



ENTE OPERADOR REGIONAL

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

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

TOMO I EXPANSIÓN INDICATIVA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

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

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



Contenido

Índice de Tablas	4
Índice de Figuras	6
1. BASE REGULATORIA	8
2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL	10
2.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA.....	10
2.2. OFERTA EXISTENTE	12
2.3. EVOLUCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES ENTRE PAÍSES.....	13
2.3.1. INTERCONEXIONES BINACIONALES.....	13
2.3.2. INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA.....	15
3. PROSPECCIÓN DE LA EXPANSIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN REGIONAL.....	17
3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	17
a) DISCRETIZACIÓN DE LA DEMANDA POR BLOQUES	19
b) REPRESENTACION DE DEMANDAS ELÁSTICAS.....	21
3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN DECIDIDOS PARA LA EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO.....	22
3.3. PROYECTOS DE GENERACIÓN CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	26
a) PROYECTOS CANDIDATOS DE GENERACIÓN.....	27
b) PROYECTOS CANDIDATOS DE ESCALA REGIONAL	32
c) CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO.....	32
3.4. CRITERIO DE CONFIABILIDAD	33
3.5. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	34
3.6. PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	34
a) TASA DE DESCUENTO.....	35
b) COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA	35
3.7. ESCENARIOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....	36
4. PARAMETRIZACIÓN DE LOS MODELOS DE EXPANSIÓN Y SIMULACIÓN.....	39
5. RESULTADOS	42
5.1. CRONOGRAMAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....	42
a) Escenarios A1, A2 y B1	42



b) Escenario B2.....	44
c) Escenario C1.....	48
d) Escenario C2.....	50
5.2. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN.....	53
5.3. COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA.....	59
5.4. INYECCIONES EN EL MER.....	60



Índice de Tablas

Tabla 1. Demanda de energía anual de los países de América Central.	10
Tabla 2. Demanda máxima de potencia (no coincidente), de los países de América Central. .	11
Tabla 3. Capacidad instalada en los países de América Central.....	12
Tabla 4. Detalle de la línea SIEPAC (Ref. Resolución CRIE-26-2016).	14
Tabla 5. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).....	17
Tabla 6. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).	18
Tabla 7. Detalle horario de bloques para una semana promedio, de los países de América Central.	21
Tabla 8. Curvas demanda-precio por país.	22
Tabla 9. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Guatemala.	23
Tabla 10. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de El Salvador.	24
Tabla 11. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Honduras.....	24
Tabla 12. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Nicaragua.....	25
Tabla 13. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Costa Rica.	25
Tabla 14. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Panamá.	25
Tabla 15. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Guatemala.	28
Tabla 16. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de El Salvador.....	29
Tabla 17. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Honduras.	29
Tabla 18. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Nicaragua.	29
Tabla 19. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Costa Rica.....	30
Tabla 20. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Panamá.....	31
Tabla 21. Interconexiones candidatas para el segundo circuito SIEPAC.....	32
Tabla 22. Parámetros de potencia firme por tecnología, definidos en el modelo de expansión de la generación.....	33
Tabla 23. Proyección de precios de los combustibles.....	34
Tabla 24. Costo de Energía No Suministrada por escalón de profundidad para los estudios de Planificación.	36
Tabla 25. Representación esquemática de los escenarios de expansión de la generación regional.	38
Tabla 26. Parámetros definidos en el módulo de expansión de la generación, para los escenarios de expansión de la generación e interconexiones.....	39
Tabla 27. Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER, para los escenarios de expansión de la generación e interconexiones.....	40
Tabla 28. Cronograma de expansión de la generación para los Escenarios A1, A2 y B1.	42
Tabla 29. Expansión de generación de los escenarios A1, A2 y B1, por tecnología y sistema.	44
Tabla 30. Expansiones de capacidad para intercambios regionales para el escenario B2.....	45
Tabla 31. Cronograma de expansión de la generación para el Escenario B2.	45
Tabla 32. Expansión de generación del escenario B2, por tecnología y sistema.	47



Tabla 33. Expansiones de capacidad para intercambios regionales para el escenario C1.	48
Tabla 34. Cronograma de expansión de la generación para el Escenario C1.	49
Tabla 35. Expansión de generación del escenario C1, por tecnología y sistema.	50
Tabla 36. Expansiones de capacidad para intercambios regionales para el escenario C2.	51
Tabla 37. Cronograma de expansión de la generación para el Escenario C2.	51
Tabla 38. Expansión de generación del escenario C2, por tecnología y sistema.	53
Tabla 39. Costos incrementales de operación e inversión de los escenarios de expansión.	55
Tabla 40. Costos incrementales de operación e inversión para los escenarios de expansión, sin considerar el pago de la demanda elástica.	57
Tabla 41. Expansión de generación e interconexiones y costo de inversión total por escenario.	58
Tabla 42. Costo marginal ponderado promedio por sistema, para cada escenario de expansión.	59
Tabla 43. Inyecciones anuales al MER, por escenario de expansión (en GWh).	60



Índice de Figuras

Figura 1. Demanda anual de energía de los países de América Centra	10
Figura 2. Demanda máxima (no coincidente) de los países de América Central	11
Figura 3. Distribución de la capacidad de generación instalada en los países de América Central.....	12
Figura 4. Esquema de ubicación geográfica de la línea SIEPAC.....	15
Figura 5. Esquema de la red de interconexión México-Guatemala.....	16
Figura 6. Proyección de demanda acumulada de energía, de los países de América Central (GWh).....	18
Figura 7. Proyección de demanda de potencia (no coincidente), de los países de América Central (MW).....	19
Figura 8. Curva de duración de carga y su representación en cinco bloques, para los países de América Central.....	20
Figura 9. Distribución de la nueva capacidad por país para la expansión de generación de corto plazo.....	23
Figura 10. Capacidad disponible en proyectos candidatos para la expansión de la generación regional, por tecnología.....	28
Figura 11. Proyección de los precios de los combustibles.....	34
Figura 12. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en los escenarios de expansión A1, A2 y B1.....	44
Figura 13. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en el escenario de expansión B2.....	47
Figura 14. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en el escenario de expansión C1.....	50
Figura 15. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en el escenario de expansión C2.....	53
Figura 16. Costos incrementales de operación e inversión de los escenarios de expansión.....	56
Figura 17. Costos incrementales de operación e inversión para los escenarios de expansión, sin considerar el pago de la demanda elástica.....	57
Figura 18. Expansión de generación e interconexiones y costo de inversión total por escenario.....	58
Figura 19. Costo marginal ponderado promedio por sistema, para cada escenario de expansión.....	59
Figura 20. Inyecciones anuales al MER, por escenario de expansión.....	60
Figura 21. Inyecciones al MER por país para los años 2022 a 2028.....	61

INTRODUCCIÓN

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

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

En este informe se presenta el resultado y análisis de la evaluación de seis (6) estrategias (escenarios) de expansión de la generación regional, de los sistemas eléctricos de los países de América Central, que operan interconectados en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Dichos escenarios de expansión, determinan seis (6) Planes de Expansión Indicativos de la Generación Regional correspondientes a los años 2019 a 2028, con base a los cuales, se determinará su correspondiente expansión de transmisión regional, conforme los lineamientos establecidos en el RMER.

1. BASE REGULATORIA

El tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en su Artículo 28 establece como parte de los principales objetivos y funciones del EOR *“Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado”*.

Los alcances, metodología y procedimientos para realizar la planificación de largo plazo, se encuentran establecidos en el Capítulo 10 del Libro III del RMER y en el Anexo G del mismo libro. Particularmente, el artículo 10.1.1 de este capítulo, establece que *“El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM”*.

Conforme a lo que establece el Numeral 10.6.1, se utilizó la información contenida en la Base de Datos Regional que se describe en el Numeral 5.1 del Libro III del RMER. Asimismo, los escenarios de expansión estudiados, se definieron considerando estrategias de expansión de la generación y transmisión de autosuficiencia de los Países, y con el desarrollo de proyectos a escala regional.

La Base de Datos utilizada para el estudio fue actualizada con información proporcionada por los OS/OM de los países miembros durante los meses de octubre de 2017 a marzo de 2018, con base en los planes de expansión nacionales e información de desarrollos de Agentes de sus respectivos Mercados.

Los escenarios de expansión considerados contemplan la incorporación de proyectos de generación y transmisión de los planes de expansión nacionales, proyectos privados que se encuentran en desarrollo, proyectos candidatos de generación a base de gas natural, interconexiones extra-regionales, así como las estimaciones de crecimiento de la demanda y la variación de los precios de los combustibles.

Como parte de la información clave requerida para el desarrollo de los estudios, con base a lo establecido en el RMER, se utilizó la siguiente información provista por la CRIE:

- a) Tasa de Descuento Regional: Conforme a lo establecido en los numerales 10.4.5, 10.6.1, 10.6.2, del Libro III del RMER. El valor de la Tasa de descuento regional fue establecido por la CRIE a través de la Resolución CRIE-24-2018,
- b) Metodología de cálculo del excedente del consumidor: En cumplimiento a lo indicado en el Numeral 10.4.1 del Libro III del RMER, la CRIE, a través de la Resolución CRIE-32-2018,

definió la metodología de cálculo del excedente del consumidor, y a través de la comunicación CRIE-SE-GT-74-04-03-2018, suministró al EOR la información para modelar la demanda elástica.

- c) Costo de la Energía No Suministrada: Conforme a lo indicado en el numeral 10.8 del Libro III del RMER, la CRIE definió la metodología de cálculo y el valor del Costo de la Energía No Suministrada, a través de la Resolución CRIE-34-2018.
- d) Información sobre áreas protegidas: La CRIE, en cumplimiento de lo establecido en el Numeral 15.1.1 del Libro III del RMER, suministró al EOR, a través de la nota CRIE-SE-GT-191-18-07-2017, la información acerca de las áreas naturales con algún grado de protección.

2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

2.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

En el año 2017 la demanda de energía eléctrica de los seis países del MER totalizó 51,427.67 GWh, lo que representa un crecimiento constante de 3.7% desde el año 2005. Respecto del crecimiento de cada país, resulta notable la evolución en el sistema de Panamá, con un crecimiento más acelerado en los años 2009 a 2015, tomando valores entre 4.2% y 9.2%.

Tabla 1. Demanda de energía anual en GWh de los países de América Central.

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total C.A.
2008	7,832.4	5,475.2	6,513.5	3,067.7	9,342.4	6,167.6	38,398.8
2009	7,921.9	5,500.0	6,521.1	3,121.7	9,257.5	6,503.1	38,825.3
2010	8,137.3	5,636.9	6,733.5	3,289.5	9,532.5	7,027.6	40,357.4
2011	8,478.8	5,755.6	7,167.5	3,417.1	9,722.8	7,466.0	42,007.7
2012	8,733.7	5,883.1	7,577.2	3,666.0	10,093.1	8,156.4	44,109.5
2013	8,949.2	6,000.2	7,848.2	3,766.1	10,171.9	8,502.8	45,238.5
2014	9,283.6	6,067.0	8,130.0	3,953.3	10,323.1	8,908.3	46,665.3
2015	9,799.5	6,310.5	8,608.6	4,160.3	10,607.3	9,690.3	49,176.4
2016	10,290.0	6,351.2	8,961.5	4,296.6	10,932.1	9,965.3	50,796.7
2017	10,488.1	6,343.9	8,957.9	4,379.2	11,019.3	10,239.4	51,427.7

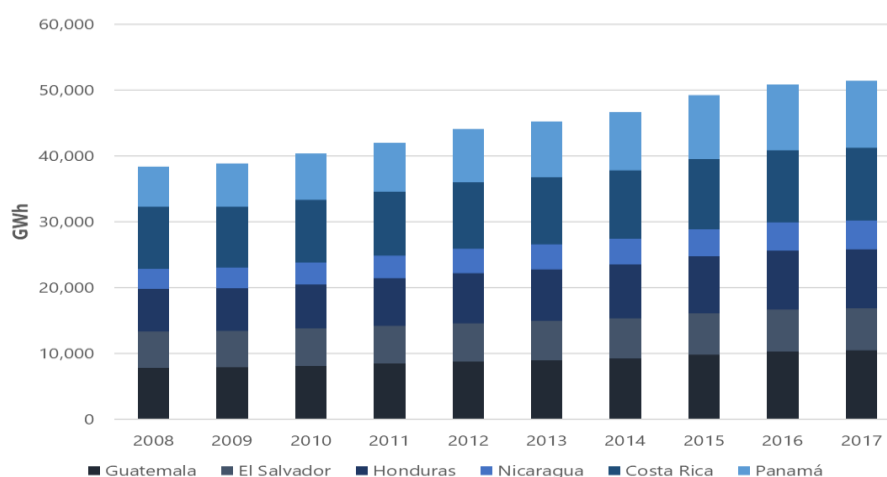


Figura 1. Demanda anual de energía de los países de América Central

Respecto a la demanda de potencia, en la Tabla 2 se presenta el registro histórico de la demanda máxima de potencia en cada país, desde el 2008 al 2017. Es importante mencionar que estos registros de demanda máxima, no son coincidentes en hora y fecha en los países del MER, por lo cual no se realiza la suma de sus valores. Se destaca que el crecimiento en el sistema de Panamá, muestra diferencias respecto al del resto de los países de Centroamérica, ya que la demanda de estos últimos ha evolucionado a un ritmo de 3.3%, mientras que la demanda de Panamá evolucionó a un ritmo de 5.5%, siendo los años 2009 a 2015 donde se registraron los mayores crecimientos, entre 4.1% y 8.4%, ritmo que nuevamente toma un comportamiento vegetativo¹ en los años 2016 y 2017, en los que el crecimiento fue de 0.4% y 2.4%, respectivamente.

Tabla 2. Demanda máxima de potencia (no coincidente) en MW, de los países de América Central.

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2008	1,430.1	943.0	1,205.0	510.8	1,525.8	1,064.3
2009	1,472.5	906.0	1,203.0	524.5	1,497.4	1,154.0
2010	1,467.9	948.0	1,245.0	538.9	1,535.6	1,222.4
2011	1,491.2	962.0	1,240.0	571.1	1,545.6	1,286.5
2012	1,533.0	975.0	1,282.0	609.9	1,593.1	1,386.3
2013	1,563.6	1,004.0	1,336.0	620.1	1,592.9	1,443.9
2014	1,635.9	1,035.0	1,382.8	638.8	1,631.7	1,503.5
2015	1,672.1	1,089.0	1,445.5	667.6	1,612.0	1,612.0
2016	1,701.6	1,093.0	1,514.8	688.3	1,674.6	1,618.0
2017	1,749.5	1,081.0	1,560.5	709.1	1,692.3	1,657.0

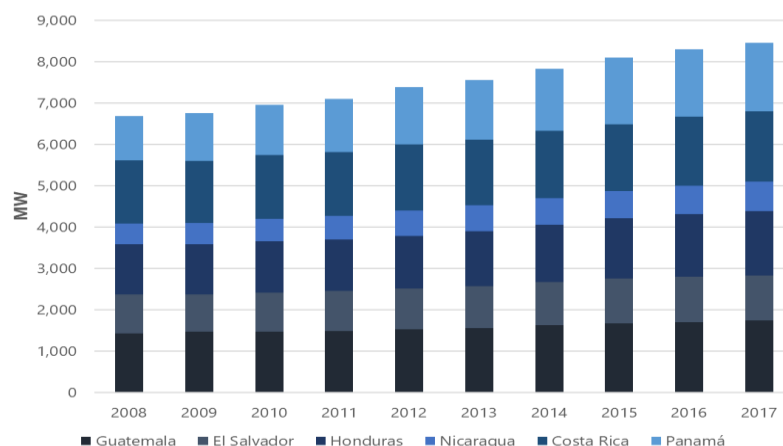


Figura 2. Demanda máxima (no coincidente) de los países de América Central

¹ El comportamiento vegetativo hace referencia a la evolución tendencial de los requerimientos de la demanda de un sistema eléctrico, sin tener en consideración eventos que provocan un cambio abrupto en la misma, como puede ser la incorporación (o retiro) de importantes bloques de demanda industrial.

2.2. OFERTA EXISTENTE

De acuerdo a la información disponible en la Base de Datos Regional, actualizada con información remitida por los OSOM de cada país, la capacidad disponible del parque de generación en los países del MER a finales del año 2017, era de 16,164 MW. Dicha capacidad corresponde a 39% de centrales hidroeléctricas, 49% centrales termoeléctricas y 12% con centrales de generación con recurso renovable variable (solares fotovoltaicas y eólicas), la cual se distribuye en diferentes proporciones en cada uno de los seis países de la región.

Tabla 3. Capacidad instalada en MW de los países de América Central.

Fuente	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total / Fuente
Hidro	1,354	557	698	138	1,995	1,715	6,456
Térmica	1,982	933	1,317	863	519	1,537	7,150
Geotermia	34	175	35	110	154	0	507
Renovable ²	151	60	835	199	379	426	2,050
Total/País	3,520	1,725	2,885	1,309	3,047	3,678	16,164

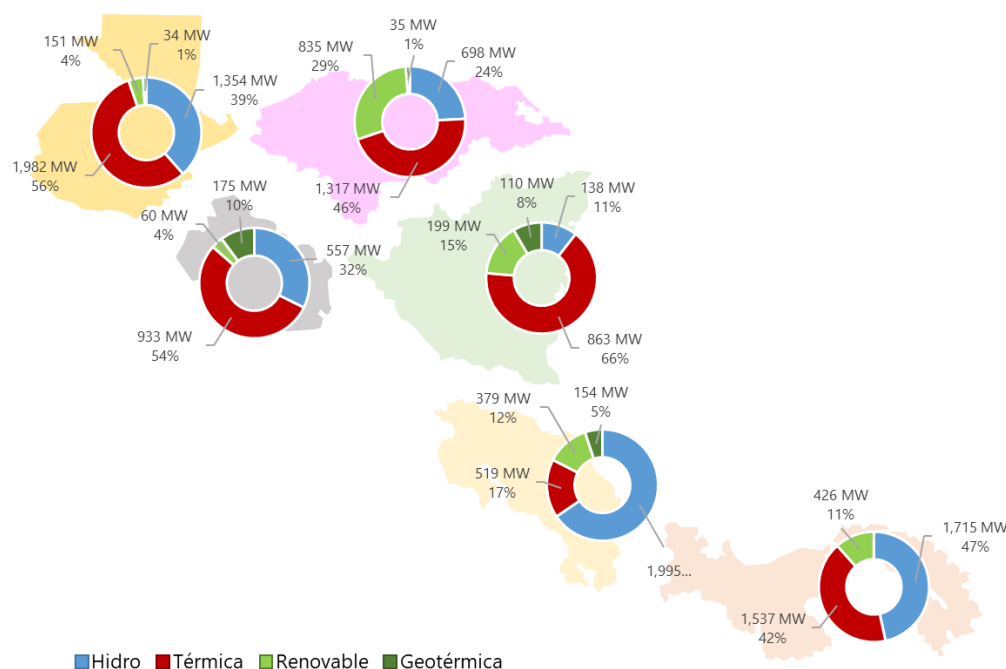


Figura 3. Distribución de la capacidad de generación instalada en los países de América Central.

² La generación renovable se refiere al conjunto de generación solar y generación eólica

2.3. EVOLUCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES ENTRE PAÍSES

Las redes eléctricas son fundamentales en los sistemas eléctricos, ya que constituyen la infraestructura que transportan la energía desde las centrales generadoras, hasta las instalaciones de los consumidores finales.

Como parte de las redes eléctricas, las interconexiones permiten el intercambio de energía entre diferentes sistemas o países, lo cual permite atender requerimientos de demanda propios o de los sistemas vecinos e incluso alcanzar mejores niveles de seguridad y calidad de la energía.

2.3.1. INTERCONEXIONES BINACIONALES

La interconexión eléctrica de los países de América Central inició mediante la instalación de líneas de transmisión de 230 kV que permitieron enlazar los sistemas eléctricos en los puntos más cercanos de las fronteras entre países vecinos. Dichas interconexiones viabilizaron los primeros intercambios de energía entre pares de países.

La primera interconexión binacional fue la de Honduras (subestación Pavana) con Nicaragua (subestación León), la cual inició operaciones en el año de 1976; en el año 1982 inició operaciones la interconexión de Nicaragua con Costa Rica, y en el año de 1986 fueron puestas en operación las interconexiones eléctricas de Guatemala (subestación Moyuta) con El Salvador (subestación Ahuachapán), y la de Costa Rica (subestación Río Claro) con Panamá (subestación Progreso). Finalmente se desarrolló la última interconexión, entre El Salvador (subestación 15 de Septiembre) y Honduras (subestación Pavana), la cual se terminó de construir en el año 2002.

El proyecto *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)* considera el Mercado Eléctrico Regional (MER), y el primer sistema de transmisión regional, que permita el funcionamiento físico del MER.

De acuerdo a lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el MER persigue beneficiar a los habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

El sistema de transmisión está conformado por una línea de transmisión de 1,796 kilómetros que recorre desde Guatemala hasta Panamá y 18 subestaciones eléctricas instaladas en los diferentes países.

Tabla 4. Detalle de la línea SIEPAC (Ref. Anexo I del Libro III del RMER).

País	Longitud (km)	Cantidad Tramos	Cantidad Subestaciones	Nombre Subestaciones
Guatemala	282.4	5	5	<ul style="list-style-type: none"> • Aguacapa • Guatemala Norte • La Vega • Panaluya • San Agustín
El Salvador	288.3	4	3	<ul style="list-style-type: none"> • Ahuachapán • Nejapa • 15 de Septiembre
Honduras	270.0	4	3	<ul style="list-style-type: none"> • Agua Caliente • San Buenaventura • San Nicolás
Nicaragua	308.5	3	2	<ul style="list-style-type: none"> • Sandino • Ticuantepe
Costa Rica	496.9	5	4	<ul style="list-style-type: none"> • Cañas • Parrita • Palmar Norte • Río Claro
Panamá	150.0	2 ³	2	<ul style="list-style-type: none"> • Veladero
Total	1,796.1	24	18	

El primer circuito del SIEPAC inició su construcción en el año 2010 y fue finalizado en su totalidad en octubre de 2014, previsto para que puedan realizarse intercambios de hasta 300 MW entre los países del MER; sin embargo, aún existen limitaciones para alcanzar esta capacidad de transferencia en algunos países, debido que es necesario implementar varios refuerzos en los sistemas de transmisión nacionales.

³ De acuerdo al Anexo I del Libro III del RMER los tramos de la línea SIEPAC de Panamá son los siguientes: desde la frontera de Costa Rica hasta la subestación Dominical y desde la subestación Dominical hasta la subestación Veladero; donde las bahías en la subestación Dominical no pertenecen a la línea SIEPAC.

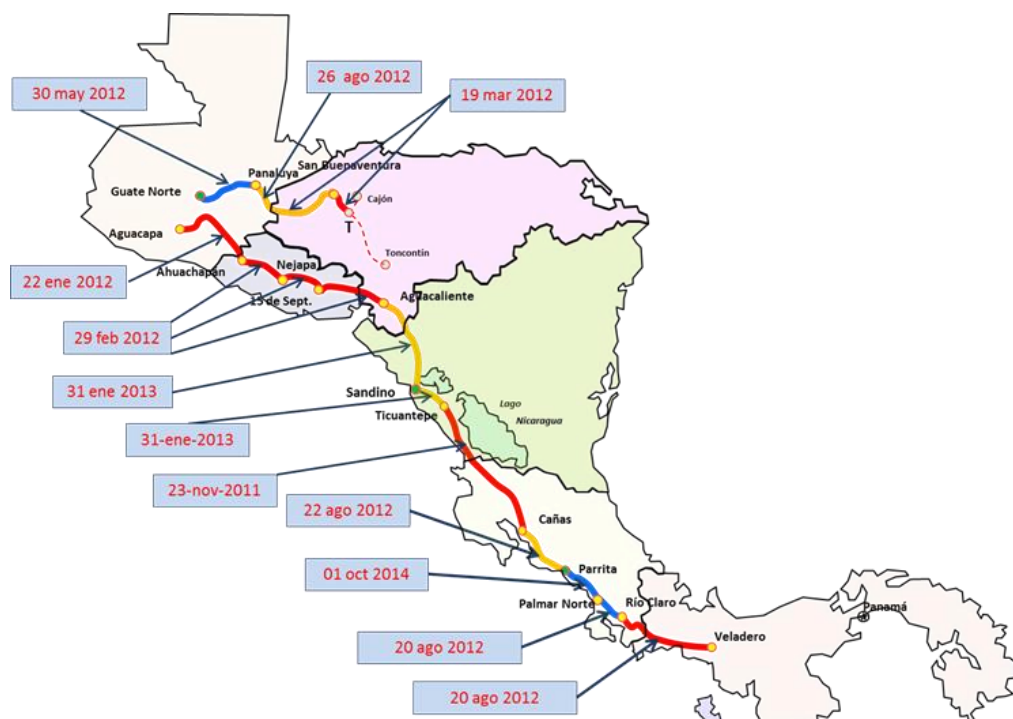


Figura 4. Esquema de ubicación geográfica de la línea SIEPAC.

2.3.2. INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA

El proyecto consiste en una línea de transmisión 400 kV de 98.6 km de longitud, de los cuales 27 km están en territorio mexicano y 71.6 km en territorio guatemalteco, con un circuito habilitado y las estructuras preparadas para doble circuito, conectando las subestaciones Tapachula, en México, y Los Brillantes, en Guatemala, por medio de un transformador 400/230 kV con capacidad de 225 MVA. Esta interconexión se puso en servicio el 26 de febrero de 2010.

En el año 2016 se realizaron obras para ampliar la subestación Los Brillantes, incorporando un transformador adicional de 225 MVA.

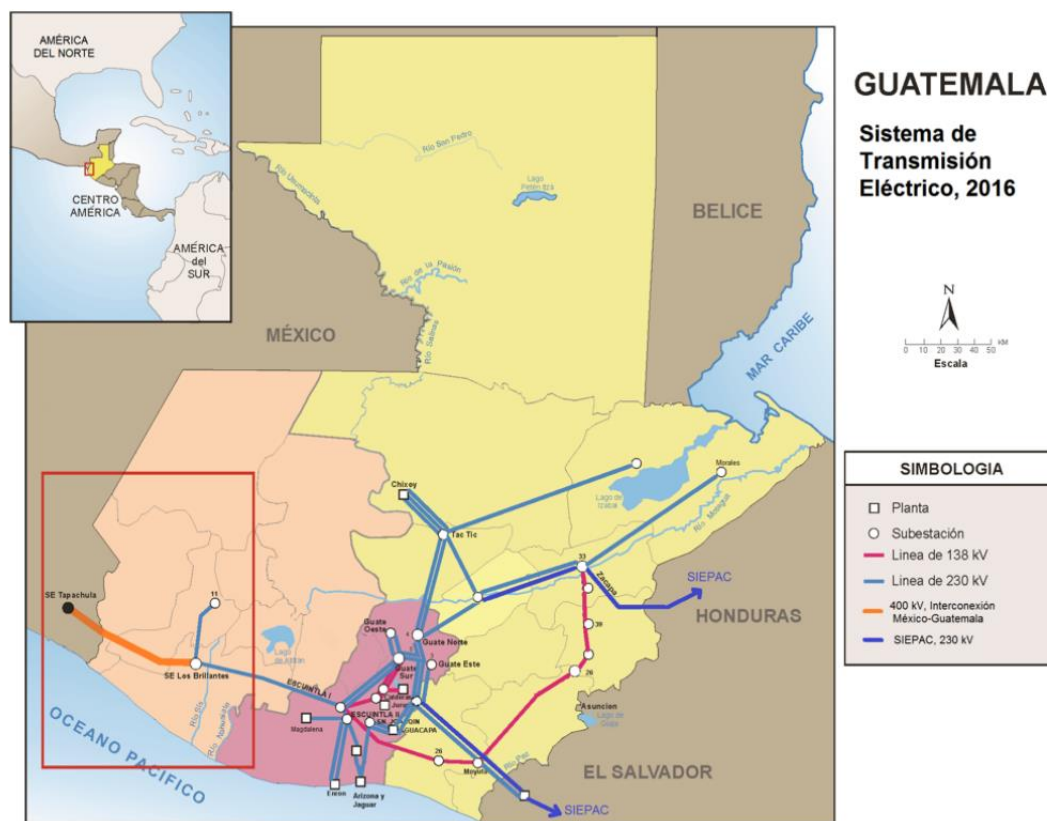


Figura 5. Esquema de la red de interconexión México-Guatemala.

Fuente: CEPAL. Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica.

3. PROSPECCIÓN DE LA EXPANSIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN REGIONAL

La planificación óptima de la generación, debe asegurar que la capacidad de la oferta acompañe el crecimiento de la demanda, de manera que esta pueda ser abastecida al menor costo, teniendo en consideración las incertidumbres que puedan tener efecto en el proceso.

Entre los principales insumos para la planificación deben considerarse las estimaciones de evolución de la demanda, las estimaciones de los precios futuros de los combustibles para la generación eléctrica y las tendencias tecnológicas y de los sistemas para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión de energía.

3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de electricidad futura se estima en base a las proyecciones de demanda informadas por los OS/OM de los seis (6) países, las cuales han sido calculadas bajo metodologías y variables particulares de cada país.

Tabla 5. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total MER
2019	11,463.1	6,804.0	10,133.6	4,734.2	11,949.3	13,646.3	58,730.4
2020	11,864.3	6,901.9	10,197.6	4,958.1	12,306.4	14,375.2	60,603.5
2021	12,318.6	7,000.0	10,416.7	5,181.6	12,667.5	15,186.2	62,770.5
2022	12,714.5	7,098.7	10,752.9	5,416.8	13,017.1	15,901.8	64,901.8
2023	13,153.0	7,198.0	11,094.1	5,416.8	13,366.4	16,706.8	66,935.1
2024	13,660.7	7,288.0	11,440.7	5,416.8	13,715.7	17,561.1	69,083.0
2025	14,082.4	7,368.2	11,819.3	5,668.6	14,065.0	18,438.9	71,442.4
2026	14,492.4	7,458.8	12,151.5	5,934.3	14,414.3	19,514.7	73,966.0
2027	14,914.3	7,539.4	12,524.6	5,960.9	14,764.7	20,473.9	76,177.8
2028	15,348.6	7,610.2	12,905.2	6,098.4	15,224.4	21,541.1	78,727.9

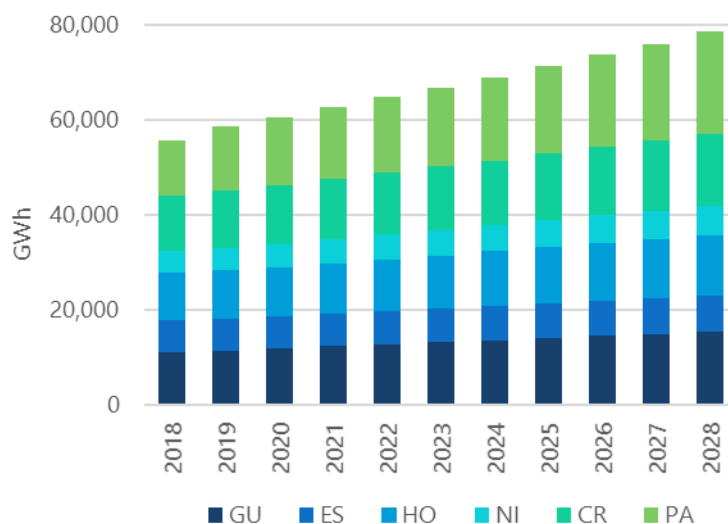


Figura 6. Proyección de demanda acumulada de energía, de los países de América Central (GWh).

Tabla 6. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total MER
2019	1,882.6	1,116.2	1,679.7	757.3	1,809.8	2,071.9	9,317.5
2020	1,943.0	1,132.3	1,691.4	791.1	1,856.9	2,179.9	9,594.6
2021	2,011.1	1,148.4	1,728.6	826.3	1,904.3	2,297.0	9,915.7
2022	2,078.6	1,164.6	1,785.2	863.4	1,942.4	2,401.5	10,235.7
2023	2,148.6	1,180.9	1,842.5	902.4	1,988.5	2,519.2	10,582.1
2024	2,221.1	1,195.6	1,900.8	943.6	2,034.3	2,643.8	10,939.2
2025	2,296.2	1,208.8	1,964.3	987.1	2,079.8	2,771.2	11,307.3
2026	2,374.0	1,223.6	2,020.2	1,032.9	2,125.0	2,924.3	11,699.9
2027	2,454.4	1,236.9	2,082.8	1,079.8	2,170.1	3,063.9	12,087.8
2028	2,537.5	1,248.5	2,146.7	1,129.3	2,227.2	3,217.5	12,506.7

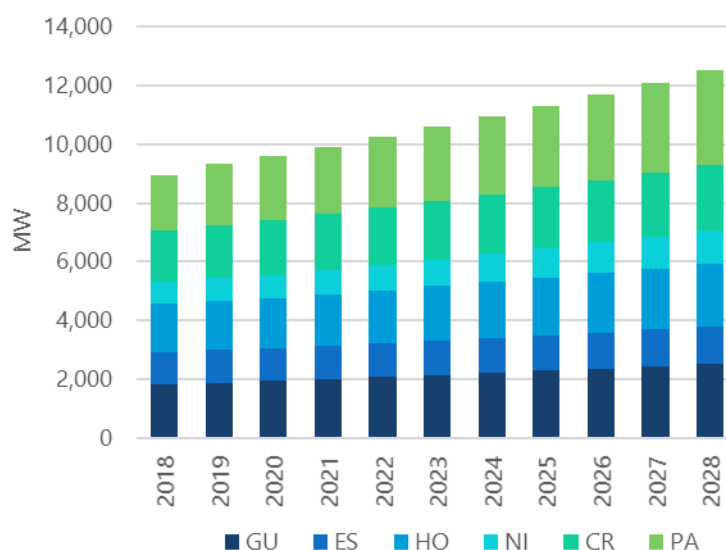


Figura 7. Proyección de demanda de potencia (no coincidente), de los países de América Central (MW).

Es importante resaltar que la demanda de potencia de los países ocurre en diferentes horas y días del año (demanda no coincidente), por lo que la demanda total de América Central no es resultado de la suma de las demandas individuales de cada país, sino el máximo valor de demanda que resulta para el sistema como un todo, en un día y a una hora determinada.

a) DISCRETIZACIÓN DE LA DEMANDA POR BLOQUES

Debido que el estudio abarca la planificación de los seis sistemas de América Central, es necesario homologar cronológicamente las curvas de carga de los seis países, con el objeto de representar de manera adecuada la demanda de energía mensual y de punta de cada sistema en los modelos de planificación. Las versiones más recientes de los modelos tienen capacidad para realizar una representación horaria de la curva de demanda, sin embargo, deberá tenerse en consideración que el número de variables y restricciones que consideran estos modelos en la solución del problema es proporcional al número de bloques de demanda que se definan para cada una de las etapas del estudio; por lo cual, una representación con mayor número de bloques horarios puede aumentar significativamente el esfuerzo computacional requerido para resolver los problemas, lo cual requerirá largos tiempos de solución.

De acuerdo a lo anterior, la representación de la curva de carga del sistema se ha realizado por medio de cinco bloques horarios, los cuales fueron conformados en base a los registros de demanda horaria del año 2016, por medio del algoritmo de clusters⁴.

La curva de carga discretizada en cinco bloques de carga se muestra en la siguiente figura, en la que el área en color celeste representa la curva de duración de carga horaria de un mes, mientras que la curva en color rojo representa la curva de carga en cinco bloques, siendo el *Bloque 1* el de máxima demanda, es decir, el bloque que agrupa los valores más altos de demanda, seguido en orden decreciente de los bloques 2, 3, 4, y 5, siendo este último el que agrupa los valores de mínima demanda del sistema.

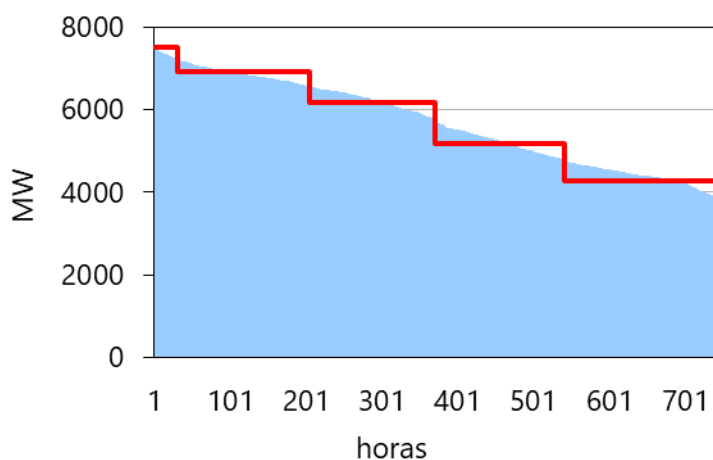


Figura 8. Curva de duración de carga y su representación en cinco bloques, para los países de América Central.

La discretización de la curva de carga permite identificar el bloque al que pertenece cada una de las horas del año, y con base en esta clasificación por bloques se realizará la proyección de demanda de los años del estudio. El detalle de bloques horarios para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente tabla:

⁴ El algoritmo de clúster es un procedimiento de agrupación de una serie de puntos n-dimensionales de acuerdo a su similitud. La medida de similitud entre puntos es generalmente la distancia entre ellos. Como consecuencia de la agrupación, los puntos en un mismo clúster o grupo comparten características comunes.

Tabla 7. Detalle horario de bloques para una semana promedio, de los países de América Central.

Día / Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dom	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	3	4	4	5
Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	3	4	4
Mar	5	5	5	5	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Mié	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Jue	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Vie	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	3	4	4
Sáb	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4

b) REPRESENTACION DE DEMANDAS ELÁSTICAS

Según lo establece el numeral 10.4 del Libro III del RMER, uno de los conceptos a considerar en la planificación es el "Excedente del Consumidor", definido en el Artículo 10.4.1 como *"la diferencia que un consumidor está dispuesto a pagar por una unidad de energía con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada..."*. Este Artículo también establece que *"La CRIE determinará la metodología de cálculo del excedente del consumidor con base en las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles y sectores de consumo de electricidad"*.

De acuerdo a lo anterior, CRIE en su resolución CRIE-32-2018 adiciona el Anexo M al Libro III del RMER, denominado *"Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor"*. En la página 10 de dicha resolución, la CRIE define la Modelación del Escalonamiento de la Demanda Elástica por tres niveles de precio-demanda en torno a los precios de mercado vigentes en el MER. Estos precios de mercado se presentan en la Tabla 8. Los correspondientes coeficientes con respecto a la demanda total de cada país fueron obtenidos aplicando la metodología presentada por CRIE en la resolución CRIE-32-2018 y considerando los precios de mercado vigentes indicados en dicha resolución. Como resultado de lo anterior, se definieron las curvas de demanda elástica e inelástica para utilizar en los estudios de planificación, cuyos valores se detallan a continuación:

Tabla 8. Curvas demanda-precio por país.

Sistema	Coeficientes (respecto de la demanda total)				Precio (USD/kWh)			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Guatemala	0.813	0.954	0.986	1.035	Inelástica	0.16	0.1	0.04
El Salvador	0.853	0.967	0.990	1.023	Inelástica	0.16	0.1	0.04
Honduras	0.732	0.935	0.981	1.047	Inelástica	0.16	0.1	0.04
Nicaragua	0.652	0.916	0.976	1.058	Inelástica	0.16	0.1	0.04
Costa Rica	0.765	0.943	0.983	1.043	Inelástica	0.16	0.1	0.04
Panamá	1.000	-	-	-	Inelástica	-	-	-

Como puede observarse en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no tiene definida elasticidad (niveles demanda-precio 2, 3 y 4), y por tanto su demanda será representada por un único escalón inelástico.

3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN DECIDIDOS PARA LA EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos para la expansión de la generación de corto plazo, son aquellos que se encuentran en construcción, poseen un contrato de suministro o cuentan con financiamiento aprobado para su desarrollo; de acuerdo a los planes de expansión de generación nacional, o información complementaria suministrada por los OS/OM.

La adición de potencia prevista con proyectos definidos en el corto plazo en los seis países, totaliza 3,983.7 MW, previstos para incorporarse al sistema entre los años 2018 y 2023, inclusive. De esta capacidad, el 19.8% corresponde a proyectos hidroeléctricos, 17% a proyectos renovables y el 63.2% restante a proyectos térmicos; entre éstos últimos 1,841 MW corresponden a cuatro proyectos de gas natural, uno se instalará en el sistema de El Salvador, mientras que los tres restantes se instalarán en el sistema de Panamá, siendo uno de ellos la central Telfers (60 MW).

La distribución de la expansión de generación de corto plazo, por país y tecnología, se presenta en la siguiente figura:

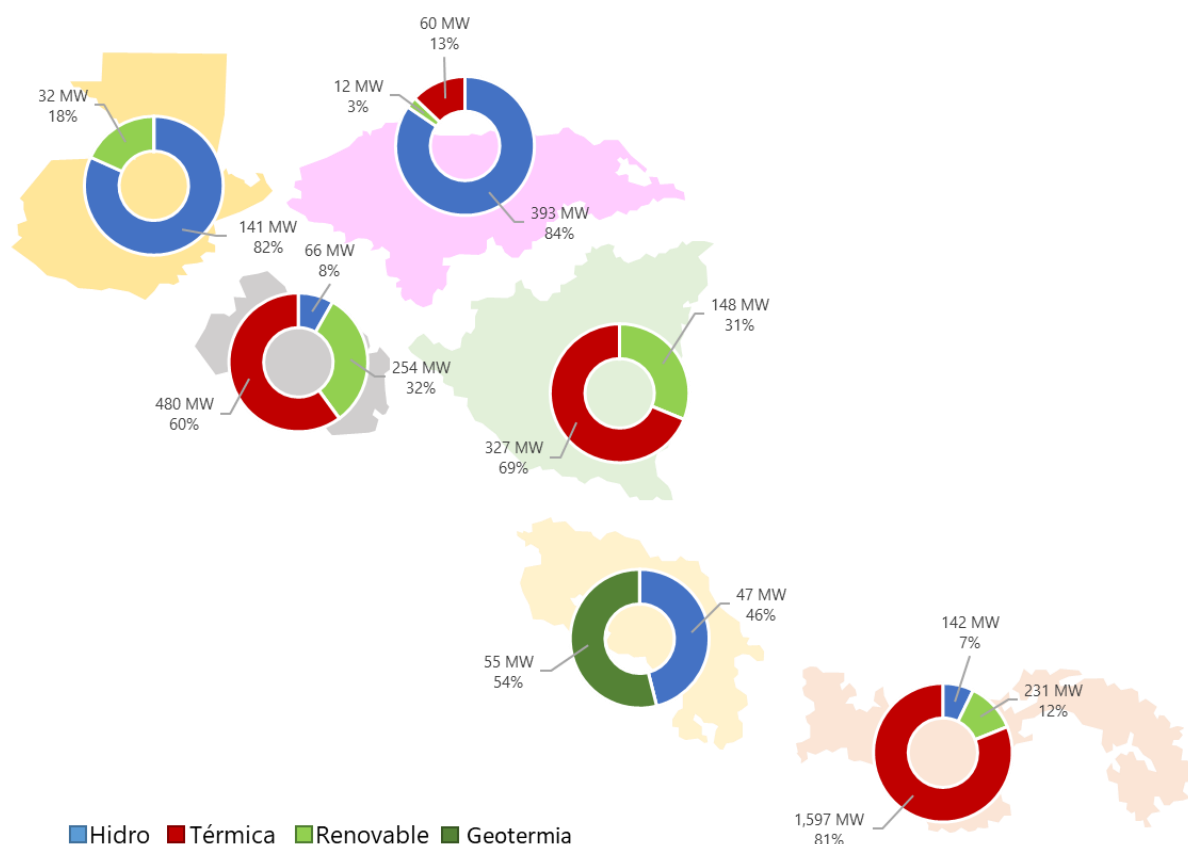


Figura 9. Distribución de la nueva capacidad por país para la expansión de generación de corto plazo.

El detalle de los proyectos considerados en la expansión del sistema de generación para el corto plazo en cada uno de los países, así como fechas previstas para su incorporación, se muestran en las tablas que siguen a continuación.

Tabla 9. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Guatemala.

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
Oxec 2	Hidro	Mar/2019	45.0
Las Cumbres	Eólico	Ene/2019	31.5
Renace 4	Hidro	Jun/2022	64.0
Manantial 4	Hidro	Jun/2022	12.0
Pojom 2	Hidro	Ene/2023	20.0
Total			172.5

Tabla 10. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de El Salvador.

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
La Trinidad 1	Solar	Jun/2018	20.0
La Trinidad 2	Solar	Jun/2018	8.0
La Trinidad 3	Solar	Jun/2018	6.0
Progelca	Pet Coke	Ene/2019	100.0
Capella Solar 2	Solar	Abr/2019	100.0
Las Mesas	Solar	Ene/2019	50.0
Soenene	Solar	Abr/2019	10.0
Ecosol	Solar	Abr/2019	9.9
El Chaparral	Hidro	Jun/2020	65.7
Ventus	Eólico	Abr/2020	50.0
Proyecto de Gas Natural	Gas Natural	Jul/2021	380.0
Total			799.6

Tabla 11. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Honduras.

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
El Guano	Hidro	May/2018	14.8
Patuca	Hidro	Oct/2018	104.0
Petacón	Hidro	Nov/2018	11.9
Jilamito	Hidro	Dic/2018	29.6
San Marcos Solar	Solar	Ene/2019	12.0
Río Frío	Hidro	Ene/2019	4.2
Jaremar	Biomasa	Abr/2019	25.0
Azacualpa	Hidro	Jun/2019	20.0
Azacualpita	Hidro	Jun/2019	19.0
Tornillito	Hidro	Dic/2021	160.2
Río Molo	Hidro	Ene/2022	4.0
Pentaligue	Hidro	Ago/2019	23.2
Los Planes	Hidro	Ago/2019	2.0
Honduras Green Power	Biomasa	Ene/2021	35.0
Total			464.9

Tabla 12. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Nicaragua.

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
El Velero Etapa 1	Solar	Mar/2018	12.0
Cassur	Biomasa	Nov/2018	27.0
PSL	Solar	Ene/2019	12.0
El Velero Etapa 2	Solar	Mar/2019	12.0
San Marcos 1	Eólico	Ene/2020	37.0
El Velero Etapa 3	Solar	Mar/2020	12.0
Alba Rivas II	Eólico	Ene/2021	63.0
Proyecto Gas Natural	Gas Natural	Ene/2023	300.0
Total			475.0

Tabla 13. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Costa Rica.

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
Los Negros II	Hidro	Mar/2018	28.0
Pailas II	Geotermia	Ene/2019	55.0
Río Bonilla	Hidro	Ene/2019	12.0
San Rafael	Hidro	Ene/2019	7.0
Total			102.0

Es importante mencionar que el proyecto geotérmico Borinquen I (52 MW), así como los proyectos hidroeléctricos Diquis (623 MW) y Mini Diquis (17 MW), son considerados como proyectos decididos, sin embargo no se incluyen en la tabla anterior debido que la fecha prevista para su incorporación al sistema está prevista para los años 2024 y 2026, respectivamente, de acuerdo a la planificación de Costa Rica.

Tabla 14. Proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Panamá.

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
B. Esperanza	Búnker	Mar/2018	92.0
Ikako 1	Solar	Abr/2018	10.0
Ikako 3	Solar	Abr/2018	10.0
Costa Norte	Gas Natural	Sep/2018	381.0
San Andrés	Hidro	Nov/2018	10.0
E. Sanchez	Búnker	Dic/2018	44.2

Proyecto	Recurso	Fecha	Capacidad (MW)
Ikako	Solar	Dic/2018	10.0
Ikako 2	Solar	Dic/2018	10.0
Pando	Hidro	Ene/2019	33.3
La Mata	Solar	Ene/2019	10.0
Chuspa	Hidro	Ene/2019	8.8
Colorado	Hidro	Ene/2019	6.74
Penonomé 3	Eólico	Ene/2019	69.0
El Alto G4	Hidro	Ene/2019	1.11
Toabré 1	Eólico	May/2019	102.0
Telfers ⁵	Gas Natural	Jul/2020	660.0
Burica	Hidro	Ene/2020	60.0
La Huaca	Hidro	Ene/2020	11.62
Martano	Gas Natural	Jun/2020	420.0
Sindigo ⁶	Hidro	Ene/2022	10.0
Solar Zona Coclé 08 ²	Solar	Ene/2023	9.95
Total			1,969.72

3.3. PROYECTOS DE GENERACIÓN CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Para la evaluación del plan de expansión se requieren opciones de inversión (proyectos candidatos) que puedan ser consideradas en el modelo de la expansión, con los que éste último pueda determinar la expansión de menor costo total (suma de los costos de inversión, costos de operación, penalidades por la energía no suministrada y otras penalidades).

Los proyectos candidatos para la expansión de la generación considerados en el estudio, han sido tomados de los planes de expansión nacionales, complementados con otros

⁵ El proyecto Telfers (660 MW) está reportado en el plan de expansión de Panamá como una expansión decidida, sin embargo, debido a la incertidumbre para su desarrollo, se ha considerado como candidato en algunos escenarios de expansión.

⁶ Los proyectos hidro El Sindigo y Solar Zona Coclé 08, están reportados en el plan de expansión de Panamá como expansiones decididas, pero considerando las fechas definidas para su desarrollo, se han considerado como candidatos en algunos escenarios de expansión

proyectos formulados por el EOR, que serán utilizados para conformar diferentes escenarios o estrategias de expansión, conforme lo establece el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER.

a) PROYECTOS CANDIDATOS DE GENERACIÓN

En el modelo de optimización se han incorporado aquellos proyectos que, de acuerdo a los planes nacionales de expansión, tienen posibilidad de desarrollarse debido a que cuentan con estudios que indican la conveniencia de su construcción, o bien, existen iniciativas particulares para desarrollarlos.

Los proyectos candidatos, no son considerados como una decisión obligatoria para incorporarse en la expansión del sistema, sino que constituyen opciones para que el modelo realice la optimización de la expansión, en la cual resultarán seleccionados aquellos proyectos que demuestren el mejor desempeño para el sistema, teniendo en consideración sus correspondientes variables técnicas y económicas.

En este estudio se cuenta con 167 proyectos candidatos de generación, los cuales totalizan 10,092 MW de capacidad, de la que 46.3% corresponde a centrales térmicas (principalmente proyectos de gas natural con capacidades que varían entre 50 MW y hasta 300 MW), 29.9% son proyectos hidroeléctricos, mientras que el 23.8% restante corresponde a proyectos renovables (solares y eólicos). En la figura que sigue a continuación, puede observarse la distribución de capacidad por tecnología correspondiente a los proyectos candidatos de los seis países:

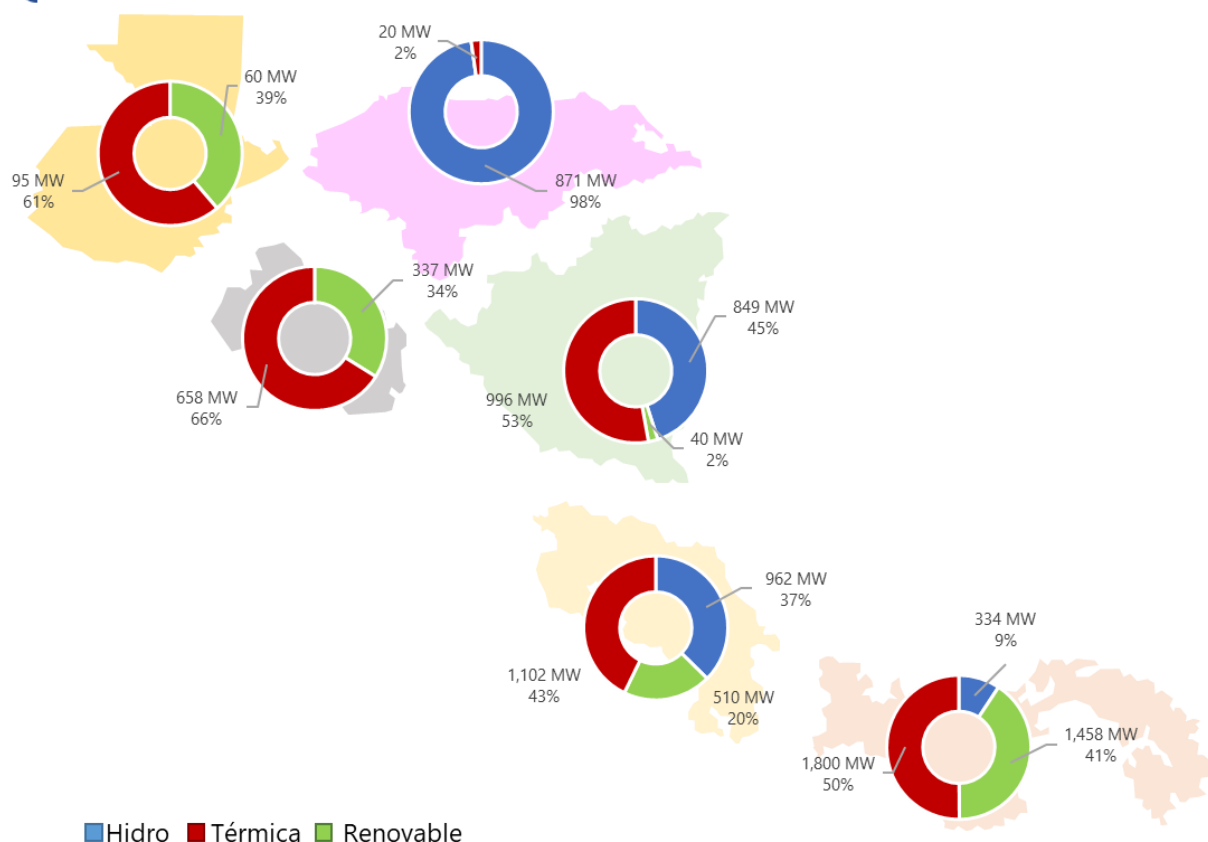


Figura 10. Capacidad disponible en proyectos candidatos para la expansión de la generación regional, por tecnología.

El detalle de los proyectos candidatos disponibles en cada uno de los países, se muestra en las tablas que siguen a continuación.

Tabla 15. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Guatemala.

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Solar SRO I	Solar	30.0
Solar SRO II	Solar	30.0
Geotérmica JUT	Geotermia	50.0
Geotérmica GUA	Geotermia	25.0
Geotérmica ZAC	Geotermia	20.0
Total		155.0

Tabla 16. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de El Salvador.

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Solares genéricos (6 proyectos)	Solar	250.0
Solar 15 de Septiembre	Solar	14.2
Eólico MetCel	Eólico	40.0
Eólico Vientos de La Canada	Eólico	33.0
Ampliaciones Geo Berlin (2 etapas)	Geotermia	36.0
Geotérmica Chinameca	Geotermia	8.0
Geotérmica San Vicente	Geotermia	8.0
Ampliación Geo Ahuachapán	Geotermia	6.0
Térmico Carbón	Carbón	250.0
Proyecto GNL	Gas Natural	150.0
Proyectos búnker (2 proyectos)	Búnker	200.0
Total		995.2

Tabla 17. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Honduras.

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Hidro Patuca 2	Hidro	270.0
Hidro Jicatuyo	Hidro	172.9
Hidro Tornillito	Hidro	160.2
Hidro Patuca 2A	Hidro	150.0
Hidro Llanitos	Hidro	98.2
Hidro El Tablón	Hidro	20.0
Geopower	Geotermia	20.0
		891.3

Tabla 18. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Nicaragua.

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Eólico Valle 1	Eólico	40.0
Hidro Tumarín	Hidro	253.0
Hidro Copalar Bajo	Hidro	150.0
Hidro El Carmen	Hidro	100.0
Hidro Boboke	Hidro	68.0
Hidro Piedra Fina	Hidro	44.0

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Hidro Corrie Li	Hidro	40.0
Hidro El Barro	Hidro	32.0
Hidro Valetín	Hidro	28.0
Hidro Cangiles	Hidro	27.0
Hidro Salto Y-Y	Hidro	25.0
Hidro Piedra Cajón	Hidro	22.0
Hidro Pajaritos	Hidro	21.7
Hidro El Consuelo	Hidro	21.0
Hidro Sirena	Hidro	17.5
Proyectos biomasa (5 proyectos)	Biomasa	164.0
Geotérmica El Apoyo (2 etapas)	Geotermia	72.0
Geotérmica Casitas (3 etapas)	Geotermia	105.0
Geotérmica El Chiltepe (2 etapas)	Geotermia	70.0
Geotérmica El Hoyo (2 etapas)	Geotermia	70.0
Geotérmica Ometepe (2 etapas)	Geotermia	70.0
Geotérmica Cosiguina (2 etapas)	Geotermia	50.0
Geotérmica Mombacho (2 etapas)	Geotermia	50.0
Geotérmica Volcán Najo (2 etapas)	Geotermia	40.0
Proyectos TGDS 100 MW (2 proyectos)	Diésel	200.0
Proyecto MMV 35 MW (3 proyectos)	Búnker	105.0
Total		1,885.2

Tabla 19. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Costa Rica.

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Diquis ⁷	Hidro	623.0
Mini Diquis ¹	Hidro	27.0
Proyectos Eólicos 50 MW (6 proyectos)	Eólico	300.0
Proyectos Solares 20 MW (3 proyectos)	Solar	60.0
Proyectos Solares 50 MW (3 proyectos)	Solar	150.0

⁷ Los proyectos hidroeléctricos Diquis y Mini Diquis, están considerados en la planificación del sistema de Costa Rica como proyectos decididos con fecha de incorporación prevista para Ene/2026, sin embargo se incluyen en este apartado debido que la fecha de incorporación se encuentra dentro del horizonte de expansión de largo plazo (años 2022 a 2028).

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Hidro Llanos	Hidro	93.3
Hidro Fourth Cliff	Hidro	69.0
Proyectos Hidro 50 MW (3 proyectos)	Hidro	150.0
Geo Borinquen 1	Geotermia	52.0
Geo Borinquen 2	Geotermia	55.0
Proyecto Geo Genérico 1	Geotermia	55.0
Proyecto GNL TV	Gas Natural	300.0
Proyecto MMVP 1	Búnker	100.0
Proyecto Ciclo Combinado Diésel 1	Diésel	300.0
Proyectos Turbinas a Gas 80 MW (3 proyectos)	Diésel	240.0
Total		2,574.3

Tabla 20. Proyectos candidatos para la expansión de la generación de Panamá.

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Proyectos eólicos Zona Chiriquí (2 proyectos)	Eólico	44.8
Proyectos eólicos Zona Coclé (4 proyectos)	Eólico	382.0
Proyectos eólicos Zona Panamá (2 proyectos)	Eólico	168.0
Proyectos eólicos Zona Veraguas (3 proyectos)	Eólico	241.2
Proyectos solares Zona Chiriquí (5 proyectos)	Solar	89.8
Proyectos solares Zona Coclé (22 proyectos)	Solar	514.8
Proyectos solares Zona Panamá (3 proyectos)	Solar	17.0
Hidro Changuinola 2 (Bocas del Toro)	Hidro	214.76
Hidro Mini Changuinola 2 (Mini Bocas del Toro)	Hidro	13.7
Hidro Santa María 82	Hidro	28.4
Hidro San Bartolo	Hidro	19.4
Hidro San Bartolo G3	Hidro	1.0
Hidro El Recodo	Hidro	10.0
Hidro Río Piedra	Hidro	9.0
Hidro Cana Blanca	Hidro	7.8
Hidro San Andrés 2	Hidro	7.6
Hidro Ojo de Agua	Hidro	6.5
Hidro La Herradura	Hidro	5.2
Hidro Cotito	Hidro	5.0

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)
Hidro Tizingal	Hidro	4.5
Hidro Barriles	Hidro	1.0
Proyecto Carbón TV	Carbón	350.0
Proyectos TGN 250 MW (3 proyectos)	Gas Natural	750.0
Proyectos TGN 150 MW (2 proyectos)	Gas Natural	300.0
Proyectos TGN 100 MW (2 proyectos)	Gas Natural	200.0
Proyectos TGNA 50 MW (2 proyectos)	Gas Natural	100.0
Proyectos TGDS 50 MW (2 proyectos)	Diésel	100.0
		3,591.4

b) PROYECTOS CANDIDATOS DE ESCALA REGIONAL

A efectos de evaluar escenarios con desarrollo de proyectos de generación de escala regional, el EOR ha incorporado adicionalmente doce proyectos candidatos de gas natural, dos en cada país, cada uno con capacidad de 380 MW, con los que la capacidad de generación para optimizar incrementa en 4,560 MW.

c) CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO

Como fue descrito en la sección 2.3.2, el proyecto SIEPAC consiste en una línea de transmisión de 1,793 Kilómetros de longitud de 230 kV que recorre los seis países de América Central. La primera fase del SIEPAC se encuentra funcionando completamente desde el año 2014, con una capacidad para transportar hasta 300 MW; mientras que la infraestructura para el segundo circuito se encuentra disponible para elevar la capacidad teórica de intercambio regional a 600 MW.

En esta etapa del estudio, en la que se evalúa la expansión de la generación regional, la expansión de la capacidad de intercambio entre par de países miembros del MER es también considerada una alternativa de inversión para suministrar los requerimientos de demanda de los seis sistemas; para lo cual se hace uso de los excedentes de energía en un sistema para satisfacer la demanda en otro sistema. Para esto, el modelo de expansión compara los beneficios entre instalar nuevas centrales de generación o aumentar la capacidad de intercambio entre par de países. El aumento de la capacidad de intercambio no significa la obligación de incorporar físicamente una nueva línea de interconexión, sino que significa que en el horizonte de planificación resulta óptimo que un sistema satisfaga parte de su demanda nacional con excedentes provenientes de otro sistema. La determinación de la necesidad de

incorporar físicamente un nuevo elemento de transmisión se determina en una etapa posterior del estudio.

En la tabla siguiente se muestran las ampliaciones de capacidad de intercambio candidatas que fueron consideradas en este estudio.

Tabla 21. Interconexiones candidatas para el segundo circuito SIEPAC.

Interconexión	Capacidad (MW)
Guatemala – El Salvador	300
Guatemala – Honduras	300
El Salvador – Honduras	300
Honduras – Nicaragua	300
Nicaragua – Costa Rica	300
Costa Rica – Panamá	300

3.4. CRITERIO DE CONFIABILIDAD

De acuerdo a la expansión de generación definida para el corto plazo, se espera que los requerimientos de la demanda de energía sean suministrados por los proyectos definidos en los planes de expansión nacional, mientras que para la expansión de generación de largo plazo se ha definido que la capacidad que se vaya a incorporar, garantice una capacidad firme de 20% sobre la máxima demanda de potencia de cada sistema. Debido a la característica de firmeza que cada una de las tecnologías consideradas en la expansión de la generación, los parámetros de potencia firme definidos fueron los siguientes:

Tabla 22. Parámetros de potencia firme por tecnología, definidos en el modelo de expansión de la generación.

Tecnología	Plantas Térmicas	Plantas Hidroeléctricas	Plantas Renovables
Potencia firme ⁸	80%	60%	25%

Se considerará que el plan de expansión es confiable si, el déficit de energía no supera el 2% de la demanda en las etapas del horizonte de estudio, en menos del 5% de las series hidrológicas simuladas.

⁸ Los parámetros de potencia firme fueron recomendados por especialistas de la empresa PSR-Inc, proveedor del modelo computacional SPTR al EOR, con base a valores típicos de cada tecnología de generación.

3.5. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Los precios de la energía eléctrica en los países miembros del MER son sensibles a los precios de los combustibles, debido que en las matrices de generación contienen máquinas que operan con combustibles fósiles, cuyos precios de compra se encuentran ligados a los precios internacionales del crudo, principalmente a los índices WTI y BRENT, los cuales son referentes de los mercados de América y Europa, respectivamente.

Para estimar la evolución de los precios de combustibles y costos variables de generación térmica en el presente estudio, se utilizaron los precios del *Caso de Referencia* del *Annual Energy Outlook 2018*, publicado por la *U.S. Energy Information Administration (EIA)* en el mes de enero 2018, el cual incluye proyecciones hasta el año 2050.

Tabla 23. Proyección de precios de los combustibles.

Año	Crudo	Gas Natural	Carbón
2016	8.31	2.93	2.20
2017	10.53	3.47	2.15
2018	10.22	3.57	2.16
2019	11.46	3.92	2.21
2020	13.86	4.16	2.24
2021	14.70	4.10	2.24
2022	14.85	4.14	2.23
2023	14.89	4.25	2.24
2024	14.96	4.35	2.26
2025	15.04	4.48	2.28
2026	15.30	4.51	2.28
2027	15.47	4.56	2.29
2028	15.54	4.56	2.29

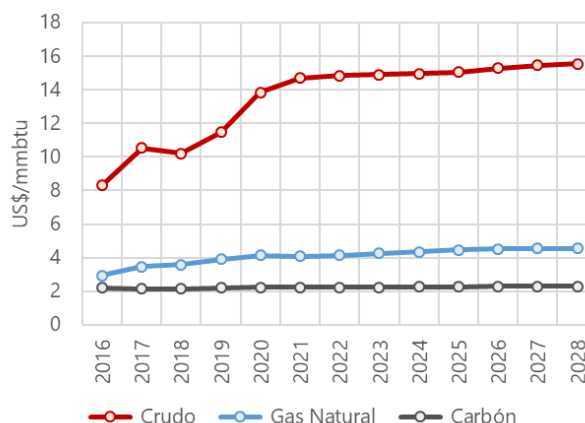


Figura 11. Proyección de los precios de los combustibles.

3.6. PARÁMETROS ECONÓMICOS

Los parámetros económicos a considerar en los estudios de planificación, abarcan la tasa de descuento y el costo de energía no suministrada, cuyas metodologías de cálculo y valores serán determinados por CRIE, según está establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, en los numerales 10.4.5 y 10.8.1, respectivamente.

a) **TASA DE DESCUENTO**

Los estudios de planificación requieren de ciertos parámetros económicos para la determinación de la expansión del sistema, de tal manera que las alternativas en estudio puedan ser comparables.

La tasa de descuento, con la cual se determina la anualidad de los costos de inversión y operación de las diferentes alternativas de expansión que se estudien, teniendo en consideración la vida útil de los proyectos. Al respecto, el numeral 10.4.5 el Libro III del RMER establece, *"el valor presente neto de las series de costos se calculará usando una tasa de descuento calculada mediante una metodología que definirá la CRIE. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de riesgos del conjunto de los Países Miembro"*.

El valor de tasa de descuento utilizada en este estudio, fue establecida mediante la resolución CRIE-24-2018, con un valor de **8.67%**.

b) **COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA**

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

En relación al CENS, el numeral 10.8.1 del RMER establece que, *"A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE elaborará y aprobará una metodología para determinar el Costo de la Energía no Suministrada en cada país. Esta metodología deberá ser aprobada por la CRIE antes de cumplirse un (1) año posterior a la vigencia de este Reglamento. El costo de la Energía no Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años"*.

A continuación, se detallan los escalones de CENS utilizados en el estudio, los cuales fueron establecidos en la Resolución CRIE-34-2018:

Tabla 24. Costo de Energía No Suministrada por escalón de profundidad para los estudios de Planificación.

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

3.7. ESCENARIOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

De acuerdo a lo establecido en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, se definieron seis (6) escenarios de expansión de la generación y transmisión regional, considerando estrategias de autosuficiencia de los Países, y con el desarrollo de proyectos a escala regional.

Los escenarios de expansión definidos, contemplan los proyectos de generación y transmisión de los planes nacionales de expansión, así como proyectos privados que se encuentran en desarrollo y proyectos candidatos de generación de escala regional a base de gas natural. Adicionalmente, es considerada como opción para suministrar la demanda en la región, el segundo circuito SIEPAC.

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

Este escenario representa un nivel de integración eléctrica regional mínimo. El escenario considera que el crecimiento de la demanda de cada país es atendido en base al plan de expansión de generación nacional definido en cada país, cuyos proyectos cuentan con fechas definidas. Supone que la capacidad de intercambio entre los países de la región se recupera a 300 MW en el año 2022. En este escenario no se evalúa la integración de plantas de escala regional.

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

Este escenario representa un nivel de integración eléctrica regional mínimo, aunque se evalúa la capacidad de intercambio hasta 600 MW. Este escenario considera que el crecimiento de la demanda de cada país es atendido en base al plan de expansión de generación nacional definido en cada país, cuyos proyectos cuentan con fechas definidas. La capacidad de intercambio entre los países de la región, a diferencia del escenario anterior, puede incrementar hasta 600 MW a partir del año 2022,

optimizando la incorporación de los tramos disponibles del segundo circuito del SIEPAC. En este escenario no se evalúa la integración de plantas de escala regional.

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

Este escenario representa un nivel de integración eléctrica regional mínimo, aunque se dispusiera plantas a escala regional, debido que la capacidad de intercambio se limita a 300 MW. El escenario contempla que la demanda de cada país será atendida en base al plan de expansión de generación nacional en cada país, cuyos proyectos tienen fechas definidas. Se considera que la capacidad de intercambio entre los países de la región se recupera a 300 MW en el año 2022, adicionalmente se evalúa la integración de plantas a escala regional (GNL 380 MW) a partir del año 2022.

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

Este escenario representa un nivel de integración eléctrica regional mínimo, aunque se dispusiera de una capacidad de intercambio de 600 MW y plantas a escala regional. En este escenario se considera que, el crecimiento de la demanda de cada país, se cubre con base a un plan de expansión de generación nacional en cada país, cuyos proyectos tienen fechas definidas, mientras que la capacidad de intercambio entre los países de la región puede incrementar hasta 600 MW a partir del año 2022, optimizando la ampliación de la capacidad de intercambio entre países, utilizando el segundo circuito de la línea SIEPAC, adicionalmente se evalúa la integración de plantas a escala regional (GNL 380 MW).

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

Este escenario representa un nivel de integración regional alto, ya que considera una capacidad de intercambio de 600 MW disponible a partir del año 2022, suponiendo la capacidad del segundo circuito SIEPAC como un proyecto decidido, a entrar en operación en dicho año. Este escenario contempla que, el crecimiento de la demanda de cada país se atiende con base a los planes de expansión de generación nacional en cada país con los proyectos que tienen fechas definidas hasta el año 2021, y a partir del año 2022 se optimizan tanto los proyectos de generación incluidos en los planes nacionales de expansión, como las plantas de escala regional (GNL 380 MW).

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

Este escenario representa un nivel de integración eléctrica regional alto. En este escenario se contempla que, el crecimiento de la demanda de cada país se atiende con base a los planes de expansión de generación nacional en cada país con proyectos con fechas definidas hasta el año 2021, y a partir del año 2022 se optimizan tanto los proyectos de generación incluidos en los planes nacionales de expansión, como las plantas de escala regional (GNL 380 MW). A diferencia del escenario C1, la capacidad disponible del segundo circuito SIEPAC se evalúa para ser optimizada entre pares de países a partir del año 2022.

Tabla 25. Representación esquemática de los escenarios de expansión de la generación regional.

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

Es de aclarar que en el desarrollo de la planificación indicativa del sistema de generación se utiliza un modelo simplificado de las redes de transmisión que consiste en que toda la generación y demandas de un mismo sistema nacional están conectadas a una misma barra única. Adicionalmente, las interconexiones eléctricas se modelan como enlaces entre par de sistemas nacionales cuya capacidad está limitada de acuerdo a los estudios de máximas transferencias que realiza el EOR. El análisis detallado de las redes de transmisión internas se realiza posteriormente.

4. PARAMETRIZACIÓN DE LOS MODELOS DE EXPANSIÓN Y SIMULACIÓN

Conforme a lo establecido en los literales d) y e) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, las evaluaciones y simulaciones de los escenarios de expansión de la generación fueron realizados utilizando los módulos de expansión (OptGen v7.2.14) y simulación del MER (SDDP v15.0.1), los cuales forman parte del Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPTR).

Con el objeto de obtener el plan de expansión de mínimo costo para la instalación de proyectos de generación y/o líneas de interconexión entre los sistemas de la región, es utilizado el modelo OptGen, que realiza un análisis del compromiso entre el costo de inversión total y el valor esperado de los costos de operación asociados a cada escenario de expansión.⁹

Para la evaluación de los proyectos candidatos, el modelo verifica los costos de inversión y restricciones definidos a cada uno de estos, como fechas mínimas y máximas para su incorporación, precedencias, asociaciones, exclusiones, así como las restricciones de energía y potencia firme.⁴

Los parámetros definidos en este módulo para hallar la solución de los escenarios de expansión, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 26. Parámetros definidos en el módulo de expansión de la generación, para los escenarios de expansión de la generación e interconexiones.

Parámetro	Descriptor	Valor utilizado
Número mínimo de iteraciones	Criterio de parada para la estrategia de descomposición de <i>Benders</i> que serán realizadas por el modelo antes de aplicar cualquier criterio de parada. ¹⁰	1
Número máximo de iteraciones	Criterio de parada para la estrategia de descomposición que representa el máximo número de iteraciones de descomposición de <i>Benders</i> . ⁵	60
Tolerancia de convergencia (%)	Criterio de parada para la estrategia de descomposición que representa la tolerancia mínima para el gap relativo calculado a partir de los límites superior e inferior de cada iteración de descomposición de <i>Benders</i> . Se relaciona con la integración entre los módulos de inversión y de operación. ⁵	3
Tolerancia de	Criterio de parada para el problema MIP (programación	1

⁹ OptGen, Manual de Usuario, página 24 y Manual de Metodología, página 2.

¹⁰ OptGen, Manual de Usuario, página 26.

Parámetro	Descriptor	Valor utilizado
convergencia MIP (%)	entera mixta), que representa la tolerancia de convergencia del algoritmo de <i>branch-and-bound</i> que será considerado en la solución de cada problema de inversión. ⁵	
Límite de tiempo MIP (s)	Criterio de parada del problema MIP que representa el máximo tiempo de CPU para el algoritmo de <i>branch-and-bound</i> . ⁵	600

Por otra parte, el módulo de simulación, conformado por el modelo de despacho hidrotérmico SDDP, calcula la política operativa estocástica para cada uno de los escenarios de expansión previamente determinados, tomando en cuenta las restricciones representadas en los sistemas de generación y transmisión.

Los principales parámetros definidos en este módulo para todos los escenarios evaluados, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 27. Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER, para los escenarios de expansión de la generación e interconexiones.

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Año inicial de hidrología	Indica el año histórico que será utilizado como condición hidrológica inicial. ¹¹	2006 ¹²
Modelo de caudales	Modelo para generar las secuencias de caudales estocásticos utilizados por la simulación forward y los escenarios de caudales condicionados utilizados en la fase backward. ⁶	Modelo ARP
Tipo de estudio	Indica si serán utilizados diferentes secuencias de caudales para el algoritmo SDDP (estudio estocástico), o si será utilizada una única secuencia de caudales (estudio determinístico). ⁶	Estocástico
Número de escenarios forward	Número de secuencias hidrológicas usadas en la fase forward del algoritmo SDDP o en la actividad de la simulación. ⁶	50
Número de escenarios backward	Número de escenarios de caudales condicionados usados en la fase Backward del algoritmo SDDP, o en la simulación. ⁶	25

¹¹ SDDP, Manual de Usuario, páginas 63 a 68.

¹² Referido al año análogo reciente para países del Centro América, con base en la "Perspectiva Regional del Clima para Mesoamérica, Cuba y República Dominicana. Período: diciembre de 2017 a marzo de 2018."



Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Número mínimo de iteraciones	Límite mínimo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP). ⁶	1
Número máximo de iteraciones	Límite máximo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP). ⁶	10
Número de años adicionales	Este dato es utilizado en el cálculo de la política operativa para amortiguar el efecto de amortiguamiento de las condiciones finales de los embalses. ⁶	2
Configuración de restricciones cronológicas	Se indica al modelo si considera las modificaciones en los datos a lo largo del período de planificación. ⁶	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Se indica al modelo la metodología para seleccionar los escenarios de generación de las fuentes renovables.	Sorteo de escenarios
Modo operativo	Define la política de intercambio de potencia entre subsistemas. ¹³	Coordinado

¹³ SDDP, Manual de Usuario, página 71.

5. RESULTADOS

A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos con los modelos de expansión y simulación, para los seis escenarios de expansión regional evaluados:

5.1. CRONOGRAMAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

En la tabla que se presenta a continuación, se muestran en detalle los cronogramas de expansión obtenidos para los seis escenarios descritos en la sección 3.7:

a) Escenarios A1, A2 y B1

Estos escenarios resultan con el mismo cronograma de expansión de generación, debido principalmente a la premisa que tienen en común, de considerar los proyectos definidos en los planes nacionales de cada país, con sus correspondientes fechas de entrada en operación, siendo las únicas variantes que en el escenario A2 la capacidad de intercambio puede ampliarse hasta 600 MW a partir del año 2022, y en el escenario B1 se ponen a disposición para optimización las centrales de porte regional (Gas Natural de 380 MW), aunque en este último la capacidad de intercambio regional se mantiene en 300 MW.

La expansión que resulta en el sistema de generación para estos escenarios, entre los años 2022 y 2028, es de 2,142 MW, de los cuales 586 MW corresponden a proyectos térmicos, 1,373 MW corresponden a proyectos hidroeléctricos y 183 MW son proyectos renovables. Resulta notable en estos escenarios que el sistema de Nicaragua es el que resulta con mayor equipamiento (772 MW), seguido por Costa Rica (702 MW), Panamá (333 MW), Honduras (180 MW) y Guatemala (155 MW), mientras que en el sistema de El Salvador no tiene definido ningún proyecto. A continuación, se muestra la tabla con el detalle de los proyectos de estos escenarios de expansión.

Tabla 28. Cronograma de expansión de la generación para los Escenarios A1, A2 y B1.

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Guatemala	1-GeoJ-GT	Térmico	2024	50
Guatemala	1-SRO_I-SL	Renovable	2025	30
Guatemala	1-GeoG-GT	Térmico	2025	25
Guatemala	1-GeoZ-GT	Térmico	2027	20
Guatemala	1-SRO_II-SL	Renovable	2028	30
Total Guatemala				155
Honduras	3-Tornillt-H	Hidro	2022	160
Honduras	3-Tablon-H	Hidro	2022	20

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Total Honduras				180
Nicaragua	4-BIO3	Térmico	2022	26
Nicaragua	4-GSN-CC	Térmico	2023	300
Nicaragua	4-PCOS-H	Hidro	2023	21
Nicaragua	4-PCAR-H	Hidro	2024	100
Nicaragua	4-PPCAJ-H	Hidro	2024	22
Nicaragua	4-CASTS-GT	Térmico	2024	35
Nicaragua	4-BIO4	Térmico	2025	29
Nicaragua	4-Cosig1-GT	Térmico	2025	25
Nicaragua	4-COP-H	Hidro	2027	150
Nicaragua	4-Cosig2-GT	Térmico	2027	25
Nicaragua	4-VALI-EO	Renovable	2028	40
Total Nicaragua				772
Costa Rica	5-Boriql-GT	Térmico	2024	52
Costa Rica	Diquis ¹⁴	Hidro	2026	623
Costa Rica	Mini Diquis ²	Hidro	2026	27
Total Costa Rica				702
Panamá	6-Sindigo-H	Hidro	2022	10
Panamá	6-SLZCI08-SL	Renovable	2023	10
Panamá	6-Cotito-H	Hidro	2025	5
Panamá	6-ChanII-H	Hidro	2026	215
Panamá	6-MinChan2-H	Hidro	2026	14
Panamá	6-OjoAgua-H	Hidro	2027	6
Panamá	6-SLZCI16-SL	Renovable	2027	20
Panamá	6-SLZCI02-SL	Renovable	2028	40
Panamá	6-SLZCI01-SL	Renovable	2028	8
Panamá	6-SLZCI09-SL	Renovable	2028	5
Total Panamá				333
Total general				2,142

En este escenario se observa que la mayor proporción de proyectos de generación se incorporaría en el sistema de Nicaragua, que incorpora 36% de la capacidad total de la

¹⁴ Hidroeléctricas Diquis y Mini Diquis, proyectos decididos con fecha de incorporación prevista para Ene/2026.

generación, seguido en orden decreciente por los sistemas de Costa Rica, Panamá, Honduras y Guatemala, con proporciones de 32.8%, 15.5%, 8.4% y 7.2%, respectivamente. El detalle de la capacidad que se incorpora en este escenario por tecnología en cada sistema se muestra en la tabla y gráficos que siguen a continuación:

Tabla 29. Expansión de generación de los escenarios A1, A2 y B1, por tecnología y sistema.

Tipo Proyecto	Sistema	Capacidad (MW)
Renovable	Guatemala	60
	Nicaragua	40
	Panamá	83
Hidro	Honduras	180
	Nicaragua	293
	Costa Rica	650
	Panamá	250
Geotermia	Guatemala	95
	Nicaragua	85
	Costa Rica	52
Gas Natural	Nicaragua	300
Biomasa	Nicaragua	54
Total		2,142

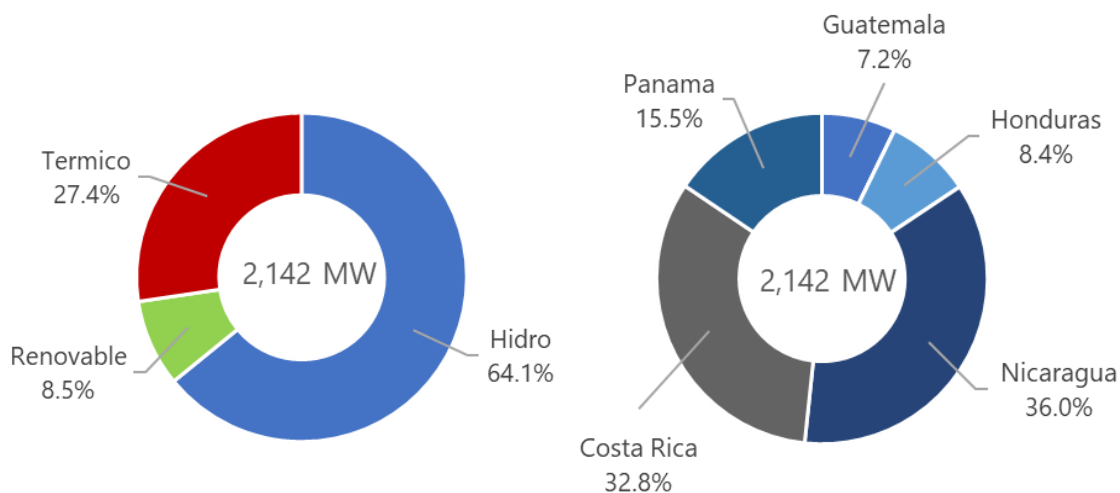


Figura 12. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en los escenarios de expansión A1, A2 y B1.

b) Escenario B2

Este escenario, al igual que los escenarios A1, A2 y B1, tienen como premisa incorporar los proyectos definidos en los planes nacionales de expansión, con sus correspondientes

fechas de entrada en operación, pero a diferencia de los anteriores, en este se tiene la opción de ampliar la capacidad de intercambios regionales hasta 600 MW a partir del año 2022, y adicionalmente complementarse con proyectos de escala regional (proyectos de gas natural de 380 MW).

La expansión de generación resultante para este escenario a partir del año 2022 contempla la incorporación de tres interconexiones entre cuatro países del sur de la región, así como un total de 2,789 MW en proyectos de generación, de los que 2,020 MW corresponden a proyectos hidroeléctricos, 586 MW a proyectos térmicos y 183 MW a proyectos renovables. A continuación, se presenta la tabla con el detalle de los proyectos que resultan en este escenario de expansión:

Tabla 30. Expansiones de capacidad para intercambios regionales para el escenario B2.

Interconexión	Año Entrada
Honduras – Nicaragua	2023
Nicaragua – Costa Rica	2022
Costa Rica – Panamá	2027

Tabla 31. Cronograma de expansión de la generación para el Escenario B2.

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Guatemala	1-GeoJ-GT	Térmico	2024	50
Guatemala	1-SRO_I-SL	Renovable	2025	30
Guatemala	1-GeoG-GT	Térmico	2025	25
Guatemala	1-GeoZ-GT	Térmico	2027	20
Guatemala	1-SRO_II-SL	Renovable	2028	30
Total Guatemala				155
Honduras	3-Tornillt-H	Hidro	2022	160
Honduras	3-Tablon-H	Hidro	2022	20
Honduras	3-Patuca2-H	Hidro	2026	270
Honduras	3-Patuca2A-H	Hidro	2026	150
Total Honduras				600
Nicaragua	4-BIO3	Térmico	2022	26
Nicaragua	4-GSN-CC	Térmico	2023	300
Nicaragua	4-PAJARITS-H	Hidro	2023	22
Nicaragua	4-PCOS-H	Hidro	2023	21
Nicaragua	4-PCAR-H	Hidro	2024	100

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Nicaragua	4-PPCAJ-H	Hidro	2024	22
Nicaragua	4-CASTS-GT	Térmico	2024	35
Nicaragua	4-BIO4	Térmico	2025	29
Nicaragua	4-Cosig1-GT	Térmico	2025	25
Nicaragua	4-CORRI LI-H	Hidro	2025	40
Nicaragua	4-COP-H	Hidro	2027	150
Nicaragua	4-Cosig2-GT	Térmico	2027	25
Nicaragua	4-VALI-EO	Renovable	2028	40
Total Nicaragua				834
Costa Rica	5-ProyD1-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-ProyD2-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-ProyD3-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-Boriql-GT	Térmico	2024	52
Costa Rica	5-Diquis-H	Renovable	2026	623
Costa Rica	5-MnDquis-H	Renovable	2026	27
Total Costa Rica				852
Panamá	6-Sindigo-H	Hidro	2022	10
Panamá	6-SLZCI08-SL	Renovable	2023	10
Panamá	6-ElRecodo-H	Hidro	2024	10
Panamá	6-Cotito-H	Hidro	2025	5
Panamá	6-ChanII-H	Hidro	2026	215
Panamá	6-MinChan2-H	Hidro	2026	14
Panamá	6-Barriles-H	Hidro	2026	1
Panamá	6-SLZCI16-SL	Renovable	2027	20
Panamá	6-OjoAgua-H	Hidro	2027	6
Panamá	6-Tizingal-H	Hidro	2027	5
Panamá	6-SLZCI02-SL	Renovable	2028	40
Panamá	6-SLZCI01-SL	Renovable	2028	8
Panamá	6-SLZCI09-SL	Renovable	2028	5
Total Panamá				348
Total general				2,789

En este escenario se observa que la mayor proporción de proyectos de generación se incorporaría en el sistema de Costa Rica (30.5%), que contempla como proyectos decididos las hidroeléctricas Diquis y Minidiquis (650 MW) para incorporarse en el año 2026; siguen en

orden decreciente los sistemas de Nicaragua, Honduras, Panamá y Guatemala, con proporciones de 29.9%, 21.5%, 12.5% y 5.6%, respectivamente. El detalle de la capacidad que se incorpora en este escenario por tecnología en cada sistema se muestra en la tabla y gráficos que siguen a continuación:

Tabla 32. Expansión de generación del escenario B2, por tecnología y sistema.

Tecnología	Sistema	Capacidad (MW)
Renovable	Guatemala	60
	Nicaragua	40
	Panamá	83
Hidro	Honduras	600
	Nicaragua	355
	Costa Rica	800
	Panamá	265
Geotermia	Guatemala	95
	Nicaragua	85
	Costa Rica	52
Gas Natural	Nicaragua	300
Biomasa	Nicaragua	54
Total general		2,789

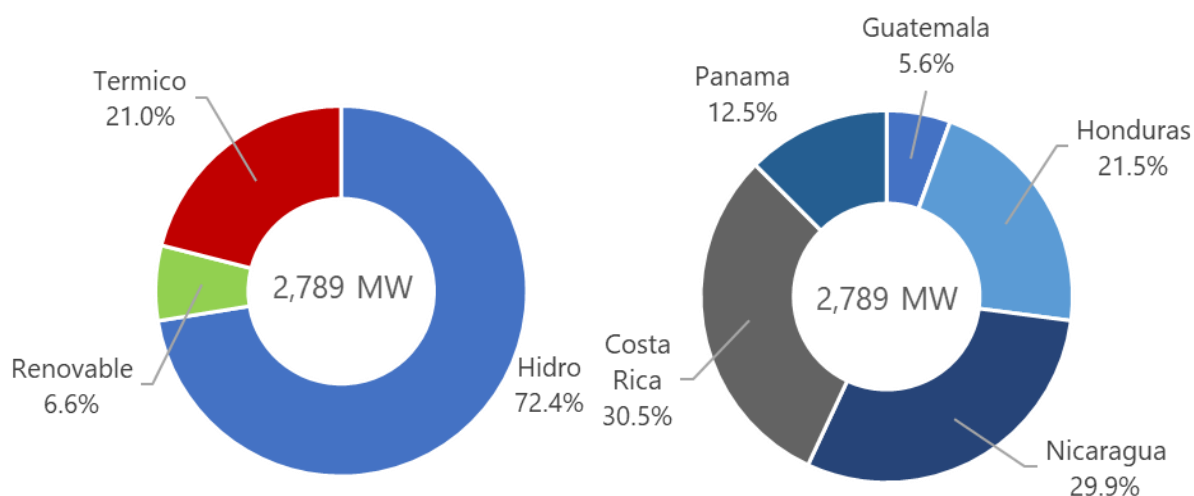


Figura 13. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en el escenario de expansión B2.

Los escenarios, A1, A2, y B1, resultan con el mismo cronograma de expansión de generación, debido principalmente a la premisa que tienen en común, de considerar los proyectos definidos en los planes nacionales de cada país, con sus correspondientes fechas de entrada en operación. En esta situación, el modelo se encuentra con la demanda satisfecha en cada país, sin ofertas y volumen de generación atractiva para incrementar los intercambios entre las áreas de control

En el caso del escenario B2, la posibilidad de ampliar la capacidad operativa de intercambio entre los países, se complementa con la posibilidad de incorporar plantas de escala regional, lo cual introduce mayor libertad para que el modelo de optimización encuentre una solución óptima de expansión diferente a la de los escenarios A1, A2 y B1.

c) Escenario C1

En este escenario se considera que el crecimiento de la demanda de cada país hasta el año 2021 se atiende con base a los proyectos de generación decididos en los planes nacionales de expansión, mientras que, la capacidad de generación requerida para los años posteriores se obtendrá de los proyectos que resulten seleccionados por el modelo de optimización. Debe tenerse en cuenta en este escenario, la premisa definida para el segundo circuito SIEPAC, el cual es definido para entrar en operación en el año 2022, con lo cual la capacidad de intercambio entre los seis países se amplía a 600 MW a partir de ese año.

La capacidad total de generación que este escenario agrega al sistema entre los años 2022 a 2028, es de 2,809 MW. Es interesante observar la incorporación en el año 2025 de uno de los proyectos de porte regional de gas natural (380 MW) en el sistema de Honduras, así como la incorporación de proyectos de generación en el sistema de Costa Rica por un total de 1,122 MW, que incluyen los proyectos Diquis y Mini Diquis (650 MW). El detalle de los proyectos que resultan seleccionados en este escenario de expansión se muestra en la tabla que sigue a continuación:

Tabla 33. Expansiones de capacidad para intercambios regionales para el escenario C1.

Interconexión	Año Entrada
Guatemala – El Salvador	2022
Guatemala – Honduras	2022
El Salvador – Honduras	2022
Honduras – Nicaragua	2022
Nicaragua – Costa Rica	2022
Costa Rica – Panamá	2022

Tabla 34. Cronograma de expansión de la generación para el Escenario C1.

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Guatemala	1-SRO_I-SL	Renovable	2022	30
Guatemala	1-SRO_II-SL	Renovable	2022	30
Guatemala	1-GeoG-GT	Térmico	2022	25
Guatemala	1-GeoZ-GT	Térmico	2025	20
Guatemala	1-GeoJ-GT	Térmico	2027	50
Total Guatemala				155
Honduras	3-Tornillt-H	Hidro	2022	160
Honduras	3-GNL-a	Térmico	2025	380
Honduras	3-Patuca2-H	Hidro	2026	270
Honduras	3-Patuca2A-H	Hidro	2028	150
Total Honduras				960
Nicaragua	4-GSN-CC	Térmico	2023	300
Nicaragua	4-PCOS-H	Hidro	2023	21
Nicaragua	4-PPCAJ-H	Hidro	2024	22
Nicaragua	4-PAJARITS-H	Hidro	2025	22
Nicaragua	4-COP-H	Hidro	2027	150
Total Nicaragua				515
Costa Rica	5-ProyD1-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-ProyD2-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-ProyD3-H	Hidro	2023	50
Costa Rica	5-ProyS1-SL	Renovable	2024	20
Costa Rica	5-Boriql-GT	Térmico	2025	52
Costa Rica	5-Diquis-H	Hidro	2026	623
Costa Rica	5-MnDquis-H	Hidro	2026	27
Costa Rica	5-ProyS3-SL	Renovable	2026	20
Costa Rica	5-ProyS4-SL	Renovable	2026	50
Costa Rica	5-ProyS5-SL	Renovable	2026	50
Costa Rica	5-BoriqlII-GT	Térmico	2027	55
Costa Rica	5-GProy1-GT	Térmico	2028	55
Costa Rica	5-ProyS2-SL	Renovable	2028	20
Total Costa Rica				1,122
Panamá	6-SBartolo-H	Hidro	2022	19
Panamá	6-Sindigo-H	Hidro	2022	10
Panamá	6-ElRecodo-H	Hidro	2022	10
Panamá	6-Cotito-H	Hidro	2022	5
Panamá	6-LaHerrad-H	Hidro	2022	5
Panamá	6-Barriles-H	Hidro	2022	1
Panamá	6-OjoAgua-H	Hidro	2024	6
Total Panamá				57
Total general				2,809

En relación a la capacidad instalada por país, en este escenario se observa que la mayor proporción de proyectos de generación se incorporaría en el sistema de Costa Rica (39.9%),

debido principalmente a las hidroeléctricas Diquis y Minidiquis (650 MW), las cuales cuentan con fecha decidida para su incorporación en el año 2026; siguen en orden decreciente los sistemas de Honduras, Nicaragua, Guatemala y Panamá, con proporciones de 34.2%, 18.3%, 5.5% y 2%, respectivamente. El detalle de la capacidad que se incorpora en este escenario por tecnología en cada sistema se muestra en la tabla y gráficos que siguen a continuación:

Tabla 35. Expansión de generación del escenario C1, por tecnología y sistema.

Tipo Proyecto	Sistema	Capacidad (MW)
Renovable	Guatemala	60
	Costa Rica	160
Hidro	Honduras	580
	Nicaragua	215
	Costa Rica	800
	Panamá	57
	Guatemala	95
Geotermia	Guatemala	95
	Costa Rica	162
Gas Natural	Honduras	380
	Nicaragua	300
Total		2,089

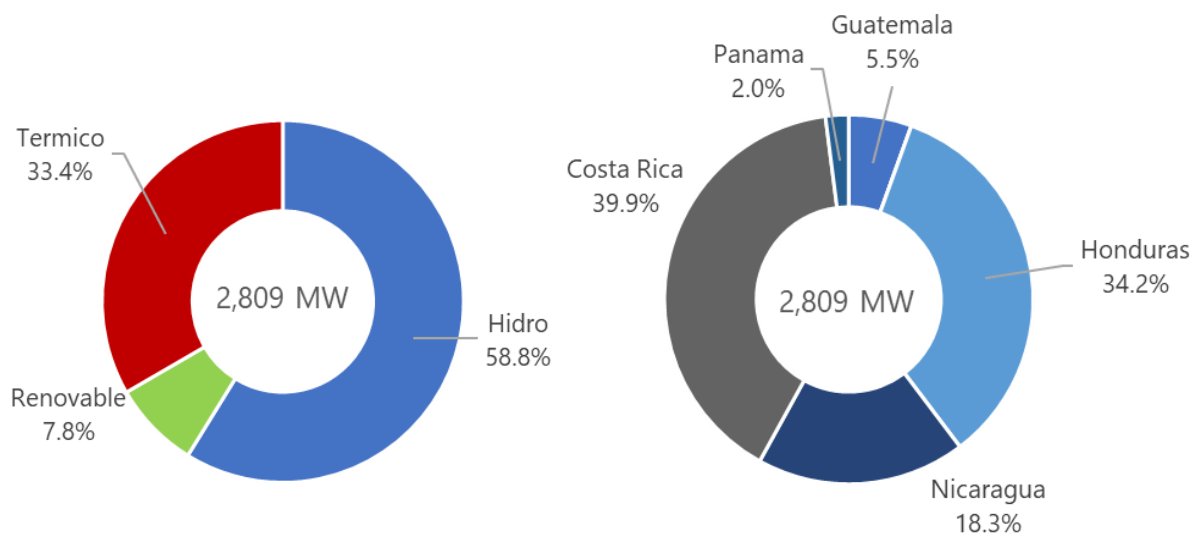


Figura 14. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en el escenario de expansión C1.

d) Escenario C2

Este escenario contempla que el crecimiento de la demanda de cada país hasta el año 2021 se atiende con base a los proyectos de generación decididos en los planes nacionales de expansión, en tanto que la generación requerida para los años siguientes será obtenida de los

proyectos que resulten seleccionados por el modelo de optimización de la expansión. A diferencia del escenario C1, en este escenario el segundo circuito SIEPAC se considera como un conjunto de interconexiones candidatas para ser optimizadas por tramos a partir del año 2022.

Como parte de la expansión resultante para este escenario resulta la incorporación en los años 2027 y 2028 de dos interconexiones entre tres países del sur de la región, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, así como un total de 2,886 MW de capacidad en proyectos de generación, de los cuales 61.5% corresponden a proyectos hidroeléctricos, 30.6% a proyectos térmicos y el 8% restante corresponde a proyectos renovables (solares fotovoltaicos). El detalle de los proyectos que resultan seleccionados en este escenario de expansión se muestra en la tabla que sigue a continuación:

Tabla 36. Expansiones de capacidad para intercambios regionales para el escenario C2.

Interconexión	Año Entrada
Nicaragua – Costa Rica	2027
Costa Rica – Panamá	2028

Tabla 37. Cronograma de expansión de la generación para el Escenario C2.

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Guatemala	1-SRO_I-SL	Renovable	2022	30
Guatemala	1-SRO_II-SL	Renovable	2022	30
Guatemala	1-GeoG-GT	Termico	2022	25
Guatemala	1-GeoZ-GT	Termico	2025	20
Guatemala	1-GeoJ-GT	Termico	2027	50
Total Guatemala				155
Honduras	3-Tornillt-H	Hidro	2022	160
Honduras	3-GNL-a	Termico	2025	380
Honduras	3-Patuca2-H	Hidro	2026	270
Honduras	3-Patuca2A-H	Hidro	2028	150
Total Honduras				960
Nicaragua	4-GSN-CC	Termico	2023	300
Nicaragua	4-CORRI LI-H	Hidro	2024	40
Nicaragua	4-SALTO YY-H	Hidro	2024	25
Nicaragua	4-PPCAJ-H	Hidro	2024	22
Nicaragua	4-PCOS-H	Hidro	2026	21

Sistema	Proyecto	Tipo Proyecto	Año Entrada	Capacidad (MW)
Nicaragua	4-COP-H	Hidro	2027	150
Nicaragua	4-SIRENA-H	Hidro	2028	18
Total Nicaragua				576
Costa Rica	5-ProyD1-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-ProyD2-H	Hidro	2022	50
Costa Rica	5-ProyD3-H	Hidro	2023	50
Costa Rica	5-ProyS3-SL	Renovable	2024	20
Costa Rica	5-GProy1-GT	Termico	2025	55
Costa Rica	5-Diquis-H	Hidro	2026	623
Costa Rica	5-MnDquis-H	Hidro	2026	27
Costa Rica	5-ProyS4-SL	Renovable	2026	50
Costa Rica	5-ProyS5-SL	Renovable	2026	50
Costa Rica	5-Boriql-GT	Termico	2027	52
Costa Rica	5-FourtCI-H	Hidro	2028	69
Costa Rica	5-ProyS6-SL	Renovable	2028	50
Total Costa Rica				1,146
Panamá	6-Sindigo-H	Hidro	2022	10
Panamá	6-Cotito-H	Hidro	2022	5
Panamá	6-LaHerrad-H	Hidro	2022	5
Panamá	6-Tizingal-H	Hidro	2022	5
Panamá	6-Barriles-H	Hidro	2022	1
Panamá	6-OjoAgua-H	Hidro	2022	6
Panamá	6-ElRecodo-H	Hidro	2024	10
Panamá	6-SAndres2-H	Hidro	2024	8
Total Panamá				50
Total general				2,886

En relación a la distribución de capacidad agregada por país que resulta en este escenario, nuevamente es el sistema de Costa Rica el que resulta con la mayor proporción con 39.9%, debido principalmente a las hidroeléctricas Diquis y Minidiquis (650 MW), las cuales cuentan con fecha decidida para su incorporación en el año 2026; luego siguen en orden decreciente los sistemas de Honduras, Nicaragua, Guatemala y Panamá, con proporciones de 33.3%, 19.9%, 5.4% y 1.7%, respectivamente. El detalle de la capacidad por país y tecnología que incorpora este escenario se muestra en la tabla y gráficos que siguen a continuación:

Tabla 38. Expansión de generación del escenario C2, por tecnología y sistema.

Tipo Proyecto	Sistema	Capacidad (MW)
Renovable	Guatemala	60
	Costa Rica	160
Hidro	Honduras	580
	Nicaragua	276
	Costa Rica	869
	Panamá	50
Geotermia	Guatemala	95
	Costa Rica	107
Gas Natural	Honduras	380
	Nicaragua	300
Total		2,886

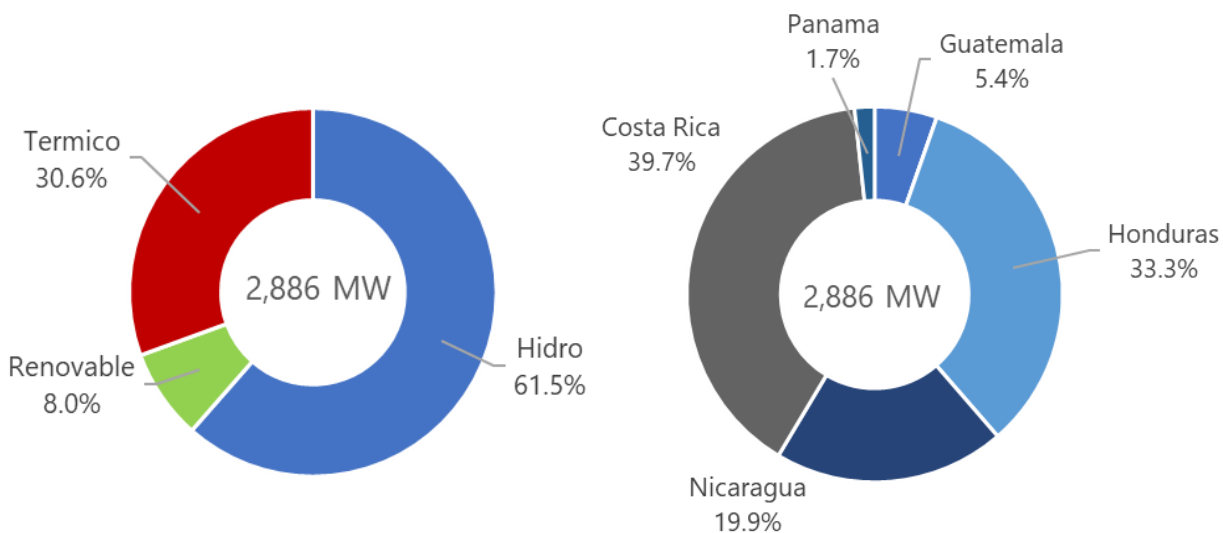


Figura 15. Distribución de la capacidad agregada por sistema y tecnología en el escenario de expansión C2.

5.2. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN

Los costos de inversión y operación del sistema, son criterios que forman parte de la función objetivo de los modelos de expansión y simulación, y serán elementos importantes para la selección del escenario óptimo de expansión regional. No obstante, para resolver el problema debe tenerse presente que *"la función objetivo para encontrar la política óptima de la evolución esperada del MER será la de maximizar el beneficio social de la región"*, según lo

establece el numeral 4.4.2 del Libro II del RMER, adoptando los conceptos definidos en el numeral 10.4 del Libro III del RMER que deben considerarse en la planificación:

- 10.4.3 "El Beneficio Social se calculará como excedente de los consumidores más el excedente de los productores";
- 10.4.1 "El excedente del consumidor se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no Servida valorizada al respectivo Costo de la Energía no suministrada. La CRIE determinará la metodología de cálculo del excedente del consumidor con base en las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles y sectores de consumo de electricidad";
- 10.4.2 "El excedente del productor se calcula como el producto de las cantidades de energía vendida por los generadores por la diferencia entre los precios de venta menos los precios de oferta de venta".

Conforme al Anexo M del Libro III del RMER, que establece la "Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor", representa la maximización del beneficio social por medio de la siguiente expresión matemática:

$$Max \left\{ \sum_1^k (p_{mg} - c_{vk}) \cdot g_k + \sum_1^m (p_m - p_{mg}) \cdot B \cdot p_m^\alpha \right\} \quad (1)$$

Donde:

p_{mg} : precio marginal del sistema,

c_v : costo variable de cada uno de los generadores (v_1, v_2, \dots, v_k),

g : despacho del generador "k",

p_m : precio de mercado definidos para cada uno de los niveles de demanda (p_1, p_2, \dots, p_m),

B : es una constante característica de la demanda,

α : elasticidad-precio de la demanda.

Si hacemos un arreglo a la ecuación anterior, obtenemos:

$$Max \left\{ p_{mg} \left[\sum_1^k g_k - \sum_1^m B \times p_m^\alpha \right] - \sum_1^k c_{vk} \cdot g_k + \sum_1^m p_m \cdot B \cdot p_m^\alpha \right\} \quad (2)$$

Aplicando la condición de balance:

$$\sum_1^k g_k - \sum_1^m B \cdot p_m^\alpha = 0$$

Tenemos que la ecuación (2) puede expresarse como:

$$Max \left\{ - \sum_1^k c_{vk} \cdot g_k + \sum_1^m p_m \cdot B \cdot p_m^\infty \right\} \quad (3)$$

La ecuación (3) puede expresarse de manera equivalente como:

$$Min \left\{ \sum_1^k c_{vk} \cdot g_k - \sum_1^m p_m \cdot B \cdot p_m^\infty \right\} \quad (4)$$

Una vez obtenido este planteamiento que expresa la maximización del beneficio social, podemos plantear el problema de expansión por medio de la siguiente expresión:

$$Min \sum_{k \in K} \left\{ [c_{ik} \cdot x_k] + \left[\sum_1^k c_{vk} \cdot g_k - \sum_1^m p_m \cdot B \cdot p_m^\infty \right] \right\} \quad (5)$$

Siendo:

C_{ik} : Costo de inversión del proyecto k ,

X_k : Decisión de inversión del proyecto k .

La ecuación (5) muestra, de manera simplificada, los términos que forman parte de la función objetivo del problema de expansión, siendo estos:

- a) Costos de inversión;
- b) Costos de operación, y
- c) Pagos para la demanda elástica no suministrada.

Con base en el planteamiento anterior, se presentarán a continuación los resultados obtenidos para los escenarios evaluados:

Tabla 39. Costos incrementales de operación e inversión de los escenarios de expansión.

Escenario	Costo Inversión (M\$)	Costo Operativo (M\$)	Pago Demanda (M\$)	Costo Total (M\$)
A1	987	7,746	-11,257	-2,523
A2	987	7,746	-11,257	-2,523
B1	987	7,746	-11,257	-2,523
B2	1,459	7,287	-11,305	-2,559
C1	1,268	7,547	-11,242	-2,427
C2	1,119	7,590	-11,259	-2,549

Es importante aclarar que los costos incrementales de inversión, operación y pagos para la demanda obtenidos para los escenarios de expansión, corresponden a las anualidades de estos rubros, comprendidas dentro del horizonte de evaluación (2018-2028), además, las anualidades de inversión son calculadas considerando la vida útil de los proyectos con la Tasa de Descuento informada por la CRIE (8.67%).

De los resultados, es notable que los *costos totales* resultan con valores negativos, derivado de los pagos para la demanda elástica, cuyos montos son mayores que los de los costos operativos y de inversión, con signo negativo conforme al planteamiento de la ecuación (5).

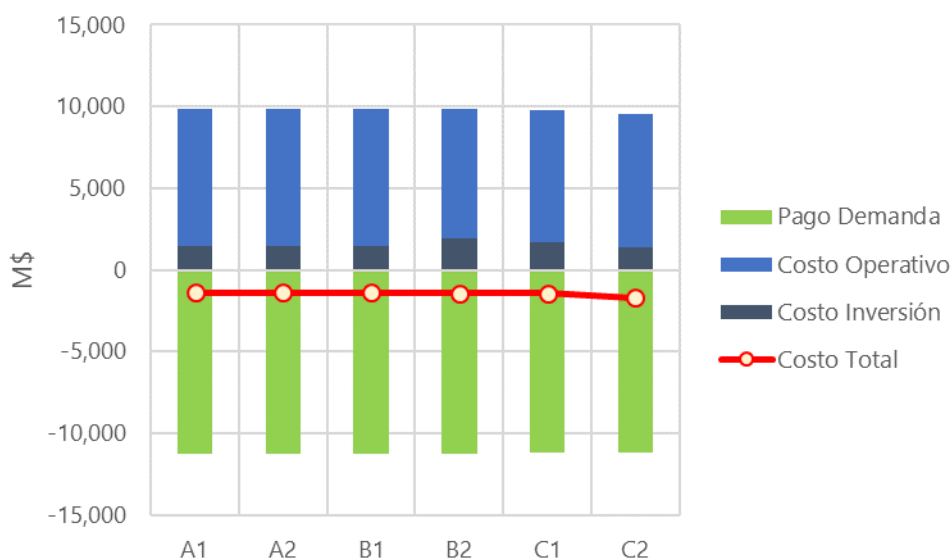


Figura 16. Costos incrementales de operación e inversión de los escenarios de expansión.

La función objetivo que resuelve el problema de expansión y operación, tiene en cuenta el excedente del consumidor, calculado como la diferencia entre el precio que un consumidor teóricamente estaría dispuesto a pagar (o la valoración que da) por una determinada cantidad de energía eléctrica, menos el costo de la energía comprada, por lo anterior, el excedente del consumidor es un beneficio que no se traduce en flujos financieros (no se dan ingresos, ni erogaciones), por tanto, es intangible. Asimismo, la estimación del excedente de los consumidores, queda sujeto a la "representación" de los escalones demanda-precio de la demanda elástica, basada su estimación en supuestos y aproximaciones, relacionadas a la valoración del consumo de energía y disposición a pagarla. Considerando lo anterior, es válido evaluar los costos de los escenarios de expansión, omitiendo el pago de la demanda elástica, con lo cual, los resultados serían los mostrados en la Tabla 40:

Tabla 40. Costos incrementales de operación e inversión para los escenarios de expansión, sin considerar el pago de la demanda elástica.

Escenario	Costo Inversión (M\$)	Costo Operativo (M\$)	Costo Total (M\$)
A1	987	7,746	8,734
A2	987	7,746	8,734
B1	987	7,746	8,734
B2	1,459	7,287	8,746
C1	1,268	7,547	8,815
C2	1,119	7,590	8,710

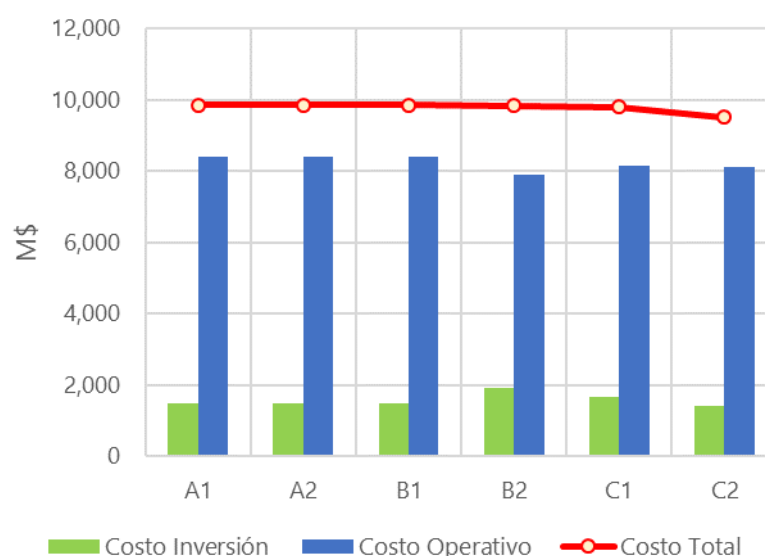


Figura 17. Costos incrementales de operación e inversión para los escenarios de expansión, sin considerar el pago de la demanda elástica.

Como puede observarse, es el escenario C2 el que presenta el menor costo total, con un monto de M\$8,710, seguido de los escenarios A1, A2 y B1, cuyo monto total es de M\$ 8,734, mientras que el escenario que resulta con el mayor costo total es el C1, con un monto de M\$8,815.

Si bien los costos incrementales permiten realizar una comparación temporal de los costos del sistema para el horizonte del estudio, es interesante comparar también los costos de "inversión total" de cada uno de los escenarios, permitiendo poner en perspectiva la capacidad total que se incorpora al sistema respecto de la inversión total correspondiente:

Tabla 41. Expansión de generación e interconexiones y costo de inversión total por escenario.

Expansión por Sistema	A1	A2	B1	B2	C1	C2
Guatemala (MW)	155	155	155	155	155	155
Honduras (MW)	180	180	180	600	960	960
Nicaragua (MW)	772	772	772	834	515	576
Costa Rica (MW)	702	702	702	852	1,122	1,146
Panamá (MW)	333	333	333	348	57	50
Total Generación (MW)	2,142	2,142	2,142	2,789	2,809	2,886
Total Interconexiones (MW)	0	0	0	900	1,800	600
Inversión Total M\$	4,357	4,357	4,357	6,399	5,569	5,595

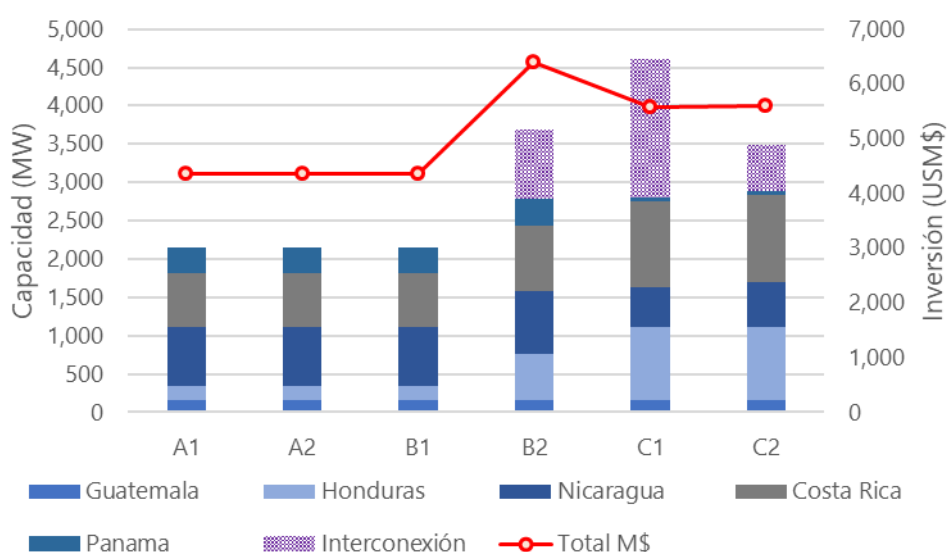


Figura 18. Expansión de generación e interconexiones y costo de inversión total por escenario.

Como se observa de los resultados, los escenarios A1, A2 y B1 son iguales, tanto en cuanto a la capacidad de expansión de generación del sistema, como respecto de los correspondientes costos de inversión; mientras que los casos B2, C1 y C2 representan diferentes alternativas de expansión, con mayores capacidades, pero también con mayores costos de inversión total. Puede observarse que el escenario C1 resulta con mayor capacidad de generación que el escenario B2 y con la mayor capacidad en ampliaciones para intercambio regional, y al mismo tiempo con el menor costo de inversión total.

5.3. COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA

A efectos de tener una referencia que permita comparar los costos marginales de los seis sistemas, serán utilizados los costos marginales ponderados promedio del horizonte de estudio. Como puede observarse, los costos marginales de cada sistema varían muy poco entre un escenario y otro, siendo notable el hecho que los costos marginales de los escenarios A1, A2, y B1 son iguales, mientras que los resultados de los escenarios B2, C1 y C2 varían, lo cual es consistente con los resultados observados en la sección anterior, relativos a la capacidad de expansión y costos de inversión.

Tabla 42. Costo marginal ponderado promedio por sistema en US\$/MWh, para cada escenario de expansión.

Sistema /Escenario	A1	A2	B1	B2	C1	C2
Guatemala	63.96	63.96	63.96	62.66	62.48	62.48
El Salvador	72.38	72.38	72.38	70.96	70.76	70.89
Honduras	75.36	75.36	75.36	73.62	73.40	73.53
Nicaragua	73.48	73.48	73.48	72.93	73.67	73.89
Costa Rica	44.95	44.95	44.95	44.94	46.04	45.05
Panamá	49.37	49.37	49.37	49.24	50.59	55.51

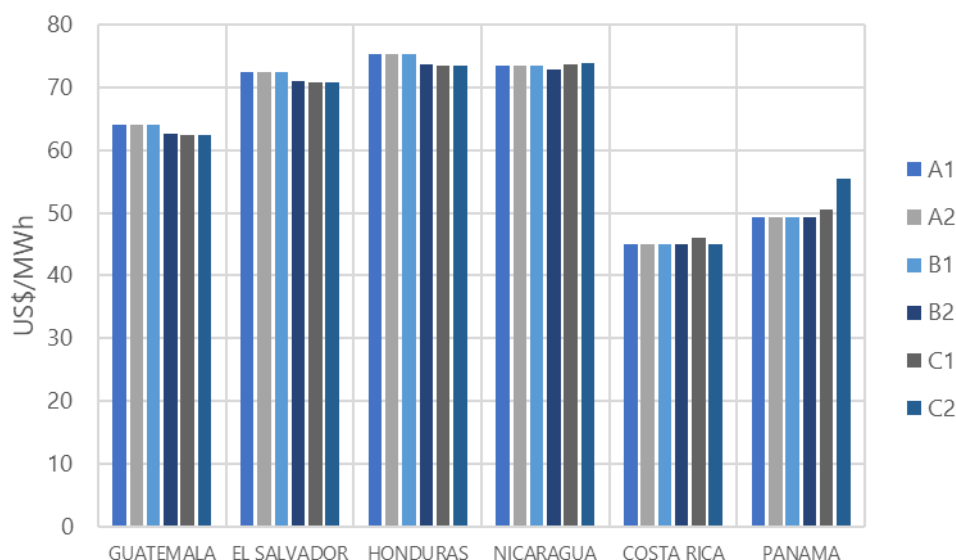


Figura 19. Costo marginal ponderado promedio por sistema, para cada escenario de expansión.

Considerando que el costo marginal depende de la tecnología utilizada y de los costos de producción, es notable que el sistema de Costa Rica muestre los valores más bajos de la región, considerando que es el sistema que presenta un parque generador mayormente renovable.

5.4. INYECCIONES EN EL MER

Las inyecciones estimadas en el MER para los diferentes escenarios de expansión evaluados, muestran que el escenario B2 es el que resulta con un volumen mayor de transacciones entre los años 2022 y 2028, mientras que los escenarios A1, A2 y B1 resultan con los menores volúmenes de transacciones.

Tabla 43. Inyecciones anuales al MER, por escenario de expansión (en GWh).

Año	A1	B2	C1	C2
2022	4,980	5,292	5,497	5,272
2023	4,076	4,566	4,681	4,468
2024	4,093	4,748	4,730	4,468
2025	4,537	5,013	3,809	3,577
2026	5,297	5,819	6,002	4,863
2027	5,013	6,110	5,714	5,093
2028	5,203	5,977	6,417	6,070
Total	33,199	37,525	36,851	33,811

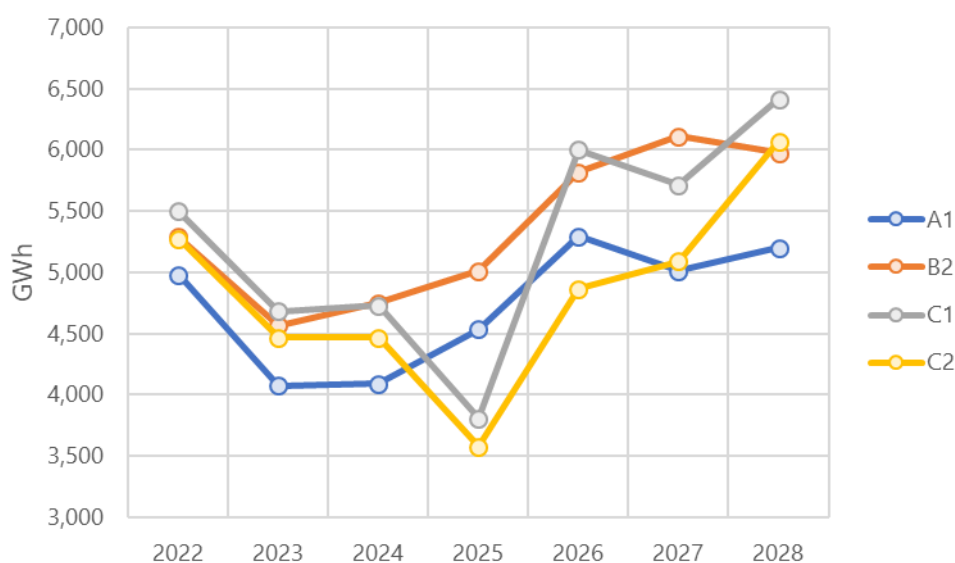


Figura 20. Inyecciones anuales al MER, por escenario de expansión.

Puede notarse para todos los escenarios, que en los años 2023 y 2024 se reducen las transacciones en el MER, pero en los años siguientes nuevamente incrementan hasta alcanzar los máximos valores entre los años 2027 y 2028. Resulta notable también que, no obstante, el escenario C1 cuenta con todas las interconexiones del segundo circuito SIEPAC disponibles a

partir del año 2022 como una decisión, no es el escenario que presenta el mayor volumen de transacciones.

Para los años 2022 a 2028, el sistema de Costa Rica es el que perfila como mayor exportador de energía en la región, principalmente a partir del año 2026 cuando se incorpora el proyecto hidroeléctrico Diquis, seguido del sistema de Guatemala, que reduce sensiblemente sus inyecciones, principalmente en el escenario B2. En la figura que sigue a continuación se muestra una comparación de las inyecciones al MER por sistema para cada uno de los escenarios de expansión en evaluación.

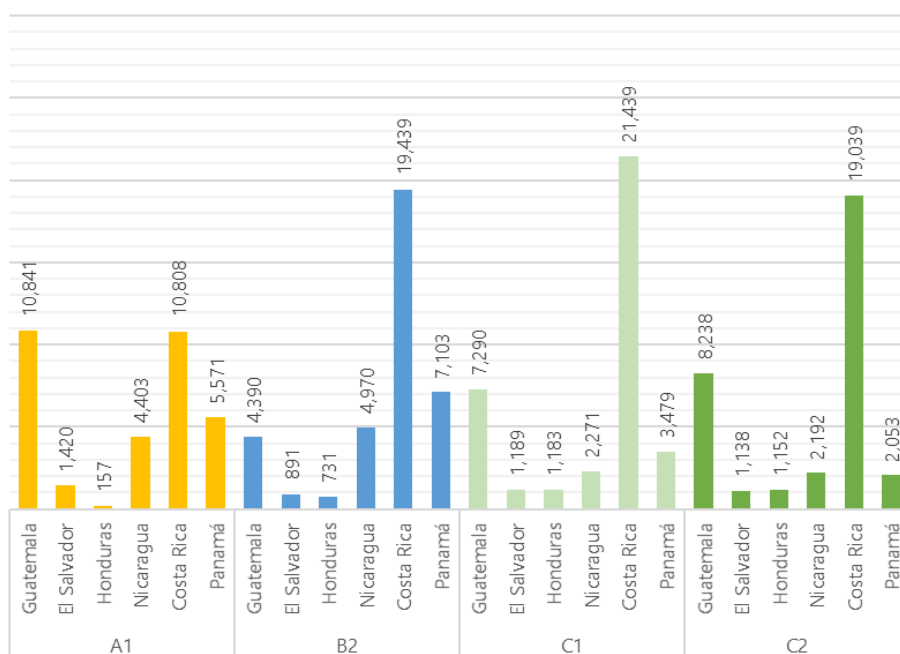


Figura 21. Inyecciones al MER por país para los años 2022 a 2028.