de las ampliaciones de transmisión regional

- Para el **Grupo 1** de Ampliaciones de transmisión regional (Ampliaciones del Bloque norte del SER), la mayor concentración del Beneficio Social Neto por país es de 39.31%. Por lo tanto, de conformidad con los criterios establecidos en el RMER, considerando que ninguno de los países del MER concentra 80% o más de los beneficios, se concluye que las ampliaciones de transmisión regional del **Grupo 1** clasifican como **Ampliaciones de transmisión regional Planificadas**
- Para el **Grupo 2** de Ampliaciones de transmisión regional (Ampliaciones del Bloque sur del SER), la mayor concentración del Beneficio Social Neto por país es de 65.34%. Por lo tanto, de conformidad con los criterios establecidos en el RMER, considerando que ninguno de los países del MER concentra 80% o más de los beneficios, se concluye que las ampliaciones de transmisión regional del **Grupo 2** clasifican como **Ampliaciones de transmisión regional Planificadas**

14. INCREMENTO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN POR LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL

Se ha estimado el incremento del cargo anual para el pago de las ampliaciones de transmisión regional, como la anualidad de la inversión de cada ampliación más el costo estimado de Operación y Mantenimiento, calculado como un 3% de la anualidad. El monto total estimado de incremento del cargo anual es de **MUS\$ 8.14**.

En la siguiente tabla se presenta el cálculo de las anualidades de cada ampliación de transmisión regional, siendo el incremento estimado del cargo la suma de las anualidades de todas las ampliaciones de transmisión regional.

*Tabla 93. **Grupo 1** de Ampliaciones de transmisión regional planificadas - Incremento del cargo de transmisión por cada una de las ampliaciones [MUS\$]*

No.	Ampliación de transmisión regional	Long [km]	Año de entrada	Costo [MUS\$]	Anualidad [MUS\$]
1	Nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones Jalpatagua - Ahuachapán.	44.97	2030	12.28	1.357
2	Nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones 15 de Septiembre - Agua Caliente.	147.1	2030	23.03	2.543
Incremento del cargo anual [MUS\$]					3.90

*Tabla 94. **Grupo 2** de Ampliaciones de transmisión regional planificadas - Incremento del cargo de transmisión por cada una de las ampliaciones [MUS\$]*

No.	Ampliación de transmisión regional	Long [km]	Año de entrada	Costo [MUS\$]	Anualidad [MUS\$]
1	Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA	15.1	2030	5.59	0.617
2	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	49.36	2030	13.79	1.524
3	Nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	15.1	2030	9.14	1.010
4	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	37.02	2030	9.85	1.088
Incremento del cargo anual [MUS\$]					4.24

15. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El ICE remitió al EOR la carta Ref. 0510-1162-2025 con fecha 14 de noviembre de 2025, en la cual expuso lo siguiente:

"... reiteramos la solicitud para que el EOR realice el análisis e incorpore en el Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión Regional, actualmente en preparación, y otorgue la aprobación de las obras de transmisión correspondientes al Segundo Circuito SIEPAC en Costa Rica, específicamente en los tramos Fortuna–Garabito–Parrita.

Los estudios realizados por el ICE y el EOR han identificado que la habilitación anticipada del Segundo Circuito SIEPAC es la solución más eficaz para garantizar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW...

El tramo Fortuna–Garabito–Parrita, ... permitirá solventar sobrecargas y colapsos de voltaje ante contingencias, producto de la expansión de los sistemas de generación, el crecimiento de la demanda y los compromisos adquiridos con el Mercado Eléctrico Regional (MER).

La derivación en la subestación Garabito es clave para evitar restricciones operativas en el flujo norte-centro, asegurando la calidad, seguridad y desempeño del sistema eléctrico nacional.

La ejecución de estas obras no afecta el desarrollo de los proyectos nacionales previstos en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024-2034, sino que los complementa, permitiendo incrementar la capacidad de intercambio regional por encima de los 300 MW cuando sea necesario.

El ICE ha manifestado su compromiso de ejecutar las obras nacionales necesarias y atender el Cargo Complementario de los tramos no interconectores, conforme al marco normativo regional.

Solicitamos respetuosamente:

Que el EOR incorpore en su análisis lo manifestado por el ICE respecto a la necesidad de contar oportunamente con estos tramos, como elemento técnico adicional que refuerza la conveniencia de su incorporación en el Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión Regional.

Que se facilite el proceso regulatorio vinculado con la reciente modificación del Anexo I del Libro III del RMER (resolución CRIE-21-2025), considerando la urgencia y relevancia estratégica de estas obras para la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico regional.

Por todo lo expuesto, solicitamos que las obras del Segundo Circuito SIEPAC en Costa Rica puedan ser impulsadas y aprobadas en el menor plazo posible, dada su importancia para garantizar la confiabilidad, seguridad y capacidad de intercambio del sistema eléctrico regional".

El EOR, con el objeto de atender lo solicitado por el ICE, ha realizado un análisis de sensibilidad para evaluar la eficacia que pudiera tener el segundo circuito de la línea

SIEPAC en los tramos Fortuna -Garabito y Garabito – Parrita, para garantizar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW.

Es importante destacar que el RMER en el numeral I4.1 del Anexo I del Libro III del RMER, establece que la Línea SIEPAC constituye una Ampliación Planificada de la Red de Transmisión Regional (RTR), y por lo tanto, deben cumplir los criterios establecidos en el numeral 10.3.2.2 del Libro III en cuanto a que *maximicen el Beneficio Social; cumplan con los CCSD a nivel regional; y signifiquen un incremento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, fijada por la CRIE*.

Análisis realizado

- Se identificaron las sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica, que imponen restricciones de transmisión y no permiten alcanzar o mantener la Capacidad Operativa mínima de 300 MW (COIIM).
- Se modelaron los tramos del segundo circuito de la línea SIEPAC Fortuna – Garabito y Garabito-Parrita, y se simuló el funcionamiento del Sistema Eléctrico Regional, con transferencias de potencia de 300 MW con el sistema de Costa Rica importando, exportando y porteando.
- Se evaluó el efecto de la operación de los tramos del segundo circuito de la línea SIEPAC Fortuna – Garabito y Garabito-Parrita, en la solución de sobrecargas.
- Se identificaron los refuerzos de transmisión complementarios, necesarios para alcanzar y mantener la COIIM, refuerzos que serían complementarios a los tramos del segundo circuito de la línea SIEPAC Fortuna – Garabito y Garabito-Parrita.
- Se realizaron análisis con transferencias de 450 MW en sentido sur-norte con el sistema de Costa Rica porteando, a fin de identificar las condiciones restrictivas e identificar las ampliaciones de transmisión adicionales que permitan incrementar la capacidad operativa a un valor superior a la COIIM.

Análisis con transferencias de 300 MW

De la sección 9.5.B del presente informe, se replica la tabla con las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Tabla 95. Análisis de sensibilidad – Máximas sobrecargas en el sistema de Costa Rica con transferencias de 300 MW

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	GAB230A/COY230A-1	389	105	108	120	106	106	106	107	104	105	107
2	GAR230A/AT1M-AT2M	110	103	105	111	111	104		103	102	116	119
3	CAS230B/FOR230-10	371				124	145	141	146	142	157	139
4	TOR230/CAR230A-1	400			101	102	104		104	101		109
5	LIN230B/GAR230A-1	528				111	101	102	101			110
6	ARE230A/GAB230A-1	390					108	105		109	110	
7	RMA230/TER230A-1	345						101	101	101		
8	TEJ230A/PBL230-1	510						101		102	104	
9	BAR230/GAR230A-1	480			107	104						
10	MIR230A/FOR230-1	390					110	114				

Análisis con los tramos Fortuna – Garabito y Garabito - Parrita

Se modelaron los tramos del segundo circuito SIEPAC *Fortuna – Garabito y Garabito-Parrita* y se realizaron simulaciones con contingencias simples para identificar sobrecargas remanentes que resulten restrictivas a la Capacidad Operativa. En la siguiente tabla se muestran las sobrecargas remanentes.

Tabla 96. Análisis de sensibilidad – Máximas sobrecargas en el sistema de Costa Rica con transferencias de 300 MW

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	GAR230A/138 AT1M_AT2M	110	102	105	110	101	104		103	104	119	123
2	TOR230/CAR230A-1	400			101	102	104		104	101		109

Observaciones:

Con transferencias de 300 MW, incorporando el segundo circuito de la línea SIEPAC en los tramos *Fortuna – Garabito* y *Garabito - Parrita*, se reportan las siguientes sobrecargas remanentes que implicarían restricciones a la COIIM.

- a) Autotransformadores 230/138 kV de SE Garita
- b) Línea 230 kV Toro – Cariblanco

A fin de evitar las sobrecargas de los elementos de transmisión referidos, se agregaron los siguientes refuerzos:

- 1) Repotenciación de línea Toro- Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA
- 2) Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita

Ampliaciones de transmisión para la COIIM - Sensibilidad considerando FOR-GAB-PAR

Considerando la integración de las líneas *Fortuna – Garabito – Parrita* como parte de la solución para evitar sobrecargas en el sistema de Costa Rica a fin de mantener la COIIM en el mediano y largo plazo, se identifica el requerimiento de las siguientes Ampliaciones de transmisión:

Tabla 97. Sensibilidad con FOR-GAB-PAR- Ampliaciones de transmisión para mantener la COIIM en Costa Rica.

No.	Ampliación	Año de entrada	Costo [MUS\$]
1	Nueva línea 230 kV Fortuna - Garabito	2029	18.60
2	Nueva línea 230 kV Garabito - Parrita	2029	15.97
3	Repotenciación de línea Toro- Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA	2029	3.97
4	Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita	2029	12.33
Costo total [MUS\$]			50.86

Análisis con porteos sur-norte de 450 MW del sistema de Costa Rica

Considerando las ampliaciones de transmisión identificadas para mantener la COIIM, considerando las líneas Fortuna – Garabito y Garabito-Parrita, se simularon transferencias por porteos sur-norte a través del sistema de Costa Rica, a fin de identificar violaciones a los CCSD y ampliaciones de transmisión complementarias que permitan incrementar la capacidad operativa a un valor mínimo de 450 MW.

Tabla 9842. Sensibilidad con FOR-GAB-PAR - Análisis con transferencias de 450 MW sur-norte - Máximas sobrecargas en el sistema de Costa Rica [% RATE A]

Elemento	RATE A/A	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
RCL230A/PAL230A-1	259		104	104	107	103		110
RMA230/TER230A-1	345	121	122	126	127	114	119	111
FRONTPRO/RCL230A-1	300	111	106	107	106	106	107	107

Observación:

Con transferencias de 450 MW por porteos sur-norte, se presentan los siguientes elementos de transmisión con sobrecarga del sistema de Costa Rica.

- Tramo de línea Rio Claro – Frontera (parte de la interconexión con Panamá, entre las subestaciones Rio Claro – Progreso).
- Línea 230 kV Rio Claro – Palmar.
- Línea 230 kV Rio Macho - Tejar

Estas sobrecargas figuran como restricciones a las transferencias de 450 MW y requerirían solventarse por medio de ampliaciones de transmisión a fin de alcanzar una capacidad operativa mínima de 450 MW.

En el contexto del presente análisis de sensibilidad considerando las líneas Fortuna – Garabito y Garabito – Parrita, las Ampliaciones de transmisión que se identifican para incrementar la Capacidad operativa y alcanzar un valor mínimo de 450 MW serían las siguientes:

Tabla 99. Sensibilidad con FOR-GAB-PAR - Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el sistema de Costa Rica

No.	Ampliación	Año de entrada	Descripción general de las ampliaciones	Costo [MUS\$]
1	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	2030	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 49.36 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	13.79
2	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	2030	Instalación de conductor Rail 1024 kcmil tipo ACAR y herrajes en estructura existentes con prevista para segundo circuito, con una longitud de 15.1 km; y construcción de bahías de conexión de 230 kV en configuración interruptor y medio.	9.14
3	Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	2030	Sustitución de conductor y herrajes existentes en línea de 230 kV, por conductor Hawk 611 kcmil, tipo ACCC, 1 conductor por fase (930 kg/km), en línea de 37.02 km; y actualización de equipos en bahías de conexión.	9.85
Costo total estimado [MUS\$]			32.8	

Conclusiones del análisis de sensibilidad

Del análisis de sensibilidad considerando la integración de las líneas *Fortuna – Garabito – Parrita* como parte de la solución para mantener la COIIM en el sistema de Costa Rica en el mediano y largo plazo, se puede concluir lo siguiente:

- a)** La integración de las líneas *Fortuna – Garabito* y *Garabito – Parrita* permitiría eliminar 8 de 10 sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica que figuran como restricciones para el mantenimiento de la COIIM de 300 MW. Para eliminar todas las sobrecargas restrictivas a la COIIM sería necesario incorporar 2 refuerzos de transmisión adicionales (Repotenciar línea Toro-Cariblanco e instalación de equipos FACT en los transformadores de subestación Garita).
- b)** En caso de que las líneas *Fortuna – Garabito* y *Garabito – Parrita* se integraran como parte de las soluciones para mantener la COIIM, se requerirían 3 ampliaciones de transmisión regional adicionales, a fin de lograr el objetivo de incrementar la Capacidad operativa a un nuevo valor mínimo de 450 MW.

16. CONCLUSIONES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL PARA LOS AÑOS 2026-2035

1. La Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo para el horizonte correspondiente a los años 2026-2035, se ha realizado atendiendo los procedimientos, lineamientos y criterios establecidos en el capítulo 10 del Libro III del RMER, con base en el escenario de expansión de la generación de autosuficiencia identificado como A5, el cual considera la expansión de generación conforme a los planes de expansión nacionales y además, considera en servicio la interconexión Colombia-Panamá (ICP) a partir del año 2026.
2. Las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW, en el mediano y largo plazo, totalizan 19 intervenciones que incluyen nuevas líneas, repotenciaciones de líneas, nuevos transformadores e instalación de equipos FACTS en la red de transmisión. Las principales ampliaciones de transmisión identificadas en El Salvador, Honduras y Nicaragua han sido propuestas por las entidades planificadoras nacionales ya que forman parte de sus planes de expansión o están consideradas como obras candidatas. **El costo total estimado de estas ampliaciones de transmisión es de MUS\$394.12.**
3. Las ampliaciones de transmisión regional identificadas califican como **"Ampliaciones regionales planificadas"**, ya que cumplen con los criterios de evaluación económica y de concentración de beneficios sociales establecidos en el RMER. El año considerado de puesta en servicio de estas ampliaciones en el 2030. Las ampliaciones de transmisión regional identificadas son las siguientes:

 - **Grupo 1:** Consistente en dos nuevas interconexiones entre Guatemala – El Salvador, y El Salvador – Honduras, ambas utilizando la prevista del segundo circuito SIEPAC, con un **costo estimado de MUS\$ 35.31.**

- Nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones *Jalpatagua – Ahuachapán*.
- Nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones *15 de Septiembre - Agua Caliente*.
- **Grupo 2:** Consistente en la repotenciación de tres líneas de 230 kV y la construcción de una nueva línea en el sistema de transmisión de Costa Rica, con un **costo estimado de MUS\$ 38.38**.
 - Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Frontera Progreso, incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA
 - Repotenciar la línea 230 kV El Este - Tejar, incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA
 - Repotenciar la línea 230 kV Rio Claro - Palmar, incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA
 - Nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.

Con la puesta en servicio de todas las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW y de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM, la Capacidad Operativa de Transmisión entre pares de países podrá mantenerse entre 450 MW – 650 MW a partir del año 2030.

4. El incremento estimado en el cargo de transmisión por el conjunto de ampliaciones de transmisión regional planificadas se estima en **MUS\$ 8.14** anualmente, a partir del año 2030.
5. El análisis técnico para identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW, así como la identificación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM, considera que entrarán en servicio las obras de transmisión aprobadas en los planes de expansión nacionales confirmadas al EOR por las entidades nacionales encargadas de la planificación de la transmisión durante el proceso de conformación de la base de datos regional.

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

Tabla 100. Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, Costo estimado y condición de transferencia que habilita a 300 MW.

No.	País	Ampliaciones de transmisión	Año de entrada	Costo Total [MUS\$]	EXP NS	EXP SN	IMP NS	IMP SN	POR NS	POR SN	
1	El Salvador	Ampliaciones y línea 230 kV Acajutla – El Pedregal y refuerzos en 115 kV	2030	136.1	<input checked="" type="checkbox"/>						
		<i>Construcción de barra de 230 kV en SE Acajutla en configuración de interruptor y medio.</i>									
		<i>Ampliación de subestación el Pedregal a 230 kV</i>									
		<i>Ampliación de subestación el Pedregal en 115 kV</i>									
		<i>Instalación de 3 transformadores 230/115/46 kV, 156.3 MVA para SE Pedregal.</i>									
		<i>Construcción de nueva línea 230 kV Acajutla – El Pedregal, en doble circuito, 396 MVA por circuito.</i>									
2	El Salvador	<i>Construcción de nueva línea 115 kV Pedregal - Tecoloca, 205 MVA.</i>	2029	13.18	<input checked="" type="checkbox"/>						
		<i>Repotenciación de línea 115 kV Pedregal - Santo Tomás de 130 MVA a 205 MVA.</i>									
3	El Salvador	Adición de 3er Autotransformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	2029	13.18	<input checked="" type="checkbox"/>						
4	El Salvador	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel - Chinameca de 130 MVA a 220 MVA	2029	9.3	<input checked="" type="checkbox"/>						
5	Honduras	Repotenciación de línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría de 317 MVA a 455 MVA	2029	6.14		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		
6	Honduras	Conexión de Circuito 2 línea 230 kV Progreso - San Pedro Sula Sur a SE La Victoria 2	2029	22.85	<input checked="" type="checkbox"/>						
7	Honduras	Repotenciación de línea 138 kV Choloma-La Victoria de 151.8 MVA a 300 MVA	2027	1.88	<input checked="" type="checkbox"/>						
8	Honduras	Repotenciación de línea 138 kV Cañaveral - Siguatepeque de 151.8 MVA a 225 MVA	2027	12.29	<input checked="" type="checkbox"/>						
9	Honduras	Construcción de nueva línea de transmisión 230 kV Talanga - Yoro 2	2029	64.92	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					
10	Honduras	Repotenciación de línea 138 kV Comayagua - Taladro de 151.8 MVA a 225 MVA	2029	4.31	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					
11	Nicaragua	Adición de 3er Transformador 230/138/13.8 en SE Mateare I - 75 MVA	2031	12.48	<input checked="" type="checkbox"/>						
12	Nicaragua	Adición de 4to Autotransformador 230/138/13.8 en SE Ticuantepe - 75 MVA	2029	13.36		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
13	Nicaragua	Sustitución de transformadores 230/138/13.8 de SE Masaya de 71.3 MVA por equipos de 120 MVA	2032	32.73	<input checked="" type="checkbox"/>						
14	Costa Rica	Repotenciar línea de 230 kV Garabito - Coyol de 389 MVA a 600 MVA	2029	12.74	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
15	Costa Rica	Repotenciar línea de 230 kV Cañas - Fortuna de 371 MVA a 600 MVA	2029	8.42	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
16	Costa Rica	Repotenciación de línea Toro- Cariblanco de 400 MVA a 600 MVA	2029	3.97	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
17	Costa Rica	Repotenciar línea de 230 kV Lindora - Garita de 528 MVA a 720 MVA	2029	5.43	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
18	Costa Rica	Repotenciar línea de 230 kV Arenal - Garabito de 390 MVA a 600 MVA	2029	15.6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
19	Costa Rica	Instalación de equipos FACT tipo Smart Valves para los transformadores 230/138 kV de SE Garita	2029	12.33	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					
		Total [MUS\$] 394.12									

AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM

El EOR con base en las metodologías, procedimientos, y criterios establecidos en el Capítulo 10 del Libro III del RMER ha identificado las ampliaciones de transmisión regional que permitirán superar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) establecida en 300 MW por la CRIE en la Resolución CRIE-20-2014. Estas ampliaciones de transmisión regional cumplen el criterio establecido en el RMER para clasificarse como **Ampliaciones regionales planificadas**.

Tabla 43. Ampliaciones de transmisión regional planificadas para superar la COIIM

No.	País	Ampliación	Costo estimado [MUS\$]
1	Interconexión	Construcción de nuevo enlace de interconexión Guatemala - El Salvador, entre las subestaciones <i>Jalpatagua - Ahuachapán</i> .	12.28
2	Interconexión	Construcción de nuevo enlace de interconexión El Salvador - Honduras, entre las subestaciones <i>15 de Septiembre - Agua Caliente</i> .	23.03
3	Costa Rica	Repotenciar la línea 230 kV <i>El Este - Tejar</i> , incremento de capacidad de 345 MVA a 490 MVA	5.59
4	Costa Rica	Repotenciar la línea 230 kV <i>Río Claro - Palmar</i> , incremento de capacidad de 259 MVA a 343 MVA	13.79
5	Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV <i>Río Macho - Tejar</i> con capacidad de 345 MVA, sobre estructuras previstas para doble circuito.	9.14
6	Costa Rica	Repotenciar la línea 230 kV <i>Río Claro - Frontera Progreso</i> , incremento de capacidad de 300 MVA a 505 MVA	9.85
Costo Total [MUS\$]			73.69

17. ANEXO I

**Expansión de los sistemas de transmisión nacionales
planificadas en los planes de expansión nacionales, con
año de puesta en servicio entre 2026 - 2035.**

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

Tabla 102. Guatemala - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
1	1/1/2027	Morales - Atlántico 230A	230	438.2	Nueva línea
2	15/1/2027	Guatemala Oeste - Incienso 230A	230	424	Nueva línea
3	25/2/2027	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2	Nueva línea
4	25/2/2027	Las Cruces - Palestina 230B	230	438.2	Nueva línea
5	1/3/2027	Huehuetenango - San Marcos 230B	230	558.5	Nueva línea
6	13/3/2027	Las Cruces - San Juan Comalapa 230A	230	438.2	Nueva línea
7	16/3/2027	Covadonga - Chiantla 230A	230	438.2	Nueva línea
8	30/6/2027	Los Brillantes - Buenaventura 230A	230	438.2	Nueva línea
9	31/12/2027	San Juan Comalapa - Los Pinos 230A	230	438.2	Nueva línea
10	31/1/2029	Covadonga - Uspantan 230B	230	438.2	Nueva línea
11	31/12/2029	Covadonga - Chajul 230A	230	438	Seccionamiento
12	31/12/2029	Uspantan - Chajul 230A	230	438	Seccionamiento
13	30/6/2030	Madre Tierra - Buenaventura 230A	230	438.2	Nueva línea
14	31/12/2030	Jutiapa - Jalpatagua 138A	138	147.5	Seccionamiento
15	31/12/2030	Moyuta - Jalpatagua 138A	138	147.5	Seccionamiento
16	31/12/2030	Jalpatagua - La Vega II 230A	230	491.6	Seccionamiento
17	31/12/2030	Jalpatagua - La Vega II 230B	230	374	Seccionamiento
18	31/12/2030	Moyuta - Jalpatagua 230A	230	558.5	Seccionamiento
19	31/12/2030	Moyuta - Jalpatagua 230B	230	558.5	Seccionamiento
20	31/12/2030	Madre Tierra - Los Pinos 230A	230	438.2	Nueva línea
21	31/12/2030	Pacífico - Jalpatagua 230A	230	438.2	Nueva línea
22	31/12/2030	San Luis - Modesto Méndez 230A	230	438.2	Nueva línea
23	31/12/2030	Jalpatagua - Frontera AHU-MOY A	230	374	Seccionamiento
24	31/12/2030	Jalpatagua - Frontera AHU-LVG B	230	491.6	Seccionamiento
25	31/12/2034	San Luis - Santa Ana 230A	230	438.2	Nueva línea

Tabla 103. El Salvador - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad normal [MVA]	Comentario 1
1	1/1/2026	15 de septiembre - Chinameca 115-1	115	130	Seccionamiento
2	1/1/2026	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Seccionamiento
3	1/7/2026	San Rafael - San Vicente 115-1	115	130	Seccionamiento
4	1/7/2026	San Vicente - Chinchontepec 115-1	115	130	Seccionamiento
5	1/7/2027	San Miguel - Morazán 115-1	115	130	Nueva línea

**Informe de la Planificación de la Transmisión Regional
de Largo Plazo 2026-2035**

*Tabla 104. Honduras - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada
conforme a los planes de expansión nacional*

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
1	1/1/2026	Zamorano - El Sitio 230A	230	455.3	Nueva línea
2	1/1/2026	Bermejo - Bella Vista 138A	138	273.9	Repotenciación
3	1/1/2026	Bermejo - Circunvalación 138A	138	273.9	Repotenciación
4	1/1/2026	Choloma - La Victoria 138A	138	273.9	Repotenciación
5	1/1/2026	Villanueva - San Pedro Sula Sur 138A	138	300	Repotenciación
6	1/1/2026	Terrero Blanco - Patuca 230A	230	456.5	Nueva línea
7	1/1/2026	Terrero Blanco - Juticalpa Dos 230A	230	456.5	Nueva línea
8	1/1/2026	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Nueva línea
9	1/1/2026	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Nueva línea
10	1/1/2026	Lainez - Miraflores 138A	138	151.8	Nueva línea
11	1/1/2027	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Nueva línea
12	1/1/2027	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	Nueva línea
13	1/1/2029	Masca - La Victoria 230A	230	455.3	Nueva línea
14	1/1/2029	Masca - La Victoria 230B	230	455.3	Nueva línea
15	1/1/2029	Amarateca - La Paz 230A	230	405.1	Seccionamiento
16	1/1/2029	La Paz - Cajón 230A	230	405.1	Seccionamiento
17	1/1/2029	Arenales - Coyoles Central Dos 230A	230	455.3	Nueva línea
18	1/1/2029	Progreso - El Negrito 230A	230	405.1	Nueva línea
19	1/1/2029	El Negrito - La Vegona 230A	230	405.1	Nueva línea
20	1/1/2029	Torre 43 - Taladro 230	230	374	Seccionamiento
21	1/1/2029	Taladro - Amarateca 230A	230	374	Seccionamiento
22	1/1/2029	Yoro Dos - Arenales 230A	230	317.3	Nueva línea
23	1/1/2029	Bermejo - Circunvalación 138B	138	303.6	Nueva línea
24	1/1/2029	Bermejo - La Victoria 138B	138	273.9	Nueva línea
25	1/1/2029	Bermejo - La Victoria 138C	138	273.9	Nueva línea
26	1/1/2029	Coyoles Central II - Coyoles Central 138A	138	275	Nueva línea
27	1/1/2029	Comayagua - Taladro 138A	138	151.8	Seccionamiento
28	1/1/2029	Taladro - Piedras Azules 138A	138	151.8	Nueva línea
29	1/1/2030	Pavana - Santa Lucia 230A	230	456	Repotenciación
30	1/1/2030	Agua Caliente - Prados 230A	230	455.3	Nueva línea
31	1/1/2030	Cerro Grande - Amarateca 230A	230	405.1	Nueva línea
32	1/1/2030	Coyoles Central Dos - Reguleto 230A	230	317.3	Nueva línea
33	1/1/2030	Coyoles Central Dos - San Isidro 230A	230	317.3	Nueva línea
34	1/1/2030	Danlí II - Terrero Blanco 230A	230	317	Nueva línea
35	1/1/2030	El Bijagual - Zamorano II 230A	230	317	Nueva línea
36	1/1/2030	Zamorano Dos - Amarateca 230A	230	405.1	Nueva línea
37	1/1/2030	Zamorano Dos - Danlí Dos 230A (L6XX)	230	317	Nueva línea
38	1/1/2030	Zamorano Dos - Suyapa 230A	230	405.1	Nueva línea
39	1/1/2030	Sitio - Cerro Grande 230A	230	405.1	Nueva línea
40	1/1/2030	San Pedro Sula Sur - Agua Prieta 138A	138	270	Compensación serie
41	1/1/2030	San Pedro Sula Sur - Agua Prieta 138B	138	270	Compensación serie
42	1/1/2030	Cañaveral - Rio Lindo 138B	138	151.8	Nueva línea
43	1/1/2031	La Entrada - La Flecha 230A	230	317	Nueva línea
44	1/1/2031	Talanga - Amarateca 230A	230	456	Nueva línea
45	1/1/2031	Tornillito - San Buenaventura 230A (L647)	230	456.5	Nueva línea

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
46	1/1/2031	Villa Nueva - Tornillito 138A	138	270	Nueva línea
47	1/1/2031	Villa Nueva - Tornillito 138B	138	270	Nueva línea
48	1/1/2032	Concepcion del Sur - Jardines 230A	230	455.3	Nueva línea
49	1/1/2032	Concepcion del Sur - Llanito 230A	230	455.3	Nueva línea
50	1/1/2032	Cajón - Jardines 230A	230	405.1	Nueva línea
51	1/1/2032	Jardines - La Paz 230A	230	405.1	Nueva línea
52	1/1/2033	Gualala - La Entrada 230A	230	374	Seccionamiento
53	1/1/2033	Gualala - San Buenaventura 230A	230	374	Seccionamiento
54	1/1/2033	Jicatuyo - Gualala 230A	230	455.3	Seccionamiento
55	1/1/2033	Llanitos - Jicatuyo 230A	230	455.3	Nueva línea
56	1/1/2033	La Paz - La Esperanza 230A	230	455.3	Nueva línea
57	1/1/2034	Bonito Oriental - Carbón 138A	138	151.8	Seccionamiento
58	1/1/2034	Carbón - SH Olanchana 138A	138	151.8	Seccionamiento
59	1/1/2034	Carbón - Juticalpa Dos 138A	138	187	Nueva línea
60	1/1/2035	Erandique - La Esperanza 230A	230	317.3	Nueva línea

Tabla 105.44 Nicaragua - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad Nominal [MVA]	Comentario 2
1	1/3/2026	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Cambio de Voltaje
2	1/3/2027	Chinandega - GIS Corinto 138	138	150	Cambio de Voltaje
3	1/3/2027	Planta Corinto - GIS Corinto 138	138	150	Modernización
4	1/1/2028	Frontera - Sandino	230	374	Nueva línea
5	1/1/2028	La Virgen - Frontera	230	371	Nueva línea
6	1/3/2028	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Nueva línea
7	1/3/2028	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Modernización
8	1/3/2028	San Francisco Libre - Planta C. Fonseca	138	150	Modernización
9	1/3/2028	Santo Domingo II - El Mojón 138	138	113	Nueva línea
10	1/3/2029	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Cambio de Voltaje
11	1/3/2029	San Miguelito - San Carlos 138	138	150	Nueva línea
12	1/3/2029	Mateare II - Nagarote II 138	138	150	Cambio de Voltaje
13	1/3/2029	Mateare II - Mateare I 138	138	150	Cambio de Voltaje
14	1/3/2029	Batahola - Asoscosa 138	138	150	Cambio de Voltaje
15	1/3/2029	Los Brasiles - Asoscosa 138	138	150	Cambio de Voltaje
16	1/3/2030	Mulukukú - Terrabona 230	230	374	Nueva línea
17	1/3/2030	Mulukukú - Boaco 230	230	374	Nueva línea
18	1/3/2030	León I - León II 138	138	150	Cambio de Voltaje
19	1/3/2030	León II - La Paz Centro 138	138	150	Cambio de Voltaje
20	1/3/2030	Nagarote - Nagarote II 138	138	150	Cambio de Voltaje
21	1/3/2030	Nagarote 1 - La Paz Centro 138	138	150	Cambio de Voltaje
22	1/3/2030	Chichigalpa - León II 138	138	150	Cambio de Voltaje
23	1/3/2030	Mulukukú - Mojolka 230	230	367	Nueva línea
24	1/3/2030	Amayo - San Marcos 230	230	367	Nueva línea
25	1/1/2031	Mulukukú - Planta El Carmen 230	230	374	Nueva línea

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad Nominal [MVA]	Comentario 2
26	1/3/2031	Rivas - Tola 138	138	150	Nueva línea
27	1/3/2031	Boaco - Gateada 230	230	374	Nueva línea
28	1/3/2031	Tola - San Juan del Sur 138	138	150	Nueva línea
29	1/3/2031	Terrabona - Malpaisillo 230	230	374	Nueva línea
30	1/3/2031	Frontera Honduras NH - Malpaisillo	230	414	Cambio topológico
31	1/3/2031	San Benito – La Virgen 230	230	374	Nueva línea
32	1/3/2032	Jinotega - Pantasma 138	138	150	Nueva línea
33	1/3/2032	Mulukukú - San Pedro 230	230	374	Nueva línea
34	1/3/2033	Kukrahill - Esperanza 138	138	150	Nueva línea
35	1/3/2033	Ayote - Santo Domingo II 138	138	150	Nueva línea
36	1/1/2034	Chinandega - El Realejo 138	138	150	Nueva línea
37	1/1/2034	Corinto - El Realejo 138-1	138	150	Nueva línea
38	1/3/2034	Nueva Guinea - Gateada II 138	138	150	Nueva línea
39	1/3/2034	Malacatoya - Granada 138	138	100	Nueva línea
40	1/1/2035	Batahola - Nejapa 138-1	138	150	Nueva línea
41	1/1/2035	Asososca - Nejapa 138 -1	138	150	Nueva línea

Tabla 106. Costa Rica - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
1	31/12/2026	Cañas - Colorado 138-1	138	136	Nueva línea
2	31/12/2026	Colorado - Santa Rita 138-1	138	136	Nueva línea
3	31/12/2026	Guayabal - Santa Rita 138-1	138	180	Nueva línea
4	31/3/2027	Borinquen - Pailas 230-1	230	412	Seccionamiento
5	31/3/2027	Orosí - Borínquen 230-1	230	412	Seccionamiento
6	30/9/2027	Frontera NIC (Amayo) - La Cruz 230-1	230	485	Seccionamiento
7	30/9/2027	Liberia - La Cruz 230-1	230	485	Seccionamiento
8	31/12/2027	Cañas - Filadelfia 138-1	138	200	Repotenciación
9	31/12/2027	Guayabal - Filadelfia 138	138	200	Repotenciación
10	30/9/2028	Lindora - San Rafael 230 - 1	230	388	Seccionamiento
11	30/9/2028	Lindora - San Rafael 230 - 2	230	388	Seccionamiento
12	30/9/2028	Tarbaca - San Rafael 230 - 1	230	388	Seccionamiento
13	30/9/2028	Tarbaca - San Rafael 230 - 2	230	388	Seccionamiento
14	31/12/2028	Canas - Fortuna 230-1	230	371	Seccionamiento
15	31/12/2028	Miravalles - Fortuna 230-1	230	489	Seccionamiento
16	31/12/2028	Mogote - Fortuna 230-1	230	489	Seccionamiento
17	31/12/2028	Frontera Nicaragua CS - Fortuna 230-1	230	401	Seccionamiento
18	30/6/2029	Liberia - Mayorga 230-1	230	485	Seccionamiento
19	30/6/2029	Mayorga - La Cruz 230-1	230	485	Seccionamiento
20	30/9/2030	Garabito - San Rafael 230-1	230	600	Nueva línea
21	31/12/2030	Liberia - Papagayo 230-1	230	250	Repotenciación
22	1/1/2031	Liberia - Orosi 230	230	485	Nueva línea

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
23	1/1/2031	Frontera Nicaragua NC - Orosi	230	485	Seccionamiento
24	30/9/2032	Mayorga - Orosi 230-1	230	485	Nueva línea
25	30/9/2032	Mayorga - Papagayo 230-1	230	485	Nueva línea
26	30/6/2033	Canas - Garabito 230-1	230	600	Repotenciación
27	30/6/2033	Mogote - Garabito 230-1	230	600	Nueva línea

Tabla 45. Panamá - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
1	30/3/2026	Llano Sánchez - San Bartolo230 (230-4a)	230	505	Repotenciación
2	30/3/2026	Llano Sánchez - San Bartolo230 (230-5a)	230	505	Repotenciación
3	30/3/2026	Panamá 2 - Panamá 3230 (230-2a)	230	505	Nueva línea
4	30/3/2026	Panamá 2 - Panamá 3230 (230-3a)	230	505	Nueva línea
5	30/3/2026	Veladero - San Bartolo230 (230-4b)	230	505	Repotenciación
6	30/3/2026	Veladero - San Bartolo230 (230-5b)	230	505	Repotenciación
7	30/6/2026	Mata De Nance - Boquerón 3230 (230-9a)	230	505	Seccionamiento
8	30/6/2026	Mata De Nance - Progreso230 (230-39)	230	505	Seccionamiento
9	30/6/2026	Progreso - Boquerón 3230 (230-9b)	230	505	Repotenciación
10	31/8/2026	Sabanitas - Santa Rita 230A	230	505	Nueva línea
11	31/8/2026	Sabanitas - Santa Rita 230B	230	505	Nueva línea
12	31/12/2026	Chorrera - El Higo230 (230-3b)	230	611	Repotenciación
13	31/12/2026	Chorrera - El Higo230 (230-4b)	230	611	Repotenciación
14	31/12/2026	Llano Sánchez - El Higo230 (230-3c)	230	611	Repotenciación
15	31/12/2026	Llano Sánchez - El Higo230 (230-4c)	230	611	Repotenciación
16	31/12/2026	Panamá - Chorrera230 (230-3a)	230	611	Repotenciación
17	31/12/2026	Panamá - Chorrera230 (230-4a)	230	611	Repotenciación
18	30/9/2027	Bayano - Chepo 230A (230-1A)	230	505	Seccionamiento
19	30/9/2027	Bayano - Chepo 230 (230-2A)	230	505	Seccionamiento
20	30/9/2027	Pacora - Chepo 230 (230-1A)	230	505	Seccionamiento
21	30/9/2027	Panamá 2 - 24 De Diciembre230 (230-2c)	230	505	Repotenciación
22	30/9/2027	Panamá 2 - Pacora230 (230-1c)	230	505	Repotenciación
23	30/9/2027	Panamá - Panamá 2230 (230-1d)	230	335	Nueva línea
24	30/9/2027	Panamá - Panamá 2230 (230-2d)	230	335	Nueva línea
25	30/11/2027	Frontera Progreso - Progreso 2230 (230-10)	230	505	Seccionamiento
26	30/11/2027	Progreso - Progreso 2230 (230-1)	230	505	Seccionamiento
27	30/11/2027	Progreso - Progreso 2230 (230-2)	230	505	Seccionamiento
28	31/12/2027	Bella Vista - La Huaca230 (230-6b)	230	611	Seccionamiento
29	31/12/2027	La Huaca - Santiago230 (230-5b)	230	611	Seccionamiento
30	31/12/2027	Los Olivos - La Huaca230 (230-1)	230	505	Seccionamiento
31	31/12/2027	Los Olivos - La Huaca230 (230-2)	230	505	Seccionamiento
32	31/12/2027	Llano Sánchez - La Huaca230 (230-5a)	230	611	Seccionamiento
33	31/12/2027	Llano Sánchez - La Huaca230 (230-6a)	230	611	Seccionamiento
34	31/12/2027	Mata De Nance - Veladero230 (230-5d)	230	611	Nueva línea

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo 2026-2035

No.	Fecha entrada	Nombre	(kV)	Capacidad nominal [MVA]	Comentario 1
35	31/12/2027	Mata De Nance - Veladero230 (230-6d)	230	611	Nueva línea
36	31/12/2027	Veladero - Bella Vista230 (230-6c)	230	611	Nueva línea
37	31/12/2027	Veladero - Santiago230 (230-5c)	230	611	Nueva línea
38	1/1/2028	Panamá 2 - Gonzalillo 230A (230-54A)	230	505	Nueva línea
39	1/1/2028	Sabanitas - Gonzalillo 230A (230-54B)	230	505	Nueva línea
40	30/4/2028	Fortuna - Caldera 230A (230-7)	230	249	Nueva línea
41	30/4/2028	Fortuna - Caldera 230B (230-8)	230	249	Nueva línea
42	30/4/2028	Mata de Nance - Caldera 230A (230-7)	230	249	Nueva línea
43	30/4/2028	Mata de Nance - Caldera 230A (230-8)	230	249	Nueva línea
44	1/10/2028	Floresta - Panamá 3115 (115-1)	115	151	Nueva línea
45	1/10/2028	Floresta - Panamá 3115 (115-2)	230	151	Nueva línea
46	1/10/2029	Changuinola - Chiriquí Grande (230-30B)	230	307	Nueva línea
47	1/10/2029	Esperanza - Chiriquí Grande (230-20A2)	230	307	Nueva línea
48	1/10/2029	Fortuna - Guasquitas230 (230-18)	230	611	Repotenciación
49	1/10/2029	Guasquitas - Cañazas230 (230-29)	230	611	Nueva línea
50	2/1/2030	Changuinola - Esperanza230 (230-0c)	230	307	Nueva línea
51	2/1/2030	Chiriquí Grande - Panamá 3 230A	230	663	Nueva línea
52	2/1/2030	Chiriquí Grande - Panamá 3 230B	230	663	Nueva línea

MISIÓN

Unimos la energía de la región facilitando el abastecimiento energético seguro, económico y sostenible de los habitantes de América Central.

VISIÓN

Ser un ente operador de clase mundial, reconocido por su compromiso con la innovación, la sostenibilidad y la excelencia en la integración de mercados eléctricos.

VALORES

- ★ Liderazgo
- ★ Transparencia
- ★ Excelencia
- ★ Imparcialidad
- ★ Integridad