



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

REPORTE DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN REGIONAL CORRESPONDIENTE A LOS AÑOS 2026-2040

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

Elaborado por:	Coordinación de la Planificación del Sistema
Fecha:	Julio de 2025
Versión	Final



Contenido

1. Introducción	3
2. Referencias del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)	4
3. Referencias de las Políticas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central	6
4. Procedimiento Para el Desarrollo del Estudio	7
5. Información utilizada	8
5.1 Planes de expansión nacionales	8
5.2 Proyección de demanda	8
5.3 Precios de los combustibles	12
5.4 Interconexión Colombia - Panamá	14
5.5 Aspectos Económicos y Modelación de la Demanda	16
6. Expansión de generación de mediano plazo (primeros 5 años del horizonte de planificación)	18
7. Proyectos candidatos para la expansión de la generación	26
8. Definición de Escenarios de Expansión de la generación	32
8.1 Escenarios de autosuficiencia	32
8.2 Escenarios con plantas de carácter regional y futuras interconexiones	33
8.3 Escenarios de sensibilidad	35
9. Resultados de la Planificación de la Generación	37
9.1 Expansión de Generación para el largo plazo	37
9.2 Inversión Total de la Expansión de Generación	38
9.3 Costos Incrementales	40
9.4 Costos Incrementales y Beneficio de la demanda elástica	42
9.5 Inyecciones en el MER	42
9.6 Flujos de potencia por las interconexiones	47
9.6.1 Flujos por las interconexiones en Escenario A1	48
9.6.2 Flujos por las interconexiones en Escenario A2	49
9.6.3 Flujo por las interconexiones en Escenario A3	50
9.6.4 Flujo por las Interconexiones en Escenario A4	51



9.6.5	Flujo por las interconexiones en Escenario A5	52
9.6.6	Flujo por las interconexiones en Escenario A6	53
9.6.7	Flujo por las interconexiones en Escenario B1	54
9.6.8	Flujo por las interconexiones en Escenario B2	55
9.7	Análisis del Costo de Arrepentimiento.....	57
10.	Selección del Escenario de expansión de la generación para la planificación de la transmisión regional.....	60
11.	Conclusiones de la planificación de la Generación regional.....	61
12.	Anexo I.....	62
13.	Anexo II.....	71
14.	Anexo III	73
15.	Anexo IV	75



1. Introducción

En cumplimiento de los objetivos y funciones establecidos en la Regulación Regional, el EOR desarrolla los estudios de Planificación Regional de la Generación y la Transmisión correspondiente a los años 2026 a 2040, conforme a lo establecido en los numerales 10.3.2.1, 10.3.3.1 y 10.3.5.4. El presente reporte presenta únicamente los resultados correspondientes a la Planificación Regional de la Generación.

El estudio fue elaborado con base en la Base de Datos Regional contenida en el modelo computacional del Sistema de 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 2026-2040.

2. 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.

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

El 26 de octubre de 2024, el CDMER, mediante la nota **CDMER-2024-1026**, informó al EOR que, según lo establecido en su **Resolución No. 8-CDMER/123**, de fecha 25 de octubre de 2024, ha decidido mantener en esta ocasión lo dispuesto en la **Resolución No. 5-CDMER/102**, emitida el 17 de febrero de 2023, con respecto a las "*Políticas específicas de integración eléctrica regional del Mercado Eléctrico de América Central en lo que se refiere a generación y transmisión regional*", las cuales fueron adjuntadas a la nota **CDMER-2024-1026** y se resumen brevemente a continuación.

POLÍTICAS ESPECÍFICAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL EN LO QUE SE REFIERE A 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 con lo siguiente:

1. Generación Regional - Política General

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

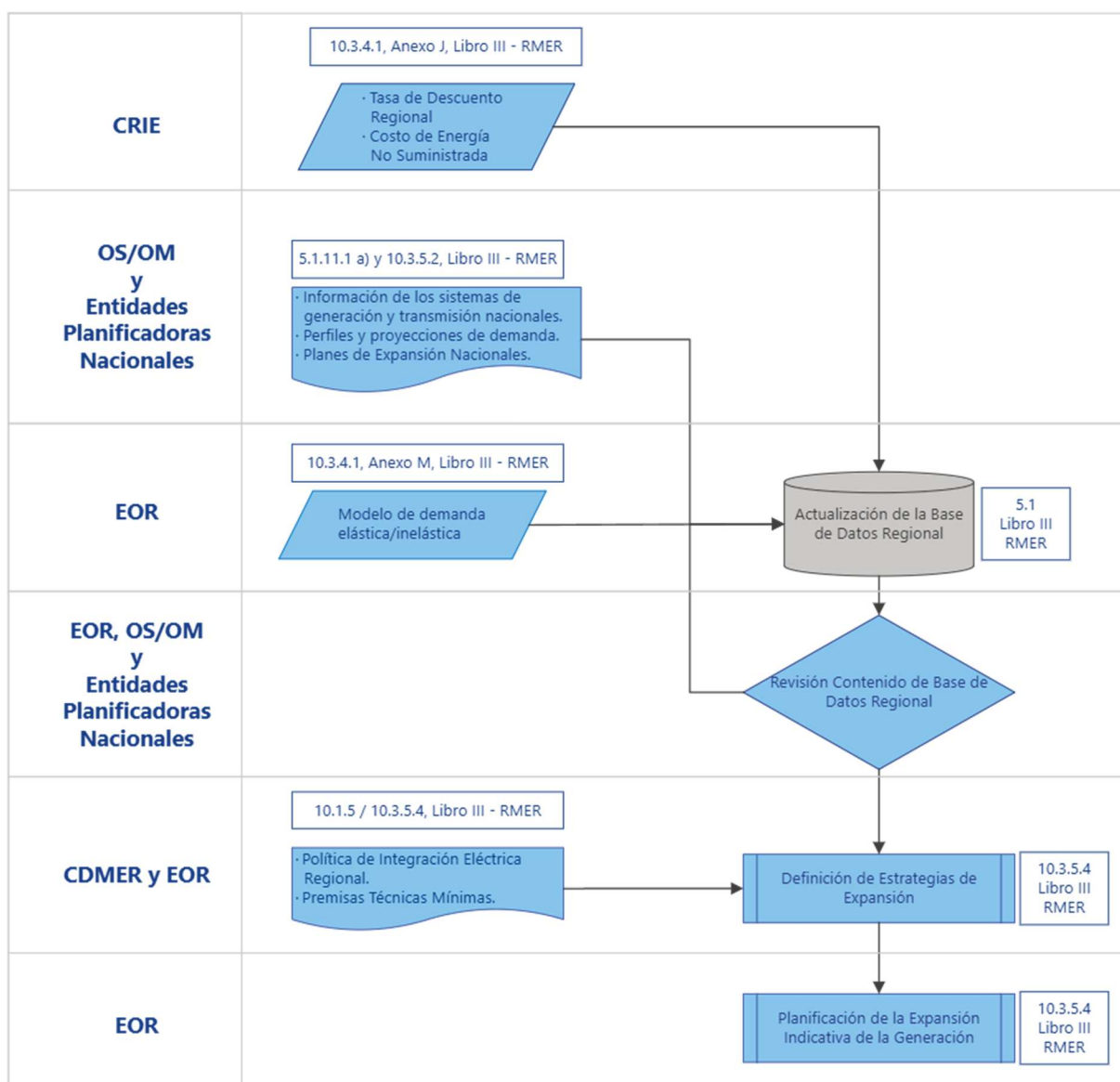
Políticas Específicas

- 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

Tal como se ha mencionado, el desarrollo del estudio de Planificación de la Generación Regional se basa en la información contenida en la base de datos del modelo computacional del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR). Esta base de datos ha sido conformada y actualizada a partir de la información proporcionada por los OS/OM y las entidades planificadoras nacionales, en atención a los requerimientos formulados por el EOR.

5.1 Planes de expansión nacionales

La información que conforma la base de datos del SPGTR se basa principalmente en los planes nacionales de expansión de la generación y la transmisión vigentes en cada país, conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.2 del Libro III del RMER. A continuación, se describen los planes de expansión remitidos al EOR, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

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

País	Documentos
Guatemala	Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2024-2054
El Salvador	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Nacional de El Salvador 2024-2038
Honduras	Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024-2033
Nicaragua	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2024-2040
Costa Rica	Plan de Expansión de la Generación 2022-2040
Panamá	Información de actualización del Plan de Expansión de los Sistemas de Generación y Transmisión de Panamá para el horizonte 2025-2039 ¹

¹: Según lo indicado en el Reporte de Conformación de Base de Datos, ETESA proporcionó al EOR la información correspondiente para la actualización de sus planes de expansión. Esta información, según se informó, corresponde al "Plan de Expansión de los Sistemas de Generación y Transmisión de Panamá para el horizonte 2025-2039", cuyos informes se encontraban en proceso de elaboración por parte de ETESA.

5.2 Proyección de demanda

La proyección de demanda utilizada en el estudio de Planificación Regional de la Generación se basa en la información remitida por los OS/OM, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso a) del numeral 5.1.11.1 del Libro III del RMER. Dichas proyecciones corresponden a los escenarios de demanda base definidos por cada país, los cuales se presentan a continuación.

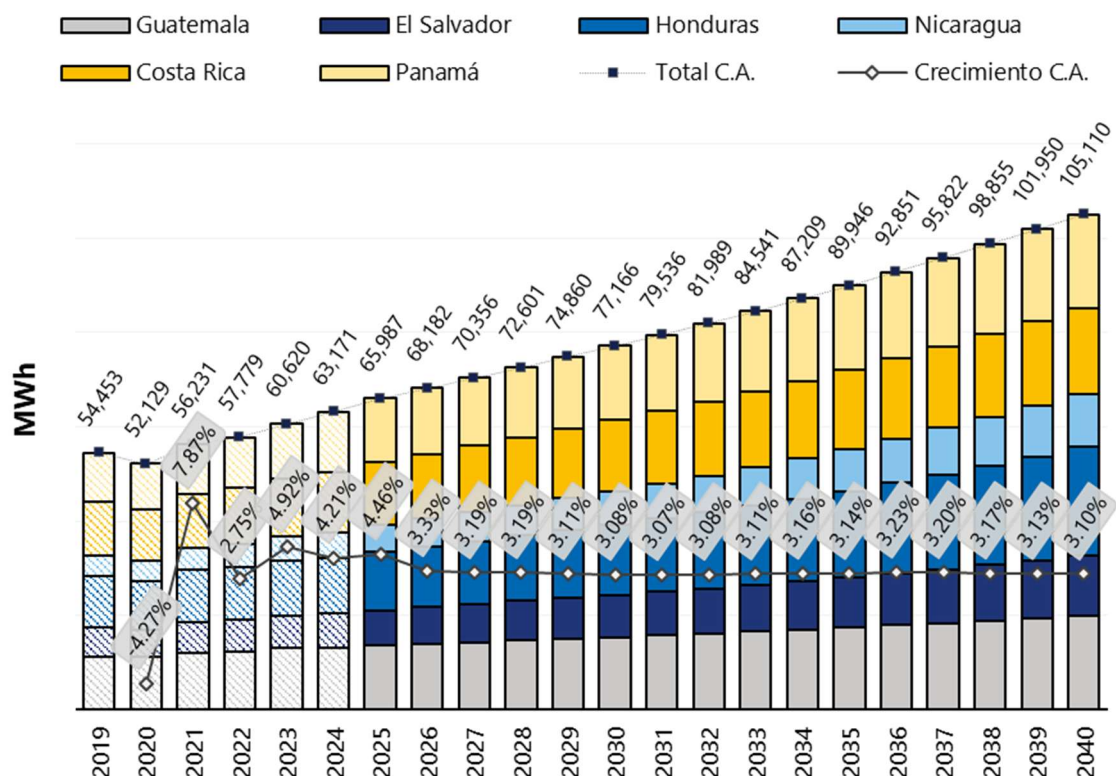


Tabla 2. Proyecciones de demanda de energía anual por país, en GWh.

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2024	13,152	7,350	11,684	5,446	12,629	12,909
2025	13,498	7,599	12,402	5,679	13,241	13,568
2026	13,852	7,922	12,841	5,927	13,642	13,998
2027	14,214	8,210	13,320	6,190	13,993	14,428
2028	14,587	8,474	13,833	6,468	14,380	14,859
2029	14,968	8,723	14,356	6,765	14,760	15,289
2030	15,358	8,967	14,918	7,079	15,123	15,720
2031	15,759	9,222	15,519	7,413	15,472	16,150
2032	16,170	9,499	16,161	7,765	15,813	16,580
2033	16,591	9,804	16,851	8,140	16,145	17,011
2034	17,021	10,136	17,604	8,536	16,470	17,441
2035	17,443	10,488	18,409	8,954	16,780	17,871
2036	17,895	10,937	19,251	9,394	17,072	18,302
2037	18,359	11,399	20,131	9,858	17,343	18,732
2038	18,832	11,868	21,052	10,347	17,593	19,163
2039	19,317	12,341	22,015	10,862	17,821	19,593
2040	19,816	12,816	23,022	11,405	18,029	20,023

La figura siguiente muestra las proyecciones de demanda de energía anual por país. Esta información permite visualizar las tendencias de crecimiento previstas en el horizonte de planificación regional.

Fig. 2. **Proyecciones de energía anual por país.**



El crecimiento acumulado proyectado de la demanda de energía en la región alcanza un 66.4% para el año 2040, en comparación con los niveles registrados en 2024, lo que representa una tasa promedio anual de crecimiento del 3.23%.

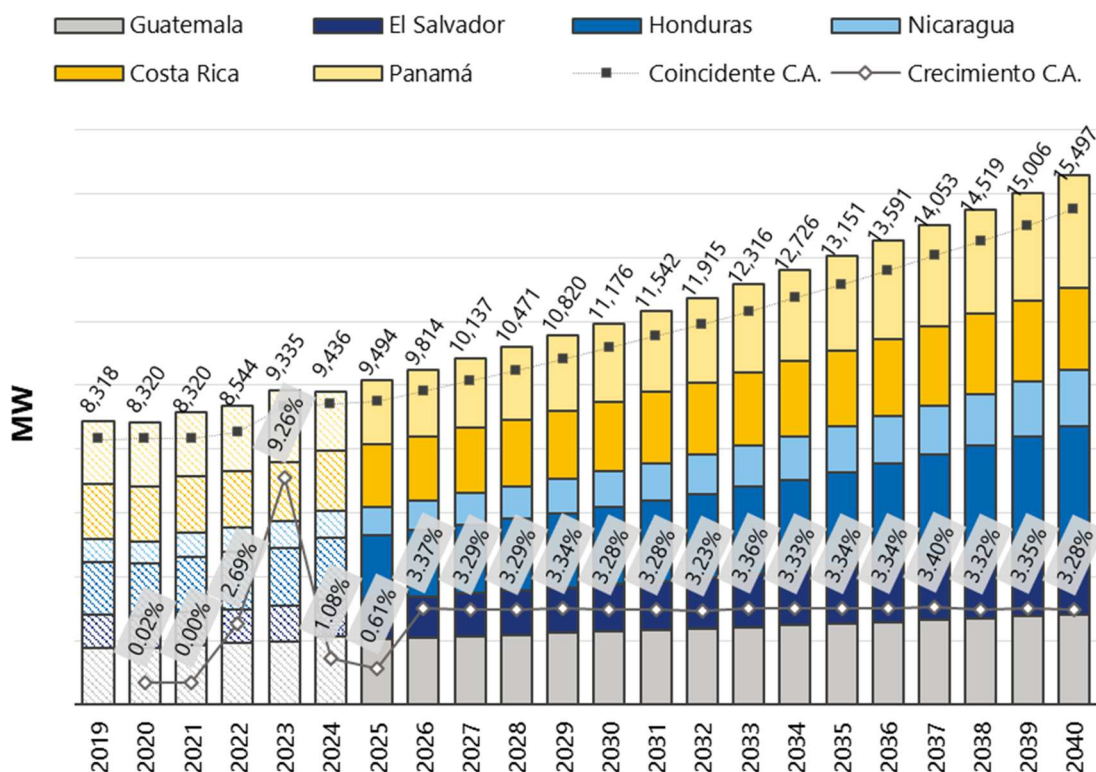
De forma análoga a las proyecciones de energía, las estimaciones de potencia máxima informadas por cada país se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 3. Proyecciones de potencia máxima anual por país, en MW.

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2024	2,122	1,194	1,890	856	1,889	1,859
2025	2,056	1,234	2,006	893	1,968	1,986
2026	2,100	1,287	2,077	932	2,013	2,076
2027	2,145	1,338	2,154	973	2,052	2,168
2028	2,191	1,389	2,237	1,017	2,092	2,260
2029	2,238	1,440	2,322	1,064	2,142	2,354
2030	2,286	1,492	2,413	1,113	2,185	2,450
2031	2,335	1,545	2,511	1,166	2,227	2,547
2032	2,386	1,599	2,615	1,221	2,263	2,646
2033	2,437	1,654	2,726	1,280	2,313	2,747
2034	2,489	1,711	2,848	1,343	2,356	2,849
2035	2,543	1,769	2,978	1,409	2,399	2,953
2036	2,598	1,840	3,113	1,478	2,432	3,058
2037	2,653	1,911	3,255	1,551	2,477	3,166
2038	2,710	1,982	3,404	1,628	2,512	3,275
2039	2,769	2,064	3,559	1,710	2,544	3,386
2040	2,828	2,146	3,721	1,795	2,566	3,499

La figura siguiente muestra las proyecciones de demanda máxima de potencia por país. Esta información permite identificar las tendencias de crecimiento de la potencia requerida en cada sistema eléctrico nacional a lo largo del horizonte de planificación regional.

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



El crecimiento proyectado de la demanda máxima de potencia en la región para el año 2040 es del 64.2 % con respecto al valor registrado en 2024, lo que equivale a una tasa promedio anual de crecimiento del 3.15 %.

5.3 Precios de los combustibles

Para estimar la evolución de los precios de los combustibles y los costos variables asociados a las centrales térmicas, se utilizaron las proyecciones publicadas por la *U.S. Energy Information Administration* (EIA), del *Short Term Energy Outlook* de junio de 2025 y del *Annual Energy Outlook 2025*, escenario de referencia (*Reference Case*).

A continuación, se presentan las estimaciones anuales de precios para los principales combustibles vinculados a los proyectos de generación térmica en la región.

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

Combustible	Unidad	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Bunker	USD/gal	2.09	2.11	2.25	2.41	2.57	2.74	2.82	2.87	2.97	3.06	3.17	3.24	3.33	3.42	3.49	3.59
Diesel	USD/gal	3.46	3.34	3.32	3.33	3.35	3.40	3.46	3.62	3.75	3.86	3.97	4.05	4.16	4.28	4.39	4.51
Carbón	USD/MMBtu	2.48	2.47	2.46	2.40	2.41	2.50	2.50	2.30	2.32	2.39	2.43	2.49	2.51	2.57	2.78	2.84
Gas Natural (HH)	USD/MMBtu	2.94	2.84	2.76	2.93	3.16	3.43	3.67	4.30	4.87	5.26	5.49	5.60	5.64	5.68	5.71	5.86

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.

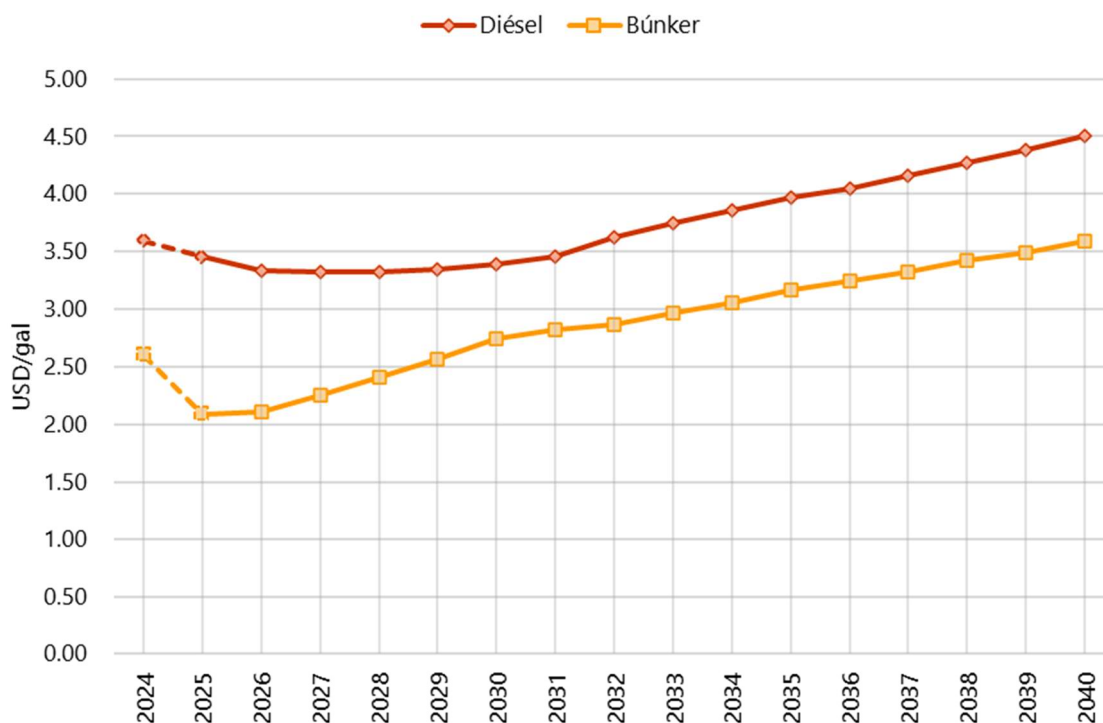
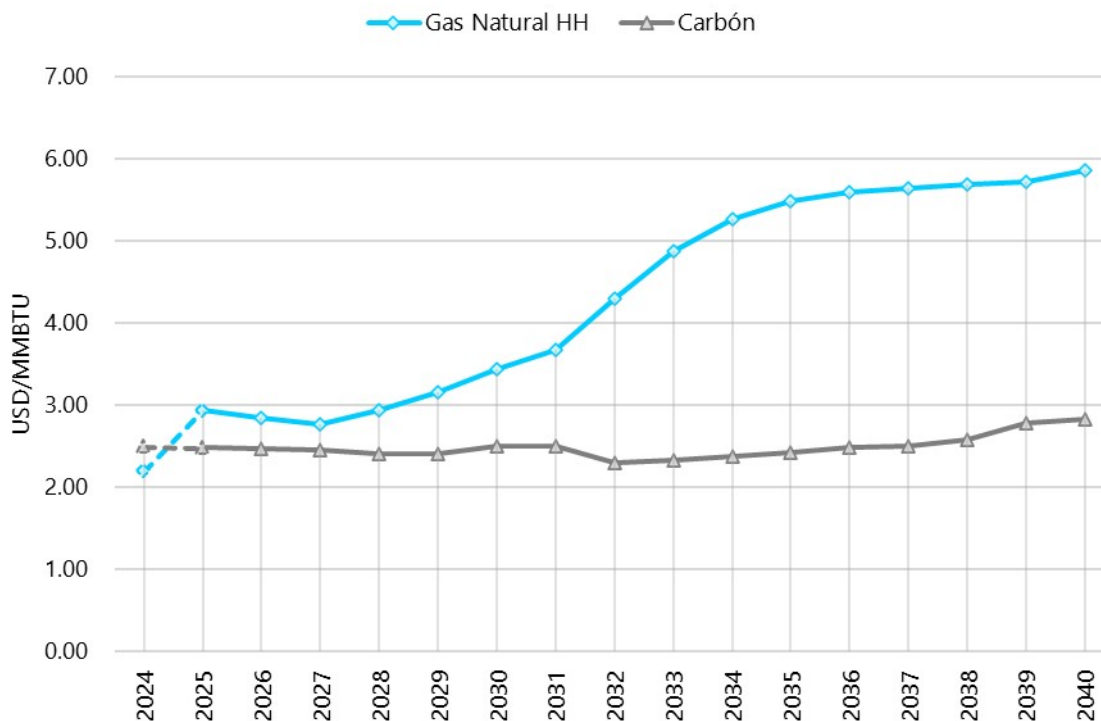


Fig. 5. **Proyección de precios del carbón y del gas natural Henry Hub.**



Como podemos observar, los precios de los derivados del petróleo presentan una caída inicial seguida de una tendencia creciente; el búnker desciende en 2026 y luego se recupera sostenidamente, mientras que el diésel muestra una leve disminución hasta 2028 y un aumento constante a partir de 2029. El carbón mantiene precios relativamente estables con ligeras variaciones, lo que sugiere una mayor previsibilidad en el mediano plazo, lo que lo hace competitivo desde el punto de vista económico, aunque limitado por consideraciones ambientales. En contraste, el gas natural Henry Hub presenta alta volatilidad, con bajos precios en el corto plazo y una tendencia ascendente en el largo plazo, acercándose al nivel de los derivados del petróleo.

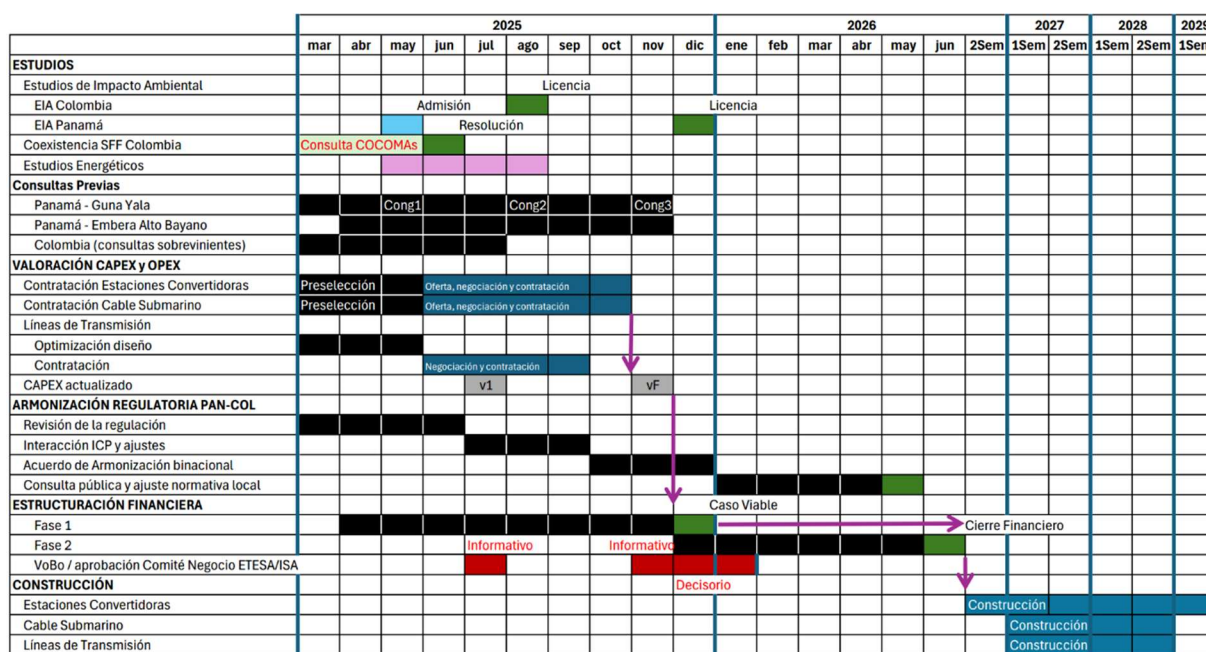
5.4 Interconexión Colombia - Panamá

El proyecto de *Interconexión Colombia–Panamá* (ICP) se enmarca en el compromiso de los países de Mesoamérica por avanzar en la integración energética regional. Este proyecto contribuye a la consolidación del *Mercado Eléctrico Regional* (MER), al fortalecimiento del *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central* (SIEPAC), a la incorporación del gas natural como recurso energético y al desarrollo de interconexiones extrarregionales, particularmente con México y Colombia.

El proyecto consiste en el desarrollo de una línea de transmisión eléctrica de aproximadamente 500 km de longitud, que conectará las subestaciones Panamá II, ubicada en la provincia de Panamá, y Cerromatoso, en el departamento de Córdoba, Colombia. La línea operará en un nivel de tensión de 300 kV en corriente directa (HVDC) y contará con una capacidad de transporte de 400 megavatios (MW).

En cuanto al estado actual del proyecto, el Consorcio ISA-ETESA ha informado al EOR, en atención a su requerimiento, que dispone de un cronograma de ejecución en el cual se estima la entrada en operación del enlace al final del primer semestre del año 2029. A continuación, se presenta dicho cronograma de trabajo:

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



Teniendo en cuenta el avance del proyecto, fue modelado en la base de datos SPGTR en operación a partir del segundo semestre del año 2029 en diferentes escenarios de expansión.

5.5 Aspectos Económicos y Modelación de la Demanda

De acuerdo con lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, la planificación de largo plazo debe considerar tres elementos clave: la tasa de descuento regional, el costo de la energía no suministrada y la representación de demandas elásticas.

a) Tasa de descuento

En relación con la tasa de descuento, el Anexo J del Libro III del RMER establece que esta se utiliza en las actividades de planeamiento realizadas por el EOR para evaluar la viabilidad económica de las inversiones. Específicamente, se verifica que la tasa interna de retorno (TIR) sea igual o superior a la tasa de descuento. Además, esta tasa se emplea como parámetro en los modelos de planificación para identificar las expansiones que maximicen el beneficio social o, alternativamente, aquellas que minimicen los costos de inversión y operación.

Para el año 2025, la tasa de descuento regional ha sido fijada en un **10.13 %**, conforme a lo dispuesto en la resolución CRIE-03-2025.

b) Costo de energía no suministrada

El *Costo de Energía No Suministrada* (CENS) representa el valor económico asociado a las pérdidas que enfrentan los consumidores finales ante interrupciones imprevistas y no notificadas en el suministro de energía eléctrica.

El impacto del CENS varía en función de la duración de la interrupción y del tipo de usuario afectado (industrial, comercial, residencial, entre otros). Por ello, el procedimiento de cálculo definido en el Anexo L contempla la segmentación por sectores de consumo y la incorporación de distintos escalones de falla, con el fin de reflejar de manera más precisa los efectos diferenciados de estas interrupciones en la operación del sistema eléctrico.

Los valores del CENS a nivel regional fueron establecidos mediante la resolución CRIE-44-2023, y se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5. CENS por bloques del MER.

Escalón	Profundidad	CENS US\$/MWh
Escalón 1	Desde 0% - hasta 5%	508
Escalón 2	Mayor a 5% - hasta 10%	1,110
Escalón 3	Mayor de 10% - hasta 30%	1,570
Escalón 4	Mayor de 30%	2,445

c) Representación de demandas elásticas

La metodología para el cálculo del excedente del consumidor está definida en el Anexo M del Libro III del RMER. Esta se basa en la función objetivo del SPGTR, que consiste en maximizar el Beneficio Social, entendido como la suma del excedente del consumidor y del excedente del productor.

De acuerdo con lo anterior, dicho Anexo establece que la demanda, tanto elástica como inelástica, debe ser incorporada al modelo computacional del SPGTR mediante un conjunto discreto de pares demanda-precio.

Los valores de demanda-precio y los coeficientes K -que establecen la relación entre la demanda proyectada y el año base- fueron actualizados en 2023 por el EOR, en el marco de una consultoría desarrollada por Grupo Mercados Energéticos Consultores (GME). Esta actualización se llevó a cabo conforme a la metodología establecida en el Anexo mencionado, y los resultados 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.	0.816	0.853	0.853	0.779	0.785	1.000

6. Expansión de generación de mediano plazo (primeros 5 años del horizonte de planificación)

De acuerdo con lo establecido en el numeral 10.3.5.4 del RMER, “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...”. Dentro de este horizonte, se define la **etapa no optimizable**, correspondiente a los primeros cinco (5) años, en la cual solo se consideran **proyectos de generación decididos**, es decir, aquellos que se encuentran en construcción o que cuentan con financiamiento aprobado.

Con base en este criterio, se determina la **expansión de generación de mediano plazo**, limitada a los proyectos decididos incluidos en la etapa no optimizable de la planificación regional.

Los cronogramas de expansión fueron proporcionados por las entidades responsables de la planificación nacional, como parte de sus respectivos planes de expansión, y revisados por el EOR en coordinación con los OS/OM y las entidades planificadoras representadas en el Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG), con el objetivo de reflejar en el estudio la información más actualizada disponible.

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

- **Guatemala**

Según la revisión realizada por el EOR en conjunto con los representantes de Guatemala ante el CTPEG, se proyecta la incorporación de **29 nuevos proyectos de generación eléctrica** durante el período 2026–2027, correspondientes a los proyectos adjudicados en la **Licitación PEG-4-2022**, los cuales suman una **capacidad total de 118.28 MW**. El detalle de estos proyectos se presenta en la Tabla 7.

De acuerdo con lo expresado por los delegados del Ministerio de Energía y Minas (MEM) ante el CTPEG, el *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación de Guatemala 2024–2054* debe considerarse como un ejercicio de carácter indicativo, cuyo propósito es reflejar las necesidades estimadas del sistema de generación nacional en función de las variables de evolución del país, por lo que consideran que no es adecuado considerar dicha expansión como planificada, ya que los proyectos incluidos no cuentan con compromisos concretos para su desarrollo.

Asimismo, durante el proceso de actualización de la Base de Datos, el EOR realizó consultas sobre la expansión asociada a la **Licitación PEG-5-2025**, orientada a la contratación de hasta **1,400 MW** de potencia y energía en contratos de largo plazo para

el abastecimiento de las principales distribuidoras del país. Al respecto, los delegados del MEM indicaron que dicho proceso aún se encontraba en fase de diseño y no consideraban adecuado asumir una expansión en esta etapa, por lo que no se incluyó en este estudio una expansión relacionada con dicho proceso.

Tabla 7. Expansión de generación de mediano plazo de Guatemala.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/5/2026	Planta Solar Fenix 1 Masagua	Solar FV	4.8
1/9/2026	Hidroeléctrica San Antonio (GU)	Hidroeléctrico	2
1/9/2026	Planta Solar Fenix 2 Monterrico	Solar FV	4.8
1/11/2026	El Canizo 1	Solar FV	2.5
1/11/2026	Parque Solar La Bendición	Solar FV	5
1/12/2026	Parque Solar Helios 1	Solar FV	2.5
1/1/2027	Agrosolar	Solar FV	4.816
1/1/2027	Los Nogales	Solar FV	4.55
1/1/2027	Parque Solar Solros 1	Solar FV	4.8
1/2/2027	Solar FV Horus 3 Planta 1	Solar FV	5
1/2/2027	Solar FV Horus 3 Planta 2	Solar FV	5
1/2/2027	Granja Solar La Maquina	Solar FV	2.5
1/2/2027	Parque Solar FV Mapan Solar Energy	Solar FV	4
1/3/2027	Moca Grande Solar	Solar FV	1
1/5/2027	Granja Solar San Gabriel 1	Solar FV	5
1/5/2027	Valparaiso I	Solar FV	5
1/5/2027	Valparaiso II	Solar FV	5
1/7/2027	Granja Solar El Cerrito	Solar FV	1
1/7/2027	Energía Verde el Rosario	Solar FV	5
1/7/2027	PSF Las Cruces	Solar FV	4.998
1/7/2027	Proyecto Fotovoltaico Progreso 1	Solar FV	4
1/7/2027	PSF San Benito	Solar FV	4.998
1/7/2027	Parque Solar El Reverendo	Solar FV	5
1/7/2027	PSF Santa Ana	Solar FV	4.998
1/7/2027	Sur Mazate	Solar FV	2.52
1/8/2027	El Chaparral	Solar FV	5
1/8/2027	PSF Cuevitas	Solar FV	4.99
1/8/2027	PSF Villa Hermosa	Solar FV	4.99
1/9/2027	La Lava	Solar FV	2.52
Total			118.28

- **El Salvador**

Según el *Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2024–2038*, y con base en la revisión realizada por el EOR en coordinación con los representantes de El Salvador ante el CTPEG, se proyecta la incorporación de **6 nuevos proyectos de generación eléctrica** en el período comprendido entre 2026 y 2028. Estos proyectos suman una **capacidad total de 271 MW**, según el detalle presentado en la Tabla 8.

Tabla 8. Expansión de generación de mediano plazo de El Salvador.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/1/2026	Chinameca G1	Geotérmico	20
1/4/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 4	Solar FV	56
1/4/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 5	Solar FV	55
1/7/2026	San Vicente G1	Geotérmico	10
1/1/2030	Ampliación Chinameca	Geotérmico	30
1/1/2030	Proyecto GN 100	Gas natural CC	100
Total			271.0

- **Honduras**

De acuerdo con la información recibida y revisada en conjunto con los representantes de Honduras ante el CTPEG, **no se contempla la incorporación de nuevos proyectos de generación eléctrica en el sistema hondureño durante el período 2026–2030**. Asimismo, se indicó que el *Plan Indicativo de Expansión de la Generación de Honduras 2024–2033* tiene un carácter prospectivo, y que la expansión presentada en dicho documento es de naturaleza indicativa, en función del crecimiento proyectado de la demanda del sistema eléctrico nacional.

- **Nicaragua**

De acuerdo con la información recibida y revisada en conjunto con los representantes de Nicaragua ante el CTPEG, y con base en el *Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica de Nicaragua 2024–2040*, se proyecta la incorporación de **10 nuevos proyectos de generación eléctrica** durante el período **2026–2030**. Estos proyectos representan una **capacidad total estimada de 671.8 MW**, conforme al detalle presentado en la Tabla 9.

Tabla 9. Expansión de generación de mediano plazo de Nicaragua.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/1/2026	MMV1 ENEL	Derivados del petróleo	50
1/1/2026	Solar V	Solar FV	30
1/2/2026	Solar VI	Solar FV	20
1/6/2026	Solar VII	Solar FV	100
1/1/2027	MMV2 ENEL	Derivados del petróleo	50
1/1/2028	MMV3 ENEL	Derivados del petróleo	50
1/1/2028	MMV4 150	Derivados del petróleo	150
1/8/2028	El Barro	Eólico	55
1/1/2030	Mojolka	Hidroeléctrico	103.8
1/1/2030	Santiago	Eólico	63
Total			671.8

- Costa Rica**

Según la información recibida y revisada en conjunto con los representantes de Costa Rica en el CTPEG, y conforme al *Plan de Expansión de la Generación 2022–2040*, se proyecta la incorporación de **31 nuevos proyectos de generación y 1 sistema de almacenamiento con baterías** durante el período **2026–2030**, asimismo, se ha reportado en dicho período el uso de **plantas térmicas de alquiler y el retiro relacionado a la finalización de contratos correspondientes, por lo cual el incremento neto de capacidad de generación a instalar es de 990 MW**. El detalle correspondiente se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10. Expansión y retiro de generación de mediano plazo de Costa Rica.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/1/2026	Turbina Alquiler III	Derivados del petróleo	100
1/7/2026	Turbina Alquiler IV	Derivados del petróleo	105
1/7/2026	Planta Alquiler Moín 2	Derivados del petróleo	-35
1/7/2026	Planta Alquiler Moín 3	Derivados del petróleo	-35
1/7/2026	Planta Alquiler Garabito 1	Derivados del petróleo	-35
1/1/2027	COGSA	Biomasa	20
1/1/2027	Solar-3_20	Solar FV	20
1/1/2027	Solar-4_20	Solar FV	20
1/1/2027	Solar-5_20	Solar FV	20



Continuación Tabla 10. Expansión y retiro de generación de mediano plazo de Costa Rica.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/1/2027	Solar-6_20	Solar FV	20
1/1/2027	SolarB_20	Solar FV	20
1/9/2027	Solar-7_20	Solar FV	20
1/9/2027	Solar-8_20	Solar FV	20
1/9/2027	SolarC_20	Solar FV	20
1/9/2027	SolarC_50	Solar FV	50
1/9/2027	SolarD_50	Solar FV	50
1/9/2027	SolarE_20	Solar FV	20
1/9/2027	SolarE_50	Solar FV	50
1/9/2027	SolarF_20	Solar FV	20
1/9/2027	SolarF_50	Solar FV	50
1/1/2028	Bateria 1 (Etapa I)	Almacenamiento	30
1/1/2028	Eolico Proy 6	Eólico	20
1/1/2028	Eolico Proy D4	Eólico	20
1/1/2028	EProyR1	Eólico	20
1/1/2028	EProyR7	Eólico	20
1/1/2029	Turbina Alquiler II	Derivados del petróleo	-35
1/1/2029	Turbina Alquiler III	Derivados del petróleo	-100
1/1/2029	Turbina Alquiler IV	Derivados del petróleo	-105
1/1/2029	Bateria 1 (Etapa II)	Almacenamiento	30
1/1/2029	Eolico Proy 3	Eólico	50
1/1/2029	Eolico Proy D1	Eólico	50
1/1/2029	Solar-1_50	Solar FV	50
1/1/2029	Solar-2_50	Solar FV	50
1/1/2029	Solar-3_50	Solar FV	50
1/1/2029	Turbina Proy 1	Derivados del petróleo	20
1/1/2029	Turbina Proy 2	Derivados del petróleo	20
1/1/2029	Turbina Proy 3	Derivados del petróleo	20
1/1/2029	Turbina Proy 4	Derivados del petróleo	80
1/1/2029	Turbina Proy 8	Derivados del petróleo	80
1/1/2030	Eolico Proy 4	Eólico	50
1/1/2030	Solar-5_50	Solar FV	50
Total			990

- **Panamá**

Dado que el Estudio del *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de Panamá* aún se encuentra en desarrollo, la entidad responsable de la planificación proporcionó al EOR únicamente información general sobre los nuevos proyectos que se prevé entren en operación durante el período 2026–2030. Esta información fue verificada por el EOR en coordinación con los representantes de Panamá ante el CTPEG. Se contempla la incorporación de **46 proyectos de generación eléctrica**, que en conjunto suman una **capacidad total de 1,876.69 MW**, con tecnologías diversas que incluyen fuentes hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas y de gas natural. El detalle de estos proyectos se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11. Expansión de generación de mediano plazo de Panamá.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/1/2026	Cacao Solar	Solar FV	9.9
1/1/2026	PV La Cantera	Solar FV	4.95
1/1/2026	El Chumical 1	Solar FV	19.8
1/2/2026	Almacenadora Solar	Solar FV	8
1/3/2026	Forsun Solar	Solar FV	9.9
1/4/2026	Jaguito Green Energy I	Solar FV	9.9
1/4/2026	Jaguito Green Energy II	Solar FV	9.9
1/4/2026	Jaguito Green Energy III	Solar FV	9.9
1/6/2026	PV Agua Viva	Solar FV	9.9
1/6/2026	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar FV	9.99
1/6/2026	PV Megasolar	Solar FV	10
1/7/2026	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar FV	60
1/7/2026	PV Santa Cruz Solar (Etapa I, Fase1)	Solar FV	80
1/11/2026	PV Cotaba Solar (Etapa I)	Solar FV	125
1/12/2026	Boqueron Solar	Solar FV	10
1/12/2026	Flamboyán	Solar FV	19.9
1/12/2026	Las Lomas	Solar FV	105
1/12/2026	Panasolar VII	Solar FV	9.9
1/12/2026	Panasolar VIII	Solar FV	9.9
1/12/2026	Panasolar IX	Solar FV	9.9

Continuación Tabla 11. Expansión de generación de mediano plazo de Panamá.

Fecha	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
1/12/2026	Veranera	Solar FV	19.9
1/1/2027	Agua Fría	Solar FV	10
1/1/2027	Solar Charco Azul	Solar FV	52
1/1/2027	El Coco	Solar FV	10
1/1/2027	PV La Hueca	Solar FV	70
1/1/2027	Las Lajas	Solar FV	30
1/1/2027	Panasolar VI	Solar FV	9.9
1/1/2027	Proyecto San Bartolo 1	Solar FV	9.9
1/1/2027	Proyecto San Bartolo 2	Solar FV	9.9
1/1/2027	San Bartolo 3	Solar FV	9.9
1/1/2027	San Bartolo 4	Solar FV	9.9
1/1/2027	PV Santa Cruz Solar (Etapa I, Fase 2)	Solar FV	20
1/1/2027	Santa Cruz	Eólico	68.4
1/1/2027	RP-550 (Macano 2)	Hidroeléctrico	4.15
1/7/2027	Ra Solar	Solar FV	20
1/8/2027	PV Penonomé 2	Solar FV	120
1/9/2027	PV Pacora Solar	Solar FV	44
1/1/2028	La Colorada	Eólico	138
1/1/2028	La Unión Solar	Solar FV	90
1/5/2028	Cocle Solar 1	Solar FV	150
1/6/2028	Toabre Etapa 2	Eólico	22
1/6/2028	Toabre Etapa 3	Eólico	22
1/11/2028	PV Cotaba Solar (Etapa II)	Solar FV	125
1/12/2028	Cerro Viejo Solar	Solar FV	20
1/1/2030	PV Santa Cruz Solar (Etapa II)	Solar FV	100
1/1/2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Gas natural	150
Total			1,876.69

La tabla siguiente presenta un resumen de la expansión de capacidad de generación de mediano plazo, desagregada por sistema eléctrico y tipo de recurso.

Tabla 12. Expansión de capacidad de mediano plazo (2026-2030) por sistema en MW.

Tipo Recurso	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Capacidad Total
Hidroeléctrico	2.00	-	103.80	-	4.15	109.95
Solar FV	116.28	111.00	150.00	600.00	1,472.14	2,449.42
Eólico	-	-	118.00	230.00	250.40	598.40
Geotérmico	-	60.00	-	-	-	60.00
Gas natural CC	-	100.00	-	-	-	100.00
Gas natural	-	-	-	-	150.00	150.00
Biomasa	-	-	-	20.00	-	20.00
Almacenamiento	-	-	-	60.00	-	60.00
Derivados del petróleo	-	-	300.00	80.00*	-	380.00
Total Sistema	118.28	271.00	671.80	990.00	1,876.69	3,927.77

*Incorporación neta de generación térmica a base de derivado de petróleo, considerando los ingresos y retiros relacionados a contratos de alquiler de esta generación en el sistema de Costa Rica.

De la Tabla 12 se destaca que Honduras no reportó proyectos de expansión de capacidad de generación en el mediano plazo. Asimismo, se observa que los recursos predominantes en la expansión proyectada son la energía solar fotovoltaica (62.4%), seguida energía eólica (15.2%) y por tecnologías a base de derivados del petróleo (9.7%).

En cuanto a los sistemas con mayor participación en la expansión de capacidad, sobresalen Panamá (47.8%), Costa Rica (25.21%) y Nicaragua (17.1%).

7. Proyectos candidatos para la expansión de la generación

Para la planificación indicativa de la expansión de generación regional, se denominan proyectos candidatos aquellos que presentan posibilidad de desarrollo, considerando su factibilidad técnica y características económicas. Estos proyectos cuentan con estudios de factibilidad o han sido identificados como potenciales para su desarrollo a partir del sexto año del horizonte de planificación. Los proyectos candidatos se emplean en la etapa optimizable de la planificación regional y comprenden:

- Proyectos planificados de los planes de expansión de generación nacional, que se encuentren dentro del período correspondiente a la etapa optimizable,
- Proyectos candidatos nacionales,
- Proyectos candidatos de carácter regional,
- Proyectos para la ampliación de la capacidad operativa de transmisión regional,
- Proyectos de interconexión extrarregional.

Al igual que en el caso de la expansión de generación de mediano plazo, los proyectos candidatos fueron revisados por el EOR en coordinación con los representantes nacionales ante el CTPEG, con el objetivo de disponer de la información más actualizada proporcionada por las entidades nacionales.

- **Proyectos candidatos nacionales:** Para este estudio se consideran **323 proyectos candidatos nacionales**, con una **capacidad total de 18,596.43 MW**, distribuidos por país y tipo de recurso, tal como se detalla en la Tabla 13.

Tabla 13. Distribución de la capacidad de proyectos de generación candidatos por sistema en MW.

Tipo Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Capacidad (MW)
Almacenamiento	-	-	300.00	-	420.00	-	720.00
Biogás	173.00	-	-	-	-	-	173.00
Biomasa	600.00	-	22.00	-	-	-	622.00
Derivados del petróleo	-	-	1,920.00	-	80.00	-	2,000.00
Eólico	230.00	250.00	420.00	262.00	140.00	873.07	2,175.07
Solar FV	700.00	86.00	660.00	-	190.00	1,866.86	3,502.86
Gas natural	450.00	650.00	1,750.00	-	-	2,391.00	5,341.00
Geotérmico	330.00	20.00	40.00	537.00	122.00	-	1,049.00
Hidroeléctrico	35.00	-	289.09	893.00	1,424.10	372.32	3,013.51
Total Sistema	2,518.00	1,006.00	5,401.09	1,692.00	2,376.10	5,503.25	18,596.43

- **Proyectos de carácter regional:** Dentro del marco de la planificación regional, se incluyen proyectos candidatos estratégicos de generación eléctrica, orientados a fortalecer la integración de fuentes renovables y garantizar la seguridad del suministro. Estos proyectos presentan las siguientes características:

- **Proyectos de generación a gas natural de 450 MW en configuración de ciclo combinado 2x1:** Este tipo de generación se propone para complementar de manera flexible la integración de fuentes renovables, garantizando una oferta firme, rápida y eficiente en los sistemas eléctricos nacionales.

Se modelaron diez plantas de ciclo combinado (CC), cada una con una capacidad neta de 450 MW, con configuración 2x1, que incluye dos turbinas de gas y una turbina de vapor. Esta tecnología aprovecha el calor residual de los gases de escape para generar energía adicional, alcanzando una eficiencia térmica superior al 60%.

Las plantas fueron modeladas en ubicaciones estratégicas considerando la disponibilidad de infraestructura portuaria para la recepción de buques gasíferos en los océanos Atlántico y Pacífico de los países miembros del MER, lo que permite reflejar las variaciones en los costos de suministro de combustible. Además, se tomó en cuenta su proximidad al sistema de transmisión principal para facilitar su integración operativa.

- **Proyectos de generación fotovoltaica de 150 MW con sistema almacenamiento con baterías:** Estos proyectos se plantean como una solución robusta para facilitar una mayor integración de generación renovable, asegurando firmeza y flexibilidad en el suministro eléctrico mediante el respaldo energético de sistemas de baterías.

Se modelaron doce proyectos fotovoltaicos con almacenamiento, distribuidos estratégicamente en la región (dos por país), ubicados en zonas con alto potencial solar y cercanas a la red troncal de transmisión, lo que favorece su integración operativa.

Cada proyecto consiste en una planta solar fotovoltaica de 150 MWAC de capacidad neta, equipada con módulos bifaciales monocristalinos y sistema de seguimiento de un solo eje. Estas plantas están acopladas en corriente continua (DC) a un sistema de almacenamiento con baterías de iones de litio de 200 MWh, capaz de entregar 50 MW durante cuatro horas continuas.

Esta configuración optimiza el aprovechamiento de la energía solar al permitir almacenar y despachar energía en periodos de mayor demanda o baja producción solar, incrementando la confiabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico regional.

La distribución por sistema de la capacidad de los proyectos de carácter regional se presenta en la Tabla 14. Tabla 14.

Tabla 14. Distribución de la capacidad de los proyectos de carácter Regional por sistema en MW.

Tipo Proyecto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Capacidad Total
Almacenamiento	100	100	100	100	100	100	600
Fotovoltaica	300	300	300	300	300	300	1,800
Gas natural	900	450	900	450	900	900	4,500
Total Sistema	1,300	850	1,300	850	1,300	1,300	6,900

- **Proyectos candidatos para la ampliación de capacidad de intercambio regional entre pares de países:** El EOR definió tres grupos de proyectos candidatos que representan el potencial para incrementar la capacidad de intercambio eléctrico entre pares de países del MER.
 - **Primer grupo:** Considera un **incremento de 150 MW**, llevando la capacidad de intercambio a 450 MW entre los pares de países **Guatemala–El Salvador, Guatemala–Honduras y El Salvador–Honduras**.
 - **Segundo grupo:** Plantea un **incremento de 300 MW**, alcanzando una capacidad total de 600 MW para esos mismos pares de países.
 - **Tercer grupo:** Comprende los intercambios entre Honduras–Nicaragua, Nicaragua–Costa Rica y Costa Rica–Panamá, y considera un **incremento de 150 MW** en cada uno de estos pares de países.

Es importante destacar que, en esta etapa del estudio de planificación regional, los posibles incrementos en la capacidad de intercambio no implican necesariamente la construcción de nuevas líneas de interconexión, sino que constituyen alternativas de análisis para evaluar la conveniencia técnica y económica de importar, exportar o abastecer la demanda con generación proveniente de otro país del MER.

Los requerimientos específicos de ampliación de la red de transmisión regional se analizan en el Estudio de Planificación de Largo Plazo de la Red de Transmisión Regional.

Las listas de proyectos candidatos se detallan en Anexo I, Anexo II, y Anexo III de este documento.

A continuación, se presentan de forma gráfica los costos de inversión unitarios asociados a los proyectos candidatos, clasificados según el tipo de recurso. Las Figuras 7 a 11 se ilustra la variación de estos costos, lo que permite identificar diferencias en todos los sistemas. Estas variaciones pueden atribuirse a diversos factores específicos, como la disponibilidad del recurso primario, la escala de los proyectos, condiciones del mercado local, y aspectos logísticos o regulatorios propios de cada país.

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

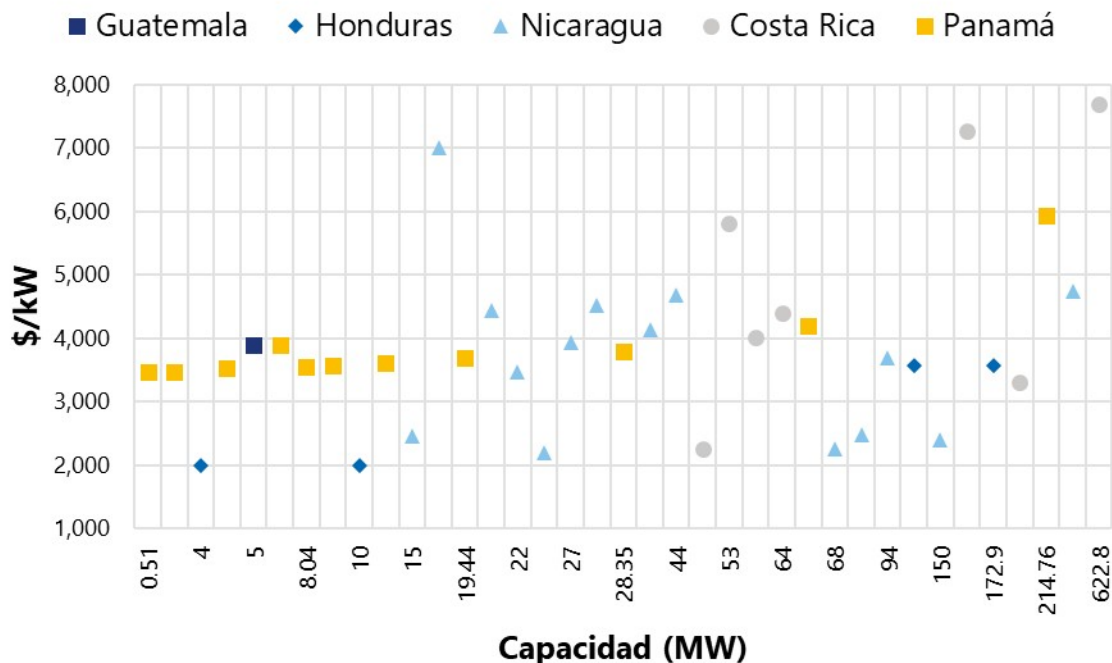


Fig. 8. Costos de inversión unitarios de proyectos eólicos.

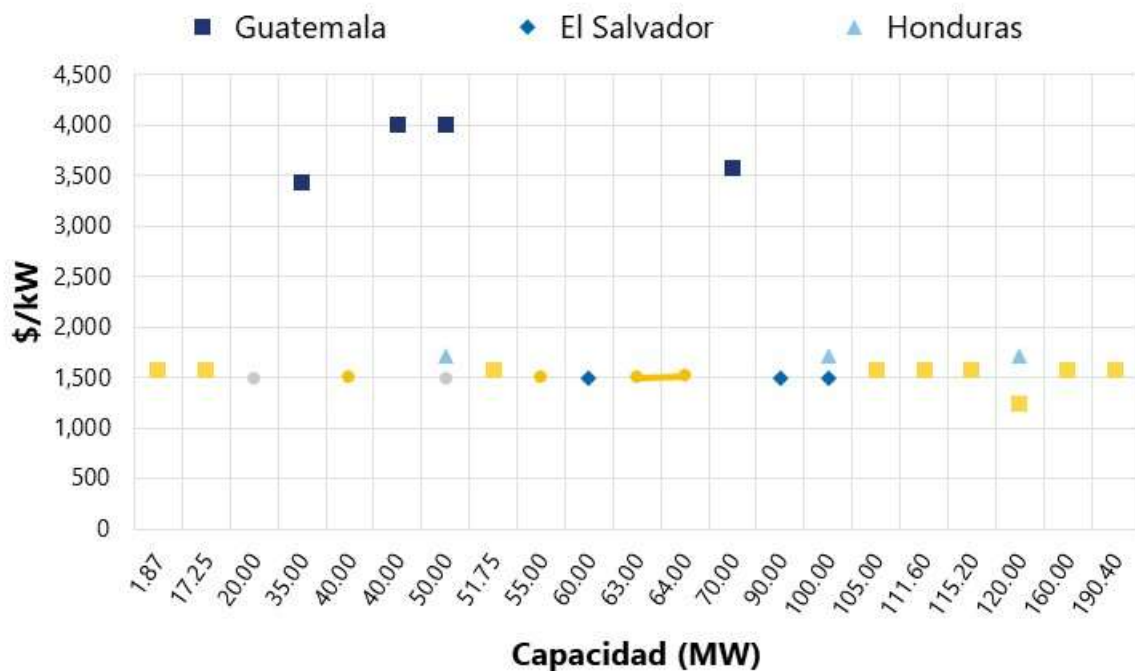


Fig. 9. Costos de inversión unitarios de proyectos fotovoltaicos.

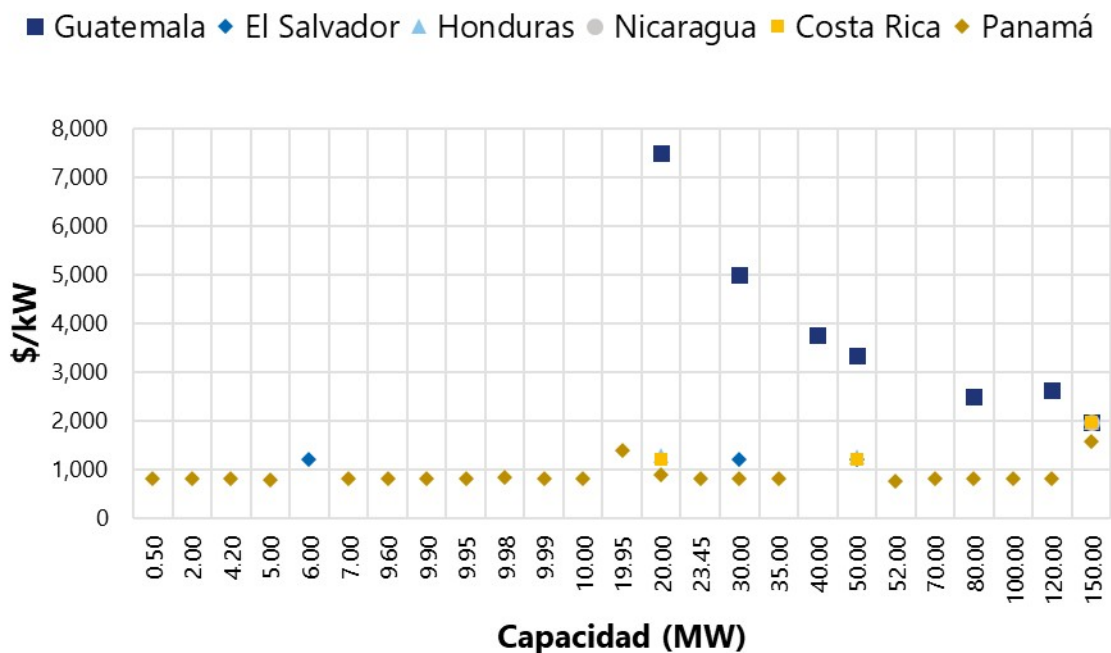


Fig. 10. Costos de inversión unitarios de proyectos geotérmicos.

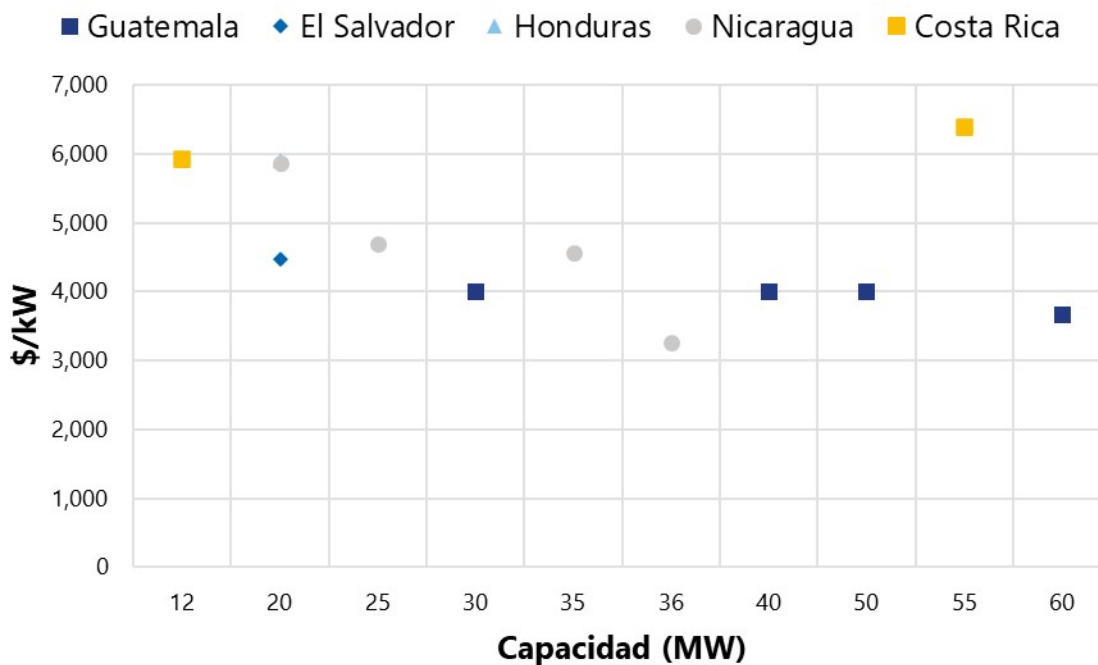
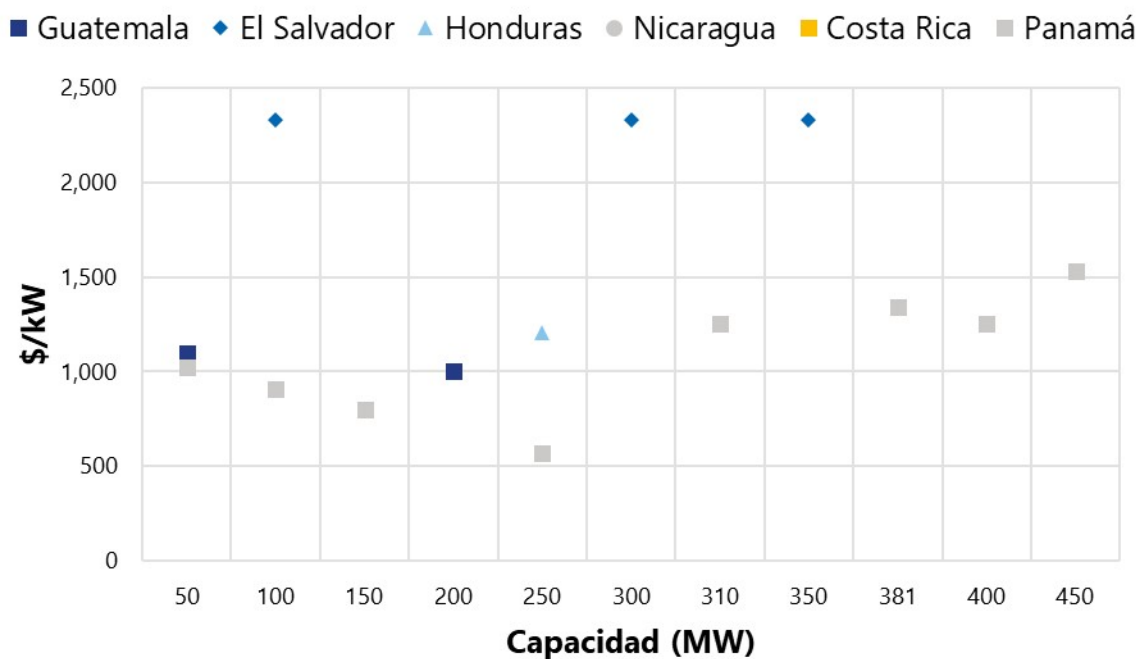


Fig. 11. Costos de inversión unitarios de proyectos de gas natural.



8. Definición de Escenarios de Expansión de la generación

Para la planificación de la expansión de la generación regional, el EOR ha definido ocho escenarios, los cuales contemplan distintas estrategias de desarrollo, en cumplimiento con lo establecido en el numeral 10.3.3.1 del Libro III del RMER, el inciso b) del numeral 10.3.5.4, así como con lo dispuesto en las *Políticas Específicas para la Generación Regional* emitidas por el CDMER.

Estos escenarios consideran distintos enfoques, incluyendo esquemas de autosuficiencia nacional, la incorporación de plantas de generación eléctrica de carácter regional, tendencias tecnológicas y de mercado, así como el análisis de posibles interconexiones futuras y la evolución del MER.

Los escenarios definidos pueden agruparse en dos grandes categorías:

- Escenarios base o de autosuficiencia nacional: A1, A2, A3, A4, A5 y A6.
- Escenarios con participación de plantas regionales e interconexiones adicionales: B1 y B2.

Las características específicas de cada escenario se describen a continuación.

8.1 Escenarios de autosuficiencia

Como se ha mencionado previamente, para la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2026–2040 se han considerado seis escenarios base o de autosuficiencia. Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, estos escenarios se construyen con base en los siguientes criterios:

- i. La proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.
- ii. Los proyectos de generación nacional incluidos en la etapa no optimizable.
- iii. Los proyectos de generación contemplados en los planes nacionales de expansión vigentes.

A continuación, se describen las principales características de los seis escenarios de autosuficiencia:

- **Escenario A1.** La expansión de la generación para mediano y largo plazo se desarrolla conforme a los planes nacionales de expansión. Respecto a la capacidad operativa de transmisión entre pares de países, se considera que durante el horizonte de estudio se mantienen con un máximo de 300 MW en todo el *Sistema Eléctrico Regional* (SER), y se incrementa a 450 MW a partir de 2029 entre los países del bloque sur (Honduras–Nicaragua y Nicaragua–Costa Rica, y Costa Rica – Panamá), considerando la entrada en operación prevista de nuevas interconexiones entre Honduras – Nicaragua y Nicaragua-Costa Rica, utilizando el segundo circuito de la línea SIEPAC entre dichos países, cuyo desarrollo fue

aprobado a la *Empresa Propietaria de la Red* (EPR) mediante la Resolución CRIE-22-2024. Este escenario no contempla el desarrollo de interconexiones extrarregionales.

- **Escenario A2.** La expansión de la generación para mediano y largo plazo se realiza conforme a los planes nacionales de expansión. La capacidad operativa de transmisión entre pares de países inicialmente mantiene los valores de hasta 300 MW en todo el SER, y se incrementa a 450 MW entre los países del bloque sur a partir de 2029, mientras que entre los países del bloque norte se considera que se alcanza una capacidad operativa de 450 MW a partir del 2031, asumiendo que se han construido los tramos del segundo circuito SIEPAC entre Guatemala-El Salvador; Guatemala-Honduras y El Salvador-Honduras. Este escenario no contempla el desarrollo de interconexiones extrarregionales.
- **Escenario A3.** La expansión de la generación para el mediano y largo plazo se desarrolla conforme a los planes nacionales de expansión. En este escenario, se evalúa la posibilidad de ampliar por optimización la capacidad operativa entre pares de países a partir del año 2031 hasta alcanzar la capacidad operativa de 600 MW. Este escenario considera inicialmente las capacidades operativas de hasta 300 MW, incrementándose a 450 MW en el bloque sur a partir del 2029, considerando la ampliación del segundo circuito SIEPAC aprobadas mediante la Resolución CRIE-22-2024. En cuanto al bloque norte, el incremento de la capacidad operativa entre países es sujeta a optimización. Este escenario no contempla el desarrollo de interconexiones extrarregionales.
- **Escenario A4.** Este escenario tiene las mismas características del A1, excepto que el A4 considera operativa la interconexión Colombia–Panamá (ICP) a partir del año 2029.
- **Escenario A5.** Este escenario tiene las mismas características del A2, excepto que el A5 considera operativa la interconexión Colombia–Panamá (ICP) a partir del año 2029.
- **Escenario A6.** Este escenario tiene las mismas características del A3, excepto que el A6 considera operativa la interconexión Colombia–Panamá (ICP) a partir del año 2029.

8.2 Escenarios con plantas de carácter regional y futuras interconexiones

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, para la planificación de la generación regional correspondiente a los años 2026–2040 se han considerado dos escenarios que incorporan la optimización de la expansión de largo plazo, junto con opciones para incrementar la capacidad operativa de transmisión regional. En ambos escenarios se asume la entrada en operación de la *Interconexión Colombia–Panamá* (ICP) a partir del año 2029.

En estos escenarios, la expansión de la generación correspondiente a la etapa no optimizable (años 2026 a 2030) se considera como decidida. A partir del año 2031 y hasta 2040, se optimiza la expansión de la generación considerando como candidatos todos los proyectos definidos en los planes nacionales de expansión con fecha de entrada en servicio dentro de la etapa optimizable, proyectos candidatos nacionales, así como proyectos candidatos de generación de escala regional, interconexiones regionales y extrarregionales, de conformidad con lo establecido en el numeral 10.3.5.4 del citado reglamento.

A continuación, se describen las características de estos escenarios.

- **Escenario B1.** La expansión de generación en el mediano plazo, hasta el año 2030, corresponde a lo establecido en los planes nacionales de expansión (etapa no optimizable). Para el período 2031–2040 (etapa optimizable), se realiza una optimización de la expansión incorporando tanto proyectos nacionales como proyectos de escala regional.

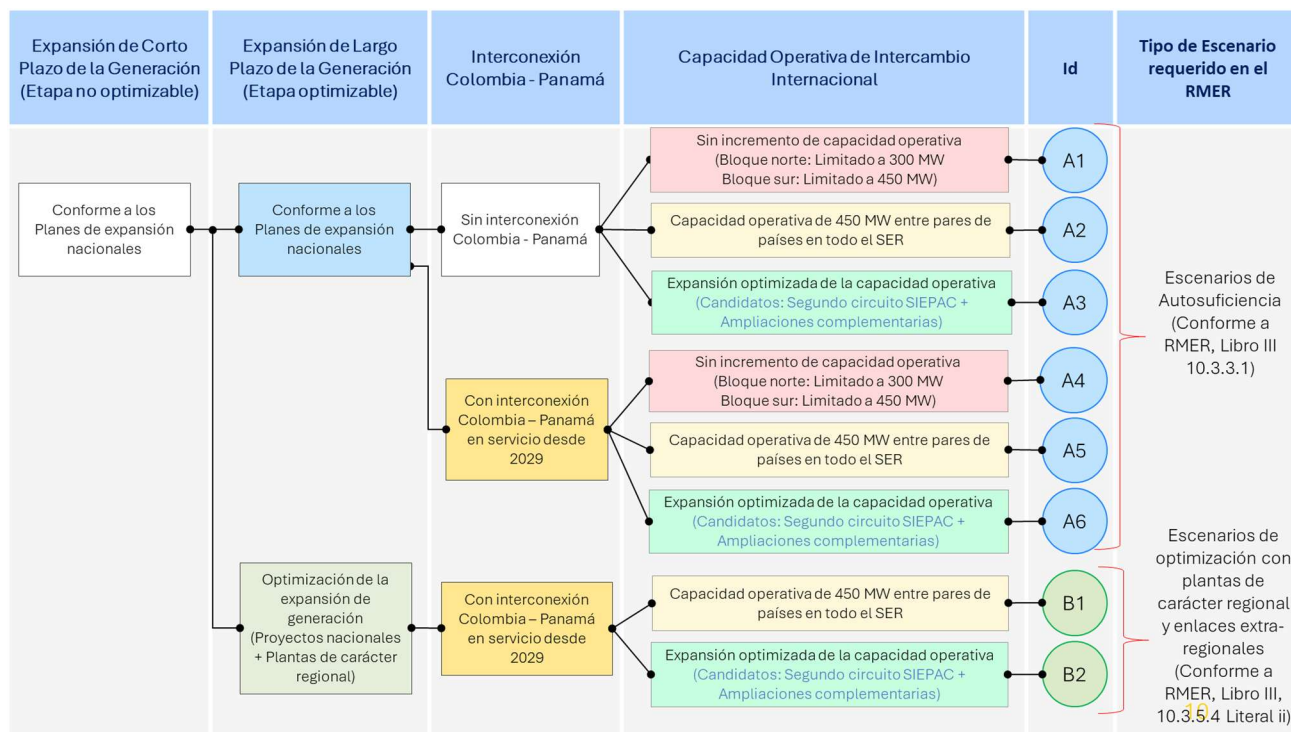
En este escenario, se asume que se ha alcanzado una capacidad operativa de 450 MW entre cada par de países del SER, bajo el supuesto de que se han construido los tramos necesarios del segundo circuito de la línea SIEPAC. Asimismo, se considera operativa la interconexión Colombia–Panamá (ICP) a partir del año 2029.

- **Escenario B2.** La expansión de generación en el mediano plazo, hasta el año 2030, corresponde a lo establecido en los planes nacionales de expansión (etapa no optimizable). Para el período 2031–2040 (etapa optimizable), se realiza una optimización de la expansión incorporando tanto proyectos nacionales como proyectos de escala regional.

En este escenario, se evalúa preliminarmente la expansión de la capacidad operativa de transmisión entre pares de países del SER, optimizando la entrada de los tramos disponibles del segundo circuito de la línea SIEPAC. En este escenario, también se contempla la operación de la interconexión Colombia–Panamá (ICP) a partir del año 2029.

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.



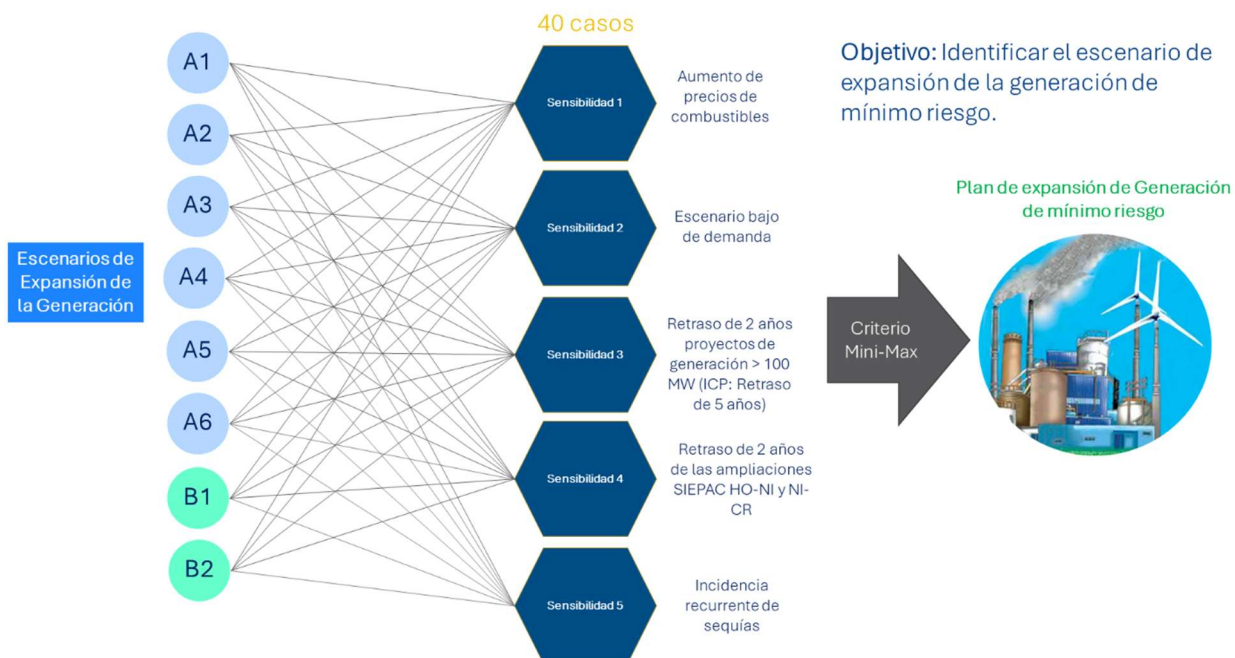
8.3 Escenarios de sensibilidad

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:** Retraso de 2 años de proyectos con capacidad mayor a 100 MW y 5 años para la entrada en operación de la Interconexión Colombia-Panamá;
- **Escenario de sensibilidad 4:** Retraso de 2 años de la entrada en operación del segundo circuito SIEPAC entre Honduras-Nicaragua y Nicaragua-Costa Rica
- **Escenario de sensibilidad 5:** Incidencia recurrente de sequías en todo el horizonte lo que provoca que haya menos energía hidroeléctrica disponible.

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

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

9.1 Expansión de Generación para el largo plazo

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 Total Generación [MW]	Expansión Capacidad Operativa entre países [MW]
A1	0.0	706.0	0.0	25.0	845.0	978.5	2,554.5	0
A2	0.0	706.0	0.0	25.0	845.0	978.5	2,554.5	150 ¹
A3	0.0	706.0	0.0	25.0	845.0	978.5	2,554.5	0
A4	0.0	706.0	0.0	25.0	845.0	978.5	2,554.5	0
A5	0.0	706.0	0.0	25.0	845.0	978.5	2,554.5	150 ¹
A6	0.0	706.0	0.0	25.0	845.0	978.5	2,554.5	0
B1	1,108.0	356.0	3,127.1	1,151.0	580.0	120.0	6,442.1	150 ¹
B2	1,103.0	356.0	2,427.1	1,395.0	650.0	128.0	6,059.1	300 ²

1: Incremento de capacidad de 150 MW Guatemala-El Salvador, Guatemala-Honduras, y Salvador-Honduras.

2: Incremento de capacidad de 300 MW Guatemala- El Salvador.

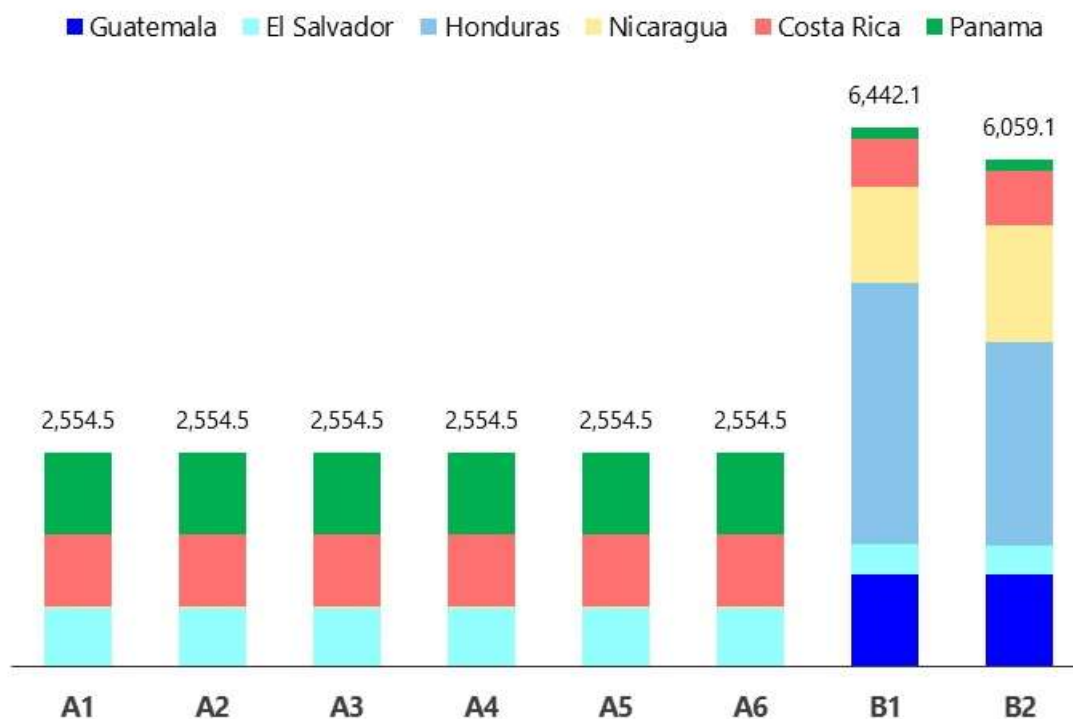
Como se puede observar, los escenarios de autosuficiencia **A1** al **A6** contemplan la expansión de generación indicativa de largo plazo informada por los países, la cual totaliza **2,554.5 MW**, solo diferenciándose por el proyecto **ICP** en los escenarios **A4**, **A5**, y **A6**, así como el incremento de la capacidad de intercambio regional hasta **450 MW** en los escenarios **A2** y **A5**, que se consideraron en operación **a partir de 2031**.

En el escenario **B1**, en el que la capacidad operativa de intercambio regional se incrementa hasta 450 MW alcanza un valor de capacidad de expansión de generación igual **6,442.1 MW**.

El escenario **B2** es la segunda alternativa con mayor capacidad de expansión, con **6,059.1 MW**, y sugiere incrementar la capacidad de intercambio regional hasta **600 MW** entre los sistemas de **Guatemala y El Salvador**.

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. Capacidad de Expansión de Generación resultante para el largo plazo (2031-2040) – por escenario.



De la Fig. 14 se puede apreciar que el incremento en capacidad de generación resultante en los escenarios B1 y B2 es superior a la resultante en todos los escenarios de autosuficiencia del A1 al A6.

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	1,647	0	118	1,944	1,750	0	5,459
A2	0	1,647	0	118	1,944	1,750	169	5,628
A3	0	1,647	0	118	1,944	1,750	0	5,459
A4	0	1,647	0	118	1,944	1,750	0	5,459
A5	0	1,647	0	118	1,944	1,750	169	5,628
A6	0	1,647	0	118	1,944	1,750	0	5,459
B1	2,007	568	5,080	4,277	1,100	150	169	13,349
B2	1,987	568	4,094	4,972	518	178	50	12,367

De acuerdo con los resultados observados, los escenarios de autosuficiencia **A1** al **A6** contemplan la **expansión de generación indicativa de largo plazo** informada por los países en sus planes de expansión nacionales, con una inversión total en capacidad de generación de **M\$5,459**.

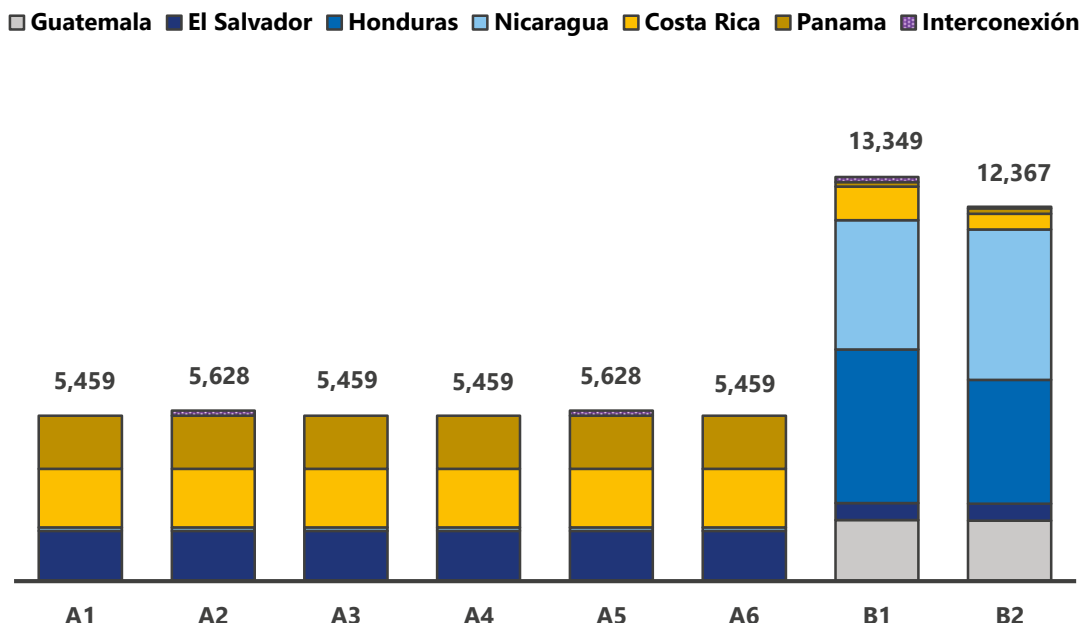
Los escenarios **A2** y **A5** consideran una **inversión adicional** relacionada a la **ampliación de la capacidad operativa en 150 MW**, con lo cual se alcanzaría una capacidad de **450 MW**. Esta inversión asciende a un total de M\$169.

El escenario **B1** resulta con una inversión total de **M\$13,180** en generación. Aunque contempla la expansión optimizada de la generación, la capacidad de intercambio regional se mantiene limitada a 450 MW.

Para el escenario **B2** se estima que la inversión total en generación asciende a **M\$12,317**. Adicionalmente, en este escenario resulta la **opción de incrementar la capacidad de intercambio regional hasta 600 MW** entre los sistemas de **Guatemala–El Salvador**, la cual implica una inversión adicional de **M\$50**.

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. En dicha gráfica se puede apreciar que la inversión total en expansión de generación y capacidad de intercambio en los escenarios B1 y B2 es mayor que la resultante en los escenarios A1 al A6.

Fig. 15. Inversión Total de la Expansión de Generación y capacidad de intercambio.



9.3 Costos Incrementales

Los costos incrementales corresponden al valor presente 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	1,815	17,326	19,142	3,834
A2	1,879	17,368	19,246	3,939
A3	1,815	17,315	19,130	3,823
A4	1,815	16,665	18,480	3,172
A5	1,879	16,706	18,585	3,277
A6	1,815	16,554	18,369	3,062
B1	3,233	12,075	15,308	0
B2	3,388	11,936	15,324	16

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla anterior, los escenarios **A1** y **A2** resultan con los mayores costos totales incrementales, de **M\$19,142** y **M\$19,246** respectivamente. Adicionalmente, estos escenarios resultan con los mayores costos operativos. Por otra parte, en el caso del escenario **A3** el costo total incremental resulta de una magnitud similar al que se presenta en los escenarios A1 y A2.

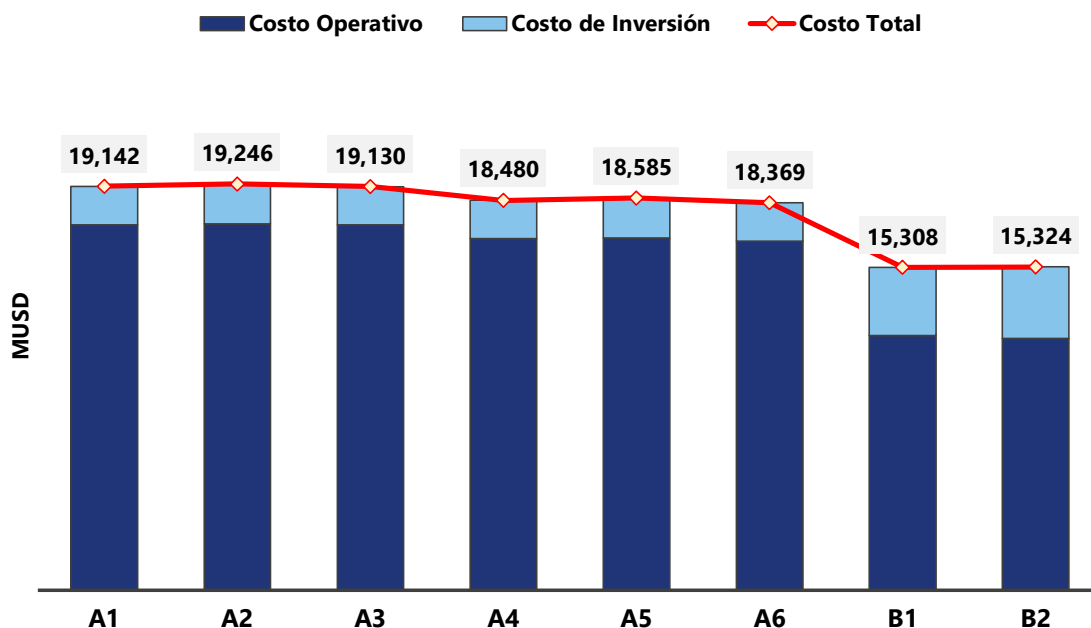
Los escenarios **A4**, **A5**, y **A6** resultan con un costo total incremental similares entre **M\$18,369** y **M\$18,585** resultando notable que estos escenarios presentan menores costos operativos entre todos los escenarios de autosuficiencia.

El escenario **A6** resulta con el **menor costo total incremental**, cuyo valor es de **M\$18,369**. En este escenario el costo operativo por un monto de M\$16,554 es el más bajo entre todos los escenarios de autosuficiencia evaluados.

Los escenarios **B1** y **B2** son las alternativas cuyos costos totales incrementales resultantes son menores que los costos totales incrementales de los escenarios de autosuficiencia, desde A1 hasta A6.

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 para los escenarios de expansión de la generación.

Escenario	Costo Operativo [MUS\$]	Costo de Inversión [MUS\$]	Ingreso Demanda Elástica [MUS\$]	Costo Total [MUS\$]	Diferencia respecto del menor Costo Total [MUS\$]
A1	17,326	1,815	-13,612	5,530	4,931
A2	17,368	1,879	-13,672	5,574	4,975
A3	17,315	1,815	-13,781	5,350	4,751
A4	16,665	1,815	-13,647	4,833	4,235
A5	16,706	1,879	-13,707	4,878	4,279
A6	16,554	1,815	-13,816	4,553	3,954
B1	12,075	3,233	-14,709	599	0
B2	11,936	3,388	-14,722	603	4

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

El **escenario B1**, resulta con el **menor costo total incremental**, como resultado de mayores ingresos de la demanda elástica y es el segundo escenario con los menores costos operativos.

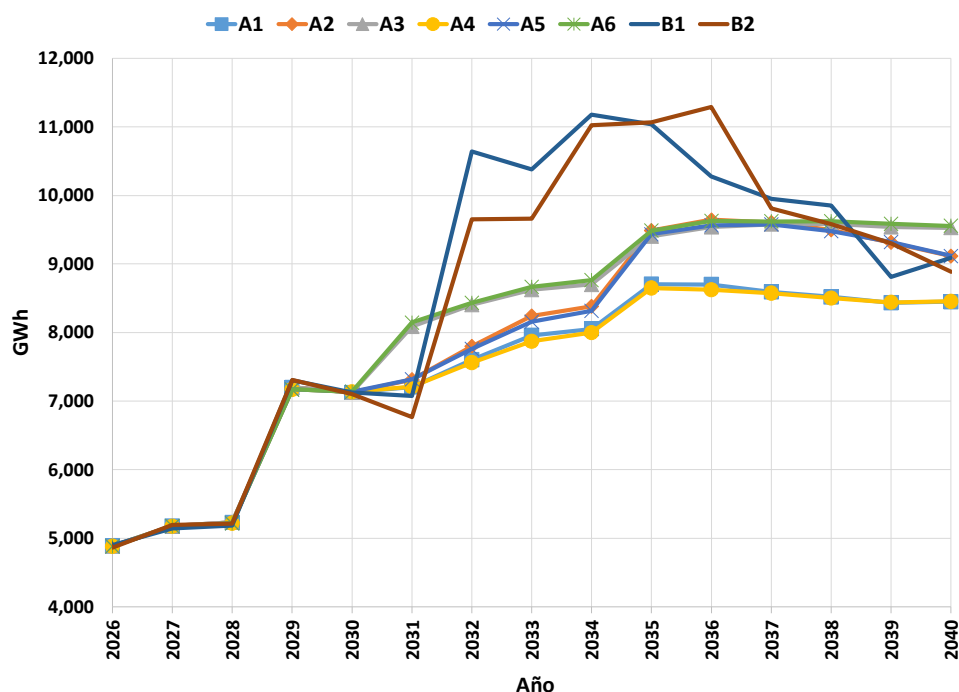
De los escenarios base o de autosuficiencia, **el escenario A6 es el de menor costo total incremental** considerando el beneficio de la demanda.

Los **escenarios A1 y A2**, resultan con el **mayor costo total incremental**, principalmente debido a menores ingresos de la demanda elástica y mayores costos operativos 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 ellos donde derivan diferencias en los costos marginales y excedentes de energía. A continuación, se presentan gráficamente las inyecciones al MER que resultan para cada escenario de expansión evaluado.

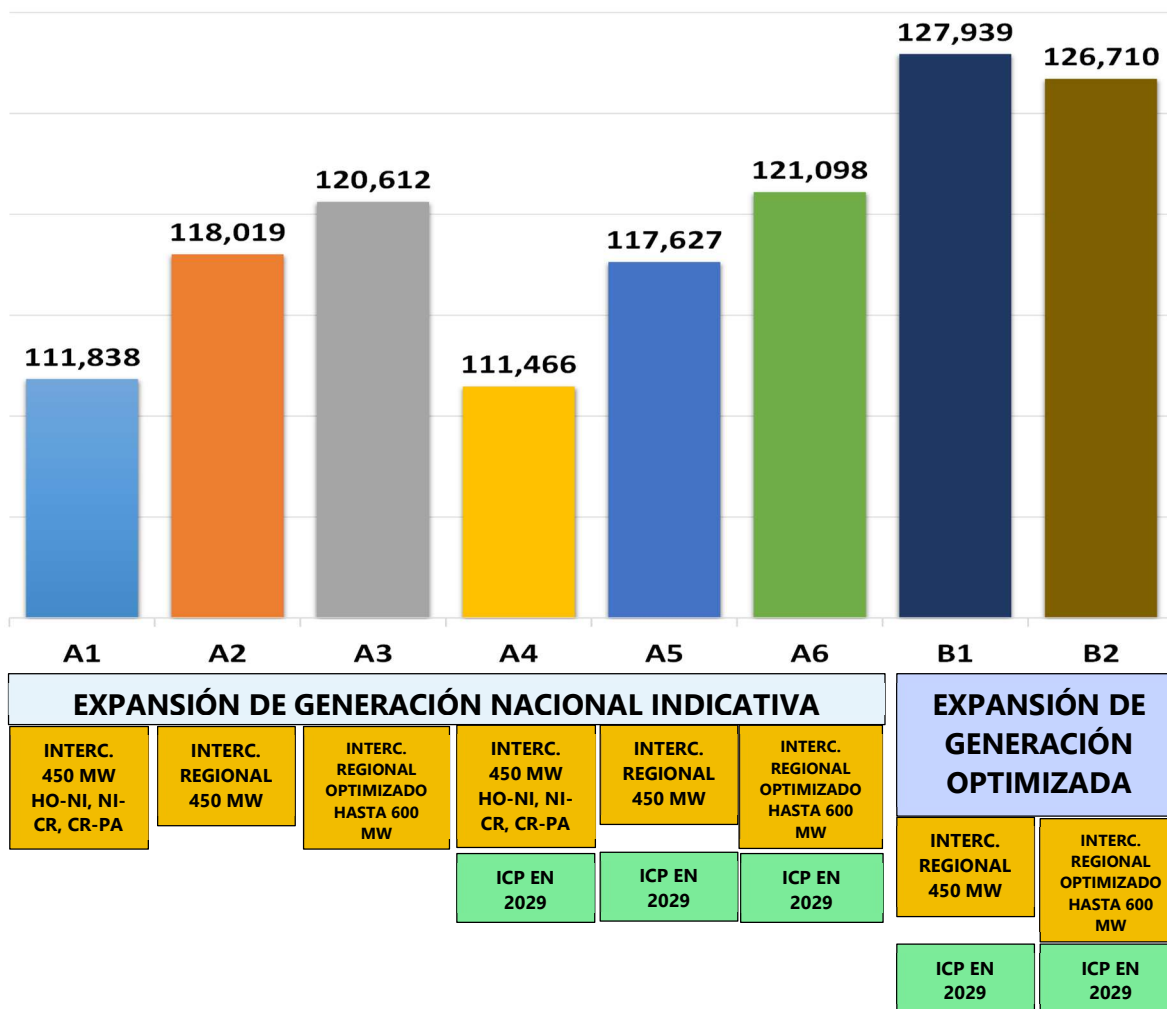
Fig. 17. Inyecciones anuales en el MER para cada escenario de expansión de generación.



En la Fig. 17 se puede observar cómo evolucionan las inyecciones anuales en el MER en el tiempo según va entrando en operación el equipamiento resultante de la expansión de la generación en los diferentes países. Podemos notar que las menores inyecciones ocurrirían en los Escenarios A1 y A4, seguidos de los escenarios A2 y A5. Siendo los escenarios B1 y B2 en los cuales se alcanzan mayores inyecciones totales en el MER entre los años 2032 y 2037.

En la figura siguiente, se muestran de manera comparativa las inyecciones totales en todo el horizonte de planificación de todos los escenarios analizados.

Fig. 18. Inyecciones totales MER por escenario 2026-2040 (GWh).



Tal como se observaba en la Fig. 18, los escenarios de autosuficiencia son los que resultan con las menores inyecciones al MER, específicamente los **Escenarios A1 y A4**, debido que estos escenarios tienen limitada la capacidad de intercambio regional a 300 MW entre Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras y Guatemala-Honduras, aunque la capacidad de intercambio aumenta en el año 2029 a 450 MW entre Honduras-Nicaragua, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá. Los **Escenarios A2 y A5** a diferencia de los anteriores, consideran que la capacidad de intercambio es de hasta 450 MW a partir del año 2029 en todo el SER, por lo que a partir de ese año las inyecciones se incrementan.

El **Escenario A6** es en el que se estiman **mayores inyecciones al MER** entre los escenarios de autosuficiencia. Las inyecciones incrementan a partir del año 2028 y se mantienen altas hasta el final del horizonte. Es importante recordar que en este escenario se supone contar con una capacidad operativa de transmisión de 450 MW a partir del año 2029 entre Honduras-

Nicaragua, Nicaragua–Costa Rica y Costa Rica–Panamá y de igual manera se supone contar con la interconexión Colombia – Panamá (ICP) en operación desde 2029.

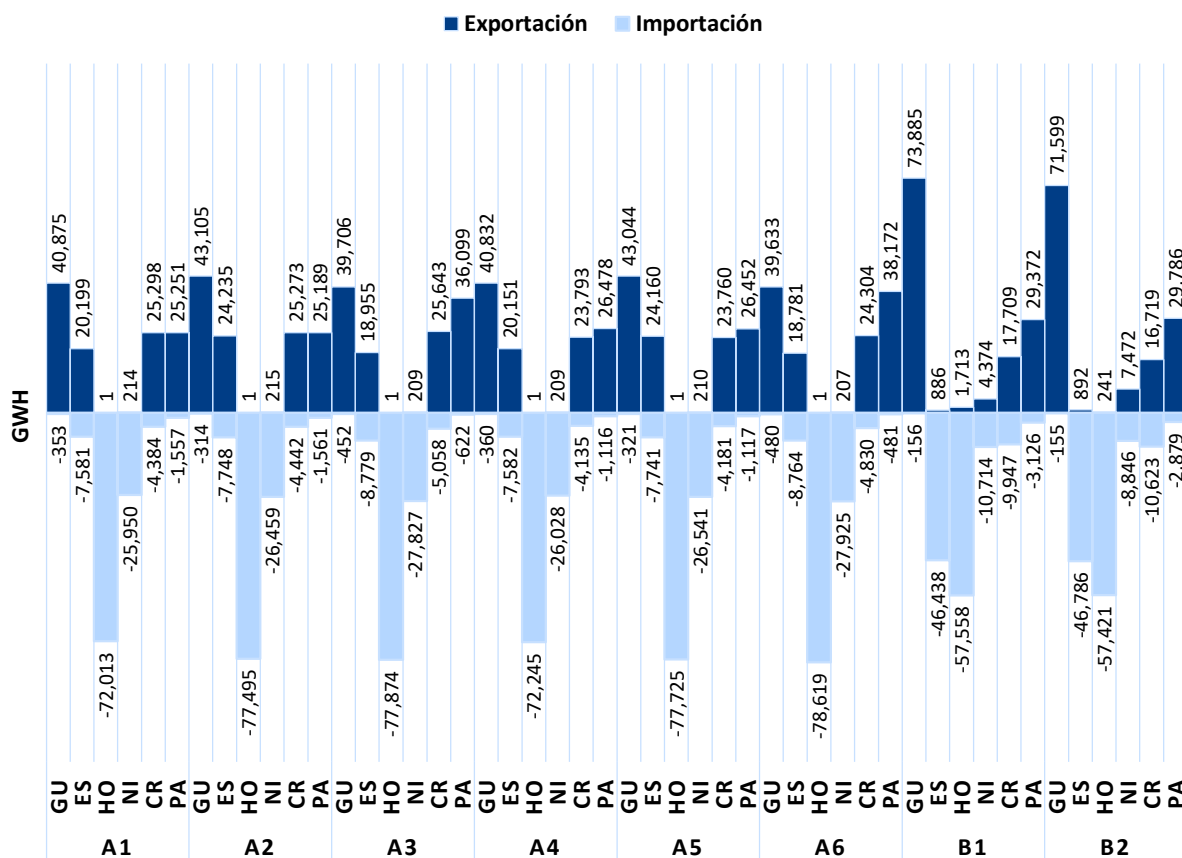
El **Escenario A3** es el **segundo escenario con más inyecciones al MER** entre los escenarios de autosuficiencia. La única variante con respecto al **Escenario A6**, es que en el **Escenario A3** está en operación el proyecto ICP.

El **Escenario B1** es el cual se alcanzan las mayores inyecciones al MER entre todos los escenarios de planificación analizados. Este resultado se alcanza al optimizar la expansión de la generación en el largo plazo considerando plantas de carácter regional como candidatas. También, se considera que se ha alcanzado una capacidad de intercambio de 450 MW entre pares de países en todo el SER, resultando un equipamiento de generación más equilibrado en los seis países en comparación con los escenarios de autosuficiencia, y se favorece la maximización de los intercambios regionales.

Las inyecciones totales al MER en el **Escenario B2** resultan ligeramente menores que en el **Escenario B1** debido a la optimización de la expansión de la generación y de las opciones para incrementar la capacidad de intercambio regional entre par de países. Se observa que la mayor inyección al MER ocurre en el año 2036, lo cual es producto del plan de expansión de largo plazo optimizado.

En la Fig. 19 se ilustra gráficamente el resultado de las importaciones y exportaciones de los países por cada escenario de expansión analizado. En esta figura se puede apreciar que en casi todos los escenarios de expansión, Guatemala, Costa Rica y Panamá se perfilan como los mayores exportadores de energía en la región, mientras que Honduras y Nicaragua resultarían como los mayores importadores. En el caso particular de El Salvador, es posible apreciar que su comportamiento cambia de ser posible exportador en los escenarios de autosuficiencia a importador en los escenarios B1 y B2.

Fig. 19. Importaciones y exportaciones totales por Escenario.



9.6 Flujos de potencia por las interconexiones

En este apartado se analiza el uso de la capacidad de las interconexiones que puede darse en cada escenario, en función de intercambios de energía entre par de países que resultan de la expansión de generación.

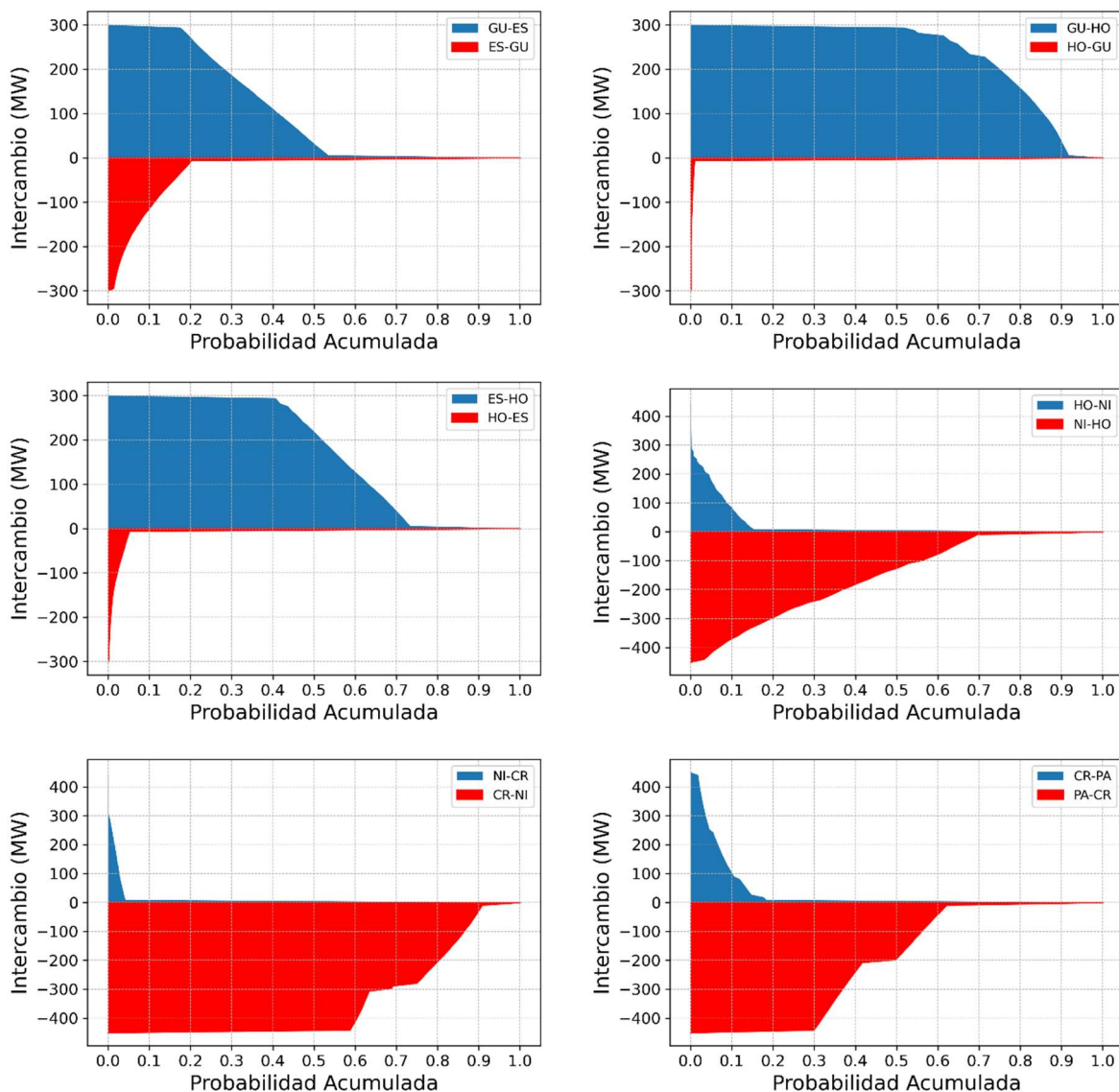
El análisis se centra en evaluar la probabilidad de que el flujo de potencia sea mayor o igual al valor de 300 MW ya sea en sentido norte-sur o sur-norte considerando las series hidrológicas en el modelo de simulación operativa SDDP. Estos resultados se presentan en la tabla siguiente para todos los escenarios de planificación de expansión de la generación analizados.

Tabla 19. Probabilidad de que el flujo por las interconexiones del SER sea igual o mayor que 300 MW.

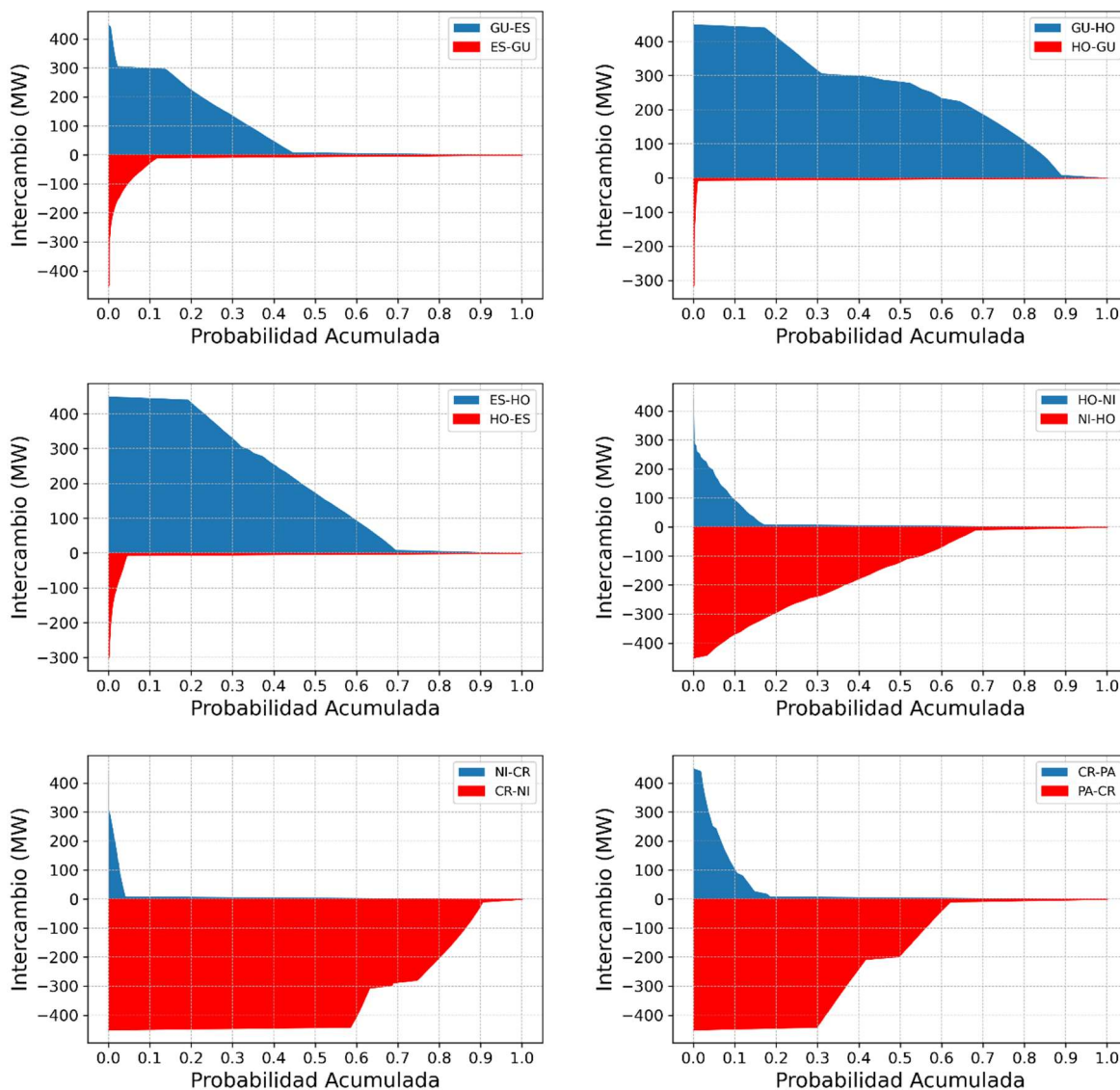
Escenario	GU-ES		GU-HO		ES-HO		HO-NI		NI-CR		CR-PA	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
A1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	19.4%	0.3%	66.9%	3.7%	36.8%
A2	9.9%	0.1%	38.8%	0.0%	33.4%	0.0%	0.3%	19.0%	0.3%	66.7%	3.7%	36.8%
A3	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	35.3%	0.2%	70.4%	1.7%	43.4%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

A continuación, se presentan las gráficas que permiten visualizar para cada escenario, la probabilidad acumulada del flujo de potencia entre pares de países sea mayor o igual al valor de 300 MW.

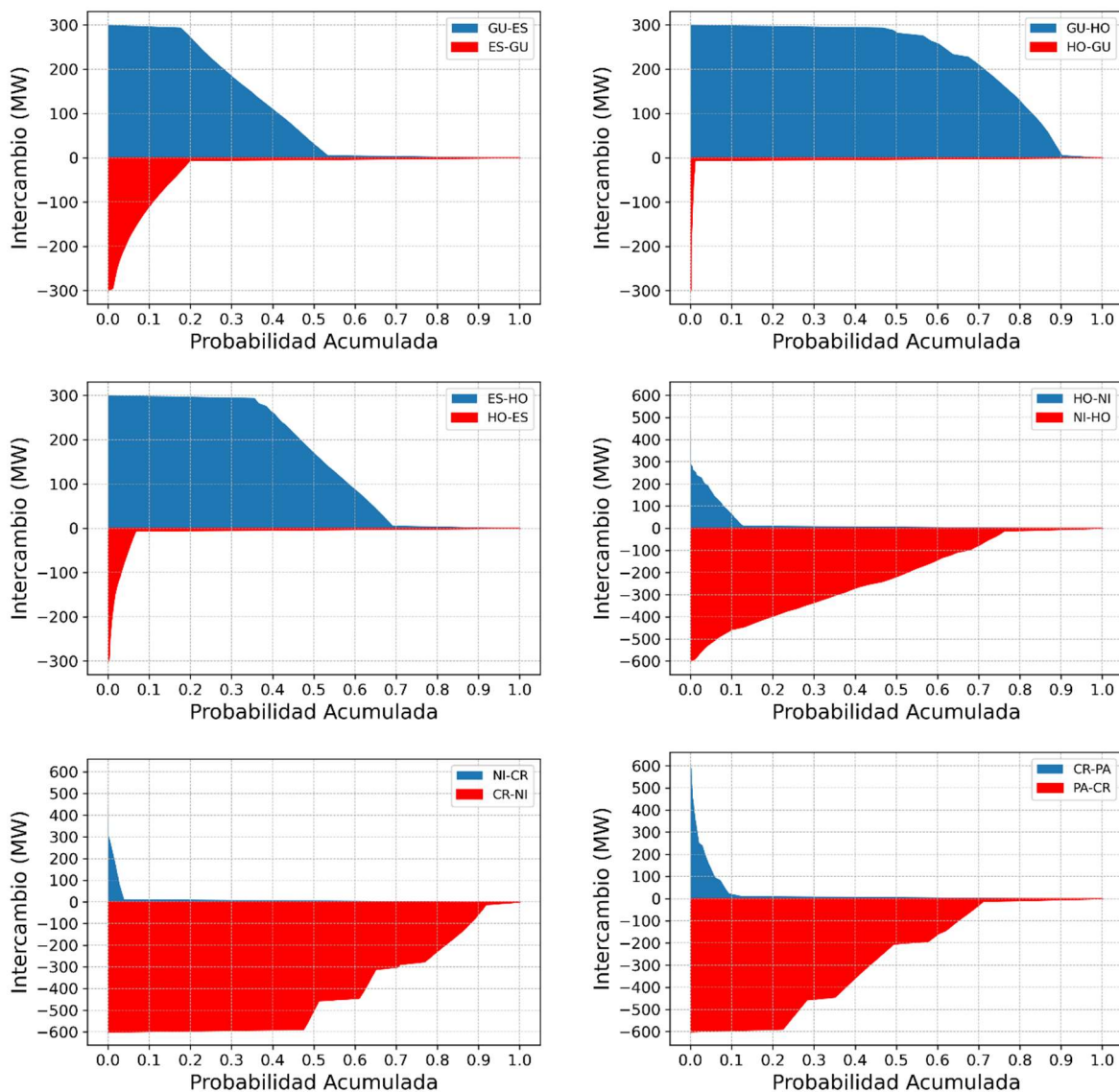
9.6.1 Flujos por las interconexiones en Escenario A1



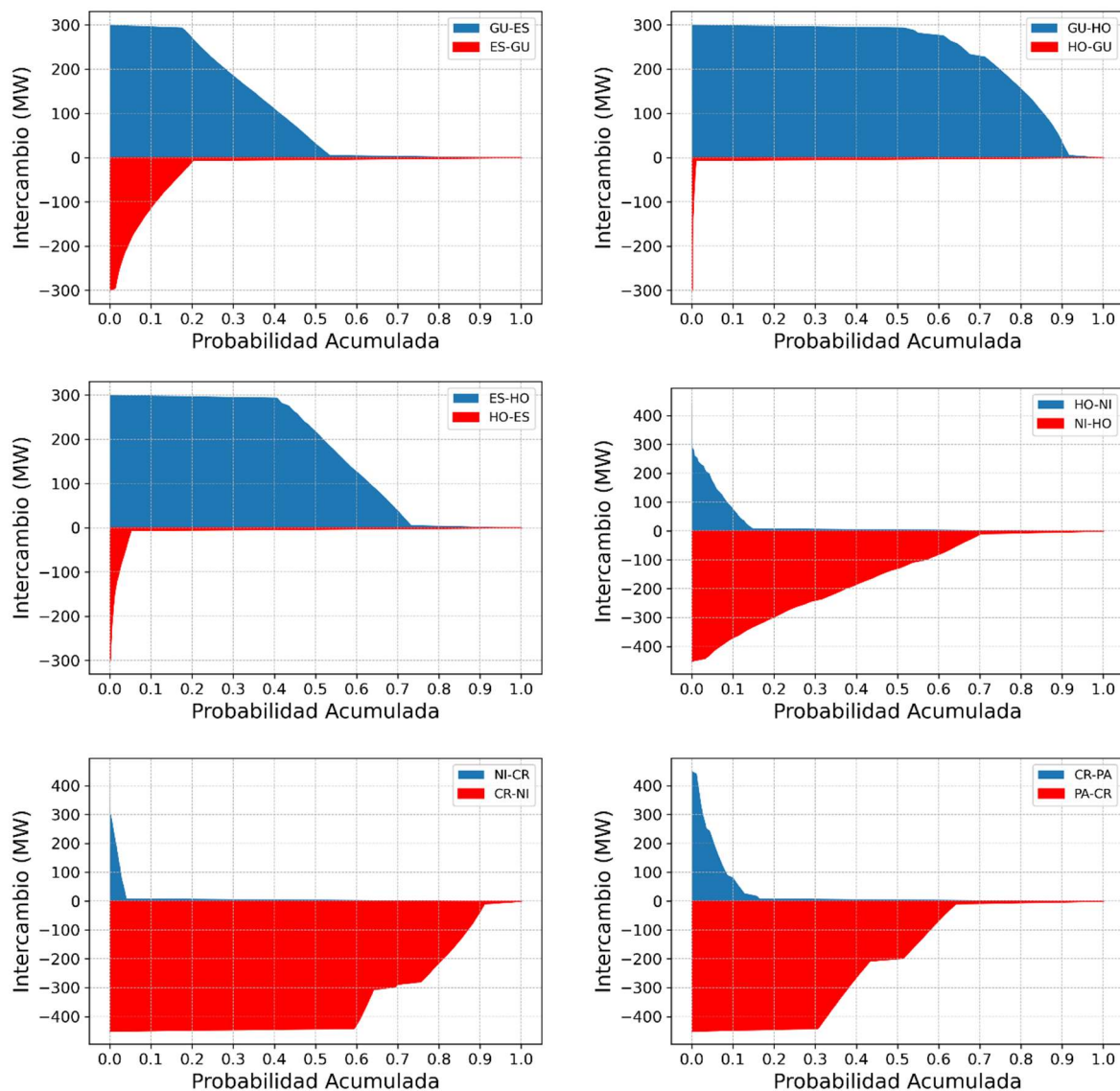
9.6.2 Flujos por las interconexiones en Escenario A2



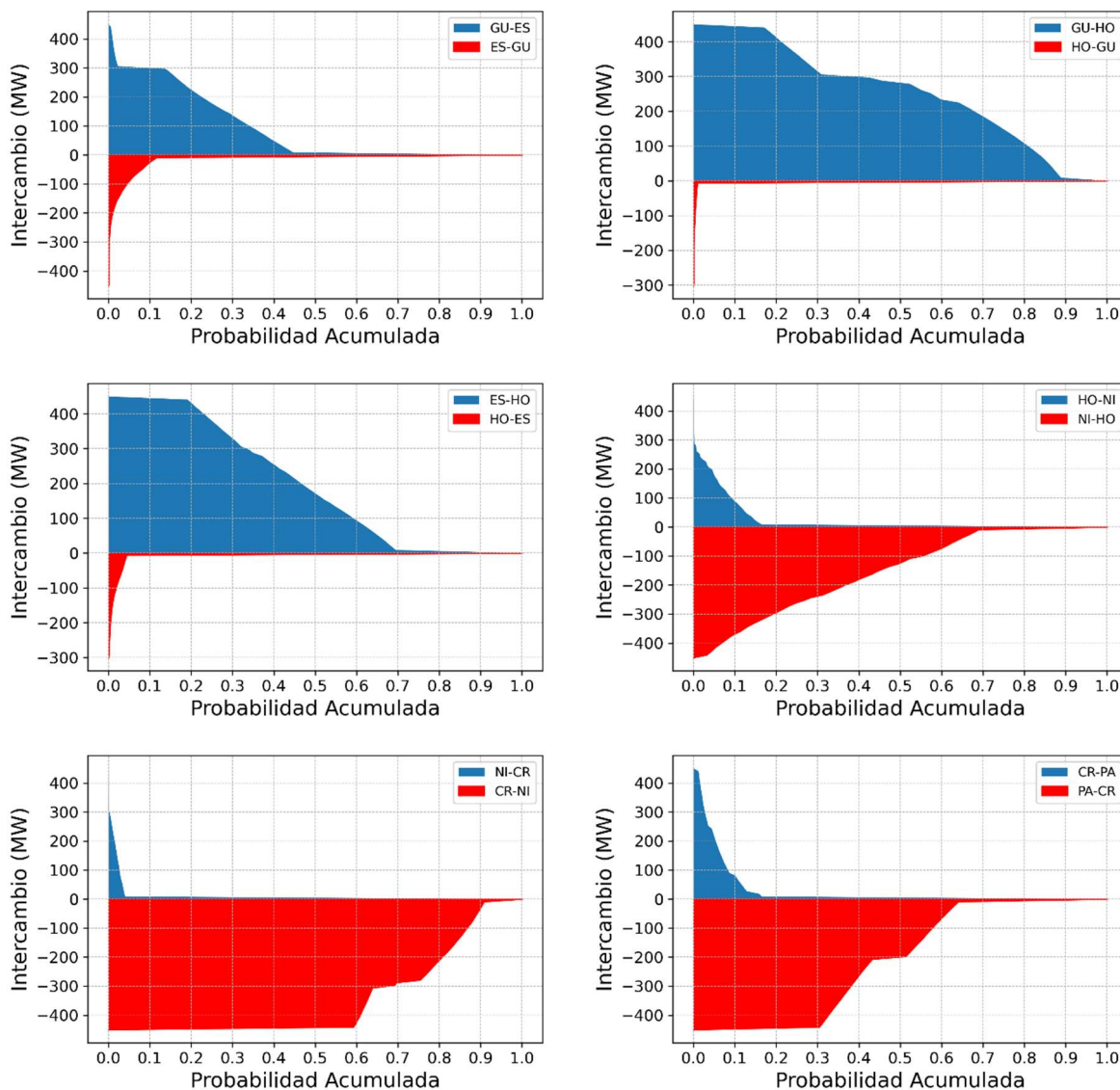
9.6.3 Flujo por las interconexiones en Escenario A3



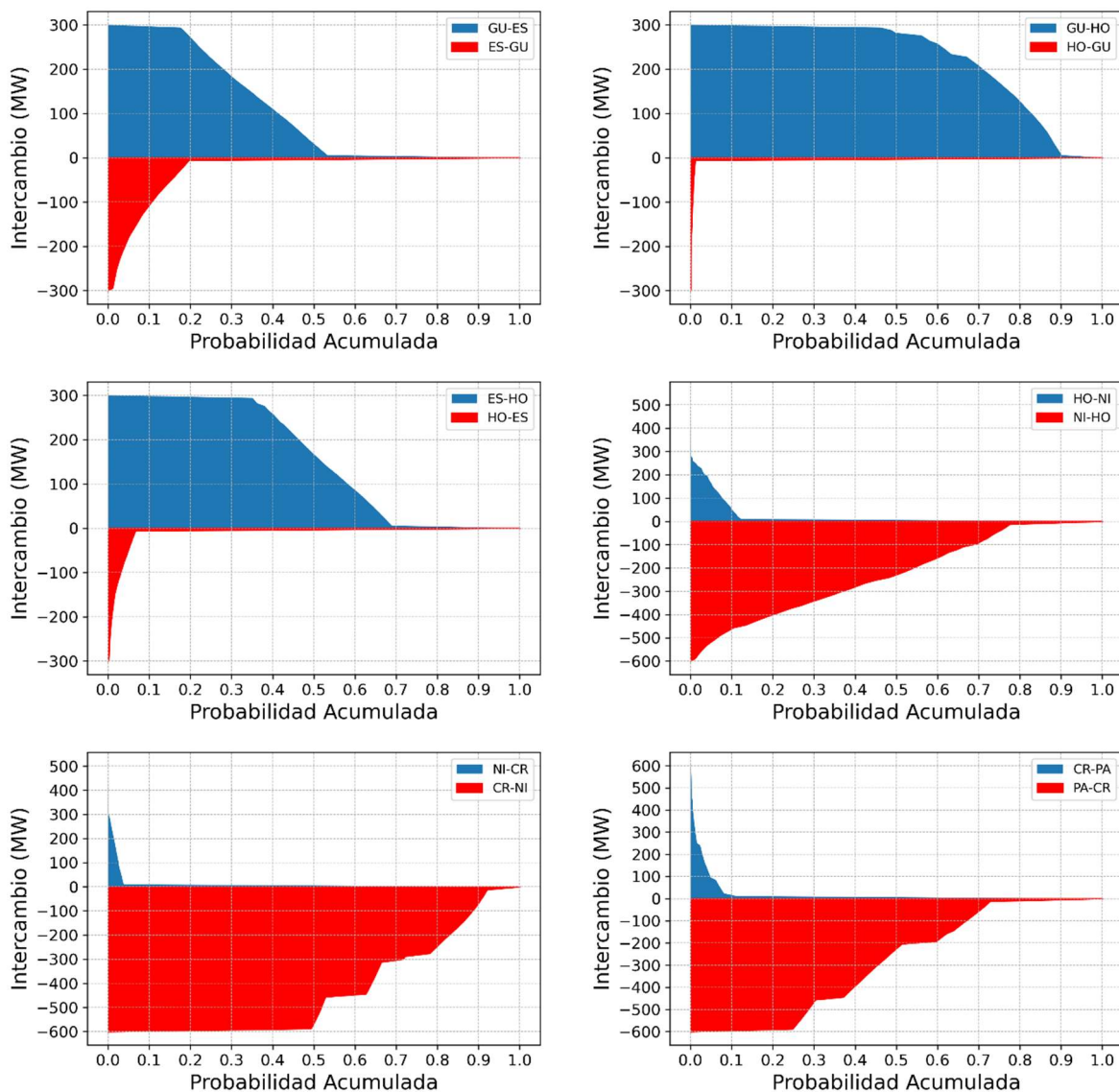
9.6.4 Flujo por las Interconexiones en Escenario A4



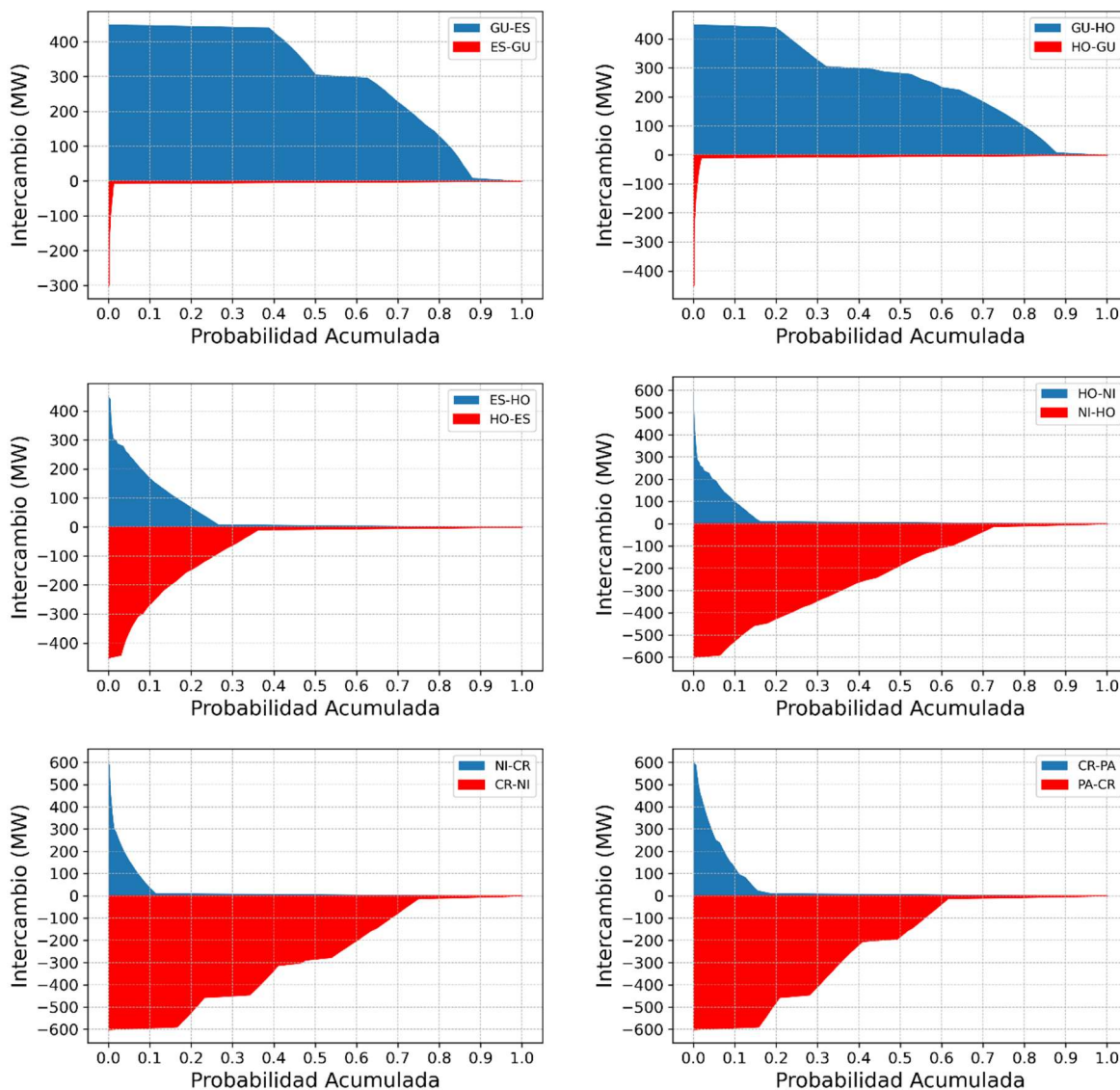
9.6.5 Flujo por las interconexiones en Escenario A5



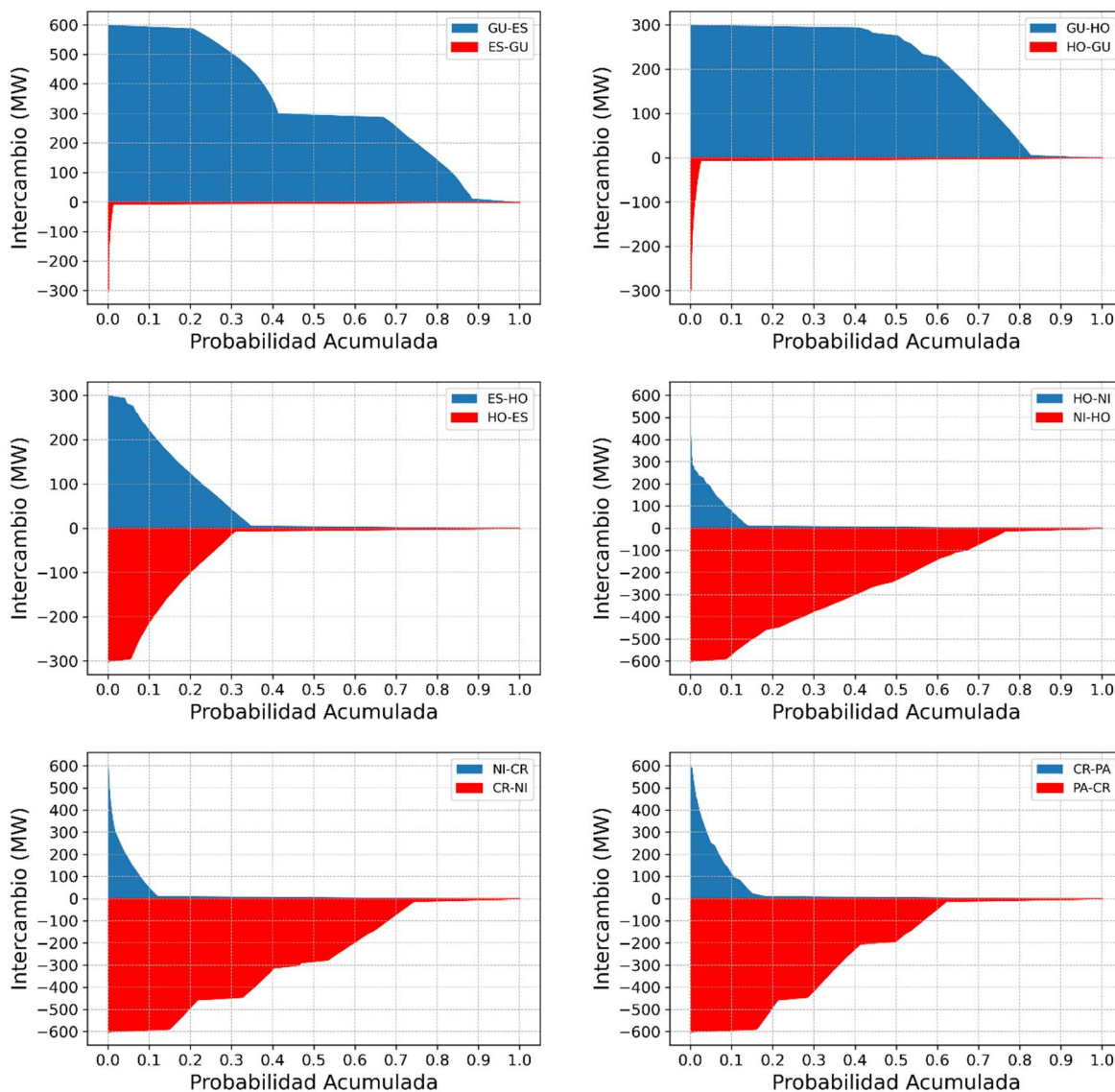
9.6.6 Flujo por las interconexiones en Escenario A6



9.6.7 Flujo por las interconexiones en Escenario B1



9.6.8 Flujo por las interconexiones en Escenario B2



A partir de los gráficos de flujos previsible, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- En el **escenario A1** (con capacidad operativa de transferencia limitada a 300 MW en todo el SER y que se incrementa a 450 MW a partir de 2029 entre Honduras–Nicaragua, Nicaragua–Costa Rica, y Costa Rica–Panamá), se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (36.8%), NI-CR (66.9%), y NI-HO (19.4%). Los demás intercambios muestran probabilidades acumuladas menores a 1% de que el flujo sea igual o exceda los 300 MW.
- En el **escenario A2** (con capacidad operativa de transferencia limitada a 300 MW en todo el SER y que se incrementa a 450 MW a partir de 2031), se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (36.8%), NI-CR (66.7%), y NI-HO (19.0%). Además, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido norte-sur hasta 300 MW en las interconexiones GU-HO (38.8%) y ES-HO (33.4%).
- En el **escenario A3** (con capacidad operativa de transferencia limitada a 300 MW en todo el SER y con la posibilidad de incrementarla de manera óptima hasta 600 MW a partir de 2031), se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (43.4%), CR-NI (70.4%) y NI-HO (35.3%). Los demás intercambios muestran probabilidades acumuladas menores a 1% de que el flujo sea igual o exceda los 300 MW.
- En el **escenario A4**, que es similar al escenario A1 con la diferencia de que se considera disponible la interconexión ICP, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (37.9%), NI-CR (67.6%), y NI-HO (19.5%). Los demás intercambios muestran probabilidades acumuladas menores a 1% de que el flujo sea igual o exceda los 300 MW.
- En el **escenario A5**, que es similar al escenario A2 con la diferencia de que se considera disponible la interconexión ICP, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (38.0%), NI-CR (67.4%), y NI-HO (19.1%). Además, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido norte-sur hasta 300 MW en las interconexiones GU-HO (38.7%) y ES-HO (33.4%).
- En el **escenario A6**, que es similar al escenario A3 con la diferencia de que se considera disponible la interconexión ICP, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (45.4%), CR-NI (71.7%) y NI-HO (36.7%). Los demás intercambios muestran probabilidades acumuladas menores a 1% de que el flujo sea igual o exceda los 300 MW.

- En el **escenario B1** (con capacidad operativa de transferencia limitada a 300 MW en todo el SER y que se incrementa a 450 MW a partir de 2031 en todo el SER, y a partir del año 2031 se optimiza la expansión de generación), se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (35.4%), NI-CR (46.8%), y NI-HO (35.5%). Además, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido norte-sur hasta 300 MW en las interconexiones GU-ES (58.5%) y GU-HO (39.5%).
- En el **escenario B2** (a partir del año 2031 se optimiza la expansión de la generación y la capacidad operativa de transferencia), se observa una alta probabilidad de flujos en sentido sur-norte hasta 300 MW en las interconexiones CR-PA (35.8%), NI-CR (46.1%), y NI-HO (39.6%). Además, se observa una alta probabilidad de flujos en sentido norte-sur hasta 300 MW en las interconexiones GU-ES (41.3%).
- 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 35% - 45%), Nicaragua-Costa Rica (probabilidad en el rango de 46% - 72%) y Honduras-Nicaragua (probabilidad en el rango de 19% - 40%).

9.7 Análisis del Costo de Arrepentimiento

El criterio de *Minimización del Máximo Costo de Arrepentimiento*, establecido en el inciso e) del apartado 10.3.5.4 del RMER, está orientado a identificar la alternativa que minimiza el mayor costo de arrepentimiento que podría incurrirse al comparar cada uno de los escenarios de expansión evaluados ante probables cambios en variables o condiciones relevantes. Al aplicar este criterio, se promueve la identificación de alternativas de expansión más resilientes, al garantizar que la decisión adoptada minimice el impacto económico adverso en el peor escenario considerado.

El costo de arrepentimiento se define como la diferencia entre el valor de la función objetivo de una alternativa específica (que incorpora costos de inversión, operación, beneficio de la demanda elástica y penalizaciones por déficit de energía, entre otros), y el valor mínimo alcanzable en ese escenario ante la variación de una de sus variables.

En el presente estudio, los escenarios de expansión han sido evaluados bajo la sensibilidad respecto a cinco variables claves, descritas a continuación:

- Aumento de precios de los combustibles;
- Escenario de baja demanda;
- Retraso de dos años en la entrada en servicio de los proyectos de generación con capacidad mayor a 100 MW, y cinco años en la entrada en servicio del proyecto ICP;

- Retraso de dos años en la entrada en servicio de las ampliaciones del segundo circuito SIEPAC entre los sistemas de Honduras – Nicaragua y Nicaragua – Costa Rica;
- Incidencia recurrente de sequías en los países del MER.

Los resultados de la evaluación de este criterio para los distintos escenarios de expansión se presentan en la tabla siguiente:

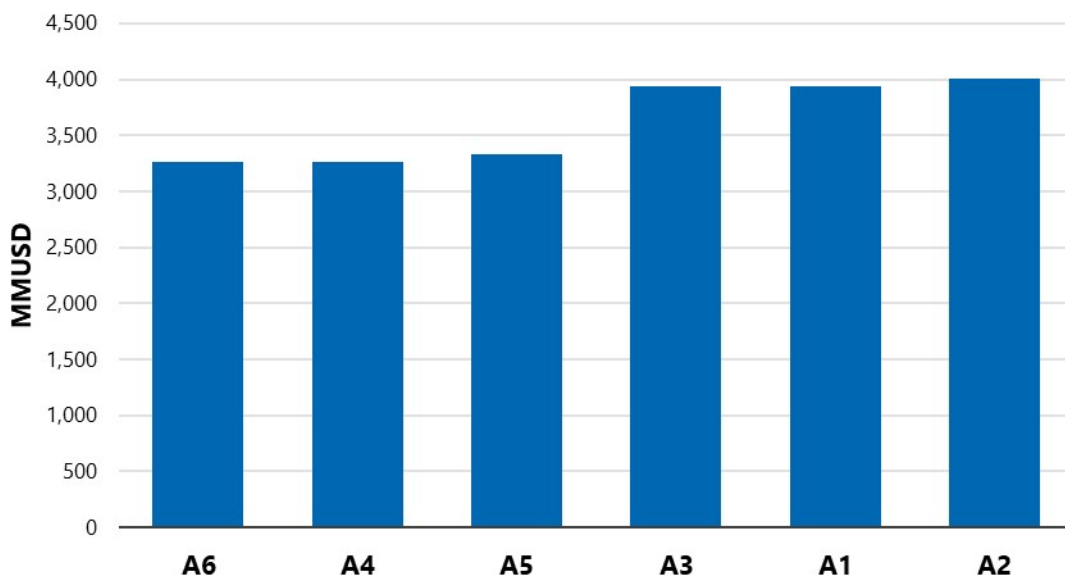
Tabla 20. Matriz de resultados de Minimización de Máximo Costo de Arrepentimiento (en MUSD)

Escenario	Caso Base	Sensibilidad 1 Precios altos de los combustibles	Sensibilidad 2 Bajo Crecimiento de la demanda	Sensibilidad 3 Retraso de 2 años en proyectos > 100 MW y 5 años para ICP	Sensibilidad 4 Retraso de 2 años en las ampliaciones SIEPAC HO-NI y NI-CR	Sensibilidad 5 Incidencia recurrente de sequías	Máximo Arrepentimiento
A1	2,931,026	955,385	955,385	1,084,281	3,935,288	3,809,174	3,935,288
A2	3,005,068	1,029,426	1,029,426	1,161,614	4,009,202	3,883,216	4,009,202
A3	2,753,615	955,385	955,385	1,084,281	3,935,288	3,809,174	3,935,288
A4	2,235,696	260,054	260,054	657,208	3,261,214	3,113,844	3,261,214
A5	2,309,596	333,955	333,955	734,776	3,334,969	3,187,744	3,334,969
A6	1,957,746	260,054	260,054	657,208	3,261,214	3,113,844	3,261,214
B1	0	0	0	0	94,705	0	94,705
B2	21,328	88,175	88,175	421,356	0	2,941,965	2,941,965

Los **Escenarios B** presentan el menor nivel de arrepentimiento máximo, en particular, el **Escenario B1** con un costo de arrepentimiento máximo significativamente inferior al de todos los demás escenarios, lo cual indica que es la alternativa más robusta frente a las cinco condiciones de sensibilidad evaluadas.

Los **Escenarios A** muestran altos niveles de arrepentimiento máximo, especialmente el **A2**, que presenta el mayor valor, seguido de los escenarios **A1** y **A3**. Esto indica que estos escenarios son más vulnerables a variaciones adversas en las variables críticas consideradas, en especial ante retrasos en infraestructura o incidencia de sequías, como se puede apreciar en la Tabla 20. Para mayor claridad, se presenta a continuación un gráfico que ilustra los resultados de el mínimo-máximo arrepentimiento para los escenarios de autosuficiencia, **Escenarios A**.

Fig. 20. Máximo costo de arrepentimiento para los escenarios de autosuficiencia.



Como se observa en la Fig. 20, los **escenarios A4, A5 y A6** tienen un mejor desempeño en cuanto a los máximos costos de arrepentimiento respecto a los escenarios A1, A2 y A3. Sin embargo, muestran sensibilidad considerable ante incidencia de sequías y retrasos en el segundo circuito SIEPAC, cómo se puede apreciar en la Tabla 20. Cabe destacar que estos tres escenarios (A4, A5 y A6) tienen en cuenta la entrada en servicio del proyecto ICP en comparación con los escenarios A1, A2 y A3.

De esta evaluación es notable que retrasos en las ampliaciones del SIEPAC y una alta incidencia de sequías generan los mayores niveles de arrepentimiento en la mayoría de los escenarios A, evidenciando que la confiabilidad de la expansión depende fuertemente de la ejecución oportuna de estas obras de transmisión y de la resiliencia de los sistemas eléctricos nacionales ante eventos de sequía.

10. Selección del Escenario de expansión de la generación para la planificación de la transmisión regional

Es conveniente que el plan de expansión de la transmisión regional se sustente en un escenario de expansión de la generación de Autosuficiencia que en su definición incluya condiciones esperadas de la evolución del entorno que afectará al MER y la operación del Sistema Eléctrico Regional. Asimismo, dicho escenario debe proveer señales que propicien el crecimiento del MER, cumpliendo con lo que establece el Tratado Marco.

Por lo tanto, considerando que los países del MER siguen una política de planificación de sus sistemas de generación, enfocada en mantener Autosuficiencia, se recomienda se utilice el escenario de expansión de la generación denominado **A5** para realizar la planificación de la expansión de la transmisión regional, bajo las siguientes justificaciones:

1. La expansión de generación en el escenario A5 se basa en los planes nacionales de expansión formulados por cada país del MER, en concordancia con las políticas, lineamientos y criterios vigentes a nivel nacional.
2. El escenario A5 incorpora en su definición la interconexión extrarregional Colombia–Panamá, proyectada para entrar en operación en 2029. Este proyecto, actualmente en fase de gestión para su construcción, tendrá un impacto relevante en la operación tanto del Sistema Eléctrico Regional (SER) como del Mercado Eléctrico Regional (MER).
3. Los resultados del escenario A5 evidencian que las interconexiones Guatemala–El Salvador, Guatemala–Honduras y El Salvador–Honduras requerirán, con alta probabilidad, transportar flujos superiores a 300 MW. Esto sugiere la necesidad de ampliar la capacidad operativa de transmisión en el bloque norte del SER, a diferencia de lo observado en los escenarios A4 y A6, los cuales no muestran esta señal.
4. A partir del año 2031, el escenario A5 proyecta un volumen promedio de inyecciones de energía al MER de 8,804 GWh/año, lo que representa casi tres veces el volumen actualmente transado en el mercado. Este resultado refleja condiciones favorables para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional.

Es importante mencionar que los resultados del estudio de la planificación de la generación regional consideran que el Sistema Eléctrico Regional se encuentra integrado por los seis países que actualmente forman parte del MER.

11. Conclusiones de la planificación de la Generación regional

A continuación, se presentan las conclusiones de la planificación de la generación regional correspondiente a los años 2026 al 2040.

- 1) El desarrollo del estudio de la planificación de la generación regional contempló el estudio de ocho estrategias diferentes de expansión considerando seis (6) escenarios de Autosuficiencia y dos (2) escenarios de mayor integración eléctrica regional con base en una optimización general de la expansión considerando plantas de generación de carácter regional y proyectos candidatos de tecnologías que forman parte de las tendencias del desarrollo de la generación, así como también fueron consideradas interconexiones futuras regionales y extrarregionales.
- 2) Los escenarios A4, A5 y A6 son los que resultan con los menores costos incrementales dentro de los escenarios de Autosuficiencia, lo cual está relacionado a la influencia de la operación del proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.
- 3) Los resultados del análisis de los escenarios de mayor integración (B1 y B2) evidencian que una optimización integrada de la expansión de generación resultaría en una reducción importante de los costos operativos respecto a la expansión con criterios de Autosuficiencia (Escenarios A). No obstante, los escenarios B1 y B2 no reflejan las estrategias de expansión que actualmente siguen los países de la región.
- 4) Atendiendo lo establecido en el literal g) del numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER, se recomienda que el escenario de expansión de la generación denominado A5 se utilice para la planificación de la expansión de la transmisión regional siendo que los países del MER siguen una política de planificación de sus sistemas de generación enfocada en mantener Autosuficiencia. Este escenario sugiere la conveniencia de ampliar la capacidad operativa de transmisión en el bloque norte del SER, indicando en sus resultados que a partir del año 2031 se alcanza un volumen promedio anual de inyecciones que equivale a 3 veces las inyecciones de energía que actualmente se transan en el MER, favoreciendo el crecimiento del MER conforme a lo que establecen los fines y objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico. Es importante mencionar que los resultados del estudio de la planificación de la generación regional consideran que el Sistema Eléctrico Regional se encuentra integrado por los seis países que actualmente forman parte del MER.



12. Anexo I

Lista de proyectos candidatos nacionales para la planificación
de la generación regional



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Guatemala	GDR H1	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	GDR H2	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	GDR H3	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	GDR H4	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	GDR J1	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	GDR J2	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	GDR H5	Hidroeléctrica	5	19.5	54	40
Guatemala	Geo AMA	Geotérmica	60	220	120	30
Guatemala	Geo El Ceibillo	Geotérmica	30	120	120	30
Guatemala	Geo S20	Geotérmica	40	160	120	30
Guatemala	Geo Palencia	Geotérmica	30	120	120	30
Guatemala	Geo SMR	Geotérmica	40	160	120	30
Guatemala	Geo TEC	Geotérmica	50	200	120	30
Guatemala	Geo ZUN 2	Geotérmica	40	160	120	30
Guatemala	Geo ZUN	Geotérmica	40	160	120	30
Guatemala	SOL-III	Fotovoltaica	80	200	8	25
Guatemala	SOL-II	Fotovoltaica	80	200	8	25
Guatemala	SOL-I	Fotovoltaica	80	200	8	25
Guatemala	Jutiapa S3	Fotovoltaica	50	167.5	8	20
Guatemala	Jutiapa S2	Fotovoltaica	20	150	8	20
Guatemala	Jutiapa S1	Fotovoltaica	30	150	8	20
Guatemala	Sol Zacapa	Fotovoltaica	40	150	8	20
Guatemala	El Progreso Solar	Fotovoltaica	30	150	8	20
Guatemala	Escuintla S1	Fotovoltaica	120	314	12	20
Guatemala	Santa Rosa S2	Fotovoltaica	80	200	8	20
Guatemala	Santa Rosa S1	Fotovoltaica	40	150	8	20
Guatemala	Escuintla S2	Fotovoltaica	50	167.5	8	20
Guatemala	EOL - I	Eólica	35	120	56	20
Guatemala	EOL - II	Eólica	50	200	56	20
Guatemala	EOL - III	Eólica	40	160	56	20
Guatemala	Eolica JUT 1	Eólica	70	250	56	20
Guatemala	Eolica JUT 2	Eólica	35	120	56	20
Guatemala	CPO-GNL	Gas natural	200	200	9.7	25
Guatemala	PSJ-GNL	Gas natural	200	200	11	25
Guatemala	GN Peten	Gas natural	50	55	11	25
Guatemala	AAS-BM I	Biomasa	160	110	90	35
Guatemala	AAS-BM II	Biomasa	160	110	90	35
Guatemala	AAS-BM III	Biomasa	160	110	90	35
Guatemala	COG-BM I	Biomasa	120	110	90	35
Guatemala	GDR Biogas 1	Biogás	5	13	7.11	25



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Guatemala	GDR Biogas 2	Biogás	5	13	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 3	Biogás	5	13	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 4	Biogás	20	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 9	Biogás	20	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 5	Biogás	20	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 6	Biogás	18	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 7	Biogás	20	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 8	Biogás	20	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 10	Biogás	20	26	7.11	25
Guatemala	GDR Biogas 11	Biogás	20	26	7.11	25
El Salvador	Ampliacion San Vicente	Geotérmica	20	4,468	115	30
El Salvador	Conchagua Power	Fotovoltaica	30	1,200	11	25
El Salvador	Proyecto Solar Fotovoltaico 1	Fotovoltaica	50	1,200	11	25
El Salvador	Proyecto Solar Fotovoltaico 6	Fotovoltaica	6	1,200	11	25
El Salvador	Metapan CEL	Eólica	60	1,500	13	25
El Salvador	Proyecto EO1	Eólica	100	1,500	13	25
El Salvador	Proyecto EO2	Eólica	90	1,500	13	25
El Salvador	Proyecto GN 300	Gas natural	300	2,330	11	30
El Salvador	Proyecto GN 350	Gas natural	350	2,330	11	30
Honduras	Hidroelectrica Sompopero	Hidroeléctrica	10	2,000	47.06	40
Honduras	Jicatuyo	Hidroeléctrica	172.9	3,576	47.06	40
Honduras	Llanitos	Hidroeléctrica	98.186	3,576	47.06	40
Honduras	Hidroelectrica Rio Molo	Hidroeléctrica	8	2,000	47.06	40
Honduras	Geotermico PAV	Geotérmica	20	5,900	153.98	30
Honduras	Geotermico TLG	Geotérmica	20	5,900	153.98	30
Honduras	SFV Agua Caliente	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Amarateca	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Caracol	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Coyoles Central 1	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Coyoles Central 2	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV El Cajon	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Comayagua 1	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Comayagua 2	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV Erandique	Fotovoltaica	20	1,278.79	25.9	25
Honduras	SFV Las Flores	Fotovoltaica	20	1,278.79	25.9	25
Honduras	SFV Naco	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25
Honduras	SFV San Pedro Sula 1	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.9	25
Honduras	SFV San Pedro Sula 2	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.9	25
Honduras	SFV Toncontin	Fotovoltaica	20	1,278.79	25.9	25
Honduras	SFV Villanueva	Fotovoltaica	50	1,254.72	25.36	25



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Honduras	Eolica El Bijagual 2	Eólica	50	1,716.52	36.37	25
Honduras	Eolico El Bijagual	Eólica	120	1,716.52	36.37	25
Honduras	Eolica Erandique	Eólica	50	1,716.52	36.37	25
Honduras	Eolica Santa Rosa	Eólica	50	1,716.52	36.37	25
Honduras	Eolica Toncontin	Eólica	50	1,716.52	36.37	25
Honduras	Eolica El Zamorano	Eólica	100	1,716.52	36.37	25
Honduras	Turbina de Gas 1	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Gas 2	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Gas 3	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Gas 4	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Gas 5	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Gas 6	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Gas 7	Gas natural	250	1,204.83	13.73	25
Honduras	Turbina de Carbon	Biomasa	22	4,769.52	45.68	40
Honduras	Almacenamiento AGC	Almacenamiento	50	1,597.51	42.88	20
Honduras	Almacenamiento CCE	Almacenamiento	50	1,597.51	42.88	20
Honduras	Almacenamiento SPS	Almacenamiento	50	1,597.51	42.88	20
Honduras	Almacenamiento CJN	Almacenamiento	150	1,407.98	28.19	40
Honduras	Motores de Bunker candidato 2	Derivados del petróleo	40	984.08	39.57	25
Honduras	Motores de Bunker candidato 3	Derivados del petróleo	40	984.08	39.57	25
Honduras	Motores de Bunker candidato 4	Derivados del petróleo	40	984.08	39.57	25
Honduras	Motor Dual 1	Derivados del petróleo	250	1,134.79	39.57	25
Honduras	Motor de Gas N2	Derivados del petróleo	250	966	39.57	25
Honduras	Motor Dual 3	Derivados del petróleo	250	1,134.79	39.57	25
Honduras	Motor de Gas N4	Derivados del petróleo	250	966	39.57	25
Honduras	Motor Dual 5	Derivados del petróleo	250	1,134.79	39.57	25
Honduras	Motor de Gas N6	Derivados del petróleo	250	966	39.57	25
Honduras	Motor de Gas P1	Derivados del petróleo	100	1,089.58	39.57	25
Honduras	Motor de Gas P2	Derivados del petróleo	100	1,089.58	39.57	25
Honduras	Motor de Gas P3	Derivados del petróleo	100	1,089.58	39.57	25
Nicaragua	Boboke	Hidroeléctrica	68	153.2	-	30
Nicaragua	Cangiles	Hidroeléctrica	27	1,06.37	-	30
Nicaragua	Copalar Bajo	Hidroeléctrica	150	3,58.32	-	30
Nicaragua	El Barro	Hidroeléctrica	36.5	1,50.89	-	30
Nicaragua	El Carmen	Hidroeléctrica	91	225	-	30
Nicaragua	El Consuelo	Hidroeléctrica	21	93.17	-	30
Nicaragua	San Pedro del Norte	Hidroeléctrica	94	346.95	34.8	50
Nicaragua	Piedra Fina	Hidroeléctrica	44	206.19	-	30
Nicaragua	Piedra Cajón	Hidroeléctrica	22	76.41	-	30
Nicaragua	Piedra Puntuda	Hidroeléctrica	15	36.95	34.8	30



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Nicaragua	Salto Y-Y	Hidroeléctrica	26	56.96	-	30
Nicaragua	La Sirena	Hidroeléctrica	17.5	122.65	-	30
Nicaragua	Tumarín	Hidroeléctrica	253	1,200	-	30
Nicaragua	Valentín	Hidroeléctrica	28	126.58	-	30
Nicaragua	Geo 01 (Geotermica Casitas 1)	Geotérmica	35	117.5	55	25
Nicaragua	Geo 02 (Geotermica Casitas 2)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 03 (Geotermica Casitas 3)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 04 (Geotermica El Hoyo 1)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 05 (Geotermica El Hoyo 2)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 06 (Geotermica Chiltepe 1)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 07 (Geotermica Chiltepe 2)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 09 (Geotermica Mombacho 2)	Geotérmica	25	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 10 (Geotermica Volcan Cosigüina 1)	Geotérmica	25	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 11 (Geotermica Volcan Cosigüina 2)	Geotérmica	25	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 12 (Geotermica Volcan El Najo 1)	Geotérmica	20	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 13 (Geotermica Volcan El Najo 2)	Geotérmica	20	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 14 (Geotermica Apoyo 1)	Geotérmica	36	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 15 (Geotermica Apoyo 2)	Geotérmica	36	117.5	55	30
Nicaragua	Geo 16 (Geotermica Masaya 1)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 17 (Geotermica Ometepe 1)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Geo 18 (Geotermica Ometepe 2)	Geotérmica	35	164.5	55	30
Nicaragua	Eólico Alba 2 (EOL 2)	Eólica	63	94.5	-	30
Nicaragua	El Barro	Eólica	55	82.5	50	30
Nicaragua	Las Joya	Eólica	40	60	-	30
Nicaragua	Las Mesitas	Eólica	40	60	-	30
Nicaragua	Eólico San Marcos (EOL1)	Eólica	64	96.9	-	30
Costa Rica	Chimirol	Hidroeléctrica	64	4,404	40	40
Costa Rica	Diquis	Hidroeléctrica	622.8	7,692	19	40
Costa Rica	Fourth Cliff	Hidroeléctrica	53	5,811.4	39.6	40
Costa Rica	Hidro Proy G3	Hidroeléctrica	50	2,250.26	39.6	40
Costa Rica	Mn. Diquis	Hidroeléctrica	23.3	0	98	40
Costa Rica	RG-430	Hidroeléctrica	156	7,269	40	40
Costa Rica	Toro Amarillo	Hidroeléctrica	57	4,024	40	40
Costa Rica	5-Venado-TB	Hidroeléctrica	188	3,300	46	40
Costa Rica	PTB. Venado (turbina)	Hidroeléctrica	210	0	0	40
Costa Rica	Geotermica Borinquen 2	Geotérmica	55	6,868.06	109.1	30
Costa Rica	Geotermico Proy 1	Geotérmica	55	5,928.23	131.9	30
Costa Rica	Geotermico Proy 4	Geotérmica	12	5,928.23	131.9	30
Costa Rica	Solar-1_20	Fotovoltaica	20	1,199.66	13.52	25
Costa Rica	Solar-2_20	Fotovoltaica	20	1,199.66	13.52	25



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Costa Rica	Solar-4_50	Fotovoltaica	50	1,199.66	13.52	25
Costa Rica	Solar-6_50	Fotovoltaica	50	1,199.66	13.52	25
Costa Rica	Solar-7_50	Fotovoltaica	50	1,199.66	13.52	25
Costa Rica	Eolico Proy 1	Eólica	20	1,498.85	56	25
Costa Rica	Eolico Proy 2	Eólica	20	1,498.85	56	25
Costa Rica	Eolico Proy D2	Eólica	50	1,498.85	56	25
Costa Rica	Eolico Proy G1	Eólica	50	1,498.85	56	25
Costa Rica	Bateria 3	Almacenamiento	30	1,479.25	25.96	25
Costa Rica	Bateria 4	Almacenamiento	60	1,479.25	25.96	25
Costa Rica	Bateria 6	Almacenamiento	60	1,479.25	25.96	25
Costa Rica	Bateria 7	Almacenamiento	60	1,479.25	25.96	25
Costa Rica	Turbina Alquiler V	Derivados del petróleo	80	0	0	3
Panamá	Burica	Hidroeléctrica	65.3	4,204.05	44.44	50
Panamá	Cana Blanca	Hidroeléctrica	7.78	3,894.6	12.63	50
Panamá	Changuinola II (Bocas del Toro)	Hidroeléctrica	214.76	5,937.16	16.59	50
Panamá	Changuilona II U.3 (B. Toro Minicentral)	Hidroeléctrica	13.7	3,617	131.27	50
Panamá	Chuspa	Hidroeléctrica	8.8	3,569.09	170.45	50
Panamá	El Fraile II	Hidroeléctrica	8.04	3,544.02	225.23	50
Panamá	Pando Minicentral	Hidroeléctrica	0.51	3,471.97	1,960.78	50
Panamá	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica	1	3,477.72	1,000.00	50
Panamá	San Bartolo	Hidroeléctrica	19.44	3,693.74	87.45	50
Panamá	Santa Maria 82	Hidroeléctrica	28.35	3,798.12	70.55	80
Panamá	Terra 4 - Tizingal	Hidroeléctrica	4.64	3,520.39	258.45	50
Panamá	Parque Solar El Abuelo	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	PV Alanje 20 MW	Fotovoltaica	23.45	818.73	105.63	25
Panamá	Alba	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Uno	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Dos	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Tres	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Cuatro	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Cinco	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Seis	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Siete	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Ocho	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Americana Nueve	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Aurora	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Bajo Frio Solar	Fotovoltaica	19.95	1,403	10.71	30
Panamá	Bique Solar 1	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Bique Solar 2	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	RPM Solar Caizan 01	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Panamá	RPM Solar Caizan 02	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	RPM Solar Caizan 03	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	RPM Solar Caizan 04	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	Solar Charco Azul	Fotovoltaica	52	762	74.82	25
Panamá	Chiriqui Solar 1	Fotovoltaica	120	818.73	105.63	25
Panamá	Cocle Solar 2	Fotovoltaica	150	818.73	105.63	25
Panamá	Deca Solar	Fotovoltaica	0.5	818.73	105.63	25
Panamá	Doña Nati	Fotovoltaica	30	818.73	105.63	25
Panamá	El Fraile Solar II	Fotovoltaica	0.5	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 10	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 1	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 2	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 3	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 4	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 5	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 6	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 7	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 8	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar Gavilan 9	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Solar Heaven	Fotovoltaica	5	818.73	105.63	25
Panamá	Heliogeo 1	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	HP Solar	Fotovoltaica	20	985.67	57	25
Panamá	Ingenio Solar	Fotovoltaica	70	818.73	105.63	25
Panamá	PV La Inmaculada Solar	Fotovoltaica	5	777.7935	110	25
Panamá	Las Guías	Fotovoltaica	100	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 10	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 11	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 12	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 13	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 14	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 15	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 16	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 17	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 18	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 19	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 1	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 20	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 21	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 22	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 23	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Panamá	Campo Solar La Peña 24	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 25	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 26	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 27	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 28	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 29	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 2	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 30	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 3	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 4	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 5	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 6	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 7	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 8	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Campo Solar La Peña 9	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Los Santos Solar II	Fotovoltaica	9.98	777.7935	84.67	25
Panamá	Los Santos Solar III	Fotovoltaica	9.98	777.7935	84.67	25
Panamá	Maracas	Fotovoltaica	35	818.73	105.63	25
Panamá	Mata de Nance Solar	Fotovoltaica	9.6	818.73	105.63	25
Panamá	Oeste Solar 1	Fotovoltaica	9.6	818.73	105.63	25
Panamá	Oeste Solar 2	Fotovoltaica	9.6	818.73	105.63	25
Panamá	Oeste Solar 3	Fotovoltaica	9.6	818.73	105.63	25
Panamá	Los Olivos Solar II	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Los Olivos Solar	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Parita Sun Park	Fotovoltaica	4.2	818.73	105.63	25
Panamá	Petalo de Chepo 2	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Petalo de Chepo	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Petalo de Chepo 3	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Pedasi Solar	Fotovoltaica	9.98	936.3865	84.67	25
Panamá	Petalo La Huaca	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Los Planetas Solar I	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	Los Planetas Solar II	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	Los Planetas Solar III	Fotovoltaica	10	818.73	105.63	25
Panamá	Providencia Solar 1	Fotovoltaica	9.95	818.73	105.63	25
Panamá	Rio Hato	Fotovoltaica	100	818.73	105.63	25
Panamá	San Andres Solar	Fotovoltaica	7	818.73	105.63	25
Panamá	Parque Solar San Jose	Fotovoltaica	9.99	818.73	105.63	25
Panamá	Santa Fe Solar	Fotovoltaica	20	818.73	105.63	25
Panamá	Sawel Solar	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Solar City I	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Panamá	Solar City II	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Solar City III	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Silicio Solar	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	PV San Lorenzo	Fotovoltaica	80	818.73	105.63	25
Panamá	Santa Monica	Fotovoltaica	2	818.73	105.63	25
Panamá	Sparkle Power Solar	Fotovoltaica	100	818.73	105.63	25
Panamá	Solarpro 3	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Solarpro 4	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Santa Clara Solar	Fotovoltaica	7	818.73	105.63	25
Panamá	Tambores	Fotovoltaica	35	818.73	105.63	25
Panamá	Timbales	Fotovoltaica	35	818.73	105.63	25
Panamá	Virgen del Pilar	Fotovoltaica	9.9	818.73	105.63	25
Panamá	Caimitillo	Eólica	1.87	1,575	135.98	25
Panamá	Cocle Win Power Plant	Eólica	190.4	1,575	135.98	25
Panamá	Escudero	Eólica	111.6	1,575	135.98	25
Panamá	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	Eólica	51.75	1,575	135.98	25
Panamá	La Patrona	Eólica	120	1,247.35	16.875	25
Panamá	Portobelo Etapa 2 C	Eólica	17.25	1,575	135.98	25
Panamá	Anton	Eólica	104.998	1,575	135.98	25
Panamá	Tramontana	Eólica	160	1,575	135.98	25
Panamá	Viento Sur	Eólica	115.2	1,575	135.98	25
Panamá	Costa Norte II	Gas natural	381	1,338.58	13.92	30
Panamá	CC CNL A	Gas natural	400	1,254.1	17.05	30
Panamá	CC CNL B	Gas natural	310	1,254.1	17.05	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Gas natural	50	1,026.25	17.35	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Gas natural	50	1,026.25	17.35	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Gas natural	100	911.59	14.7	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Gas natural	100	911.59	14.7	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Gas natural	150	796.94	12.06	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Gas natural	250	567.63	6.77	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Gas natural	250	567.63	6.77	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Gas natural	250	567.63	6.77	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Gas natural	50	1,026.25	17.35	30
Panamá	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Gas natural	50	1,026.25	17.35	30



13. Anexo II

Lista de proyectos candidatos regionales para la planificación
de la generación regional



Sistema	Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Guatemala	Almacenamiento Regional FV Guatemala 1	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Guatemala	Almacenamiento Regional FV Guatemala 2	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Guatemala	Fotovoltaica Regional Guatemala 1	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Guatemala	Fotovoltaica Regional Guatemala 2	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Guatemala	Gas natural Guatemala Atlántico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Guatemala	Gas natural Guatemala Pacífico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
El Salvador	Almacenamiento Regional FV El Salvador 1	Almacenamiento	50	88.51	24	20
El Salvador	Almacenamiento Regional FV El Salvador 2	Almacenamiento	50	88.51	24	20
El Salvador	Fotovoltaica Regional El Salvador 1	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
El Salvador	Fotovoltaica Regional El Salvador 2	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
El Salvador	Gas natural El Salvador Pacífico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Honduras	Almacenamiento Regional FV Honduras 1	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Honduras	Almacenamiento Regional FV Honduras 2	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Honduras	Fotovoltaica Regional Honduras 1	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Honduras	Fotovoltaica Regional Honduras 2	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Honduras	Gas natural Honduras Atlántico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Honduras	Gas natural Honduras Pacífico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Nicaragua	Almacenamiento Regional FV Nicaragua 1	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Nicaragua	Almacenamiento Regional FV Nicaragua 2	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Nicaragua	Fotovoltaica Regional Nicaragua 1	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Nicaragua	Fotovoltaica Regional Nicaragua 2	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Nicaragua	Gas natural Nicaragua Pacífico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Costa Rica	Almacenamiento Regional FV Costa Rica 1	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Costa Rica	Almacenamiento Regional FV Costa Rica 2	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Costa Rica	Fotovoltaica Regional Costa Rica 1	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Costa Rica	Fotovoltaica Regional Costa Rica 2	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Costa Rica	Gas natural Costa Rica Atlántico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Costa Rica	Gas natural Costa Rica Pacífico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Panamá	Almacenamiento Regional FV Panamá 1	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Panamá	Almacenamiento Regional FV Panamá 2	Almacenamiento	50	88.51	24	20
Panamá	Fotovoltaica Regional Panamá 1	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Panamá	Fotovoltaica Regional Panamá 2	Fotovoltaica	150	295.57	31.24	35
Panamá	Gas natural Panamá Atlántico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40
Panamá	Gas natural Panamá Pacífico 450 MW	Gas natural	450	1,529.60	31.37	40



14. Anexo III

Lista de proyectos candidatos de expansión de la capacidad de intercambio para la planificación de la generación regional



Proyecto	Incremento Capacidad Intercambio (MW)	Costo de Inversión* (MM \$)	O&M (\$/kW-año)	Vida Útil (años)
Interconexión El Salvador - Honduras 150 MW	150	66.82	1.43	30
Interconexión Guatemala - El Salvador 150 MW	150	41.74	0.45	30
Interconexión Guatemala - Honduras 150 MW	150	60.65	0.65	30
Interconexión El Salvador - Honduras 300 MW	300	80.18	0.86	30
Interconexión Guatemala - El Salvador 300 MW	300	50.09	0.54	30
Interconexión Guatemala - Honduras 300 MW	300	72.78	0.78	30



15. Anexo IV

Expansión de generación de largo plazo por escenario Correspondiente a los años 2031 - 2040



País	Recurso	Nombre Proyecto	MW	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B1	B2
Guatemala	Hidroeléctrica	GDR H2	5	-	-	-	-	-	-	2,040	-
Guatemala	Geotérmica	Geo AMA	60	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Geotérmica	Geo TEC	50	-	-	-	-	-	-	2,033	2,032
Guatemala	Geotérmica	Geo El Ceibillo	30	-	-	-	-	-	-	2,034	2,033
Guatemala	Geotérmica	Geo S20	40	-	-	-	-	-	-	2,034	2,033
Guatemala	Geotérmica	Geo Palencia	30	-	-	-	-	-	-	2,034	2,033
Guatemala	Geotérmica	Geo SMR	40	-	-	-	-	-	-	2,034	2,033
Guatemala	Geotérmica	Geo ZUN	40	-	-	-	-	-	-	2,034	2,033
Guatemala	Geotérmica	Geo ZUN 2	40	-	-	-	-	-	-	2,034	2,033
Guatemala	Biomasa	AAS-BM I	160	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biomasa	AAS-BM II	160	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biomasa	AAS-BM III	160	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biomasa	COG-BM I	120	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 1	5	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 2	5	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 3	5	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 4	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 5	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 6	18	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 7	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 8	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 9	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 10	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Guatemala	Biogás	GDR Biogas 11	20	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
El Salvador	Fotovoltaica	Conchagua Power	30	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,031	2,031
El Salvador	Fotovoltaica	Proyecto Solar Fotovoltaico 6	6	2,038	2,038	2,038	2,038	2,038	2,038	2,031	2,031
El Salvador	Fotovoltaica	Proyecto Solar Fotovoltaico 1	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
El Salvador	Eólica	Metapan CEL	60	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
El Salvador	Eólica	Proyecto EO1	100	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
El Salvador	Eólica	Proyecto EO2	90	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
El Salvador	Geotérmica	Ampliacion San Vicente	20	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031
El Salvador	Gas natural	Proyecto GN 300	300	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	-
El Salvador	Gas natural	Proyecto GN 350	350	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	-	-
Honduras	Hidroeléctrica	Hidroelectrica Rio Molo	4	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Hidroeléctrica	Hidroelectrica Sompopero	10	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Hidroeléctrica	Llanitos	98.186	-	-	-	-	-	-	2,033	2,031
Honduras	Hidroeléctrica	Jicatuyo	172.9	-	-	-	-	-	-	2,036	2,039
Honduras	Fotovoltaica	SFV San Pedro Sula 1	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Fotovoltaica	SFV San Pedro Sula 2	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Fotovoltaica	SFV Naco	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031



País	Recurso	Nombre Proyecto	MW	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B1	B2
Honduras	Fotovoltaica	SFV Comayagua 1	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Fotovoltaica	SFV Comayagua 2	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Fotovoltaica	SFV Coyoles Central 1	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Fotovoltaica	SFV Coyoles Central 2	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Fotovoltaica	SFV Agua Caliente	50	-	-	-	-	-	-	2,036	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV Amarateca	50	-	-	-	-	-	-	2,036	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV Caracol	50	-	-	-	-	-	-	2,036	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV Villanueva	50	-	-	-	-	-	-	2,037	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV El Cajon	50	-	-	-	-	-	-	2,038	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV Las Flores	20	-	-	-	-	-	-	2,038	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV Toncontin	20	-	-	-	-	-	-	2,038	2,036
Honduras	Fotovoltaica	SFV Erandique	20	-	-	-	-	-	-	2,040	2,036
Honduras	Fotovoltaica	Fotovoltaica Regional Honduras 1	150	-	-	-	-	-	-	2,040	-
Honduras	Eólica	Eolico El Bijagual	120	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Eólica	Eolica El Zamorano	100	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Eólica	Eolica El Bijagual 2	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Eólica	Eolica Erandique	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Eólica	Eolica Santa Rosa	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Eólica	Eolica Toncontin	50	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Honduras	Almacenamiento	Almacenamiento Regional FV Honduras 1	50	-	-	-	-	-	-	2,040	-
Honduras	Geotérmica	Geotermico PAV	20	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Honduras	Geotérmica	Geotermico TLG	20	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Honduras	Gas natural	Turbina de Gas 6	250	-	-	-	-	-	-	2,036	2,040
Honduras	Gas natural	Turbina de Gas 2	250	-	-	-	-	-	-	2,037	2,037
Honduras	Gas natural	Turbina de Gas 7	250	-	-	-	-	-	-	2,039	2,037
Honduras	Gas natural	Turbina de Gas 3	250	-	-	-	-	-	-	2,040	2,037
Honduras	Gas natural	Turbina de Gas 4	250	-	-	-	-	-	-	2,040	-
Honduras	Gas natural	Turbina de Gas 5	250	-	-	-	-	-	-	2,040	-
Honduras	Biomasa	Turbina de Carbon	22	-	-	-	-	-	-	2,034	2,031
Nicaragua	Hidroeléctrica	Boboke	68	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Nicaragua	Hidroeléctrica	Tumarín	253	-	-	-	-	-	-	2,033	2,033
Nicaragua	Hidroeléctrica	Salto Y-Y	26	-	-	-	-	-	-	2,038	-
Nicaragua	Hidroeléctrica	Piedra Puntuda	15	-	-	-	-	-	-	2,039	-
Nicaragua	Hidroeléctrica	San Pedro del Norte	94	-	-	-	-	-	-	2,039	2,039
Nicaragua	Hidroeléctrica	El Carmen	91	-	-	-	-	-	-	-	2,031
Nicaragua	Hidroeléctrica	Copalar Bajo	150	-	-	-	-	-	-	-	2,037
Nicaragua	Hidroeléctrica	Piedra Fina	44	-	-	-	-	-	-	-	2,040
Nicaragua	Eólica	El Barro	55	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Nicaragua	Eólica	Eolico Alba 2 (EOL 2)	63	-	-	-	-	-	-	2,033	2,033
Nicaragua	Eólica	Las Mesitas	40	-	-	-	-	-	-	2,038	2,038
Nicaragua	Eólica	Las Joya	40	-	-	-	-	-	-	2,038	2,038



País	Recurso	Nombre Proyecto	MW	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B1	B2
Nicaragua	Geotérmica	Geo 10 (Geotermica Volcan Cosigüina 1)	25	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,035	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 01 (Geotermica Casitas 1)	35	-	-	-	-	-	-	2,031	2,031
Nicaragua	Geotérmica	Geo 14 (Geotermica Apoyo 1)	36	-	-	-	-	-	-	2,032	2,032
Nicaragua	Geotérmica	Geo 02 (Geotermica Casitas 2)	35	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 03 (Geotermica Casitas 3)	35	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 04 (Geotermica El Hoyo 1)	35	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 05 (Geotermica El Hoyo 2)	35	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 09 (Geotermica Mombacho 2)	25	-	-	-	-	-	-	2,035	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 06 (Geotermica Chiltepe 1)	35	-	-	-	-	-	-	2,036	2,036
Nicaragua	Geotérmica	Geo 07 (Geotermica Chiltepe 2)	35	-	-	-	-	-	-	2,036	2,036
Nicaragua	Geotérmica	Geo 16 (Geotermica Masaya 1)	35	-	-	-	-	-	-	2,036	2,035
Nicaragua	Geotérmica	Geo 11 (Geotermica Volcan Cosigüina 2)	25	-	-	-	-	-	-	2,037	2,037
Nicaragua	Geotérmica	Geo 15 (Geotermica Apoyo 2)	36	-	-	-	-	-	-	2,037	2,037
Nicaragua	Geotérmica	Geo 17 (Geotermica Ometepe 1)	35	-	-	-	-	-	-	2,038	2,038
Nicaragua	Geotérmica	Geo 18 (Geotermica Ometepe 2)	35	-	-	-	-	-	-	2,040	2,040
Costa Rica	Hidroeléctrica	Fourth Cliff	53	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,040	-
Costa Rica	Hidroeléctrica	Hidro Proy G3	50	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,031	2,031
Costa Rica	Hidroeléctrica	Toro Amarillo	57	-	-	-	-	-	-	2,037	-
Costa Rica	Hidroeléctrica	PTB. Venado (turbina)	210	-	-	-	-	-	-	-	2,040
Costa Rica	Fotovoltaica	Solar-6_50	50	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,034	2,034
Costa Rica	Fotovoltaica	Solar-4_50	50	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,034	2,034
Costa Rica	Fotovoltaica	Solar-7_50	50	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,036	2,035
Costa Rica	Fotovoltaica	Solar-1_20	20	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034
Costa Rica	Fotovoltaica	Solar-2_20	20	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034
Costa Rica	Eólica	Eolico Proy G1	50	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	-	-
Costa Rica	Eólica	Eolico Proy D2	50	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	-
Costa Rica	Eólica	Eolico Proy 1	20	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	-	-
Costa Rica	Eólica	Eolico Proy 2	20	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	-	-
Costa Rica	Almacenamiento	Bateria 3	30	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,040	-
Costa Rica	Almacenamiento	Bateria 4	60	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,038	-
Costa Rica	Almacenamiento	Bateria 6	60	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,040	2,040
Costa Rica	Almacenamiento	Bateria 7	60	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	-	2,035
Costa Rica	Geotérmica	Geotermico Proy 4	12	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	-	-
Costa Rica	Geotérmica	Geotermica Borinquen 2	55	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	-	-
Costa Rica	Geotérmica	Geotermico Proy 1	55	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	-	-
Costa Rica	Derivados del petróleo	Turbina Alquiler V	80	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,035	2,035



País	Recurso	Nombre Proyecto	MW	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B1	B2
Panamá	Hidroeléctrica	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	-	-
Panamá	Hidroeléctrica	Changuilona II U.3 (B. Toro Minicentral)	13.7	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	2,031	-	-
Panamá	Hidroeléctrica	El Fraile II	8.04	-	-	-	-	-	-	-	2,040
Panamá	Eólica	La Patrona	120	-	-	-	-	-	-	2,040	2,039
Panamá	Gas natural	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	-	-
Panamá	Gas natural	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	2,035	-	-
Panamá	Gas natural	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250	2,037	2,037	2,037	2,037	2,037	2,037	-	-
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión Guatemala - El Salvador 150 MW	150	-	2,031	-	-	2,031	-	2,031	-
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión Guatemala - Honduras 150 MW	150	-	2,031	-	-	2,031	-	2,031	-
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión El Salvador - Honduras 150 MW	150	-	2,031	-	-	2,031	-	2,031	-
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión Honduras - Nicaragua 150 MW	150	-	-	2,031	-	-	2,031	2,031	2,031
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión Nicaragua - Costa Rica 150 MW	150	-	-	2,031	-	-	2,031	2,031	2,031
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión Costa Rica - Panamá 150 MW	150	-	-	2,031	-	-	2,031	2,031	2,031
Interconexión Regional	Interconexión	Interconexión Guatemala - El Salvador 300 MW	300	-	-	-	-	-	-	-	2,034