



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

REPORTE DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN REGIONAL CORRESPONDIENTE AL HORIZONTE 2024-2038

(Conforme a lo establecido en el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER)

Elaborado por:	Coordinación de la Planificación del Sistema
Fecha:	Diciembre 2023
Versión:	Informe final



Índice

Introducción.....	I
1. Referencias del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).....	1
2. Referencias de las Premisas Técnicas para el Desarrollo de los Estudios de Planificación Regional	3
2.1. Información a considerar	3
2.2. Estudio de Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo	3
3. Referencias de las Políticas Específicas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central.....	6
4. Procedimiento para el desarrollo del estudio.....	7
5. Información utilizada.....	9
5.1. Planes de expansión nacional	9
5.2. Proyección de demanda.....	10
5.3. Precios de los combustibles.....	13
5.4. Consideración de la Interconexión Colombia - Panamá.....	15
5.5. Conceptos y parámetros económicos a considerar.....	16
6. Expansión de generación para la etapa no optimizable (primeros 5 años del horizonte).....	19
7. Expansión de generación para la etapa optimizable (10 años posteriores a la etapa no optimizable)	24
8. Definición de escenarios de expansión de la generación para la etapa optimizable	29
8.1. Escenarios base	29
8.2. Escenarios con plantas de carácter regional y futuras interconexiones	30
8.3. Escenarios de sensibilidad	33
9. Resultados de la planificación de la generación (Etapa optimizable)	34
9.1. Expansión de generación	34
9.2. Inversión total de la expansión de generación.....	36
9.3. Costos incrementales.....	38



9.4.	Costos incrementales y beneficio de la demanda elástica.....	39
9.5.	Inyecciones en el MER.....	40
9.6.	Análisis de flujos de potencia por las interconexiones en cada escenario	46
10.	Conclusiones de la planificación de la generación regional	55
Anexo I. Lista de proyectos candidatos para la planificación de la generación regional.....		56
Anexo II. Cronogramas de expansión de generación y de capacidad operativa de intercambio por país y escenario para la etapa optimizable.		64

Introducción

El EOR en cumplimiento de sus objetivos y funciones establecidas en la Regulación Regional, desarrolla los estudios de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional para el horizonte de 2024 a 2038, referidos en 10.3.2.1, 10.3.3.1 y 10.3.5.4.

En este reporte se presentan los resultados de la Planificación de la Generación Regional; el estudio fue elaborado con la Base de Datos Regional contenida en el modelo computacional del Sistema de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), referida en el Reporte de Conformación de la Base de Datos Regional para la Planificación Regional 2024-2038.

1. Referencias del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Del Libro III del RMER:

Numeral 10.1.5 El EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional, a más tardar el último día hábil de octubre, previo al año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional.

Numeral 10.3.2.1 El alcance de la planificación de la generación regional de largo plazo, es desarrollar estrategias de expansión de la generación regional.

Numeral 10.3.3.1 Para la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, partiendo de un Escenario de Autosuficiencia de los Países Miembros u otros derivados de la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o en su defecto de las premisas técnicas mínimas elaboradas por el EOR.

Numeral 10.3.5.4. El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:

- a) Etapas del horizonte de estudio:
 - i. etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y
 - ii. etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.
- b) Escenarios de expansión de la generación:



Los escenarios deberán ser representativos y considerarán al menos:

- i. un escenario base;
 - ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y
 - iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.
- c) El escenario base será el Escenario de Autosuficiencia y se conformará según lo siguiente:
- i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;
 - ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable; y
 - iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.
- d) La optimización de la expansión de la generación, se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.
- g) El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.

2. Referencias de las Premisas Técnicas para el Desarrollo de los Estudios de Planificación Regional

El EOR en cumplimiento de lo establecido en el Resuelve Cuarto de la Resolución CRIE-30-2022, y los numerales 10.1.5, 10.3.3.1 y 10.3.5.4 del Libro III del RMER, ha elaborado las Premisas Técnicas de la Planificación Regional para el horizonte de estudio 2024-2038.

La Premisas Técnicas de la Planificación Regional para el horizonte de estudio 2024-2038, consisten en un compendio de alcances y lineamientos contenidos en el RMER modificado según la Resolución CRIE-30-2022, así como un detalle de procedimientos técnicos para ejecutar los análisis.

2.1. Información a considerar

- a) La información descrita en el numeral 10.3.3.2, siendo esta la siguiente:
 - i. Los sistemas de transmisión nacional y de transmisión regional existentes,
 - ii. los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes;
 - iii. la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones;
 - iv. las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y
 - v. las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.
- b) La proyección de la demanda suministrada por los OS/OM (10.7.1 Libro III RMER);
- c) La tasa de descuento regional.
- d) El costo de la energía no suministrada.

2.2 Estudio de Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo

Para el desarrollo del estudio de Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, se seguirán las premisas que a continuación se detallan:

- a) Horizonte de estudio: Quince (15) años, contados a partir del año 2024 (conforme al numeral 10.3.1 del Libro III del RMER).



- b) Escenarios de expansión de la generación: Los escenarios a considerar para desarrollar la PGLP, incluirán al menos:
- i. Un escenario base con autosuficiencia de generación de los países, el cual considerará lo siguiente:
 - El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.
 - Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán “decididos” o “fijos”.
 - Los proyectos de generación de iniciadores privados.
 - Los proyectos de generación resultantes en el escenario de expansión base o de referencia de cada país, según los planes de expansión nacionales.
 - ii. Un escenario que considere el desarrollo proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional, a conformarse considerando lo siguiente:
 - El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.
 - Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán “decididos” o “fijos”.
 - Los proyectos de generación de iniciadores privados, que se consideran decididos, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio.
 - Los proyectos de generación candidatos considerados en los planes de expansión nacionales.
 - Proyectos candidatos de generación de gran porte con capacidad para suministrar demanda en más de un país, los cuales serán propuestos por el EOR.
 - iii. Un escenario que considere tendencias del desarrollo de la generación, del sistema de transmisión del SER, evolución del MER y de interconexiones extrarregionales, que se conformará según lo siguiente:
 - El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.



- Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán “decididos” o “fijos”.
- Los proyectos de generación de iniciadores privados, que se consideran decididos, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio.
- Los proyectos de generación candidatos considerados en los planes de expansión nacionales.
- Proyectos candidatos de generación de gran porte con capacidad para suministrar demanda en más de un país.
- Proyectos candidatos para el incremento de la COIIM entre los países del MER utilizando la infraestructura del segundo circuito de la línea SIEPAC.
- Proyectos de interconexión del SER con países fronterizos extraregionales.

c) Etapas del estudio (conforme al Numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER):

- Etapla no optimizable:** corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de la planificación de la generación, en el cual se consideran en firme los proyectos de generación decididos o fijos, en esta etapa no se incorporan expansiones de generación adicionales por optimización de la expansión.
- Etapla optimizable:** corresponde a los diez (10) años, posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión del sistema de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda. En esta etapa se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional, u otros proyectos considerando las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER e interconexiones extrarregionales. Esta etapa no se aplica al escenario base de con autosuficiencia de generación de los países, el cual considera para todo el horizonte del estudio, la generación definida en los planes de expansión nacionales.

d) La optimización de la expansión de la generación se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.

3. Referencias de las Políticas Específicas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central

El 12 de abril de 2023 el CDMER a través de la nota CDMER 2023-0412, remitió al EOR el documento denominado "*Políticas específicas de integración eléctrica regional del Mercado Eléctrico de América Central en lo que se refiere a generación y transmisión regional*" con fecha febrero 2023.

POLÍTICA ESPECÍFICA DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL A APLICAR EN LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL

Considerando que es necesario asegurar que el MER evolucione conforme lo dispuesto en la Política General de Integración Eléctrica Regional, es necesario establecer Políticas Específicas de Generación y Transmisión Regional de acuerdo a lo siguiente:

1.1. Generación Regional

Política General

Establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional.

Políticas Específicas

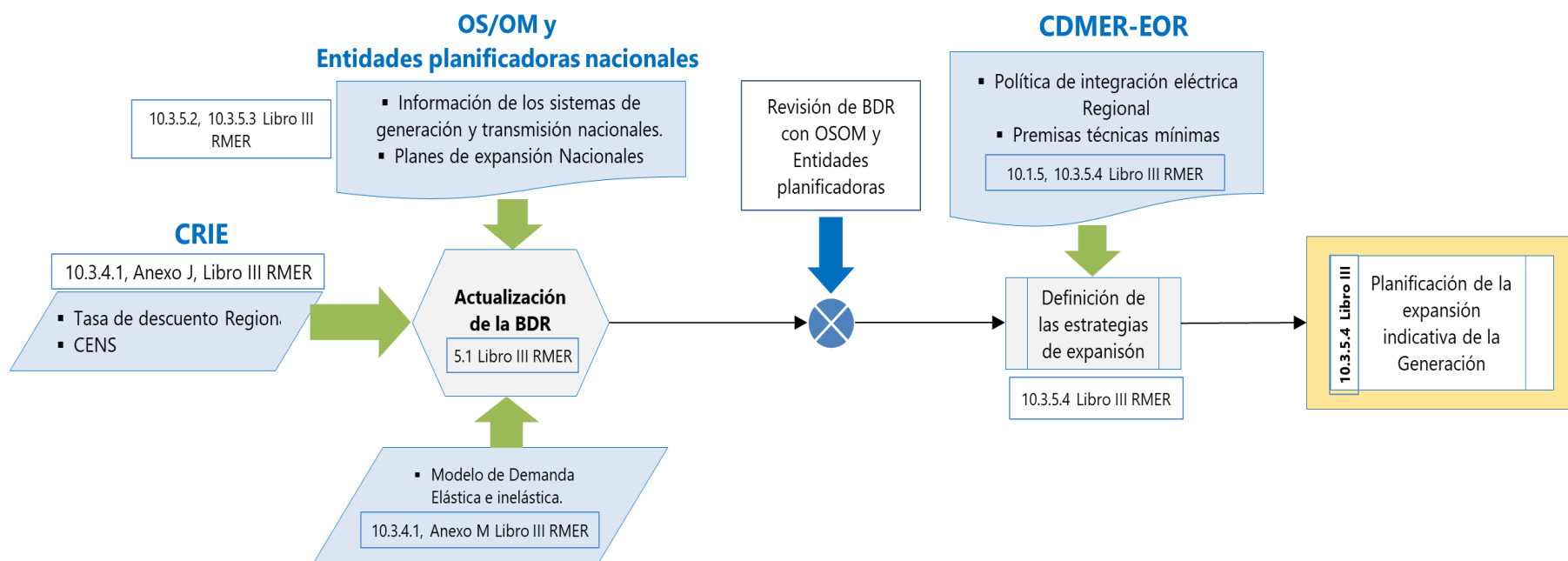
- 1) Requerir al EOR al menos tres escenarios de planificación de la generación regional, a simular en el Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPGTR):
 - Desarrollar la planificación de expansión de la generación regional de forma coordinada, utilizando al menos tres escenarios de generación: (i) escenario de autosuficiencia de generación nacional para atender la demanda nacional con la generación nacional en cada país, tomando en cuenta la operación coordinada regional; (ii) escenario basado en la expansión individual de los sistemas eléctricos nacionales en un primer periodo, y la optimización de plantas nacionales y de generación regional en un segundo periodo, tomando en cuenta la operación coordinada regional; y (iii) escenario considerando las interconexiones extrarregionales, es decir fuera del MER, futuras tomado en cuenta la operación coordinada regional.
 - Determinar las posibles plantas de generación regional y consultar con los países su anuencia para su inclusión en el escenario de generación correspondiente.

4. Procedimiento para el desarrollo del estudio

La planificación de la generación regional se desarrolla en el marco de lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, en el que se establecen las generalidades de definiciones, conceptos, información, criterios generales, metodología y participantes que intervienen en el proceso.

En la siguiente figura se ilustra de forma gráfica el mapa del proceso correspondiente.

Fig. 1. Mapa de proceso para el desarrollo de la expansión de la generación regional.



5. Información utilizada

Para el desarrollo del estudio de Planificación de la Generación Regional se utiliza la información contenida en la base de datos del modelo computacional del Sistema de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), conformada y actualizada con información remitida por los OS/OM y entidades planificadoras nacionales, a solicitud del EOR.

5.1. Planes de expansión nacional

La información que conforma la base de datos del SPGTR se está referida fundamentalmente a los planes nacionales de expansión de la generación y de la transmisión vigentes en cada país, según lo establecido en el numeral 10.3.3.2.

Los planes de expansión recibidos por el EOR se describen en la siguiente tabla, mientras que los correspondientes cronogramas de expansión se detallan en la Sección 6. Expansión de generación para la etapa no optimizable (primeros 5 años del horizonte).

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"> * Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2022-2052 * Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> * Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2022-2036 * Proyectos de Transmisión de los Programas Quinquenales de Inversiones aprobados a ETESAL para los períodos 2014-2018, 2016-2020, 2022-2026 y 2023-2027
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> * Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031 * Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> * Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035 * Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> * Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035 * Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> * Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036 * Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036

5.2. 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.

Las proyecciones de demanda utilizadas en el estudio corresponden a los escenarios de demanda base de cada país, las cuales se detallan a continuación:

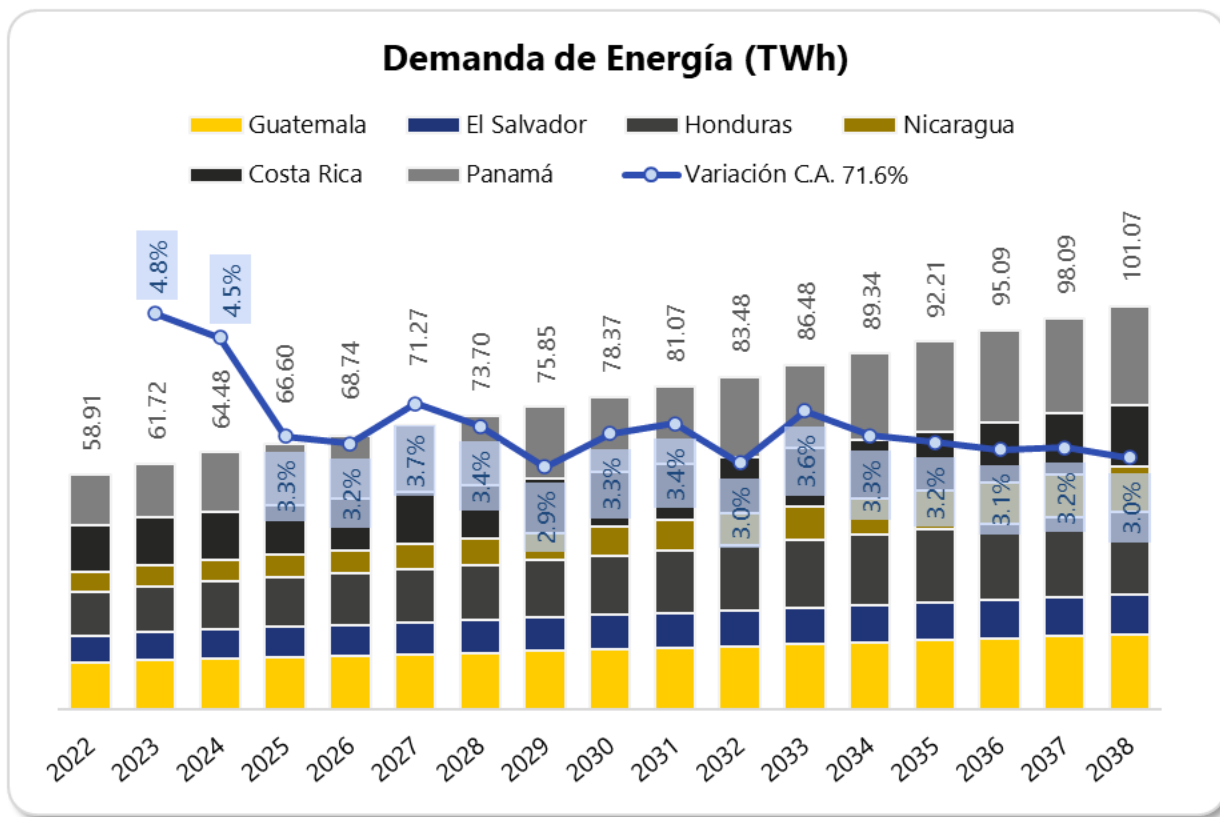
Tabla 2. Proyecciones de demanda de energía anual por país.

Año	Guatemala	El Salvador*	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá*
2,022	11,779	6,664	11,192	4,827	11,868	12,581
2,023	12,357	7,066	11,571	5,069	12,068	13,586
2,024	12,719	7,399	11,972	5,318	12,334	14,737
2,025	13,127	7,711	12,402	5,579	12,595	15,188
2,026	13,475	7,857	12,841	5,857	12,843	15,865
2,027	13,868	8,083	13,320	6,154	13,093	16,749
2,028	14,272	8,285	13,833	6,473	13,336	17,502
2,029	14,727	8,464	14,356	6,818	13,576	17,914
2,030	15,113	8,628	14,918	7,193	13,814	18,708
2,031	15,551	8,787	15,519	7,599	14,049	19,566
2,032	16,001	8,948	16,161	8,038	14,281	20,052
2,033	16,508	9,115	16,851	8,509	14,505	20,995
2,034	16,938	9,288	17,604	9,014	14,720	21,772
2,035	17,426	9,462	18,409	9,553	14,922	22,439
2,036	17,927	9,633	19,106	10,129	15,108	23,190
2,037	18,492	9,830	19,830	10,742	15,280	23,918
2,038	18,971	10,031	20,581	11,396	15,435	24,651

* Las proyecciones de demanda informadas por El Salvador y Panamá tenían como horizonte el año 2036, por lo que el EOR completó la proyección para los años 2037 y 2038 con la aprobación de las entidades nacionales correspondientes a cargo de la planificación nacional.

En la figura que sigue a continuación se ilustran gráficamente las proyecciones de potencia anual por país.

Fig. 2. Proyecciones de energía anual por país.



El crecimiento proyectado para la demanda de energía en la región es de 71.6 % con relación a la demanda registrada en el año 2022, a una razón promedio anual de 3.4 %.

De la misma manera que las proyecciones de energía, las proyecciones de potencia informadas por cada país se detallan en la tabla que sigue a continuación.

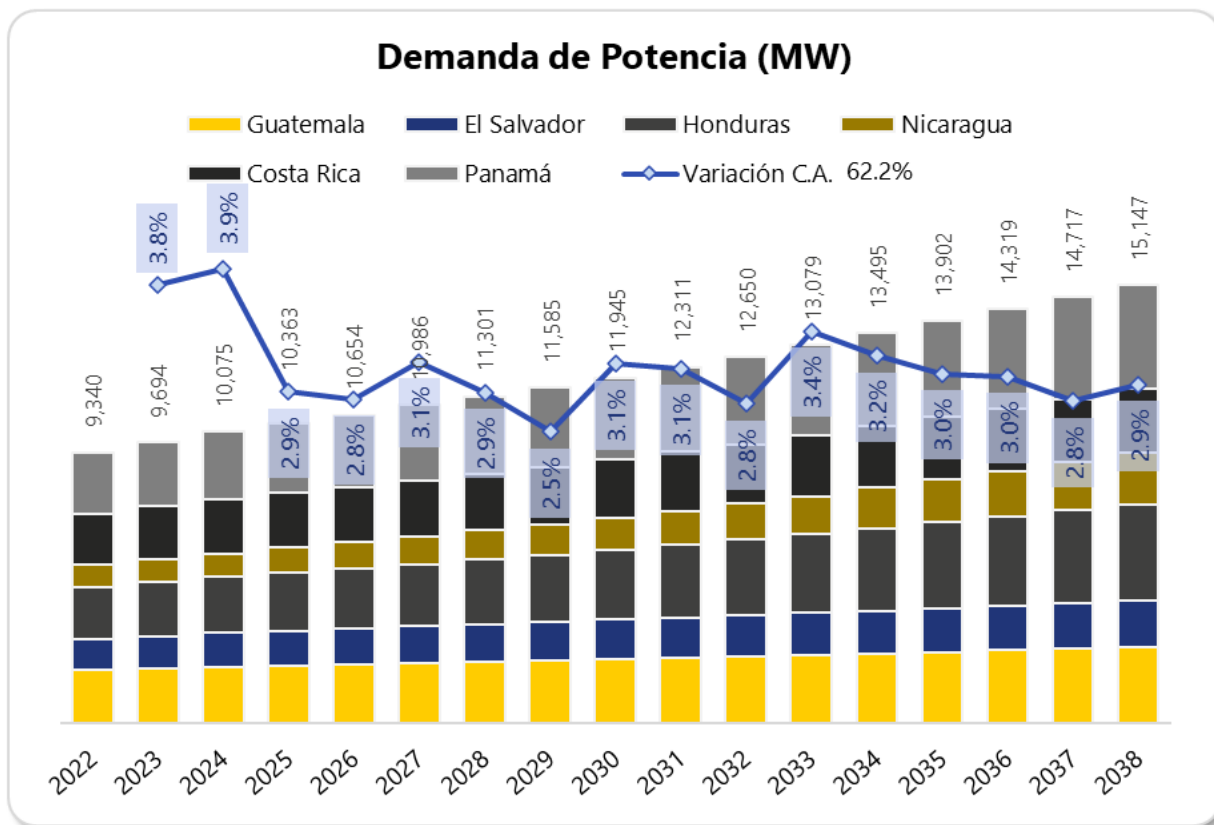
Tabla 3. Proyecciones de potencia máxima anual por país.

Año	Guatemala	El Salvador*	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá*
2,022	1,831	1,067	1,809	766	1,776	2,092
2,023	1,879	1,132	1,871	784	1,831	2,198
2,024	1,919	1,184	1,936	823	1,852	2,361
2,025	1,960	1,235	2,006	863	1,883	2,417
2,026	2,002	1,258	2,077	906	1,905	2,505
2,027	2,046	1,294	2,154	953	1,934	2,605
2,028	2,092	1,327	2,237	1,002	1,955	2,687
2,029	2,138	1,355	2,322	1,056	1,987	2,726
2,030	2,187	1,382	2,413	1,114	2,013	2,836
2,031	2,237	1,407	2,511	1,178	2,038	2,941
2,032	2,288	1,433	2,615	1,246	2,062	3,007
2,033	2,341	1,460	2,726	1,319	2,095	3,139
2,034	2,396	1,487	2,848	1,398	2,120	3,246
2,035	2,453	1,515	2,978	1,482	2,144	3,331
2,036	2,511	1,543	3,091	1,571	2,160	3,443
2,037	2,571	1,574	3,208	1,667	2,187	3,509
2,038	2,634	1,606	3,330	1,769	2,207	3,602

* Las proyecciones de demanda informadas por El Salvador y Panamá tenían como horizonte el año 2036, por lo que el EOR completó la proyección para los años 2037 y 2038 con la aprobación de las entidades nacionales correspondientes a cargo de la planificación nacional.

En la figura que sigue a continuación se ilustran gráficamente las proyecciones de potencia anual por país.

Fig. 3. Proyecciones de potencia máxima anual por país.



El crecimiento proyectado para la potencia máxima de los países es de 62.2 % con relación a las potencias del año 2022, a una razón promedio anual de 3.1 %.

5.3. Precios de los combustibles

Para estimar la evolución de los precios de combustibles y costos variables de las centrales térmicas, se utilizaron las estimaciones de la U.S. Energy Information Administration (EIA) del Short Term Energy Outlook del mes de abril de 2023 y del Annual Energy Outlook 2023, Reference Case.

A continuación, se detallan las estimaciones anuales de los combustibles relacionados con los proyectos de generación térmica de la región.

Tabla 4. Proyección de precios de los combustibles para centrales de generación térmica.

Combustible	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Brent	\$/galón	2.02	1.93	2.07	2.09	2.10	2.12	2.13	2.15	2.16	2.18	2.19	2.21	2.23	2.24	2.26	2.27
Bunker	\$/galón	2.02	1.94	2.84	2.90	2.97	3.03	3.11	3.20	3.28	3.37	3.46	3.56	3.67	3.76	3.86	3.96
Diesel	\$/galón	2.80	2.60	4.18	4.02	3.86	3.70	3.81	3.91	4.00	4.11	4.21	4.33	4.45	4.57	4.68	4.79
Carbón	\$/millón Btu	2.55	2.51	2.22	2.24	2.26	2.28	2.32	2.37	2.42	2.44	2.48	2.54	2.59	2.64	2.69	2.79
Gas natural (HH)	\$/millón Btu	2.94	3.71	3.49	3.07	2.85	2.80	2.83	2.91	3.04	3.21	3.42	3.57	3.68	3.69	3.74	3.87

En las siguientes figuras se ilustra gráficamente el comportamiento estimado para los precios de los combustibles referidos.

Fig. 4. Proyección de precios de los combustibles derivados del petróleo.

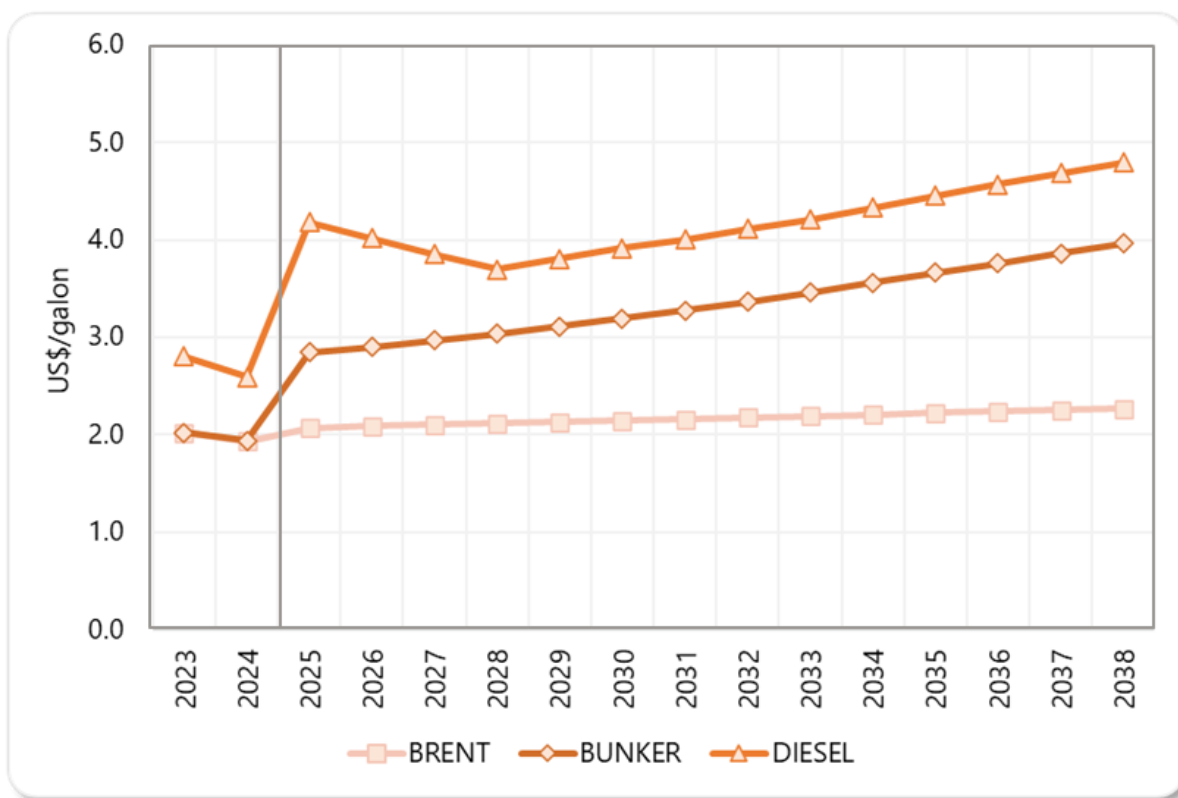
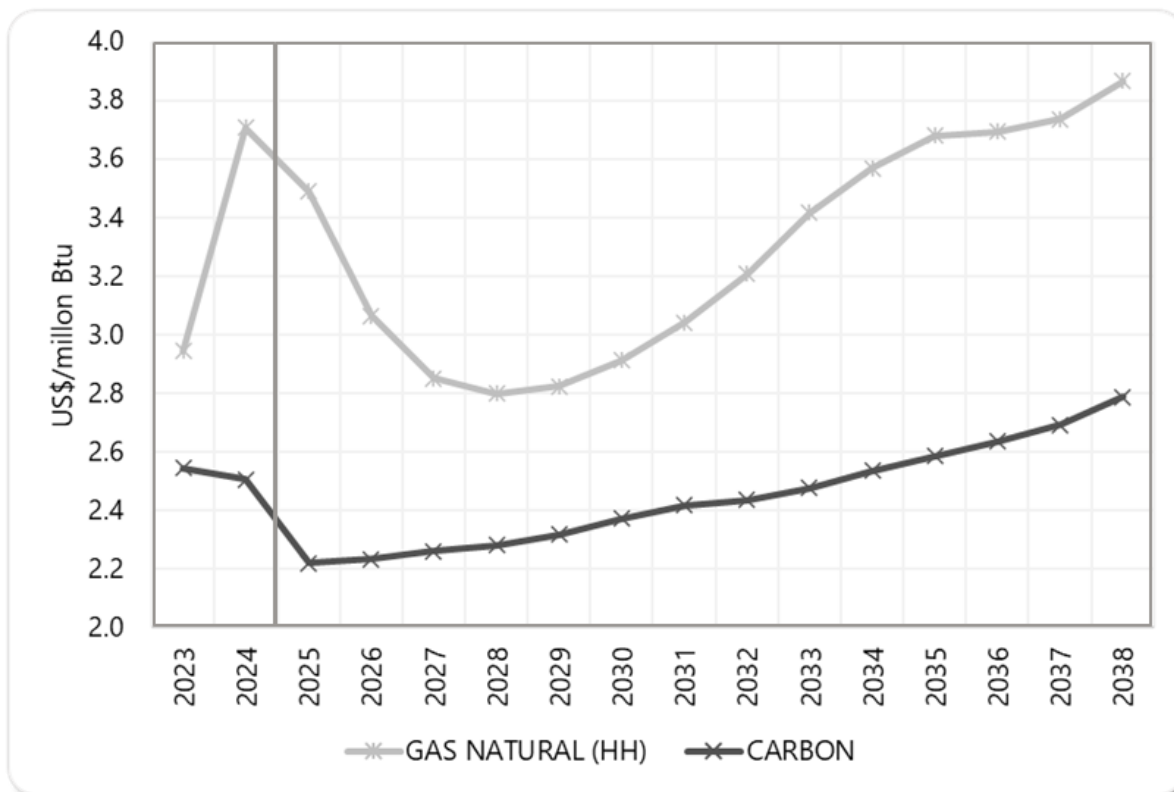


Fig. 5. Proyección de precios del carbón y del gas natural Henry Hub.



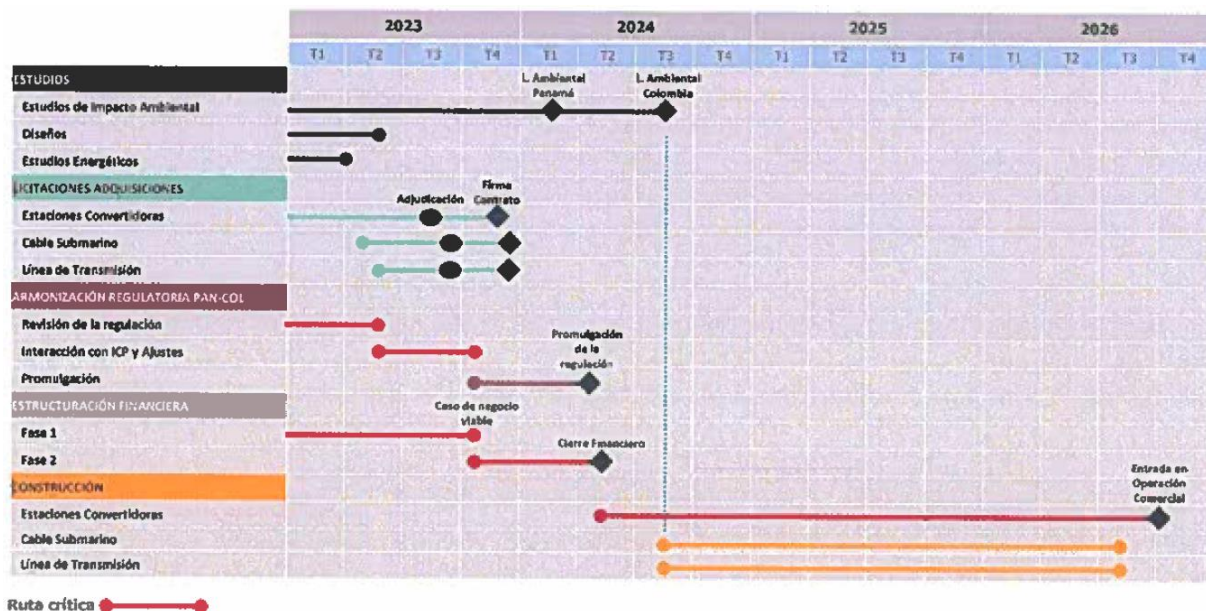
5.4. Consideración de la Interconexión Colombia - Panamá

El proyecto de Interconexión Colombia – Panamá (ICO) está conceptualizado en el marco del compromiso de los países de Mesoamérica para promover la integración energética mediante la consolidación del MER, el fortalecimiento del SIEPAC, la introducción del gas natural y el desarrollo de los enlaces extra-regionales (México y Colombia).

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica de 500 km de longitud, entre las subestaciones Panamá II, en la provincia de Panamá, y Cerromatoso, en el departamento de Córdoba en Colombia. La línea de transmisión será desarrollada en un nivel de tensión de 300 kV de corriente directa (HVDC), con una capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW)

Con relación al estado de situación del proyecto, el Consorcio ISA–ETESA, a requerimiento del EOR, informa que el cuentan con un cronograma de desarrollo del proyecto en el que estiman su puesta en operación durante el tercer trimestre del año 2026. A continuación se presenta el referido cronograma de trabajo:

Fig. 6. Cronograma general de desarrollo del proyecto ICP.



Teniendo en cuenta el avance del proyecto, fue modelado en operación a partir del año 2026 en diferentes escenarios de expansión.

5.5. Conceptos y parámetros económicos a considerar

De acuerdo con lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, para el desarrollo de la planificación de largo plazo se debe utilizar la tasa de descuento regional, el costo de energía no suministrada y la representación de demandas elásticas.

a) Tasa de descuento

Con relación a la tasa de descuento, el Anexo J del Libro III del RMER indica que *"la tasa de descuento regional que se hace referencia en el Libro III del RMER, para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, es utilizada para verificar la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento; asimismo, es utilizado como parámetro del modelo de planificación para identificar las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternatively las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación."*

Para el año 2023 la tasa de descuento regional se define con un valor de **12.99 %**, de acuerdo con lo establecido en la resolución CRIE-02-2023.

b) Costo de energía no suministrada

El costo de energía no suministrada (CENS), corresponde en principio, al costo en el que incurren los consumidores finales debido a la interrupción intempestiva y sin preaviso, de su suministro de energía eléctrica. El CENS afecta en diferente medida a los consumidores conectados a las redes eléctricas, según la duración de la falla y el sector de consumo (industrial, comercial, residencial, u otro), por lo que en los modelos de planificación se hace necesario establecer diferentes escalones de falla que permitan representar estos efectos en la operación del sistema.

Los valores del Costo de la Energía No Suministrada Regional fueron establecidos por medio de la resolución CRIE-34-2018, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 5. CENS por bloques del MER.

Escalón	Profundidad	CENS US\$/MWh
Escalón 1	Desde 0% - hasta 5%	466
Escalón 2	Mayor a 5% - hasta 10%	870
Escalón 3	Mayor de 10% - hasta 30%	1,216
Escalón 4	Mayor de 30%	2,056

c) Representación de demandas elásticas

En el Anexo M del Libro III del RMER se establece la metodología para el cálculo del excedente del consumidor, basada en la función objetivo del SPGTR, que es la maximización del Beneficio Social, el cual resulta de la suma del excedente del consumidor más el excedente del productor.

Derivado de lo anterior, el mismo Anexo refiere que debe ingresarse la modelación de la demanda elástica e inelástica al módulo del SPGTR mediante un rango discreto de pares de demanda-precio.

Los valores de demanda-precio y los coeficientes K (que definen las relaciones de la demanda proyectada respecto al año base) que permiten modelar la elástica e inelástica en el SPGTR fueron determinados por medio de la metodología descrita en el Anexo M del Libro III del RMER, resultando los valores que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6. Valores de coeficientes K y precios para modelo de demanda mixta de los países de Centro América.

Nivel	Precio	Coeficientes K					
		CR	ES	GU	HO	NI	PA
Nivel 4	40	1.002	1.026	1.009	1.065	1.068	1.000
Nivel 3	120	0.968	0.995	0.977	1.005	0.990	1.000
Nivel 2	180	0.948	0.976	0.960	0.972	0.952	1.000
Nivel 1	INEL.	0.846	0.881	0.877	0.819	0.813	1.000

6. Expansión de generación para la etapa no optimizable (primeros 5 años del horizonte)

Conforme a lo que establece el RMER en el numeral 10.3.5.4 “El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio...”, definiéndose la etapa no optimizable, que corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado).

Con base en lo anterior, se define la expansión de generación de mediano plazo que considera únicamente los proyectos de generación decididos considerados para la etapa no optimizable de la planificación regional.

Los cronogramas de expansión de generación fueron remitidos por las entidades encargadas de la planificación nacional, como parte de sus planes de expansión nacionales, información que fue revisada por el EOR en conjunto con los OS/OM y las entidades planificadoras nacionales representadas en el Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG), con el propósito de reflejar en el estudio la condición más actualizada.

A continuación, se presenta la expansión de generación de mediano plazo informada por cada uno de los países.

- **Guatemala.** No se declaró una expansión de mediano plazo, manifestando que no se contaba con información de proyectos aprobados, con financiamiento o en construcción, siendo que el plan de expansión de generación nacional es de carácter indicativo.
- **El Salvador.** De acuerdo con el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2022-2036, y conforme a la revisión realizada por el EOR en conjunto con el CTPEG de El Salvador, se prevé la incorporación de diez nuevos proyectos de generación eléctrica entre los años 2023 a 2025, los cuales totalizan **276 MW**, de acuerdo con el detalle que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7. Expansión de generación de mediano plazo de El Salvador.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Estado de Gestión
1/1/2023	3 de Febrero	Hidroeléctrico	65.7	En construcción
1/4/2023	Tecoluca	Solar FV	12.3	En construcción
1/6/2023	Solar 4	Solar FV	55.0	En construcción
1/6/2023	Solar 5	Solar FV	55.0	En construcción
1/6/2023	Acajutla	Solar FV	6.0	En construcción
1/9/2023	Conchagua Power	Solar FV	30.0	Sin gestión
1/11/2023	Talnique	Solar FV	15.0	En construcción
1/12/2023	Geotérmica Berlín U5	Geotérmico	7.0	En construcción
1/4/2025	Geotérmica Chinameca	Geotérmico	20.0	Sin gestión
1/4/2025	Geotérmica San Vicente	Geotérmico	10.0	Sin gestión
Total			276.0	

- **Honduras.** Los proyectos de generación previstos para la expansión de mediano plazo de Honduras de acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031 y la verificación realizada por el EOR en conjunto con el CTPEG de Honduras, se prevé la incorporación de cuatro nuevos proyectos de generación eléctrica entre los años 2025 y 2026, los cuales totalizan **785.1 MW**. Los proyectos considerados se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 8. Expansión de generación de mediano plazo de Honduras.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Estado de Gestión
1/1/2025	Hidroeléctrica Río Molo	Hidroeléctrico	3.9	Sin información
1/1/2026	Tornillito	Hidroeléctrico	198.7	Sin información
1/1/2026	Eólico El Bijagual	Eólico	112.5	Sin información
1/1/2026	Proyecto Gas Puerto Cortés	Gas Natural	470.0	Sin información
Total			785.1	

- **Nicaragua.** De acuerdo con el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035 y la verificación realizada por el EOR en conjunto con el CTPEG de Nicaragua, como parte de la expansión de generación de Nicaragua se contempla la salida de operación de cuatro centrales térmicas en los años 2023 y 2027, las cuales totalizan **168.5 MW**. Las centrales Planta Nicaragua 1 y Planta Nicaragua 2, de 50 MW cada una, dejarán de operar en la etapa en la que entre en operación la nueva central de gas natural denominada Central Puerto Sandino, de 308 MW de capacidad.

En cuanto a **nueva capacidad** de generación eléctrica se prevé la incorporación de seis proyectos entre los años 2023 a 2027, los cuales totalizan **591.8 MW**. A continuación, se presenta el detalle de retiros e incorporaciones previstas para el sistema de Nicaragua:

Tabla 9. Retiros de generación previstos para el sistema de Nicaragua.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/7/2023	Planta Nicaragua 1	Búnker	50
1/7/2023	Planta Nicaragua 2	Búnker	50
1/1/2027	Corinto EEC-20	Búnker	18.5
1/1/2027	Corinto EEC	Búnker	50
Total			168.5

Tabla 10. Expansión de generación de mediano plazo de Nicaragua.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Estado de Gestión
1/7/2023	Central Puerto Sandino	Gas Natural	308.0	En construcción
1/1/2024	Solar 2	Solar FV	50.0	Sin información
1/12/2024	Monte Rosa U4	Biomasa	30.0	Sin información
1/1/2025	Solar 3	Solar FV	50.0	Sin información
1/1/2026	Solar 4	Solar FV	50.0	Sin información
1/1/2027	Mojolka	Hidroeléctrico	103.8	Sin información
Total			591.8	

- **Costa Rica.** De acuerdo con el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035 y la verificación realizada por el EOR en conjunto con el CTPEG de Costa Rica, se contemplan proyectos de modernización de tres centrales hidroeléctricas, tres geotérmicas y un parque eólico a desarrollarse entre los años 2023 a 2032. El plan de expansión también considera la salida de operación de trece centrales generadoras entre los años 2023 a 2032, principalmente por vencimiento de sus contratos, las cuales totalizan 138.25 MW.

Con relación a **nueva capacidad** de generación eléctrica para el sistema costarricense se prevé la incorporación de trece proyectos entre los años 2024 a 2028, los cuales totalizan **305 MW**. A continuación, se presenta el detalle de las modificaciones, retiros y expansiones previstas para el sistema de Costa Rica:



Tabla 11. **Proyectos de modernización en el sistema de generación de Costa Rica.**

Proyecto	Recurso
Cachí	Hidroeléctricas
Garita	Hidroeléctricas
Ventanas	Hidroeléctricas
Geotérmica Boca de Pozo 1	Térmicas
Geotérmica Miravalles I	Térmicas
Geotérmica Miravalles II	Térmicas
P.E. Tejona	Renovables

Tabla 12. **Retiros de generación previstos para el sistema de Costa Rica.**

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
6/7/2023	Matamoros	Hidroeléctrico	4.5
24/4/2024	Río Lajas	Hidroeléctrico	10
26/3/2025	P.E. MOVASA	Eólico	20
11/12/2025	Caño Grande III	Hidroeléctrico	3.28
2/1/2026	Ingenio El Viejo	Biomasa	17.5
12/2/2026	P.E. Aeroenergía	Eólico	6.4
23/9/2026	Ingenio Taboga	Biomasa	19.8
1/12/2026	Caño Grande	Hidroeléctrico	2.57
28/4/2028	P.E. Tilawind	Eólico	20
1/1/2031	P.E. Vientos del Este	Eólico	9
27/7/2031	Suerkata	Hidroeléctrico	2.7
29/5/2032	P.H. Vara Blanca	Hidroeléctrico	2.5
23/5/2032	P.E. Mogote	Eólico	20
Total			138.25

Tabla 13. Expansión de generación de mediano plazo de Costa Rica.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Estado de Gestión
1/1/2024	Proyecto Eólico #1	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2024	Hidro RC1	Hidroeléctrico	20.0	Sin gestión
1/1/2025	Hidro RC2	Hidroeléctrico	25.0	Sin gestión
1/1/2026	Proyecto Eólico #14	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2026	Proyecto Eólico #4	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2026	Proyecto Eólico #6	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2026	Proyecto Eólico #7	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2026	Proyecto Eólico #8	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2026	Proyecto Solar #11 (Descuento en costo)	Eólico	25.0	Sin gestión
1/3/2027	Geotérmica Boriquen 1	Geotérmico	55.0	En construcción
1/1/2028	Proyecto Eólico #15	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2028	Proyecto Eólico #16	Eólico	20.0	Sin gestión
1/1/2028	Proyecto Eólico #9	Eólico	20.0	Sin gestión
Total			305.0	

- **Panamá.** De acuerdo con el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036 y la verificación realizada por el EOR en conjunto con el CTPEG de Panamá, se contempla la incorporación de 37 proyectos de generación eléctrica entre los años 2023 a 2027, totalizando **1,822.8 MW** con diferentes tecnologías, entre estas hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas y de gas natural. Los proyectos considerados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 14. Expansión de generación de mediano plazo de Panamá.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Estado de Gestión
1/1/2023	RPM Solar Caizan 03	Solar FV	10.0	Concesionado
1/1/2023	Chuspa	Hidroeléctrico	8.8	Sin información
1/1/2023	Colorado	Hidroeléctrico	5.7	Sin información
1/1/2023	Cerro Viejo Solar	Solar FV	20.0	Concesionado
1/1/2023	El Alto G4	Hidroeléctrico	1.2	Concesionado
1/1/2023	Esti Solar I	Solar FV	9.9	Sin información
1/1/2023	Solar Provid	Solar FV	10.0	Concesionado
1/1/2023	Solar 05 Correg. de Progreso	Solar FV	49.7	En construcción
1/1/2023	Solar Victo	Solar FV	10.0	Sin información
1/1/2023	Solar Prudencia	Solar FV	10.6	Sin información
1/6/2023	RPM Solar Caizan 04	Solar FV	10.0	Concesionado
1/7/2023	Mendoza Solar	Solar FV	3.0	Sin información
1/7/2024	Solar Baco	Solar FV	25.9	Sin información
1/7/2024	San Bartolo G3	Hidroeléctrico	1.0	Sin información



Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Estado de Gestión
1/7/2024	San Bartolo	Hidroeléctrico	19.4	Sin información
1/9/2024	Gatún	Gas Natural	656.2	En construcción
1/1/2025	Sindigo	Hidroeléctrico	10.0	Sin información
12/2/2025	Toabre Etapa 2	Eólico	22.0	Concesionado
1/6/2025	Agua Fria	Solar FV	10.0	Concesionado
1/6/2025	Las Lajas	Solar FV	30.0	Concesionado
1/9/2025	El Chumical 1	Solar FV	40.0	Sin información
1/10/2025	El Coco	Solar FV	10.0	Concesionado
1/11/2025	La Salamanca	Solar FV	8.0	Sin información
1/1/2026	Barriles	Hidroeléctrico	1.0	Sin información
1/1/2026	Cotito	Hidroeléctrico	5.0	Sin información
1/1/2026	Gas To Power Panamá GTPP	Gas Natural	458.1	Sin información
1/1/2026	La Herradura	Hidroeléctrico	5.5	Sin información
1/1/2026	Solar La Mata	Solar FV	10.0	Sin información
1/1/2026	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	Eólico	51.8	Concesionado
1/1/2026	Portobelo Etapa 2 C	Eólico	17.3	Concesionado
1/7/2026	Solar La Mata	Solar FV	3.0	
1/7/2026	Solar La Mata Etapa 2	Solar FV	3.0	
1/11/2026	Camaronas	Solar FV	100.0	Sin gestión
1/12/2026	Solar La Mata	Solar FV	5.0	
1/12/2026	Solar La Mata Etapa 3	Solar FV	5.0	
1/1/2027	Burica	Hidroeléctrico	65.3	Sin gestión
1/6/2027	Escudero	Eólico	111.6	
Total			1,822.8	

7. Expansión de generación para la etapa optimizable (10 años posteriores a la etapa no optimizable)

Se denominan proyectos candidatos a aquellos proyectos que tienen alguna posibilidad de desarrollarse considerando su factibilidad técnica y características económicas, estos proyectos cuentan con estudios de factibilidad o han sido identificados como potenciales para su desarrollo. Los proyectos candidatos serán utilizados en la etapa optimizable de la planificación de la generación regional y están conformados por los proyectos candidatos nacionales, proyectos candidatos de carácter regional y proyectos candidatos para la ampliación de la capacidad operativa de transmisión regional entre pares de países.

De la misma manera que con los proyectos de la expansión de generación de mediano plazo, los proyectos candidatos fueron sometidos a revisión por el EOR en conjunto con el CTPEG, a fin de contar con la información más actualizada de las entidades nacionales.

- **Proyectos candidatos nacionales.** Estos proyectos forman parte de los planes nacionales de expansión, para este estudio se contabilizan **183 proyectos** de esta naturaleza, totalizando **10,656.73 MW** de capacidad.
- **Proyectos de carácter regional.** El EOR considerando la tendencia de desarrollo de proyectos de generación eléctrica de gas natural, debido que este recurso se considera de bajas emisiones y de bajo costo de operación comparado con las centrales térmicas convencionales, propone **2 proyectos** de 380 MW en cada país, totalizando **4,560 MW** de capacidad.
- **Proyectos candidatos para la ampliación de capacidad de intercambio regional entre pares de países.** Los sistemas eléctricos de Centro América actualmente realizan intercambio de energía por medio del primer circuito del proyecto SIEPAC, cuya capacidad máxima es de hasta 300 MW; pero debido que la infraestructura está diseñada para alojar dos circuitos de la misma capacidad, el EOR definió dos grupos de candidatos que representarían ampliaciones de la capacidad de intercambio entre pares de países; el primer grupo representa la posibilidad de incrementar la capacidad de intercambio regional hasta 450 MW, y el segundo grupo representa la posibilidad de incrementar la capacidad de intercambio regional hasta 600 MW.

La lista de proyectos candidatos se detalla en el Anexo I de este reporte.

Para efectos ilustrativos, se presentan a continuación de manera gráfica los costos de inversión unitarios de los proyectos candidatos por tipo de recurso.

Fig. 7. Costos de inversión unitarios de centrales proyectos hidroeléctricos.

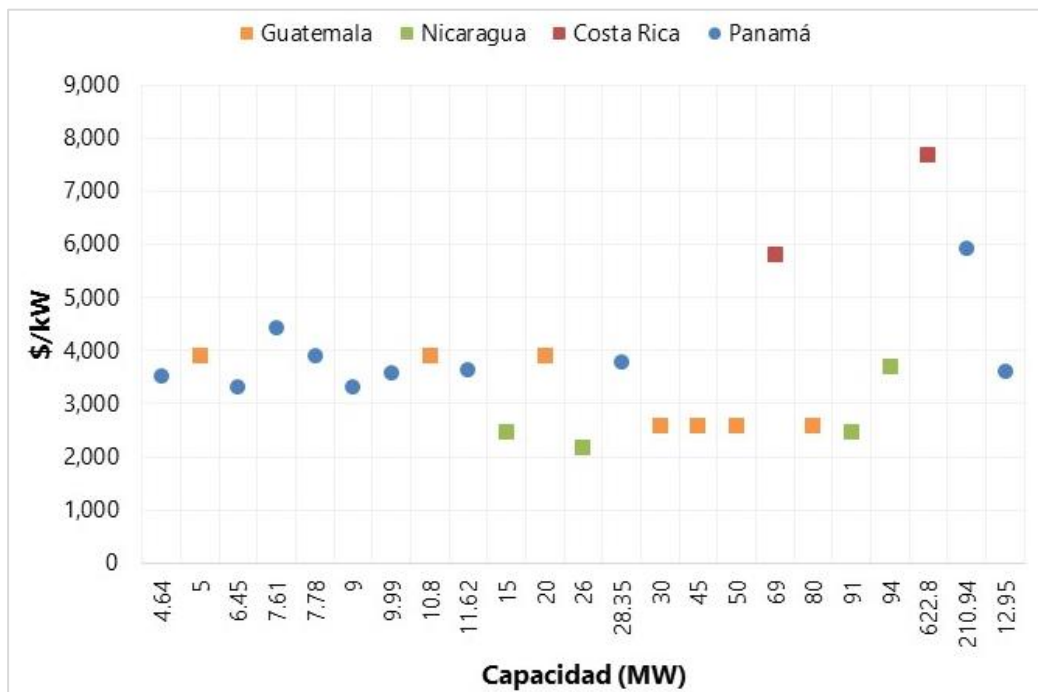


Fig. 8. Costos de inversión unitarios de proyectos eólicos.

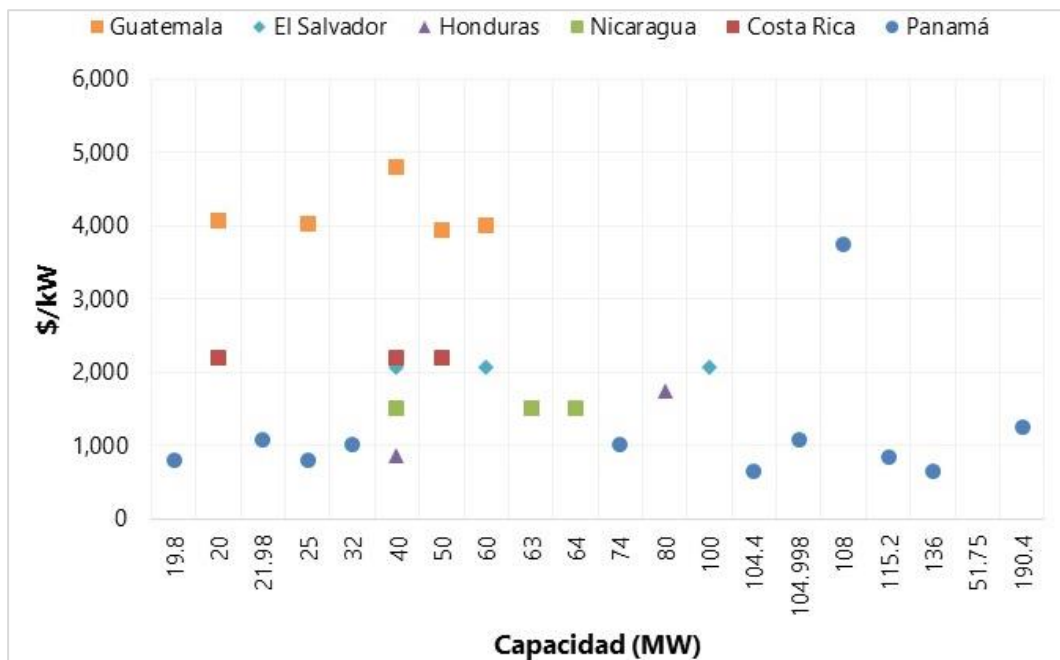
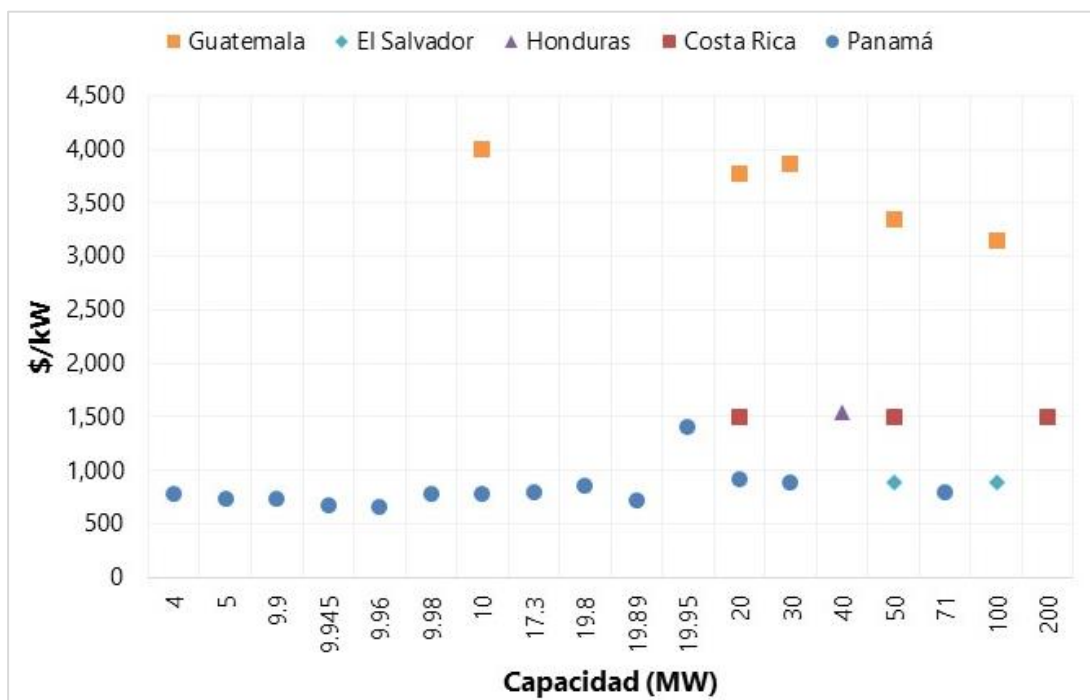


Fig. 9. Costos de inversión unitarios de proyectos fotovoltaicos.



Honduras informó que el costo de inversión de los proyectos solares corresponde a centrales híbridas solares fotovoltaicas acopladas con baterías con capacidad de almacenamiento de 4 horas, las cuales se cargan únicamente de la propia instalación solar.

Fig. 10. Costos de inversión unitarios de proyectos geotérmicos.

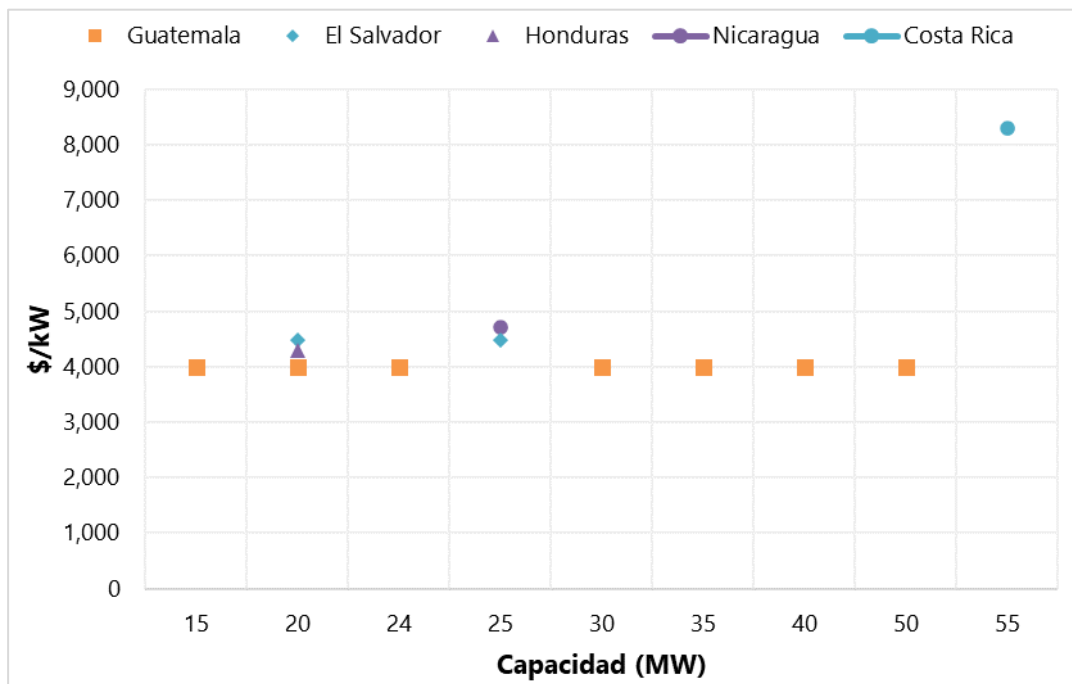
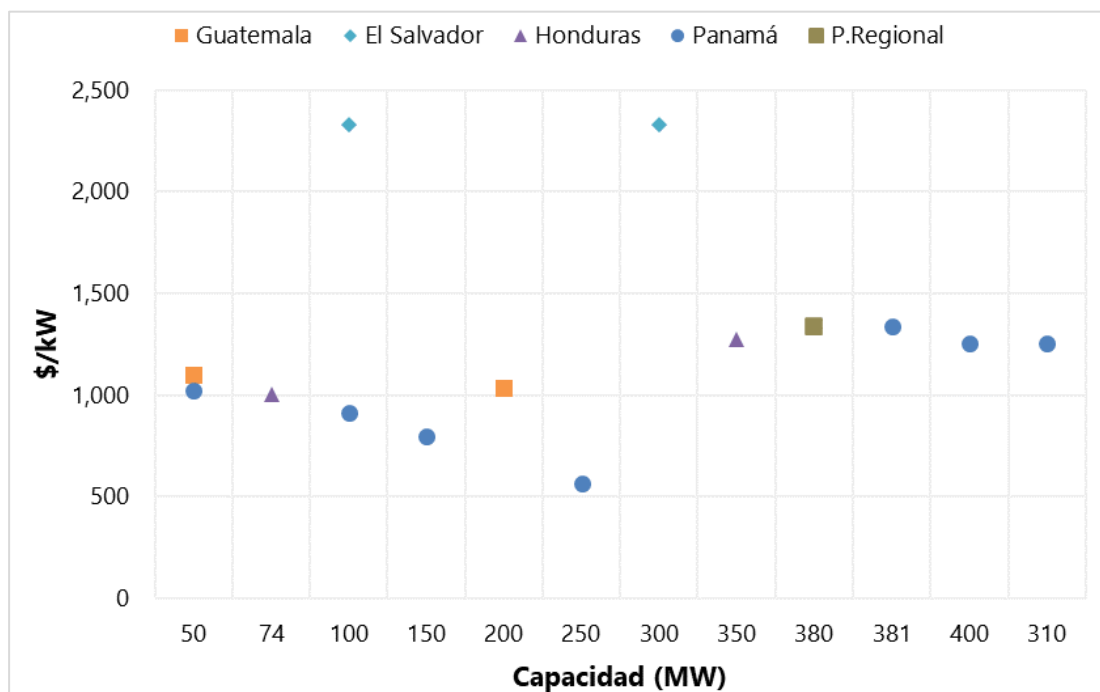


Fig. 11. Costos de inversión unitarios de proyectos de gas natural.



8. Definición de escenarios de expansión de la generación para la etapa optimizable

De conformidad con lo establecido en el inciso b) del numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, para la planificación de la expansión de la generación regional el EOR ha definido un conjunto de escenarios que incluyen escenarios base, escenarios que toman en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación, escenarios que consideran futuras interconexiones y/o la evolución del MER.

Para la definición de los escenarios se ha considerado las premisas técnicas mínimas de la planificación regional elaboradas por el EOR (conforme al numeral 10.3.3.1 del Libro III del RMER) y las Políticas Específicas para la Generación Regional emitidas por el CDMER.

Con base en lo anterior, para el desarrollo de este estudio fueron definidos ocho (8) escenarios de planificación de la generación regional. A continuación, se describen los escenarios evaluados en la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024 a 2038, los cuales se han identificado en dos grupos: Escenarios base o autosuficiencia de los países (Escenarios A1, A2, A3, A4 y A5), y escenarios con plantas de carácter regional e interconexiones (Escenarios B1, B2, B3).

8.1. Escenarios base

En la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024 a 2038 se han considerado cinco (5) escenarios base o de Autosuficiencia. De acuerdo a lo establecido en el numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, estos se conforman según lo siguiente:

- i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;
- ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable; y
- iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.

A continuación, se describen los escenarios base:

- **Escenario A1.** La expansión de mediano y largo plazo es conforme a los planes de expansión nacionales; se supone la capacidad operativa de transmisión entre pares de países limitada a 300 MW para todo el horizonte. No se consideran interconexiones extrarregionales.
- **Escenario A2.** La expansión de mediano y largo plazo es conforme a los planes de expansión nacionales; en la etapa optimizable se optimiza la expansión de la capacidad operativa a valores superiores a 300 MW hasta 600 MW, considerando candidato el segundo circuito

SIEPAC + Ampliaciones complementarias. No se consideran interconexiones extrarregionales.

- **Escenario A3.** La expansión de mediano y largo plazo es conforme a los planes de expansión nacionales; La capacidad operativa se considera de 300 MW hasta 2026 y se asume de 450 MW para los años siguientes, suponiendo el segundo circuito SIEPAC construido + Ampliaciones complementarias. No se consideran interconexiones extrarregionales.
- **Escenario A4.** La expansión de mediano y largo plazo es conforme a los planes de expansión nacionales; en la etapa optimizable se optimiza la expansión de la capacidad operativa a valores superiores a 300 MW hasta 600 MW, considerando candidato el segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias. Se considera operativo el proyecto de la interconexión Colombia – Panamá (ICP) a partir del 2026.
- **Escenario A5.** La expansión de mediano y largo plazo es conforme a los planes de expansión nacionales; La capacidad operativa se considera de 300 MW hasta 2026 y se asume de 450 MW para los años siguientes, suponiendo el segundo circuito SIEPAC construido + Ampliaciones complementarias. Se considera operativo el proyecto de la interconexión Colombia – Panamá (ICP) a partir del 2026.

8.2. Escenarios con plantas de carácter regional y futuras interconexiones

Conforme al numeral 10.3.3.1 y literal b) del 10.3.5.4 del Libro III del RMER, para la definición de estos escenarios se ha considerado las premisas técnicas mínimas que elaboró el EOR y la Política de Integración Eléctrica Regional elaborada por el CDMER.

En estos escenarios se optimiza la expansión de la generación considerando candidatos los proyectos comprendidos en la etapa optimizable conforme lo indica el numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, incluyendo los proyectos de los planes nacionales de expansión, proyectos de generación de escala regional conformados por centrales a Gas natural de 380 MW, y además considerando, en ciertos casos, la optimización la posibilidad de ampliar la capacidad de interconexión entre pares de países.

A continuación, se describe las características de estos escenarios.

- **Escenario B1.** La expansión de mediano plazo, hasta el año 2028 es conforme a los planes de expansión nacionales (etapa no optimizable). Para la etapa optimizable (a partir del año 2029) se optimiza la expansión de la generación con los proyectos nacionales + Plantas de

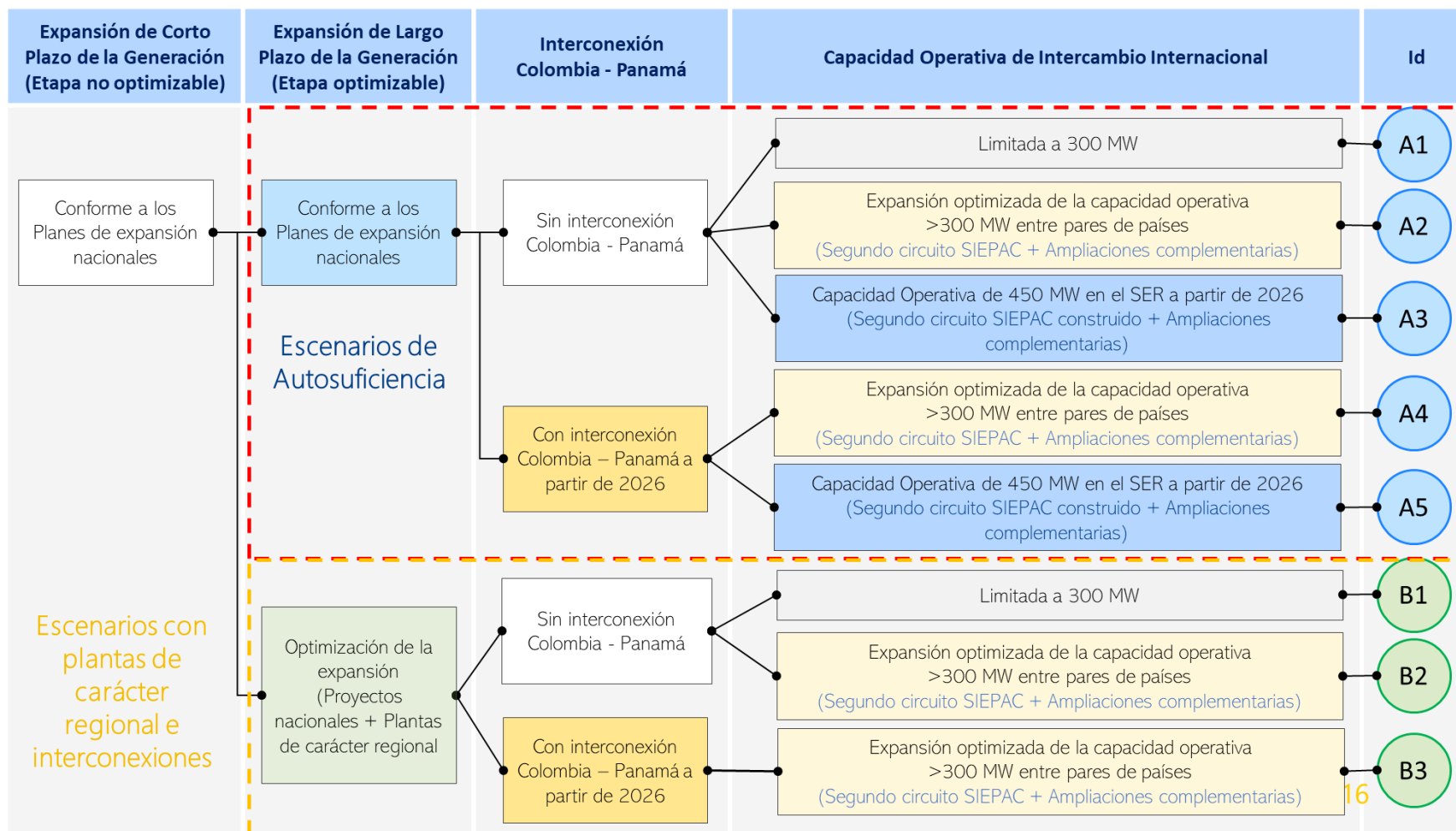
carácter regional. La capacidad operativa de transmisión entre pares de países se considera limitada a 300 MW para todo el horizonte. No se consideran interconexiones extrarregionales.

- **Escenario B2.** La expansión de mediano plazo, hasta el año 2028 es conforme a los planes de expansión nacionales (etapa no optimizable). Para la etapa optimizable (a partir del año 2029) se optimiza la expansión de la generación con los proyectos nacionales + Plantas de carácter regional. La capacidad operativa de transmisión entre pares de países se considera en 300 MW hasta el año 2028 y por medio de optimización se determina su ampliación hasta 600 MW a partir del año 2029. No se consideran interconexiones extrarregionales.
- **Escenario B3.** La expansión de mediano plazo, hasta el año 2028 es conforme a los planes de expansión nacionales (etapa no optimizable). Para la etapa optimizable (a partir del año 2029) se optimiza la expansión de la generación con los proyectos nacionales + Plantas de carácter regional. La capacidad operativa de transmisión entre pares de países se considera en 300 MW hasta el año 2028 y por medio de optimización se determina su ampliación hasta 600 MW a partir del año 2029. Se considera operativo el proyecto de la interconexión Colombia – Panamá (ICP) a partir del 2026.

La figura que se presenta a continuación ilustra las características de los escenarios de expansión evaluados en la planificación de la generación regional.



Fig. 12. Características de los escenarios de expansión para la planificación de la generación regional.



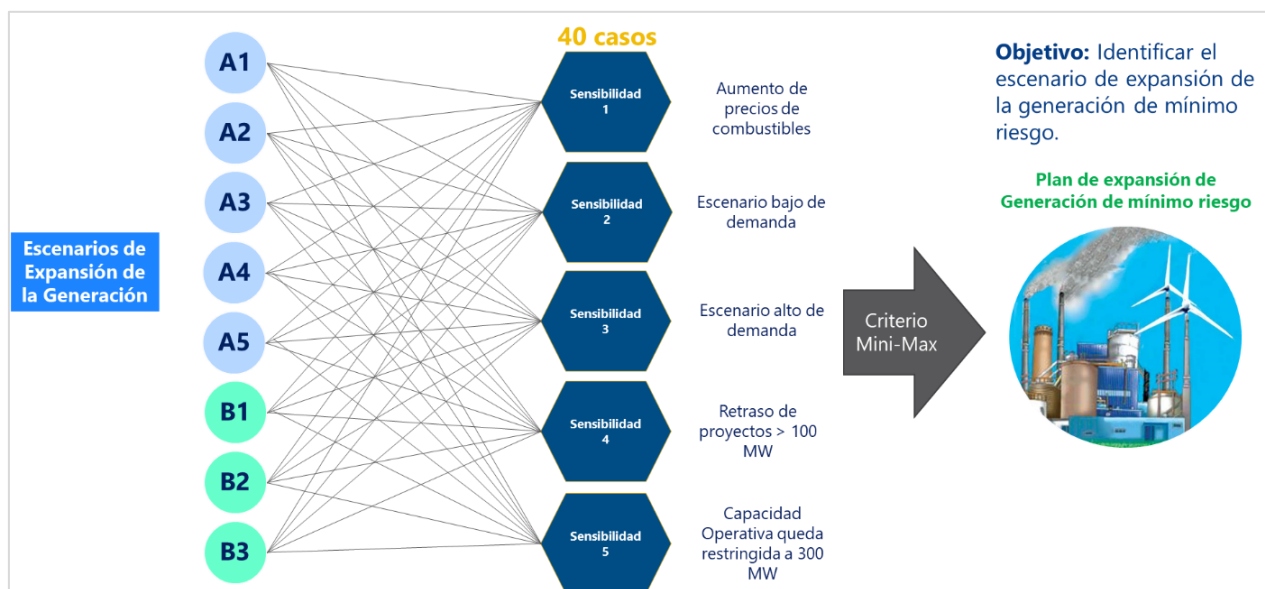
8.3. Escenarios de sensibilidad

Conforme a lo establecido en el inciso e) del numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, los escenarios de sensibilidad serán utilizados para identificar el escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo, evaluando los escenarios de expansión de la generación ante probables cambios en al menos una de sus variables o condiciones. Para este estudio se definieron cinco escenarios de sensibilidad:

- Escenario de sensibilidad 1: Aumento de los precios de los combustibles;
- Escenario de sensibilidad 2: Bajo crecimiento de la demanda;
- Escenario de sensibilidad 3: Alto crecimiento de la demanda;
- Escenario de sensibilidad 4: Retraso de proyectos con capacidad igual o mayor a 100 MW;
- Escenario de sensibilidad 5: La capacidad operativa de intercambio queda limitada a 300 MW en todo el horizonte.

La figura que sigue a continuación ilustra esquemáticamente el proceso de evaluación con los escenarios de sensibilidad.

Fig. 13. Análisis de sensibilidad para la expansión de la generación regional.



9. Resultados de la planificación de la generación (Etapla optimizable)

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para los escenarios de expansión de la generación regional.

9.1. Expansión de generación

En la siguiente tabla se presenta el resumen de la capacidad añadida en la etapa optimizable de la planificación de la generación regional, detallada por país e indicando los casos en los que han sido seleccionadas las ampliaciones de capacidad de intercambio regional.

Tabla 15. Expansión de Generación resultante para el largo plazo.

Escenario	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Expansión Generación [MW]	Expansión Capacidad Operativa entre países [MW]
A1	0	0	0	458	200	1,178	1,836	0
A2	0	0	0	458	200	1,178	1,836	0
A3	0	0	0	458	200	1,178	1,836	Todos hasta 450 MW
A4	0	0	0	458	200	1,178	1,836	0
A5	0	0	0	458	200	1,178	1,836	Todos hasta 450 MW
B1	919.8	350	804	582	55	752.71	3,463.51	0
B2	999.8	350	804	296	55	1,075.87	3,580.67	NI-CR y CR-PA hasta 600 MW
B3	1,084	730	1,564	202	55	826.54	4,462.54	HO-NI, NI-CR y CR-PA hasta 600 MW

Como se puede observar, los escenarios de autosuficiencia **A1** al **A5** contemplan la expansión de generación indicativa de largo plazo informada por los países, la cual totaliza **1,836 MW**, solo diferenciándose por el proyecto **ICP** en los escenarios **A4** y **A5**, así como el incremento de la capacidad de intercambio regional hasta **450 MW** en los escenarios **A3** y **A5**, que se consideraron en operación **a partir de 2026**.

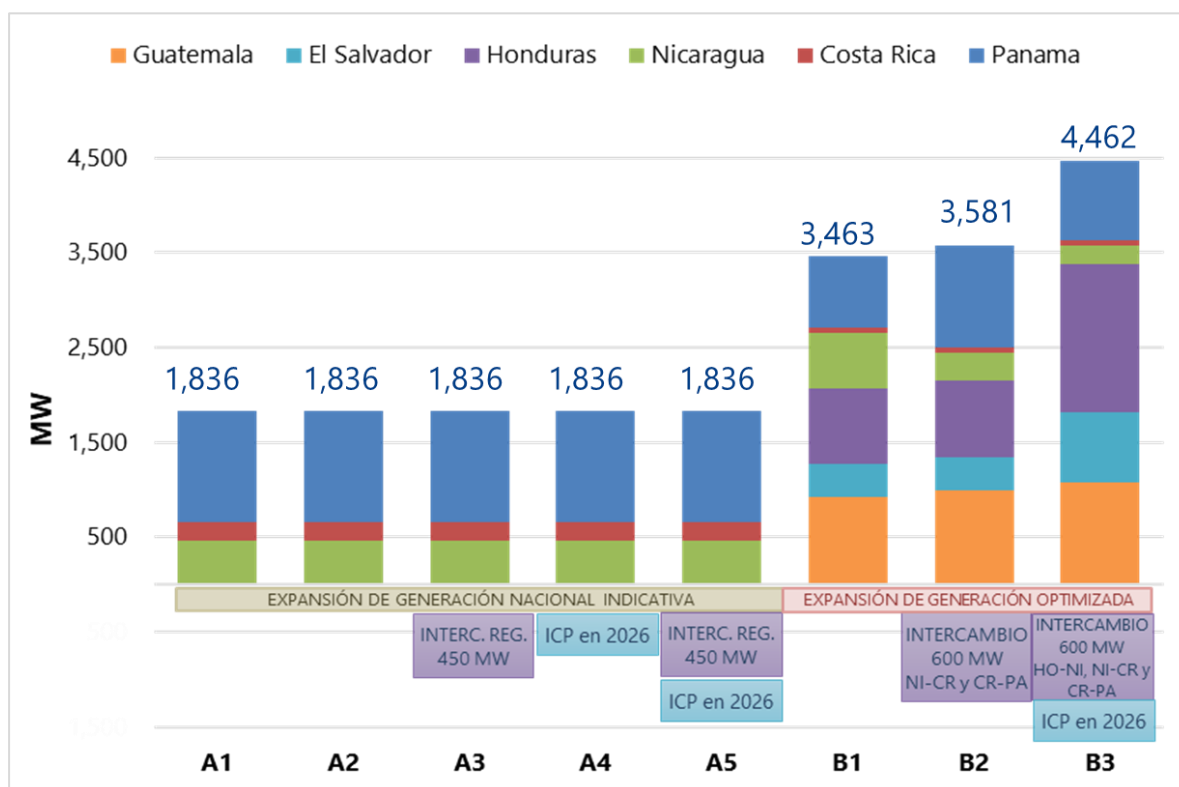
En el escenario **B1**, en el que la capacidad operativa de intercambio regional está limitada a 300 MW se observa que la capacidad de expansión de generación totaliza **3,463.51 MW**.

El escenario **B2** es la segunda alternativa con mayor capacidad de expansión, con **3,580.67 MW**, y sugiere incrementar la capacidad de intercambio regional hasta **600 MW** entre los sistemas de **Nicaragua – Costa Rica y Costa Rica – Panamá**.

Es notable que el escenario **B3** es el que incorpora mayor capacidad generación, la cual totaliza **4,462.54 MW**, pero también más opciones para incrementar la capacidad de intercambio regional, sugiriendo el incremento hasta **600 MW** entre los sistemas de **Honduras – Nicaragua, Nicaragua – Costa Rica y Costa Rica Panamá**.

A continuación, se presenta una figura que ilustra los resultados de la expansión de generación e incrementos de capacidad de intercambio regional, por escenario.

Fig. 14. Expansión de Generación resultante para el largo plazo (2029-2038) – por escenario.



9.2. Inversión total de la expansión de generación

Derivado de la expansión de generación determinada en cada escenario evaluado, podemos determinar los costos de inversión total, que representa la sumatoria de los costos de inversión de todos los proyectos que conforman cada escenario de expansión. La siguiente tabla resume los costos de inversión de los escenarios evaluados.

Tabla 16. Costo de inversión total de la expansión de generación (en M\$).

Escenario	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Capacidad Intercambio	Total Escenario
A1	0	0	0	1,094	342	2,289	0	3,725
A2	0	0	0	1,094	342	2,289	0	3,725
A3	0	0	0	1,094	342	2,289	284	4,009
A4	0	0	0	1,094	342	2,289	0	3,725
A5	0	0	0	1,094	342	2,289	284	4,009
B1	1,760	545	859	923	25	852	0	4,964
B2	1,968	545	859	762	25	1,307	78	5,544
B3	2,098	1,053	1,876	415	25	811	131	6,409

De acuerdo con los resultados observados, los escenarios de autosuficiencia **A1** al **A5** contemplan la **expansión de generación indicativa de largo plazo** informada por los países en sus planes de expansión nacionales, con una inversión total en generación de **M\$3,725**.

Los escenarios **A3** y **A5** consideran una **inversión adicional** relacionada a la **ampliación de la capacidad operativa hasta 450 MW**, la cual totaliza M\$284.

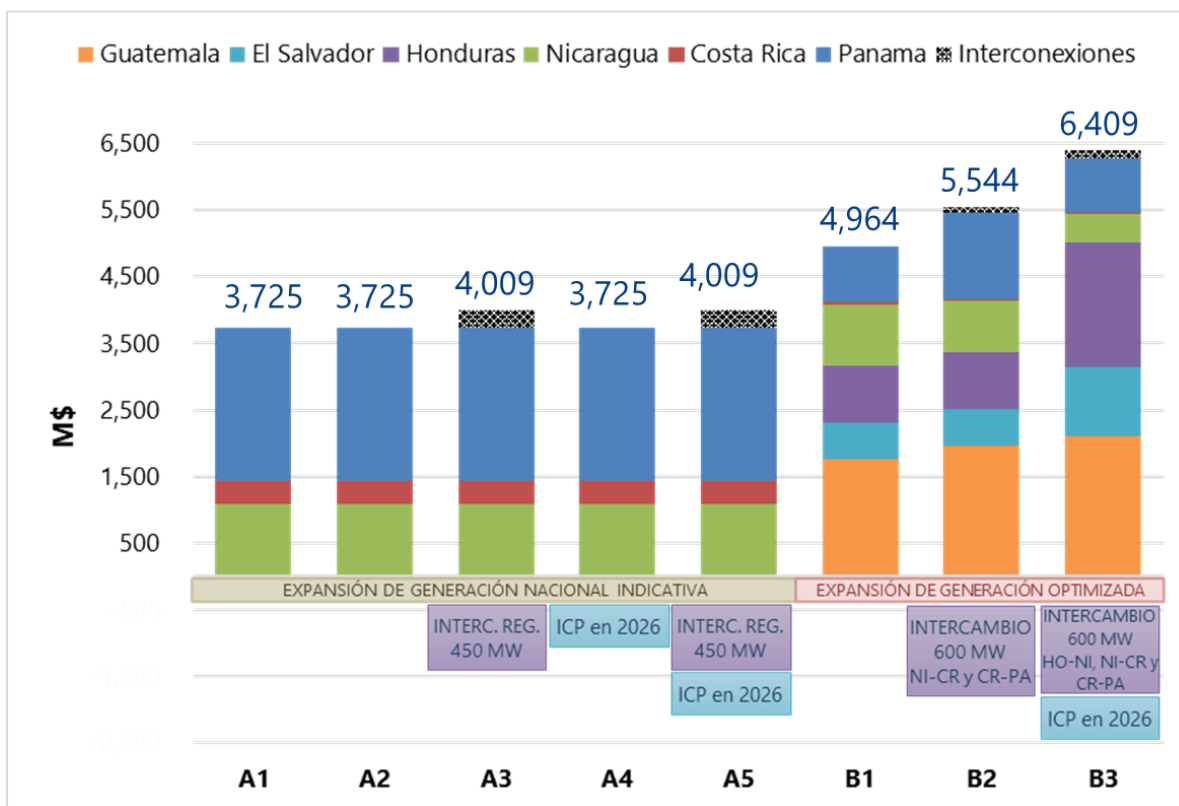
El escenario **B1** resulta con una inversión total de **M\$4,964**, si bien se optimiza la expansión de la generación, la capacidad de intercambio regional queda limitada a 300 MW.

Para el escenario **B2** se estima que la inversión total en generación asciende a **M\$5,466**, mientras que la **opción de incrementar la capacidad de intercambio regional hasta 600 MW** entre los sistemas de **Nicaragua – Costa Rica y Costa Rica – Panamá** resulta en una inversión total de **M\$78**.

En el escenario **B3** se estima la inversión total en generación en **M\$6,278** y **M\$131** de inversión relacionada a la **opción de incrementar el intercambio regional hasta 600 MW** entre los sistemas de **Honduras – Nicaragua, Nicaragua – Costa Rica y Costa Rica – Panamá**.

A continuación, se presenta una figura que ilustra los resultados de la inversión total correspondiente a la expansión de generación e incrementos de capacidad de intercambio regional, por escenario.

Fig. 15. Inversión Total de la Expansión de Generación.



9.3. Costos incrementales

Los costos incrementales corresponden a suma de las anualidades de las inversiones más los costos operativos de cada uno de los años comprendidos en el horizonte del estudio. En la siguiente tabla pueden visualizarse los costos incrementales de los escenarios de expansión evaluados.

Tabla 17. Costos incrementales de los escenarios de expansión de generación.

Escenario	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo Operativo [MUS\$]	Costo Total incremental [MUS\$]	Diferencia respecto del menor Costo Total
A1	1,143	11,783	12,927	537
A2	1,143	11,783	12,927	537
A3	1,309	11,697	13,006	617
A4	1,186	11,241	12,426	37
A5	1,309	11,080	12,389	0
B1	1,104	11,676	12,780	391
B2	1,122	11,507	12,629	240
B3	1,283	11,580	12,863	474

De acuerdo con los resultados, los escenarios **A1** y **A2** resultan con un costo incremental de **M\$12.858**. Estos escenarios resultan con los mayores costos operativos.

En el caso del escenario **A3** la inversión incremental es de **M\$12,880**, que resulta en el **mayor costo total incremental** de todos los escenarios evaluados. Este escenario resulta con los mayores costos de inversión como los mayores costos operativos.

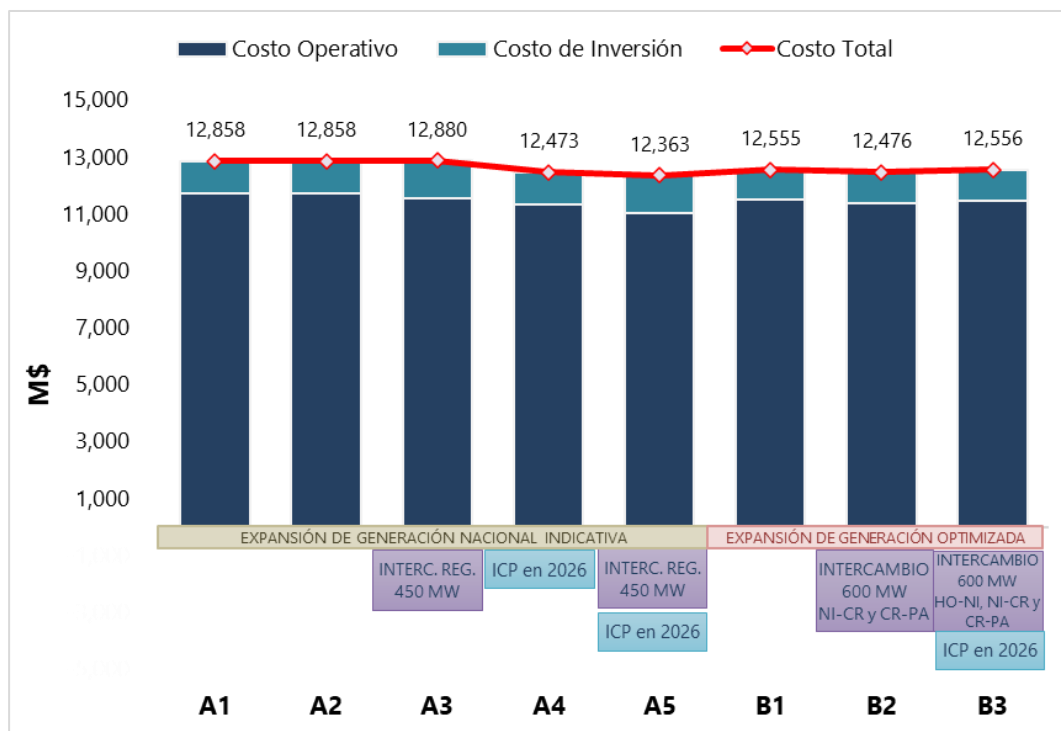
El escenario **A4** resulta con una inversión incremental de **M\$12,473**, el segundo menor costo incremental de todos los escenarios, resultando notable que este escenario presenta una inversión incremental intermedia, y el menor costo operativo de todos los escenarios.

El escenario **A5** resulta con el **menor costo total incremental**, cuyo valor es de **M\$12,363**. En este escenario el costo operativo por un monto de M\$11,054 es el más bajo de los escenarios evaluados.

Los escenarios **B1**, **B2** y **B3** son las alternativas cuyos costos incrementales resultantes son de **M\$12,555**, **M\$12,476** y **M\$12,556**, respectivamente, los cuales son menores que los costos incrementales de los escenarios A1, A2 y A3, pero mayores que los de los escenarios A4 y A5.

A continuación, se ilustran gráficamente los resultados de los costos incrementales correspondiente a la expansión de generación e incrementos de capacidad de intercambio regional, por escenario.

Fig. 16. Costos Incrementales de los escenarios de expansión de la generación.



9.4. Costos incrementales y beneficio de la demanda elástica

Para evaluar en un contexto completo la conveniencia de un plan de inversiones debemos tener en consideración las funciones objetivo de los modelos de expansión de la generación y de simulación de la operación del sistema, las cuales tiene como finalidad minimizar el costo total, compuesto por la sumatoria de las inversiones, el costo de suministro y los beneficios de la demanda, puesto que no siempre un plan de expansión de menor inversión es el más conveniente para la demanda.

Tabla 18. Costos incrementales y beneficios de la demanda de cada escenario de expansión.

Escenario	Costo Operativo [MUS\$]	Costo de Inversión [MUS\$]	Ingreso Demanda Elástica [MUS\$]	Costo Total [MUS\$]	Diferencia respecto del menor Costo Total [MUS\$]
A1	11,714	1,143	-9,683	3,175	1,925
A2	11,714	1,143	-9,683	3,175	1,925
A3	11,571	1,309	-9,922	2,958	1,708
A4	11,329	1,143	-9,720	2,753	1,502
A5	11,054	1,309	-9,953	2,410	1,160
B1	11,520	1,034	-11,186	1,369	119
B2	11,359	1,117	-11,221	1,255	5
B3	11,450	1,106	-11,306	1,250	0

De los resultados observamos que los **escenarios de autosuficiencia** resultan con los **mayores costos incrementales**, debido que los ingresos de la demanda elástica son sensiblemente menores con respecto de los escenarios B.

El **escenario B3**, resulta con el **menor costo total incremental**, como resultado de mayores ingresos de la demanda elástica y es el tercer escenario con los menores costos operativos.

De los escenarios base o de autosuficiencia, **el escenario A5 es el de menor costo incremental** considerando el beneficio de la demanda.

Los **escenarios A1 y A2**, resultan con el **mayor costo total incremental**, principalmente debido a menores ingresos de la demanda elástica con respecto a los otros escenarios.

9.5. Inyecciones en el MER

Las inyecciones de energía en el MER responden al equipamiento resultante en las diferentes estrategias de expansión del sistema de generación que adopten los países, según la capacidad y tipo de recursos de generación disponible en cada uno de donde derivan diferencias de costos marginales y excedentes de energía.

A continuación, se presentan las estimaciones de inyecciones al MER obtenidas en cada escenario de expansión evaluado.



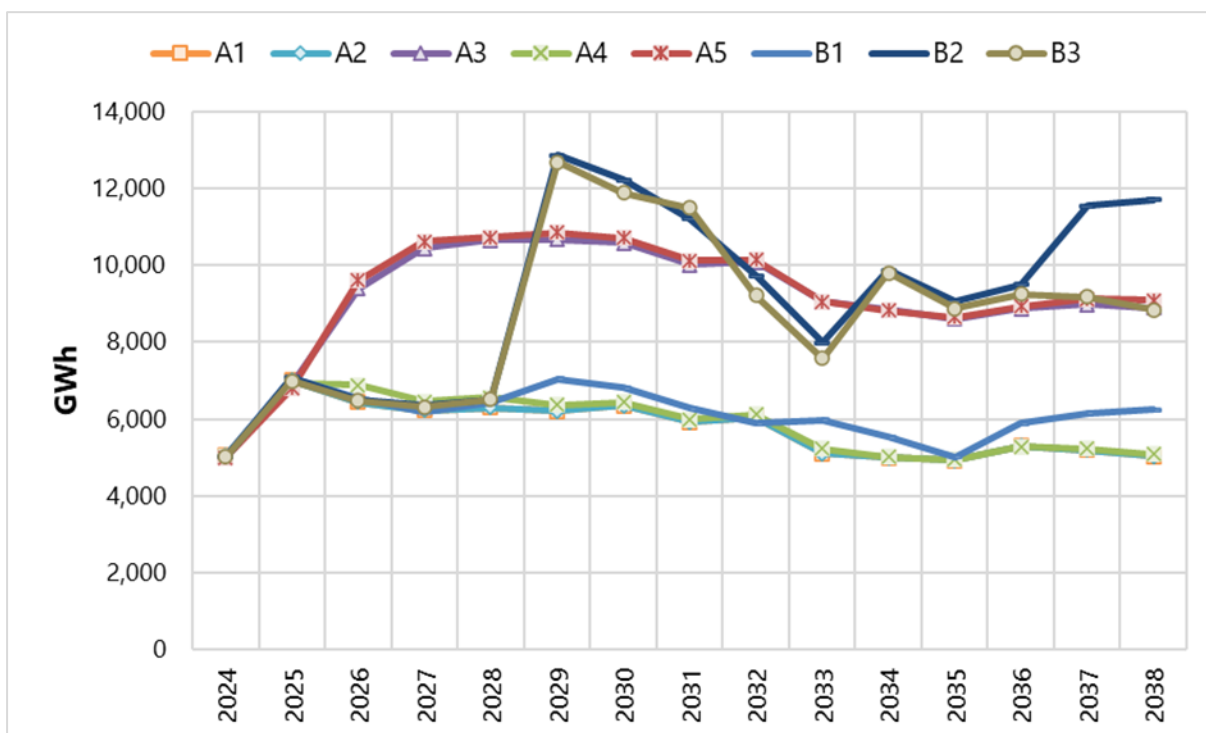
Tabla 19. Inyecciones anuales en el MER para cada escenario de expansión.

Año	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
2024	5,049	5,049	5,015	5,021	4,990	5,032	5,017	5,004
2025	7,001	7,001	6,895	6,935	6,800	7,071	7,076	6,996
2026	6,432	6,432	9,393	6,873	9,615	6,530	6,484	6,472
2027	6,223	6,223	10,437	6,461	10,619	6,192	6,365	6,317
2028	6,291	6,291	10,654	6,558	10,729	6,427	6,491	6,503
2029	6,206	6,206	10,683	6,357	10,860	7,049	12,864	12,685
2030	6,355	6,355	10,583	6,440	10,706	6,819	12,232	11,879
2031	5,920	5,920	10,019	5,983	10,121	6,279	11,208	11,499
2032	6,050	6,050	10,084	6,122	10,135	5,879	9,733	9,208
2033	5,099	5,099	9,048	5,227	9,046	5,975	7,991	7,571
2034	4,987	4,987	8,844	5,019	8,823	5,526	9,866	9,810
2035	4,928	4,928	8,602	4,945	8,651	5,018	9,075	8,882
2036	5,289	5,289	8,879	5,284	8,930	5,886	9,505	9,242
2037	5,194	5,194	8,978	5,226	9,126	6,143	11,548	9,182
2038	5,036	5,036	8,902	5,077	9,084	6,236	11,712	8,843
TOTAL	86,059	86,059	137,016	87,529	138,236	92,060	137,167	130,092

Puede notarse que las inyecciones en el MER evolucionan en el tiempo según se va dando el equipamiento resultante de la expansión de la generación en los diferentes países. Se observa que las mayores inyecciones totales resultan en el escenario A5, mientras que las menores inyecciones resultan en los Escenarios A1 y A2, siendo estos escenarios de autosuficiencia.

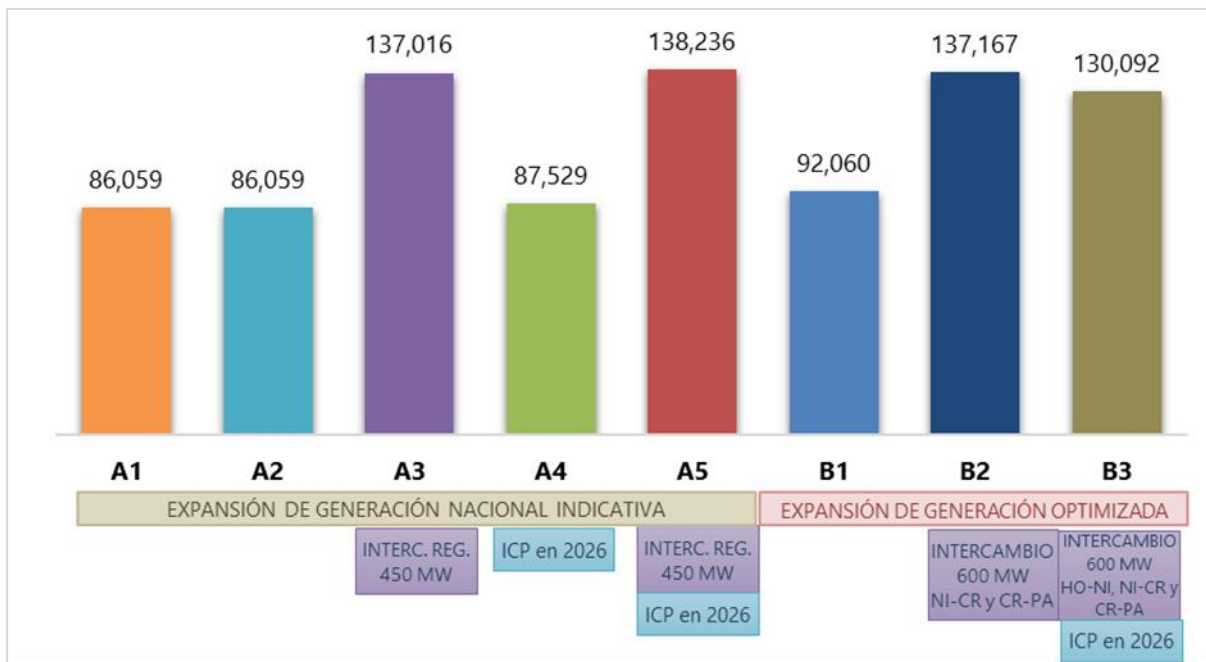
De la tabla anterior extraemos dos figuras, las cuales muestran gráficamente la evolución anual y total de las inyecciones estimadas del MER por escenario.

Fig. 17. Inyecciones anuales en el MER para cada escenario de expansión.



En la gráfica de inyecciones anuales puede observarse que evolucionan en el tiempo según se va dando el equipamiento resultante de la expansión de la generación en los diferentes países. A priori podemos notar que las menores inyecciones ocurrirían en el Escenario B1, seguido de los escenarios A1, A2 y A4, lo cual podremos concluir de manera más concreta al totalizar las inyecciones de cada uno de los escenarios, como sigue a continuación.

Fig. 18. Inyecciones totales MER por escenario 2024-2038 (GWh).



Tal como se observaba, los escenarios de autosuficiencia son los que resultan con las menores inyecciones al MER, más específicamente los escenarios A1, A2 y A4, debido que estos escenarios tienen limitada la capacidad de intercambio regional a 300 MW. Los escenarios A3 y A5 a diferencia de los anteriores, considera que la capacidad de intercambio es de hasta 450 MW a partir del año 2026, por lo que a partir de ese año las inyecciones se incrementan notablemente.

El **escenario A5** es en el que se estiman **mayores inyecciones al MER**. Las inyecciones incrementan a partir del año 2026 y se mantienen altas hasta el final del horizonte. Debe considerarse que en este escenario se supone contar con una capacidad operativa de transmisión entre pares de países de 450 MW a partir del año 2026 y de igual manera se supone contar con la interconexión Colombia – Panamá (ICP) en operación desde 2026.

El **escenario A3** es el **tercero escenario con más inyecciones al MER**. La única variante con respecto al escenario A5, es que en este escenario no está en operación el proyecto ICP.

El **escenario B1**, no obstante optimiza la expansión de la generación en el largo plazo, mantiene limitada la capacidad de intercambio regional a 300 MW, resultando un equipamiento de generación más equilibrado en los seis países que en los escenarios de autosuficiencia, y maximizando los intercambios regionales.

Los **escenarios B2 y B3**, resultan con inyecciones al MER menores que en los escenarios A3 y A5 debido al equipamiento más equitativo a lo largo del MER debido a la optimización de la expansión de la generación y las opciones para incrementar la capacidad de intercambio regional. Se observa que la mayor inyección al MER ocurre en el año 2029, año en la que da inicio la expansión de largo plazo.

También resulta interesante revisar el comportamiento del intercambio entre los países, para lo cual se presentan a continuación dos tablas con las exportaciones e importaciones totales estimadas por país para cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 20. Exportaciones totales por país en el MER para cada escenario de expansión.

Escenario	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
A1	6,626	1,750	6,050	15,919	36,795	18,919
A2	6,626	1,750	6,050	15,919	36,795	18,919
A3	5,956	1,539	12,019	28,926	53,051	35,525
A4	6,594	1,759	6,166	15,937	36,805	20,268
A5	6,001	1,487	12,044	28,984	53,205	36,515
B1	16,958	1,964	12,301	10,526	33,581	16,729
B2	15,468	2,008	13,927	14,835	53,564	37,365
B3	11,517	2,212	18,622	14,552	49,842	33,349

Como se observa en la tabla anterior, Costa Rica y Panamá se perfilan como los mayores exportadores de energía en la región, seguidos por Nicaragua, Guatemala y Honduras.

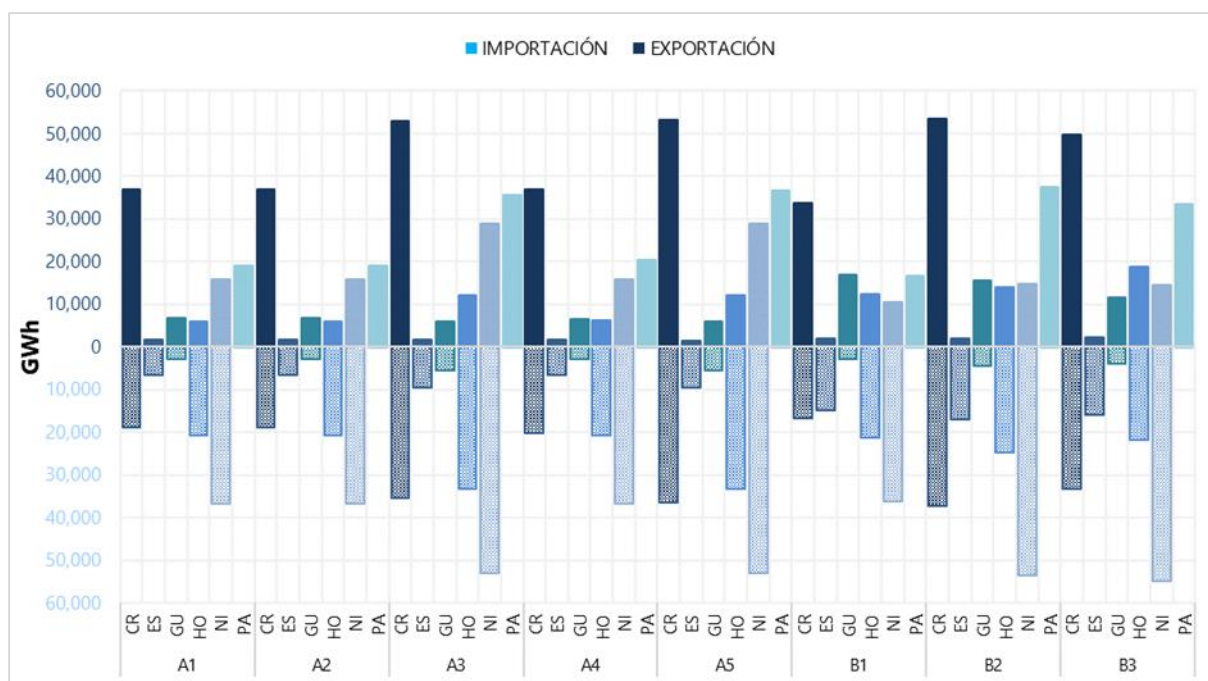
Tabla 21. Importaciones totales por país en el MER para cada escenario de expansión.

Escenario	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
A1	2,814	6,661	20,795	36,811	18,919	59
A2	2,814	6,661	20,795	36,811	18,919	59
A3	5,585	9,665	33,189	53,029	35,525	22
A4	2,824	6,735	20,825	36,841	20,268	36
A5	5,646	9,626	33,244	53,172	36,515	33
B1	2,865	14,941	21,227	36,272	16,729	26
B2	4,351	17,041	24,792	53,607	37,365	12
B3	3,927	16,022	21,876	54,895	33,349	24

En cuanto a las importaciones, Nicaragua y Honduras se perfilan como los mayores importadores, seguidos de Honduras y Costa Rica, este último presentando volúmenes importantes de importaciones en los escenarios A3, A5, B2 y B3.

A continuación, se ilustra gráficamente el resultado de las importaciones y exportaciones de los países por cada escenario de expansión.

Fig. 19. Importaciones y exportaciones totales por país para cada escenario de expansión.



En la figura anterior se observa a Costa Rica y Panamá como los mayores exportadores de energía en la región en todos los escenarios de expansión, mientras que Nicaragua, Honduras y Costa Rica son los que muestran mayores importaciones en los diferentes escenarios.

9.6. Análisis de flujos de potencia por las interconexiones en cada escenario

En este apartado se analiza el uso de la capacidad de las interconexiones que puede darse en cada escenario, según los flujos por intercambios de energía que se darían producto de la expansión de generación y de la capacidad de las interconexiones entre pares de países. El análisis se centra en revisar la probabilidad de que el flujo de potencia sea igual o exceda el valor de 300 MW considerando las series hidrológicas en el modelo de simulación operativa SDDP.

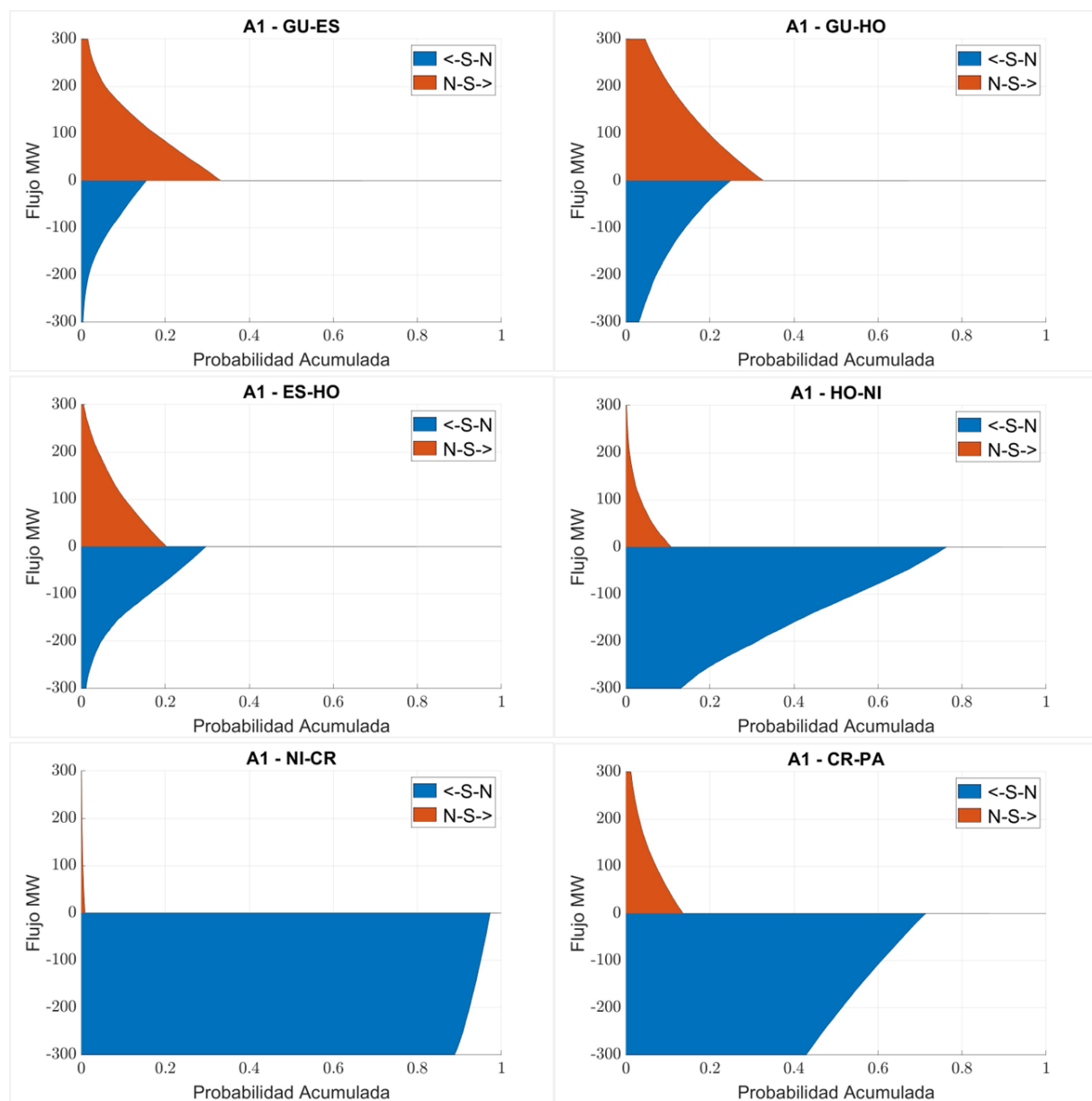
En la tabla siguiente se resume la probabilidad de que los flujos de potencia sean igual o excedan el valor de 300 MW ya sea en sentido norte-sur o sentido sur-norte en cada una de las interconexiones SER, para los ocho escenarios de expansión de la generación analizados.

Tabla 22. Probabilidad de flujo por las interconexiones del SER igual o mayor que 300 MW.

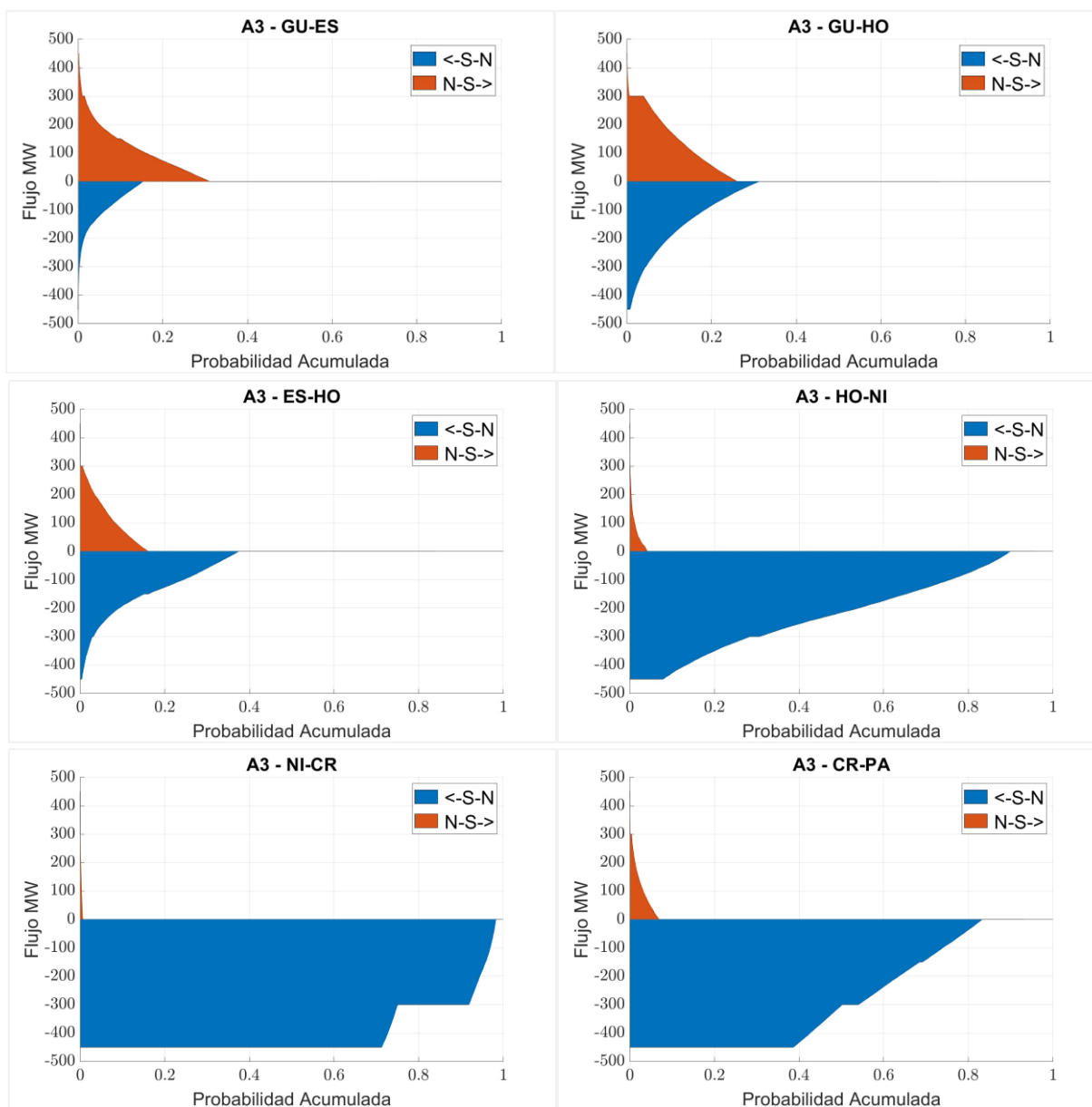
Escenario	GU-ES		GU-HO		ES-HO		HO-NI		NI-CR		CR-PA	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
A1	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	13.0%	0.1%	88.9%	1.2%	42.9%
A2	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	13.0%	0.1%	88.9%	1.2%	42.9%
A3	1.5%	0.3%	4.0%	4.5%	0.6%	3.2%	0.1%	30.8%	0.1%	91.9%	0.4%	54.1%
A4	1.6%	0.4%	4.6%	3.2%	0.6%	1.3%	0.2%	13.4%	0.1%	90.2%	0.9%	47.2%
A5	1.5%	0.3%	3.9%	4.6%	0.5%	3.3%	0.1%	31.2%	0.0%	92.6%	0.4%	57.0%
B1	4.7%	0.1%	9.8%	3.0%	0.7%	8.0%	3.3%	8.9%	0.3%	81.1%	1.4%	33.9%
B2	3.4%	0.1%	9.7%	4.5%	0.8%	13.2%	2.9%	18.1%	0.1%	84.7%	0.5%	51.8%
B3	3.3%	0.2%	6.4%	4.5%	1.2%	12.9%	8.5%	17.8%	0.2%	80.5%	0.5%	46.6%

A continuación, se presentan las gráficas que permiten visualizar para cada escenario, la probabilidad acumulada del flujo de potencia entre pares de países. Es importante mencionar que los flujos en los Escenarios A1 y A2 resultaron iguales por lo tanto se representan en las mismas gráficas.

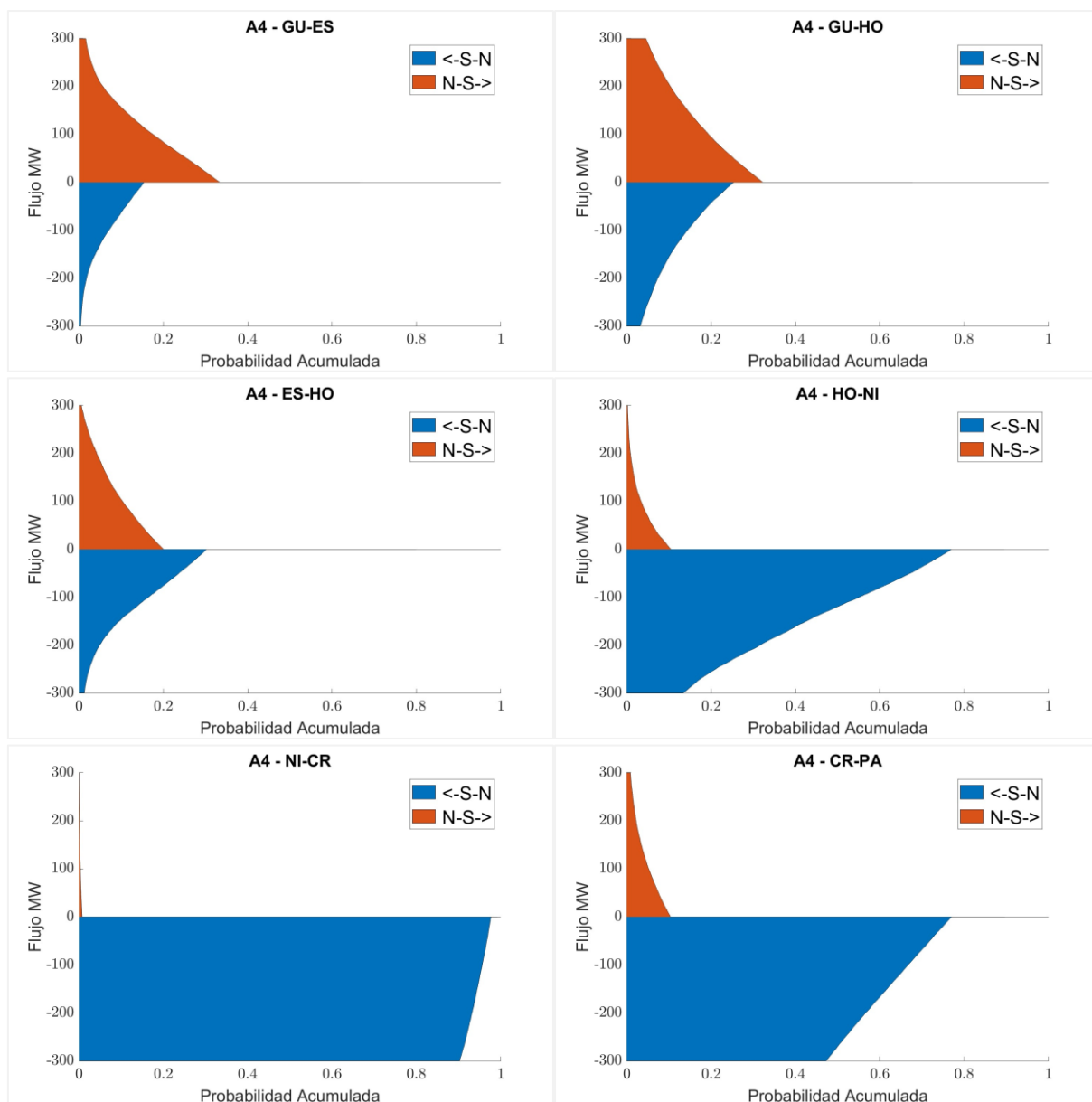
Flujos por las interconexiones. Escenarios A1 y A2 (Intercambios MER hasta 300 MW, sin ICP)



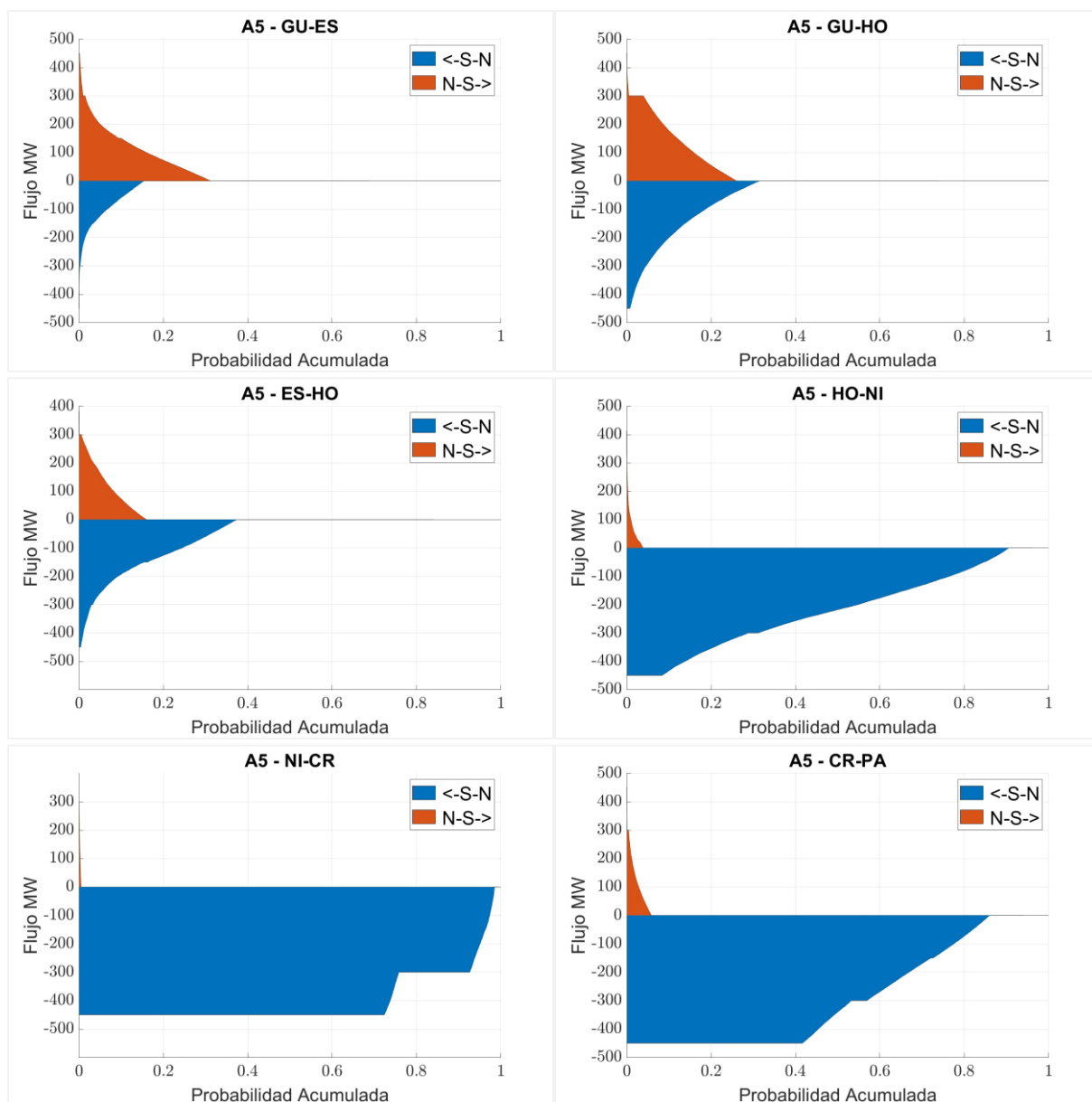
Flujos por las interconexiones. Escenario A3 (Intercambios MER hasta 450 MW, sin ICP)



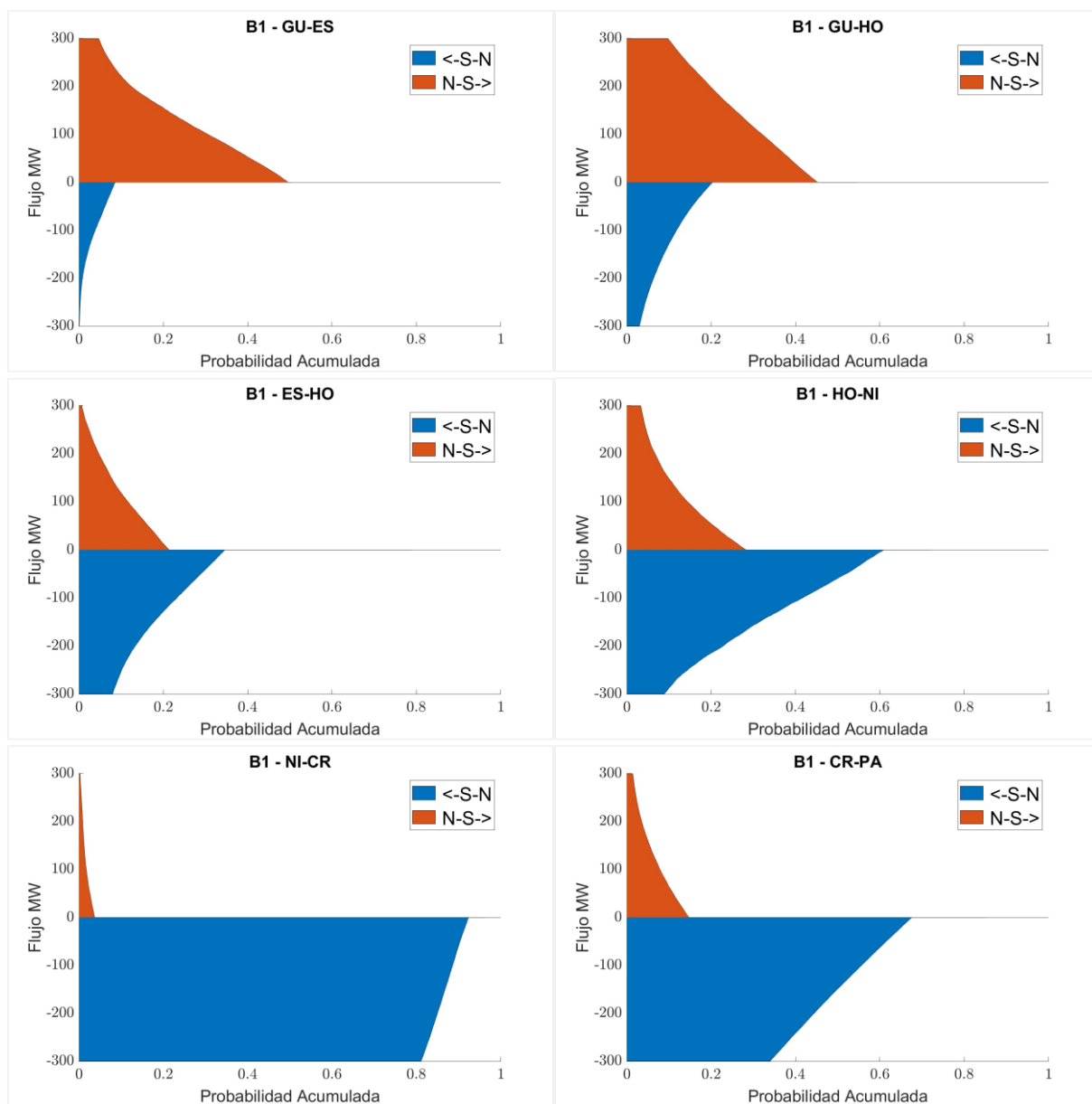
Flujos por las interconexiones. Escenario A4 (Intercambios MER hasta 300 MW, con ICP)



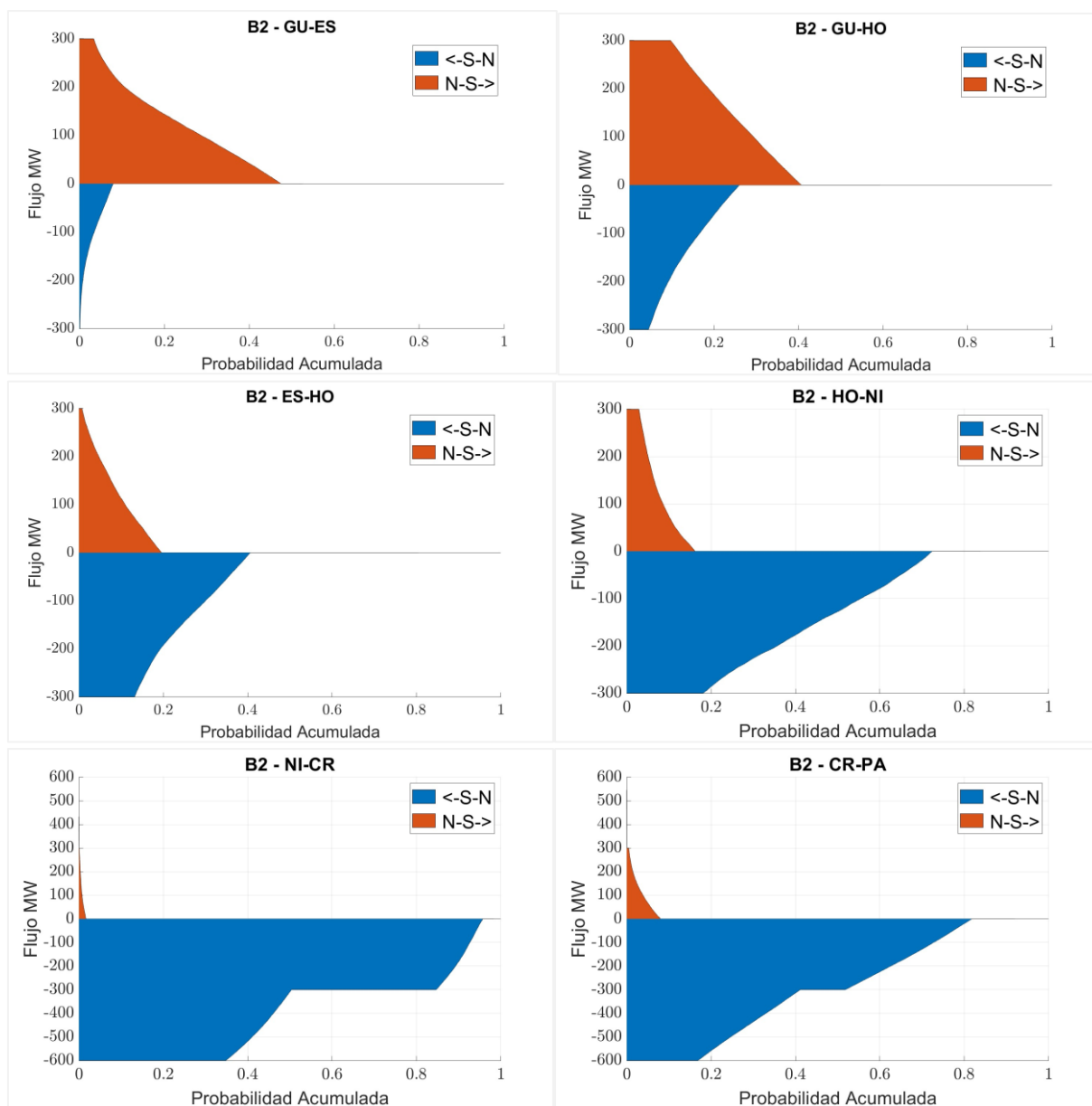
Flujos por las interconexiones. Escenario A5 (Intercambios MER hasta 450 MW, con ICP)



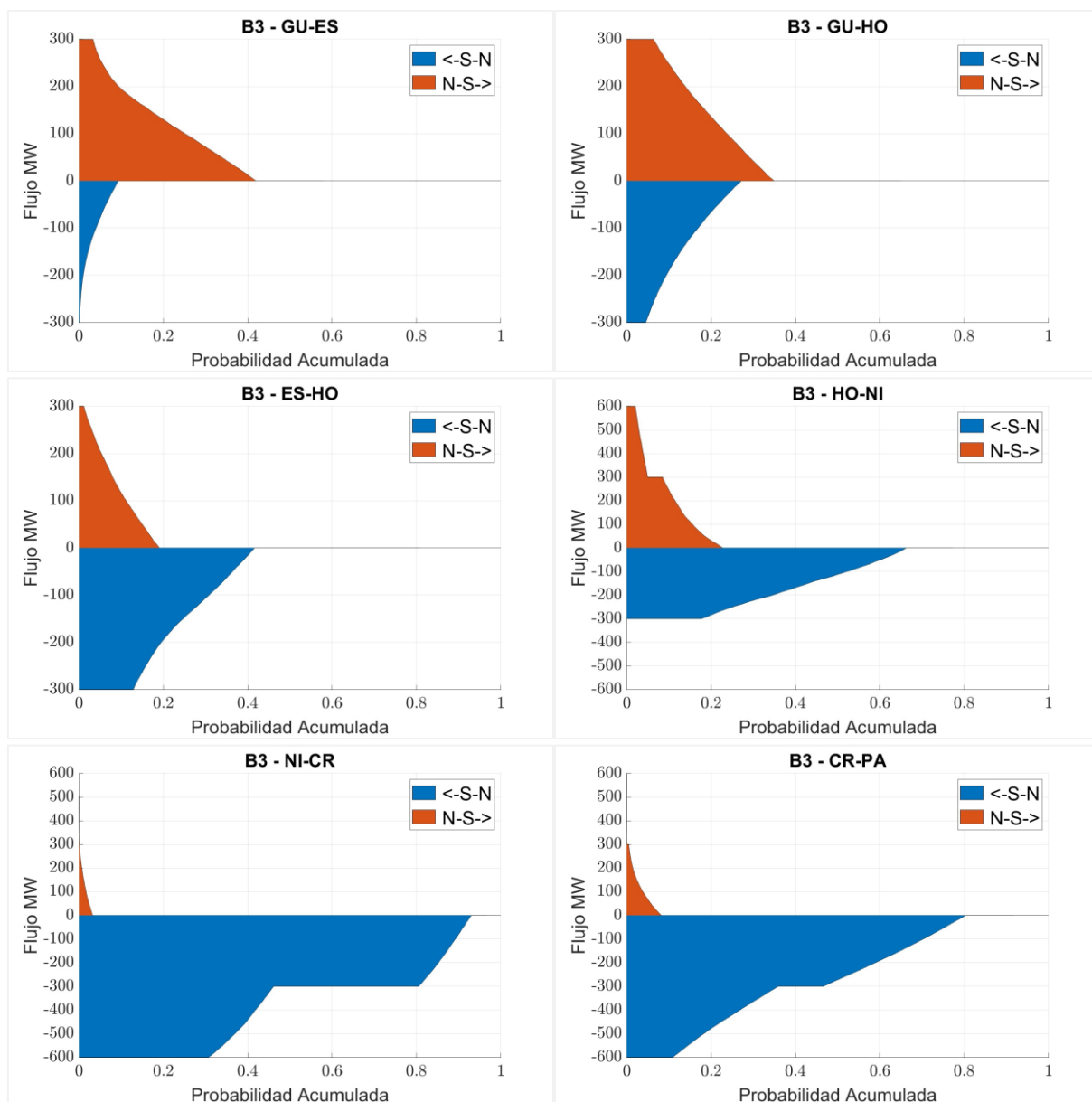
Flujos por las interconexiones. Escenario B1 (Intercambios MER hasta 300 MW)



Flujos por las interconexiones. Escenario B2 (Intercambios MER hasta 600 MW en NI-CR y CR-PA)



Flujos por las interconexiones. Escenario B3 (Intercambios MER hasta 600 MW en HO-NI, NI-CR y CR-PA, con ICP)



Análisis de los flujos previsibles por escenario de expansión

- En los escenarios A1 (con capacidad de transferencia limitada a 300 MW) y A2 (con posibilidad de ampliar la capacidad de transferencia a valor mayor de 300 MW), se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CRI-PAN (43%) y NIC-CRI (89%)
- El escenario A3 que supone disponer de una capacidad de transferencia entre países de 450 MW, pero sin que esté disponible la interconexión del proyecto Colombia-Panamá (ICP), de igual manera muestra una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 450 MW en las interconexiones CRI-PAN ($P = 54\%$ flujo ≥ 300 MW) y NIC-CRI ($P = 92\%$ Flujo ≥ 300 MW) y HON-NIC ($P = 31\%$ Flujo ≥ 300 MW). Las demás interconexiones muestran probabilidades acumuladas menores a 5% de que el flujo sea igual o exceda los 300 MW.
- En el escenario A4 que supone la una capacidad de transferencia limitada a 300 MW, y no incluye la interconexión ICP, las probabilidades acumuladas de flujos sur-norte por las interconexiones, similares a los escenarios A1 y A2: CRI-PAN ($P=47\%$ Flujo=300 MW); NIC-CRI ($P=90\%$ Flujo=300 MW).
- El escenario A5 es comparable con el escenario A3 (capacidad de transferencia de 450 MW), con la diferencia de que A5 supone disponible la interconexión del proyecto Colombia-Panamá (ICP), de igual manera muestra una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 450 MW en las interconexiones CRI-PAN ($P = 57\%$ flujo ≥ 300 MW); NIC-CRI ($P=93\%$, Flujo ≥ 300 MW) y HON-NIC ($P = 31\%$ Flujo ≥ 300 MW).
- Los flujos en el escenario B1 se muestran similares a los de los escenarios A1 y A2 en la probabilidad de que excedan 300 MW en sentido sur-norte.
- Los flujos en el escenario B2 y B3, que consideran una optimización general de la expansión de largo plazo (diferente a los resultados de los planes nacionales), sin y con ICP respectivamente en cada uno de los escenarios, resultan con una ampliación de la capacidad de intercambio entre Costa Rica-Panamá y Nicaragua-Costa Rica en 600 MW, siendo altas las probabilidades acumuladas de flujo sur-norte a través de las interconexiones CRI-PAN (47% - 52%, flujo ≥ 300 MW) y NIC-CRI ($P = 81\% - 85\%$, Flujo ≥ 300 MW, hasta 600 MW); en el resto de interconexiones la probabilidad de excedencia de flujos de potencia a 300 MW es menor a 20%.
- En general, en todos los escenarios de expansión de la generación, se observan altas probabilidades de que el flujo sur-norte sea de al menos 300 MW en las interconexiones Costa Rica-Panamá (probabilidad en el rango de 43% - 57%), Nicaragua-Costa Rica (probabilidad en el rango de 81% - 93%) y Honduras-Nicaragua (probabilidad en el rango de 9% - 31%), observándose las probabilidades mayores en el escenario A5.

10. Conclusiones de la planificación de la generación regional

- La expansión de generación prevista para incorporarse en la región en el mediano plazo totaliza 3,780.7 MW. Esta expansión está considerada como información de partida para desarrollar la expansión de largo plazo.
- El escenario B3 es el de mayor expansión de generación con 6,409 MW, y adicionalmente sugiere que el intercambio regional puede incrementar hasta 600 MW entre los sistemas de Honduras – Nicaragua, Nicaragua – Costa Rica y Costa Rica – Panamá. Es el de menor costo de suministro. Este escenario considera en servicio el proyecto ICP desde 2026.
- El escenario A5 que, considera la interconexión Colombia - Panamá en servicio a partir de 2026 y en el que supone disponerse de una Capacidad Operativa de Transmisión entre países de 450 MW. De la familia de escenarios de autosuficiencia resulta ser el escenario de menor costo incremental (inversión y operación) y además es en el cual se produciría el mayor volumen de inyecciones al MER de manera sostenida durante el horizonte 2024-2038.
- Considerando que los países del MER siguen una política de planificación de su generación para mantener Autosuficiencia, y que el escenario A5 se perfila con los mejores atributos, dado el menor costo incremental neto teniendo en cuenta el beneficio de la demanda y que además permitirá optimizar la capacidad operativa de transmisión a valores mayores que la COIIM (300 MW), se recomienda se utilice este escenario para realizar la planificación de la expansión de la transmisión, atendiendo lo indicado en el inciso g) del numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER.



Anexo I. Lista de proyectos candidatos para la planificación de la generación regional

Tabla 23. Lista de proyectos candidatos para la planificación de la generación regional.

País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$/kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$/kW - Año]
Guatemala	Eolica ESC	Eólico	20	4,067	20	56
Guatemala	Eolica GUA	Eólico	25	4,000	20	56
Guatemala	Eolica HUE	Eólico	40	4,800	20	56
Guatemala	Eolica JUT 1	Eólico	50	4,000	20	56
Guatemala	Eolica JUT 2	Eólico	25	4,066.8	20	56
Guatemala	Eolica JUT 3	Eólico	50	3,900	20	56
Guatemala	Eolica JUT 4	Eólico	60	4,000	20	56
Guatemala	Eolica JUT 5	Eólico	60	4,000	20	56
Guatemala	El Progreso Solar	Solar FV	10	4,000	20	8
Guatemala	Escuintla S1	Solar FV	100	3,140	20	8
Guatemala	Escuintla S2	Solar FV	30	3,866.67	20	8
Guatemala	Jutiapa S3	Solar FV	30	3,866.67	20	8
Guatemala	Santa Rosa S1	Solar FV	20	3,667	20	8
Guatemala	Santa Rosa S2	Solar FV	50	3,350	20	8
Guatemala	Sol Zacapa	Solar FV	20	3,867	20	8
Guatemala	Geo AMA	Geotérmico	50	4,000	30	120
Guatemala	Geo El Ceibillo	Geotérmico	20	4,000	30	120
Guatemala	Geo EST	Geotérmico	15	4,000	30	120
Guatemala	Geo Los Achiotes	Geotérmico	15	4,000	30	120
Guatemala	Geo MOY	Geotérmico	20	4,000	30	120
Guatemala	Geo Palencia	Geotérmico	20	4,000	30	120
Guatemala	Geo Retana	Geotérmico	15	4,000	30	120
Guatemala	Geo S20	Geotérmico	20	4,000	30	120
Guatemala	Geo SMR	Geotérmico	24	4,000	30	120
Guatemala	Geo TEC	Geotérmico	40	4,000	30	120
Guatemala	Geo ZUN	Geotérmico	35	4,000	30	120
Guatemala	Geo ZUN 2	Geotérmico	30	4,000	30	120
Guatemala	CPO-GNL	Gas Natural	200	1,000	25	9.7
Guatemala	GN Petén	Gas Natural	50	1,100	25	11
Guatemala	GNL Pto. Barrios	Gas Natural	200	1,100	25	11.7
Guatemala	PSJ-GNL	Gas Natural	200	1,000	25	11
Guatemala	GDR Biogas 1	GDR Gas Natural	5	2,600	25	7.11
Guatemala	GDR Biogas 2	GDR Gas Natural	5	2,600	25	7.11
Guatemala	GDR Biogas 3	GDR Gas Natural	5	2,600	25	7.11
Guatemala	GDR H1	GDR Hídrico	5	3,900	40	54
Guatemala	GDR H2	GDR Hídrico	5	3,900	40	54
Guatemala	GDR H3	GDR Hídrico	5	3,900	40	54



País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$ /kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$ /kW - Año]
Guatemala	GDR H4	GDR Hídrico	5	3,900	40	54
Guatemala	GDR H5	GDR Hídrico	5	3,900	40	54
Guatemala	GDR J1	GDR Hídrico	5	3,900	40	54
Guatemala	GDR J2	GDR Hídrico	5	3,900	40	54
Guatemala	Alta Verapaz H1	Hídrico	30	2,600	40	40
Guatemala	Alta Verapaz H2	Hídrico	45	2,600	40	40
Guatemala	Alta Verapaz H3	Hídrico	80	2,600	40	40
Guatemala	Hidro P50	Hídrico	20	3,900	40	40
Guatemala	Hidro P51	Hídrico	20	3,900	40	40
Guatemala	Hidro P52	Hídrico	10.8	3,900	40	40
Guatemala	Huehuetenango H1	Hídrico	30	2,600	40	40
Guatemala	Huehuetenango H2	Hídrico	50	2,600	40	40
El Salvador	Metapan Cel	Eólico	40	2,062	25	56
El Salvador	Proyecto EO1	Eólico	100	2,062	25	56
El Salvador	Proyecto EO2	Eólico	60	2,062	25	56
El Salvador	Proyecto Solar Fotovoltaico 1	Solar FV	50	883	25	18
El Salvador	Proyecto Solar Fotovoltaico 3	Solar FV	100	883	25	18
El Salvador	Ampliación Chinameca	Geotérmico	25	4,468	30	115
El Salvador	Ampliación San Vicente	Geotérmico	20	4,468	30	115
El Salvador	Proyecto GNL A	Gas Natural	300	2,333.33	30	30
El Salvador	Proyecto GNL B	Gas Natural	100	2,333.33	30	30
Honduras	Central candidata eólica ubicada en Zamorano	Eólico	80	1,737	20	26.47
Honduras	Eólico Aerowind	Eólico	40	868.15	20	48.42
Honduras	Central candidata solar FV con SAEB ubicada en Ceiba Térmica	Solar FV + SAEB	40	1,539.08	20	26.19
Honduras	Central candidata solar FV con SAEB ubicada en Comayagua 1	Solar FV + SAEB	40	1,539.08	20	26.19
Honduras	Central candidata solar FV con SAEB ubicada en Comayagua 2	Solar FV + SAEB	40	1,539.08	20	26.19
Honduras	Central candidata solar FV con SAEB ubicada en Coyoles Central	Solar FV + SAEB	40	1,539.08	20	26.19
Honduras	Central candidata solar FV con SAEB ubicada en Naco	Solar FV + SAEB	40	1,539.08	20	26.19
Honduras	Central candidata solar FV con SAEB ubicada en San Pedro Sula	Solar FV + SAEB	40	1,539.08	20	26.19
Honduras	Candidato Geotermia	Geotérmico	20	4,300	20	137.5
Honduras	Central térmica de turbinas de gas duales	Gas Natural	74	1,001	20	16.38



País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$ /kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$ /kW - Año]
Honduras	Ciclo Combinado RGU	Gas Natural	350	1,272.96	25	17
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 1	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 10	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 11	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 12	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 2	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 3	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 4	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 5	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 6	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 7	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 8	Búnker	40	946	20	35.34
Honduras	Central termica de motores de combustion interna a bunker 9	Búnker	40	946	20	35.34
Nicaragua	BARROS	Eólico	40	1,500	20	50
Nicaragua	Eolica Hato Grande	Eólico	63	1,500	20	50
Nicaragua	Eólica Hato Grande 2	Eólico	40	1,500	20	50
Nicaragua	Eólico San Marcos (EOL2)	Eólico	64	1,500	20	50
Nicaragua	Geotérmica Volcán Cosigüina 1	Geotérmico	25	4,700	25	55
Nicaragua	El Carmen	Hídrico	91	2,473	50	34.8
Nicaragua	Piedra Puntuda	Hídrico	15	2,463	50	34.8
Nicaragua	Salto Y-Y	Hídrico	26	2,191	50	34.8
Nicaragua	San Pedro Del Norte	Hídrico	94	3,691	50	34.8
Costa Rica	Proyecto Eólico #10 (EProyR10)	Eólico	20	2,200	20	50



País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$ /kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$ /kW - Año]
Costa Rica	Proyecto Eólico #11 (Eólico Proy G4)	Eólico	20	2,200	20	50
Costa Rica	Proyecto Eólico #12 (Eólico Proy 3)	Eólico	50	2,200	20	50
Costa Rica	Proyecto Eólico #13 (Eólico Proy 5)	Eólico	20	2,200	20	50
Costa Rica	Proyecto Eólico #2	Eólico	40	2,200	20	50
Costa Rica	Proyecto Eólico #3	Eólico	40	2,200	20	50
Costa Rica	Proyecto Eólico #5 (Eólico Proy G5)	Eólico	20	2,200	20	50
Costa Rica	Proyecto Solar #1 (Solar- 1_20)	Solar FV	20	1,500	20	12
Costa Rica	Proyecto Solar #2	Solar FV	200	1,500	20	12
Costa Rica	Proyecto Solar #3 (Solar- 1_50)	Solar FV	50	1,500	20	12
Costa Rica	Proyecto Solar #4 (Solar- 4_20)	Solar FV	20	1,500	20	12
Costa Rica	Proyecto Solar #5 (Solar- 10_50)	Solar FV	50	1,500	20	12
Costa Rica	Proyecto Solar #6 (Solar- 2_20)	Solar FV	20	1,500	20	12
Costa Rica	Proyecto Solar #8 (Solar- 3_50)	Solar FV	50	1,500	20	12
Costa Rica	Geotérmica Boriquen 2	Geotérmico	55	8,309	30	189.7
Costa Rica	Diquis	Hídrico	622.8	7,692	40	18.9
Costa Rica	Fourth Cliff	Hídrico	69	5,811	40	56.7
Costa Rica	Mini Diquis	Hídrico	23.3	0	40	97.9
Panamá	Anton	Eólico	104.998	1,071	25	94.62
Panamá	Cocle Win Power Plant	Eólico	190.4	1,260		
Panamá	Eólico Correg. de El Cuay	Eólico	104.4	650	25	94.79
Panamá	Eólico Correg. de El Salado	Eólico	80.0008	700	25	103.55
Panamá	Eólico Correg. de Hornito	Eólico	19.8	800	25	217.57
Panamá	Eólico Correg. de Libano	Eólico	136	650	25	88.11
Panamá	Eólico Correg. de Pacora	Eólico	32	1,004	25	159.80
Panamá	Eólico Correg. de Paja de Sombrero	Eólico	25	800	25	186.05
Panamá	La Vikinga	Eólico	108	3,740.74	50	25.25
Panamá	Santa Cruz	Eólico	74	1,004	25	106.59
Panamá	Toabre Etapa 3	Eólico	21.98	1,071	25	87.70
Panamá	Viento Sur	Eólico	115.2	850	25	92.09
Panamá	Corotu Solar	Solar FV	9.98	777.79	25	84.67
Panamá	HP Solar	Solar FV	20	985.67	25	57
Panamá	Los Santos Solar II	Solar FV	9.98	777.79	25	84.67
Panamá	Los Santos Solar III	Solar FV	9.98	777.79	25	84.67
Panamá	Pacora II Etapa 2	Solar FV	4	777.79	25	84.67



País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$ /kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$ /kW - Año]
Panamá	Pedasi Solar	Solar FV	9.98	777.79	25	84.67
Panamá	PV Santiago PTY1	Solar FV	10	963.37	25	84.5
Panamá	PV Santiago PTY2	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	PV Santiago PTY3	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	PV Santiago PTY4	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	PV Santiago PTY5	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	PV Santiago PTY6	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	PV Santiago PTY7	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	Solar 01 Correg. de Aguadulce	Solar FV	9.9	738.90	25	85.35
Panamá	Solar 01 Correg. de Anton	Solar FV	10	818.73	25	84.5
Panamá	Solar 01 Correg. de Boqueron	Solar FV	19.8	889.56	25	57.58
Panamá	Solar 01 Correg. de El Roble	Solar FV	10	738.90	25	84.5
Panamá	Solar 01 Correg. de Gualaca	Solar FV	19.89	889.56	25	57.32
Panamá	Solar 01 Correg. de Juan Díaz (Anton)	Solar FV	5	738.90	25	110
Panamá	Solar 01 Correg. de Las Lomas	Solar FV	19.8	818.73	25	85.35
Panamá	Solar 01 Correg. de Nata	Solar FV	9.945	738.90	25	84.97
Panamá	Solar 01 Correg. de Pacora	Solar FV	10	818.73	25	84.5
Panamá	Solar 01 Correg. de Progreso	Solar FV	30	889.57	25	38
Panamá	Solar 02 Correg. de El Roble	Solar FV	10	701.96	25	84.5
Panamá	Solar 02 Correg. de Gualaca	Solar FV	19.89	701.96	25	57.32
Panamá	Solar 02 Correg. de Nata	Solar FV	9.945	701.96	25	84.97
Panamá	Solar 02 Correg. de Progreso	Solar FV	10	818.73	25	84.5
Panamá	Solar 03 Correg. de El Roble	Solar FV	20	845.09	25	57
Panamá	Solar 03 Correg. de Gualaca	Solar FV	19.89	666.86	25	57.32
Panamá	Solar 03 Correg. de Nata	Solar FV	9.96	666.86	25	84.84
Panamá	Solar 03 Correg. de Progreso	Solar FV	10	818.73	25	84.5
Panamá	Solar 04 Correg. de Gualaca	Solar FV	19.89	601.84	25	57.32
Panamá	Solar 04 Correg. de Nata	Solar FV	9.945	633.52	25	84.97
Panamá	Solar 04 Correg. de Progreso	Solar FV	71	802.83	25	20.21
Panamá	Solar 05 Correg. De Gualaca	Solar FV	17.3	802.83	25	65.90
Panamá	Solar 05 Correg. de Nata	Solar FV	9.945	633.52	25	84.97
Panamá	Solar Bajo Frío	Solar FV	19.95	1,403	30	10.71
Panamá	CC CNL B	Gas Natural	310	1,254.1	30	17.054
Panamá	Costa Norte II	Gas Natural	381	1,338.58	30	13.92
Panamá	Proyecto GNL CC 400MW	Gas Natural	400	1,254.1	30	17.054
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (Diésel) 50MW A	Gas Natural	50	1,026.25	30	17.348



País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$ /kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$ /kW - Año]
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (Diésel) 50MW B	Gas Natural	50	1,026.25	30	17.348
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100MW A	Gas Natural	100	911.59	30	14.703
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100MW B	Gas Natural	100	911.59	30	14.703
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150MW A	Gas Natural	150	796.94	30	12.058
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150MW B	Gas Natural	150	796.94	30	12.058
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250MW A	Gas Natural	250	567.63	30	6.768
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250MW B	Gas Natural	250	567.63	30	6.768
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250MW C	Gas Natural	250	567.63	30	6.768
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50MW A	Gas Natural	50	1,026.25	30	17.348
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50MW B	Gas Natural	50	1,026.25	30	17.348
Panamá	Caña Blanca	Hídrico	7.78	3,894.6	50	12.63
Panamá	Changuinola II (Bocas del Toro)	Hídrico	210.94	5,937.16	80	16.59
Panamá	El Recodo	Hídrico	9.99	3,583.77	50	121.20
Panamá	La Huaca	Hídrico	11.62	3,651	50	65.65
Panamá	Mini Changuinola II (Mini Bocas del Toro)	Hídrico	12.95	3,617	80	131.27
Panamá	Ojo de Agua	Hídrico	6.45	3,319.39	50	75.75
Panamá	Río Piedra C	Hídrico	9	3,321.78	50	55.55
Panamá	San Andrés 2	Hídrico	7.61	4,427.54	50	141.40
Panamá	Santa María 82	Hídrico	28.35	3,798.12	80	70.55
Panamá	Tizingal	Hídrico	4.64	3,520.39	80	258.45
Guatemala	Gas Natural Guatemala A (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Guatemala	Gas Natural Guatemala B (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
El Salvador	Gas Natural El Salvador A (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
El Salvador	Gas Natural El Salvador B (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Honduras	Gas Natural Honduras A (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Honduras	Gas Natural Honduras B (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Nicaragua	Gas Natural Nicaragua A (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Nicaragua	Gas Natural Nicaragua B (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Costa Rica	Gas Natural Costa Rica A (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1



País	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$ /kW]	Vida Útil [Años]	Costo O&M [\$ /kW - Año]
Costa Rica	Gas Natural Costa Rica B (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Panamá	Gas Natural Panamá A (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Panamá	Gas Natural Panamá B (Regional)	Gas Natural	380	1,338	25	27.1
Intercambio	Incremento intercambio regional CR-PA a 450 MW	Intercambio	450	37.165 *	30	0.85
Intercambio	Incremento intercambio regional CR-PA a 600 MW	Intercambio	600	44.60 *	30	1.27
Intercambio	Incremento intercambio regional ES-HO a 450 MW	Intercambio	450	66.82 *	30	1.53
Intercambio	Incremento intercambio regional ES-HO a 600 MW	Intercambio	600	80.18 *	30	2.28
Intercambio	Incremento intercambio regional GU-ES a 450 MW	Intercambio	450	41.74 *	30	1.19
Intercambio	incremento intercambio regional GU-ES a 600 MW	Intercambio	600	52.18 *	30	1.48
Intercambio	Incremento intercambio regional GU-HO a 450 MW	Intercambio	450	60.65 *	30	1.39
Intercambio	Incremento intercambio regional GU-HO a 600 MW	Intercambio	600	75.81 *	30	2.16
Intercambio	Incremento intercambio regional HO-NI a 450 MW	Intercambio	450	44.58 *	30	1.02
Intercambio	Incremento intercambio regional HO-NI a 600 MW	Intercambio	600	53.49 *	30	1.52
Intercambio	Incremento intercambio regional NI-CR a 450 MW	Intercambio	450	33.08 *	30	0.76
Intercambio	Incremento intercambio regional NI-CR a 600 MW	Intercambio	600	33.08 *	30	0.94

* Costo de inversión en M\$.



Anexo II. Cronogramas de expansión de generación y de capacidad operativa de intercambio por país y escenario para la etapa optimizable.

Tabla 24. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para Guatemala.

Proyecto	Recurso	Tipo Proyecto Expansión Nacional	Capacidad [MW]	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
Huehuetenango H2	Hidro	Candidato	50	-	-	-	-	-	2,029	2,031	2,029
Geo MOY	Térmico	Candidato	20	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
GDR Biogás 1	Térmico	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
GDR Biogás 2	Térmico	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
GDR Biogás 3	Térmico	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
Alta Verapaz H1	Hidro	Candidato	30	-	-	-	-	-	2,030	-	2,037
Geo EST	Térmico	Candidato	15	-	-	-	-	-	2,031	2,031	2,031
Geo Los Achiotes	Térmico	Candidato	15	-	-	-	-	-	2,032	2,032	2,032
CPO-GNL	Térmico	Candidato	200	-	-	-	-	-	2,032	2,031	2,032
PSJ-GNL	Térmico	Candidato	200	-	-	-	-	-	2,032	2,034	2,032
Hidro P50	Hidro	Candidato	20	-	-	-	-	-	2,033	-	2,035
Geo Retana	Térmico	Candidato	15	-	-	-	-	-	2,034	2,034	2,034
Geo SMR	Térmico	Candidato	24	-	-	-	-	-	2,035	2,035	2,035
GNL Pto. Barrios	Térmico	Candidato	200	-	-	-	-	-	2,036	2,036	2,036
GDR H1	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
GDR H2	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
GDR H3	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
GDR H4	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
GDR H5	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
GDR J1	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
GDR J2	Renovable	Candidato	5	-	-	-	-	-	2,036	2,037	2,036
Geo AMA	Térmico	Candidato	50	-	-	-	-	-	2,037	2,037	2,037
Hidro P52	Hidro	Candidato	10.8	-	-	-	-	-	2,038	2,030	-
Geo S20	Térmico	Candidato	20	-	-	-	-	-	2,038	2,038	2,038
Hidro P51	Hidro	Candidato	20	-	-	-	-	-	-	2,032	-
Huehuetenango H1	Hidro	Candidato	30	-	-	-	-	-	-	2,032	-
Alta Verapaz H3	Hidro	Candidato	80	-	-	-	-	-	-	2,038	2,036
Alta Verapaz H2	Hidro	Candidato	45	-	-	-	-	-	-	-	2,038
GN Petén	Térmico	Candidato	50	-	-	-	-	-	-	-	2,038

Tabla 25. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para El Salvador.

Proyecto	Recurso	Tipo Proyecto Expansión Nacional	Capacidad [MW]	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
Solar 1	Renovable	Candidato	50	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
Solar 3	Renovable	Candidato	100	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
Metapan Cel	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,033	2,034	2,033
Proyecto Eólico 1	Renovable	Candidato	100	-	-	-	-	-	2,034	2,034	2,034
Proyecto Eólico 2	Renovable	Candidato	60	-	-	-	-	-	2,034	2,034	2,034
Proyecto Gas Natural Regional El Salvador A	Térmico	Candidato	380	-	-	-	-	-	-	-	2,038

Tabla 26. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para Honduras.

Proyecto	Recurso	Tipo Proyecto Expansión Nacional	Capacidad [MW]	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
Ciclo Combinado RGU	Térmico	Candidato	350	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
SFV Coyoles Central	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,029	2,030	2,030
SFV Comayagua 1	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,030
SFV Comayagua 2	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,030
Eólico Zamorano	Renovable	Candidato	80	-	-	-	-	-	2,029	2,030	2,030
Eólico Aerowind	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,029	2,029	2,029
SFV San Pedro Sula	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,030	2,031	2,031
SFV Naco	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,030	2,031	2,031
SFV Ceiba Térmica	Renovable	Candidato	40	-	-	-	-	-	2,030	2,031	2,031
Candidato Geotermia	Térmico	Candidato	20	-	-	-	-	-	2,032	2,032	2,032
Turbina de Gas Dual	Térmico	Candidato	74	-	-	-	-	-	2,032	2,032	2,033
Proyecto Gas Natural Regional Honduras A	Térmico	Candidato	380	-	-	-	-	-	-	-	2,036
Proyecto Gas Natural Regional Honduras B	Térmico	Candidato	380	-	-	-	-	-	-	-	2,038

Tabla 27. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para Nicaragua.

Proyecto	Recurso	Tipo Proyecto Expansión Nacional	Capacidad [MW]	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
El Carmen	Hidro	Decidido	91	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,033	2,030	2,031
Geotérmico 2	Térmico	Decidido	25	2,030	2,030	2,030	2,030	2,030	-	-	-
San Pedro Del Norte	Hidro	Decidido	94	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	2,036	-
Eólico San Marcos	Renovable	Decidido	64	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	-	-
Salto Y-Y	Hidro	Decidido	26	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,038	2,029	2,030
Eólica Hato Grande	Renovable	Decidido	63	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	-	-	-
Piedra Puntuda	Hidro	Decidido	15	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,038	2,030
Eólica Barros	Renovable	Decidido	40	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	2,038	2,038	2,038
Eólica Hato Grande 2	Renovable	Decidido	40	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	-	-	-
Solar 6	Renovable	Candidato	30	-	-	-	-	-	2,030	2,031	2,031
Proyecto Gas Natural Regional Nicaragua A	Térmico	Candidato	380	-	-	-	-	-	2,035	-	-

Tabla 28. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para Costa Rica.

Proyecto	Recurso	Tipo Proyecto Expansión Nacional	Capacidad [MW]	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
Geotérmica Boriquen 2	Térmico	Candidato	55	-	-	-	-	-	2,030	2,030	2,030
Proyecto Eólico #11	Renovable	Decidido	20	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	-	-	-
Proyecto Eólico #10	Renovable	Decidido	20	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	-	-
Proyecto Solar #1	Renovable	Decidido	20	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	-	-	-
Proyecto Solar #3	Renovable	Decidido	50	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	-	-	-
Proyecto Solar #6	Renovable	Decidido	20	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	-	-	-
Proyecto Solar #8	Renovable	Decidido	50	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	-	-	-
Proyecto Eólico #5	Renovable	Decidido	20	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	-	-	-

Tabla 29. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para Panamá.

Proyecto	Recurso	Tipo Proyecto Expansión Nacional	Capacidad [MW]	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
PV Santiago PTY 1	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	-	-	-
PV Santiago PTY 2	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,034	2,033	2,033
PV Santiago PTY 3	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,034	2,033	2,033
PV Santiago PTY 4	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,034	2,033	2,033
PV Santiago PTY 5	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,034	2,033	2,033
PV Santiago PTY 6	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,034	2,033	2,033
PV Santiago PTY 7	Renovable	Decidido	10	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,034	2,033	2,033
Mini Changuinola II	Hidro	Decidido	12.95	2,030	2,030	2,030	2,030	2,030	-	-	-
Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	Renovable	Decidido	51.75	2,030	2,030	2,030	2,030	2,030	-	-	-
Toabré Etapa 3	Renovable	Decidido	21.98	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	-	-	-
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250MW B	Térmico	Decidido	250	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	-	-	-
Coclé Win Power Plant	Renovable	Decidido	190.4	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	-	-	-
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50MW A	Térmico	Decidido	50	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	-	-	-
Solar 02 Correg. Gualaca	Renovable	Candidato	19.89	-	-	-	-	-	2,034	2,032	2,032
Solar 03 Correg. Gualaca	Renovable	Candidato	19.89	-	-	-	-	-	2,033	2,032	2,032
Solar 01 Correg. Antón	Renovable	Candidato	10	-	-	-	-	-	2,034	2,033	2,033
Solar 02 Correg. Progreso	Renovable	Candidato	10	-	-	-	-	-	-	2,033	2,033
Solar 04 Correg. Gualaca	Renovable	Candidato	19.89	-	-	-	-	-	2,031	2,029	2,029
Solar 01 Correg. Progreso	Renovable	Candidato	30	-	-	-	-	-	2,035	2,033	2,033
Proyecto GNL CC 400MW	Térmico	Candidato	400	-	-	-	-	-	2,035	2,034	2,034
Solar 03 Correg. El Roble	Renovable	Candidato	20	-	-	-	-	-	-	2,035	2,034
Costa Norte II	Térmico	Candidato	381	-	-	-	-	-	-	2,037	-
Caña Blanca	Hidro	Candidato	7.78	-	-	-	-	-	2,035	2,031	-
El Recodo	Hidro	Candidato	9.99	-	-	-	-	-	2,035	2,031	-
Pedasí Solar	Renovable	Decidido	9.98	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	-	-	-
Changuinola II	Hidro	Decidido	210.94	2,030	2,030	2,030	2,030	2,030	-	-	-
CC CNL B	Térmico	Decidido	310	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	-	-
Corotu Solar	Renovable	Candidato	9.98	-	-	-	-	-	2,031	2,029	2,029

Solar 04 Correg. Progreso	Renovable	Candidato	71	-	-	-	-	-	2,032	2,031	2,031
Solar 04 Correg. Nata	Renovable	Candidato	9.945	-	-	-	-	-	2,035	-	2,034
Solar 05 Correg. Nata	Renovable	Candidato	9.945	-	-	-	-	-	2,035	-	2,034
Eólico Correg. Líbano	Renovable	Candidato	74.395	-	-	-	-	-	2,038	-	-
Eólico Correg. Líbano	Renovable	Candidato	136	-	-	-	-	-	-	-	2,038
Ojo de Agua	Hidro	Candidato	6.45	-	-	-	-	-	-	2,030	-

Tabla 30. Cronograma de expansión para el largo plazo por escenario para la COIIM.

Proyecto	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3
GU-ES Ampliación a 450 MW	-	-	2,026	-	2,026	-	-	-
GU-HO Ampliación a 450 MW	-	-	2,026	-	2,026	-	-	-
ES-HO Ampliación a 450 MW	-	-	2,026	-	2,026	-	-	-
HO-NI Ampliación a 450 MW	-	-	2,026	-	2,026	-	-	-
NI-CR Ampliación a 450 MW	-	-	2,026	-	2,026	-	-	-
CR-PA Ampliación a 450 MW	-	-	2,026	-	2,026	-	-	-
NI-CR Ampliación a 600 MW	-	-	-	-	-	-	2,029	2,029
CR-PA Ampliación a 600 MW	-	-	-	-	-	-	2,029	2,029
HO-NI Ampliación a 600 MW	-	-	-	-	-	-	-	2,037

Nota: El segundo circuito SIEPAC se representa en el modelo por medio de seis interconexiones entre pares de países. El proyecto para incrementar la COIIM hasta 450 MW se consideró como “decidido”, en servicio a partir del año 2026 en los escenarios A3 y A5; mientras que para incrementar la COIIM hasta 600 MW fue definido como “candidato”, disponible en el modelo para optimizar por tramos en los escenarios A2, A4, B2 y B3.