

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE ELECTRICIDAD
DIRECCION PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD
PROCESO PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS**



PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2022-2040

San José, Costa Rica, julio 2023

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2022-2040

SUS COMENTARIOS SON BIENVENIDOS

Por favor dirija sus comentarios, observaciones o consultas a:

Marco Jiménez,	MJimenezCh@ice.go.cr
Esteban Zeledón,	EZeledon@ice.go.cr
Laura Lizano,	LLizano@ice.go.cr
Arturo Molina,	AMolinaS@ice.go.cr
Karol Cruz,	KCruz@ice.go.cr
Yadiana Solórzano,	YSolorzanoQ@ice.go.cr
Marianela Ramírez,	MRamirezL@ice.go.cr
Grupo ICE	www.grupoice.com

ELABORACIÓN

El presente documento fue elaborado por el Área Planificación de la Generación, Proceso Planificación de Sistemas, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad. Para la elaboración del documento se contó con la colaboración de otras dependencias.

El estudio se realizó durante el año 2022. En marzo del 2023 se publicó el Informe Ejecutivo y el presente documento en julio del 2023.

APROBACIÓN

Este documento fue aprobado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad.

REPRODUCCIÓN

Se autoriza la reproducción total o parcial de este documento, con la condición de que se acredite la fuente.

PORTADA

Planta Hidroeléctrica La Garita

Planta Hidroeléctrica La Garita, construcción de la presa. La Garita fue la primera planta hidroeléctrica construida por el ICE, con una capacidad de 30 MW entró en operación en 1958, lo cual duplicó la generación eléctrica que tenía el país en esa época.

En 1987 el ICE construye una ampliación de la Garita conocida como Ventanas Garita que consistió en aumentar la capacidad en 97 MW. Esta planta forma parte del aprovechamiento del potencial hidráulico de la cuenca media del río Virilla para producción de energía hidroeléctrica.

Alrededor del 60% de la capacidad instalada del país tiene más de 20 años de operación. En los próximos años se intensificará el requerimiento de modernización y rehabilitación de plantas. El PEG 2022 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación que indispondrá las mismas por períodos prolongados. El plan considera la modernización de las plantas hidroeléctricas Garita, Ventanas Garita, Cachí, Arenal, Dengo y Sandillal, así como las modernizaciones de las plantas geotérmicas Miravalles 1, 2, 3 y Boca de Pozo.

Fotografía: Archivo ICE.

CONTENIDO

0	RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
1	INTRODUCCIÓN.....	9
2	ENTORNO CENTROAMERICANO.....	11
2.1	SITUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DE CENTROAMÉRICA.....	12
2.2	EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN	16
2.2.1	Capacidad instalada	16
2.2.2	Generación	18
2.2.3	Demanda máxima	21
2.3	INTERCONEXIONES REGIONALES.....	23
2.4	ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....	28
3	POLÍTICAS Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN NACIONAL	33
3.1	POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL	33
3.1.1	Plan Estratégico Nacional 2050.....	34
3.1.2	Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026	34
3.1.3	VII Plan Nacional de Energía	34
3.2	POLÍTICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DEL ICE	36
3.2.1	Plan de Expansión de la Generación	37
3.2.2	Configuración del Sistema de Generación	38
4	SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	39
4.1.1	Sistema de Generación	39
4.1.2	Sistema de Transmisión	42
4.1.3	Sistema de Distribución	43
4.1.4	Despacho de energía	45
4.2	VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	45
4.3	COBERTURA ELÉCTRICA	47
4.4	SERVICIO EN ZONAS REMOTAS FUERA DE LA RED.....	49
5	GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	51
5.1	DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA Y DEMANDA ELÉCTRICA	51
5.2	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	53
5.3	COMPORTAMIENTO HORARIO Y ESTACIONAL DE LA DEMANDA	55

6	PROYECCIONES DE DEMANDA	57
6.1	METODOLOGÍA USADA EN LA PROYECCIÓN.....	57
6.2	PROYECCIONES DE LA DEMANDA 2022-2040.....	58
6.3	GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ELECTROMOVILIDAD.....	61
6.4	COMPARACIÓN CON PROYECCIONES HISTÓRICAS DE DEMANDA.....	64
7	RECURSOS ENERGÉTICOS.....	67
7.1	POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES	67
7.2	FUENTES RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA NACIONAL.....	69
7.2.1	Hidroelectricidad	69
7.2.2	Geotermia.....	70
7.2.3	Eólico terrestre	71
7.2.4	Biomasa	71
7.2.5	Energía solar	74
7.3	OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS	75
7.3.1	Eólico marino	75
7.3.2	Energía marina.....	75
7.3.3	Residuos sólidos municipales.....	76
7.3.4	Biocombustibles para generación eléctrica	76
7.3.5	Hidrógeno verde	77
7.4	COMBUSTIBLES FÓSILES	78
7.4.1	Diésel y búnker	79
7.4.2	Gas natural.....	79
7.4.3	Carbón	81
7.5	ENERGÍA NUCLEAR	83
7.6	IMPORTACIONES DEL MER	83
7.7	GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	85
7.8	ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA	86
7.9	EXTERNALIDADES DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS	86
8	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES	89
8.1	PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO	89
8.2	PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL DIÉSEL Y DEL BÚNKER.....	91
8.3	PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN	92
8.4	PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO	93

8.4.1	GNL en pequeña escala.....	94
8.4.2	Costos GNL para Costa Rica	95
8.5	RESUMEN DE LAS PROYECCIONES.....	96
9	CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN	99
9.1	POLÍTICA ENERGÉTICA.....	99
9.2	HORIZONTE DE PLANEAMIENTO	99
9.3	ENTORNO CENTROAMERICANO	101
9.4	CRITERIO AMBIENTAL.....	101
9.5	CRITERIO DE CONFIABILIDAD	101
9.6	CRITERIO DE ÓPTIMO ECONÓMICO	103
9.7	OTROS PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	103
9.8	CAMBIO CLIMÁTICO Y VULNERABILIDAD	104
9.9	DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	105
10	INFORMACIÓN BÁSICA.....	107
10.1	SISTEMA EXISTENTE.....	107
10.1.1	Continuidad de las plantas existentes.....	109
10.1.2	Retiro y modernización	110
10.1.3	Modificaciones recientes en el parque de generación.....	113
10.2	HIDROLOGÍA.....	113
10.3	VIENTO	114
10.4	SOLAR	117
10.5	PROYECTOS FIJOS	119
10.6	TECNOLOGÍAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN.....	119
10.6.1	Tecnologías basadas en recursos renovables.....	119
10.6.2	Tecnologías de almacenamiento de energía.....	120
10.6.3	Tecnologías que consumen derivados del petróleo.....	121
10.6.4	Otros combustibles fósiles.....	121
10.6.5	Nuevas fuentes no convencionales fuera del PEG	122
10.7	CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS	122
10.7.1	Costos de inversión.....	124
10.7.2	Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos	125
10.8	OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS	127
10.8.1	Proyectos de empresas distribuidoras	127

10.8.2	Proyectos de generadores independientes	128
11	METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSIÓN	129
11.1	HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS	129
11.2	PROCESO DE FORMULACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	130
12	PRINCIPALES PREOCUPACIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2022-2040	133
12.1	RESPUESTA A LA RECUPERACIÓN DE LA DEMANDA EN PERÍODO POSPANDEMIA	135
12.2	CAPACIDAD DISPONIBLE EN PLANTAS DE GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS VENCIDOS	135
12.3	ESCASA CAPACIDAD DE GENERACIÓN FIRME EN EL SEN	137
12.4	ATENCIÓN DE UN PLAN DE MODERNIZACIONES MUY EXIGENTE	137
13	REVISIÓN DEL CORTO PLAZO	139
13.1	REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS EN EJECUCIÓN	139
13.2	MODERNIZACIONES, MANTENIMIENTOS Y RETIRO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN ...	139
13.2.1	Modernizaciones y mantenimientos	140
13.2.2	Retiro de plantas de generación por obsolescencia	140
13.2.3	Retiro de plantas de generación privada al vencimiento de contratos	140
13.3	PROYECTOS DEL PERÍODO 2022-2027	142
13.4	REVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL CORTO PLAZO	142
13.5	PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	143
14	FORMULACIÓN DEL PEG 2022-2040	145
14.1	ESTUDIOS PRELIMINARES	147
14.2	PLANES SIMULADOS EN ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA	148
14.2.1	Resultados del Plan Base	149
14.2.2	Reducción del parque térmico de respaldo	149
14.2.3	Contrato de importación fija en el largo plazo	151
14.2.4	Disponibilidad de nuevos candidatos térmicos	154
14.2.5	Resultados del caso de alquiler temporal de plantas térmicas	155
14.3	PLANES CON OTRAS SENSIBILIDADES DE DEMANDA	157
14.3.1	Escenario de demanda con generación distribuida y electromovilidad	157
14.3.2	Sensibilidad con demanda alta	158
14.3.3	Sensibilidad con demanda baja	159
14.4	RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS CON DEMANDA MEDIA	160
14.4.1	Requerimientos de capacidad	160

14.4.2	Costos de los planes de expansión.....	162
14.5	RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS CON OTROS ESCENARIOS DE DEMANDA.....	164
14.5.1	Requerimientos de capacidad.....	164
14.5.2	Costos de los planes de expansión.....	166
14.6	CÁLCULO DE EMISIONES DE CO ₂ POR ESCENARIO.....	168
14.7	PRINCIPALES RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	170
14.7.1	Incorporación de gran capacidad en el corto plazo.....	170
14.7.2	Instalación de eólico y solar.....	171
14.7.3	Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff.....	171
14.7.4	Proyecto Geotérmico Borinquen 2.....	172
14.7.5	Almacenamiento de energía.....	173
14.7.6	Importancia del parque térmico de respaldo.....	174
14.7.7	Limitaciones de los modelos de simulación.....	174
15	CARACTERÍSTICAS DEL PLAN RECOMENDADO.....	175
15.1	PLAN RECOMENDADO 2022-2040.....	175
15.2	CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN.....	177
15.3	DÉFICIT DE ENERGÍA.....	182
15.4	EMISIONES.....	183
15.5	COSTOS MARGINALES.....	185
15.1.1	Costo marginal de corto plazo.....	185
15.1.2	Costo marginal de largo plazo de generación.....	186
15.1.3	Estructura estacional.....	188
15.6	VULNERABILIDAD HIDROLÓGICA.....	190
16	BIBLIOGRAFÍA.....	193
17	ANEXOS.....	197

INDICE DE TABLAS

Tabla 0.1 Plan de Expansión de la Generación Recomendado 2022-2040	7
Tabla 2.1 Centroamérica: Características demográficas.....	12
Tabla 2.2 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante (USD @ dic 2018)	14
Tabla 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por fuente (MW)	16
Tabla 2.4 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh)	19
Tabla 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)	20
Tabla 2.6 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)	22
Tabla 2.7 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Norte-Sur...25	
Tabla 2.8 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Sur-Norte...26	
Tabla 2.9 Centroamérica: Transacciones en el MER: 2009-2021.....	29
Tabla 4.1 Paneles solares Instalados	49
Tabla 6.1 Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo	58
Tabla 6.2 Proyecciones de demanda en ventas, generación y transmisión.....	59
Tabla 6.3 Proyecciones crecimiento anual de la demanda.....	60
Tabla 6.4 Escenario de proyección de generación distribuida y electromovilidad	63
Tabla 7.1 Potencial energético nacional.....	68
Tabla 7.2 Energía eléctrica generada con biogás.....	73
Tabla 7.3 Centroamérica: Capacidad instalada de plantas eléctricas de carbón (2021).....	82
Tabla 7.4 Coeficientes de emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) por tipo de tecnología.....	87
Tabla 8.1 Precio del crudo, escenario base de precios.....	90
Tabla 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker	91
Tabla 8.3 Estimación del precio del carbón	93
Tabla 8.4 Estimación del precio del GNL	96
Tabla 8.5 Proyección de precios de los combustibles sin impuestos.....	97
Tabla 9.1 Costo de racionamiento.....	104
Tabla 10.1 Características de las plantas de generación del SEN- diciembre 2021	107
Tabla 10.2 Retiro programado de plantas de generación por obsolescencia	110
Tabla 10.3 Cronograma de modernizaciones, potencia indisponible por trimestre (MW).....	112
Tabla 10.4 Adiciones recientes al sistema	113
Tabla 10.5 Proyectos fijos en el PEG 2022.....	119
Tabla 10.6 Horas de operación según objetivo del almacenamiento en baterías	121

Tabla 10.7 Características de los proyectos candidatos	123
Tabla 10.8 Costo anual fijo de inversión y operación de proyectos candidatos a diciembre de 2021	124
Tabla 10.9. Costos unitarios de instalación y producción de proyectos candidatos	125
Tabla 10.10 Lista parcial de proyectos de generación de empresas distribuidoras.....	128
Tabla 12.1 Plantas puestas en operación en el período 2015-2021	134
Tabla 12.2 Fechas de vencimiento de contratos	136
Tabla 13.1 Plan de Expansión de Corto Plazo PEG 2022-2027.....	143
Tabla 14.1 Precios proyectados de importación de electricidad (USD\$/MW/h)	152
Tabla 14.2 Planes con escenario de demanda media (instalación acumulada en MW)	161
Tabla 14.3 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada en MW)	165
Tabla 15.1 Plan de expansión de la generación 2022-2040 recomendado	176
Tabla 15.2 Capacidad anual instalada en 2022-2040	179
Tabla 15.3 Generación anual esperada 2022-2040	181
Tabla 15.4 Cálculo de emisiones de CO ₂ equivalente por año.....	184
Tabla 15.5 Costo Incremental de Largo Plazo a diciembre de 2021	187
Tabla 15.6 Definición de períodos horario-estacionales	188
Tabla 15.7 Costos marginales de demanda	189
Tabla 15.8 Cálculo del costo marginal de potencia	190

INDICE DE FIGURAS

Figura 0.1 Instalación anual por tipo de fuente del Plan Recomendado 2022-2040	6
Figura 2.1 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante	13
Figura 2.2 Centroamérica: Índice de Electrificación 1990-2020 (%)	15
Figura 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por tipo fuente (%)	17
Figura 2.4 Centroamérica: Adiciones de capacidad por país y por fuente. Total del período 2016 al 2021 (MW)	18
Figura 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh)	19
Figura 2.6 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)	20
Figura 2.7 Centroamérica: Generación eléctrica por tipo de fuente (%)	21
Figura 2.8 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)	22
Figura 2.9 Línea SIEPAC	23
Figura 2.10 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia norte-sur	24
Figura 2.11 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia sur-norte Período mayo 2020 a diciembre 2022 (MW)	25
Figura 2.12 Centroamérica: Inyección (ventas) de 1990 al 2021 (GWh)	30
Figura 2.13 Centroamérica: Transacciones netas por país en el MER del 2009 al 2021 (GWh)	30
Figura 4.1 Capacidad instalada por fuente 2021	40
Figura 4.2 Generación por fuente 2021	40
Figura 4.3 Intercambios de energía	41
Figura 4.4 Generación histórica por fuente	42
Figura 4.5 Sistema de transmisión de Costa Rica	43
Figura 4.6 Áreas de concesión de servicio de las distribuidoras	44
Figura 4.7 Líneas de distribución y subestaciones de transmisión del ICE y CNFL 2022	45
Figura 4.8 Estructura porcentual de las ventas por sector de consumo en 2021	46
Figura 4.9 Evolución del precio medio de energía	46
Figura 4.10 Ventas de energía por empresa distribuidora	47
Figura 4.11 Índice de cobertura eléctrica 1970-2021	48
Figura 4.12 Cobertura eléctrica por provincia	48
Figura 4.13 Ubicación de localidades con equipos aislados	50
Figura 5.1 Consumo final de energía por sector 2021	51
Figura 5.2 Consumo final de energía por fuente 2021	52
Figura 5.3 Consumo total de energía por sector y fuente 2021	52

Figura 5.4 Ventas totales Costa Rica 2015-2022	54
Figura 5.5 Crecimiento histórico de la demanda de generación 1976-2021	54
Figura 5.6 Demanda horaria de potencia promedio de lunes a viernes	55
Figura 5.7 Energía promedio diaria, por mes en días laborales 2021	56
Figura 6.1 Proyección de demanda de generación 2022-2040.....	61
Figura 6.2 Proyecciones de demanda de generación 2022-2040	64
Figura 6.3 Comparación de proyecciones históricas de demanda media de generación	65
Figura 7.1 Potencial de la biomasa seca residual en potencia (MW) y generación eléctrica (GWh/año)	72
Figura 7.2 Potencial del biogás en potencia (MW) y generación eléctrica (GWh/año)	73
Figura 8.1 Precios del crudo de petróleo en el escenario base	90
Figura 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker.....	92
Figura 8.3 Proyección de precios de combustibles sin impuestos.....	98
Figura 9.1 Proyección de demanda de generación y períodos de planeamiento de la expansión del PEG 2022-2040.....	100
Figura 9.2 Esquema ilustrativo de los criterios de confiabilidad	102
Figura 10.1 Parque de generación nacional, porcentaje de la capacidad según años en servicio a diciembre 2021	110
Figura 10.2 Energía Natural Afluyente 1965-2021 con - Parque de generación hidroeléctrico instalado a diciembre 2021.....	114
Figura 10.3 Escenarios de generación eólica 1980-2020, factores de planta semanales (%)	116
Figura 10.4 Escenarios de generación solar 1980-2020, factores de planta semanales (%)	118
Figura 10.5 Proyectos candidatos - Costo unitario de instalación según factor de planta	126
Figura 10.6 Proyectos candidatos - Costo unitario de producción según factor de planta	126
Figura 14.1 Esquema de análisis del PEG 2022-2040	147
Figura 14.2 Plan de Expansión de la Generación 2022-2040 (instalación en MW).....	149
Figura 14.3 Retiro de capacidad térmica (instalación en MW).....	151
Figura 14.4 Contrato de importación fijo (instalación en MW)	154
Figura 14.5 Disponibilidad de nuevo térmico para la expansión (instalación en MW)	155
Figura 14.6 Instalación en MW 2033-2040.....	156
Figura 14.7 Alquiler temporal de térmico del 2033 al 2035 (instalación en MW)	156
Figura 14.8 Generación distribuida y electromovilidad (instalación en MW).....	158
Figura 14.9 Demanda alta (instalación en MW)	159
Figura 14.10 Demanda baja (instalación en MW)	160

Figura 14.11 Planes con escenario de demanda media (instalación acumulada en MW)	161
Figura 14.12 Costo total de los planes de expansión – Demanda media (millones de USD 2021) .	162
Figura 14.13 Costo anual en los planes de expansión - Demanda media (millones de USD 2021) .	163
Figura 14.14 Valor Presente Neto por período – Planes demanda media (millones de USD 2021)	164
Figura 14.15 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada en MW)	165
Figura 14.16 Costo total de los planes de expansión – Sensibilidades de demanda (millones de USD 2021)	166
Figura 14.17 Costo anual de los planes de expansión – Sensibilidades de demanda (millones de USD 2021)	167
Figura 14.18 Valor presente neto por periodo – Planes sensibilidades de demanda (millones de USD 2021)	167
Figura 14.19 Total de emisiones por escenario de análisis.....	168
Figura 14.20 Emisiones unitarias por escenario de análisis – periodo 2022-2040	169
Figura 14.21 Instalación eólico y solar por período (MW).....	171
Figura 15.1 Plan de expansión de la generación 2022-2040 (instalación anual en MW por tipo de fuente)	177
Figura 15.2 Plan de expansión de la generación 2022-2040 (instalación acumulada anual en MW)	178
Figura 15.3 Capacidad anual instalada por fuente 2022-2040	178
Figura 15.4 Capacidad instalada por fuente al inicio y final del horizonte de estudio del PEG 2022-2040	180
Figura 15.5 Generación esperada acumulada 2022-2040 (porcentaje).....	182
Figura 15.6 Porcentaje de energía no servida por serie (resultados por semana)	183
Figura 15.7 Emisiones unitarias del SEN, PEG 2022-2040 (ton CO ₂ equivalente/GWh).....	184
Figura 15.8 Costo marginal de corto plazo, PEG 2022-2040.....	185
Figura 15.9 Costo marginal promedio por semana	186
Figura 15.10 Variación del CILP según el período de años valorado	188
Figura 15.11 Generación hidroeléctrica anual en el horizonte de estudio de 57 series hidrológicas históricas. Promedio Caso de hidrología baja, Promedio caso de hidrología media	191
Figura 15.12 Generación térmica anual en el horizonte de estudio de 57 series hidrológicas históricas. Promedio caso de hidrología baja y promedio caso de hidrología media	192

ABREVIATURAS

AEO	Anual Energy Outlook
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías (por sus siglas en ingles)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CENCE	Centro Nacional de Control de Electricidad
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CILP	Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de Generación
CMCP	Costo Marginal de Corto Plazo
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
COOPEALFARORUIZ	Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L.
COOPEGUANACASTE	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste
COOPELESCA	Cooperativa de Electrificación de San Carlos
COOPESANTOS	Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DOCSE	División Operación y Control del Sistema Eléctrico
EBAIS	Equipos Básicos de Atención Integral en Salud
EIA	Energy Information Administration
EM	Electromovilidad
ENA	Energía Natural Afluente
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ERV	Energías Renovables Variables
ESS	Solución de Almacenamiento de Energía (por sus siglas en inglés)
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
GAM	Gran Área Metropolitana
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero

GND	Generación no despachable
GNL	Gas Natural Licuado
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEA	International Energy Agency
IGCC	Gasificación Integrada de Ciclo Combinado
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable (por sus siglas en inglés)
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago
MER	Mercado Eléctrico Regional
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OM	Operador de Mercado
PEG	Plan de Expansión de Generación Eléctrica
PEN	Plan Estratégico Nacional
PET	Plan de Expansión del Sistema de Transporte (de Guatemala)
PIB	Producto Interno Bruto
PNDIP	Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública
PNE	Plan Nacional de Energía
PNTE	Plan Nacional de Transporte Eléctrico
PSR	Power System Research
RAO	Residuos Agrícolas Orgánicos
RECOPE	Refinería Costarricense de Petróleo S.A.
RMER	Reglamento del MER
RNA	Redes Neuronales Artificiales
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEPSE	Secretaría de Planificación del Subsector Energía
SETENA	Secretaría Técnica Nacional Ambiental
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de Países de América Central
SICA	Sistema de Integración Centroamericana

TSL Time Series Lab
VACA Valor Agregado Comercial Ampliado
VAI Valor Agregado Industrial
VPN Valor Presente Neto

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

El Instituto Costarricense de Electricidad tiene la responsabilidad legal de asegurar el suministro eléctrico nacional en el corto y largo plazo. Para cumplir esta tarea debe garantizar el equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad.

Un faltante de capacidad en el país tendría un impacto muy grave por los altos costos que implicaría para la sociedad costarricense un desabastecimiento. Al mismo tiempo, inversiones excesivas aumentan el costo de la energía y causan un daño a la economía nacional en su conjunto.

El instrumento utilizado en la planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en el futuro es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica que proporcionen respuestas a los requerimientos definidos en las proyecciones de demanda eléctrica.

El Plan de Expansión define un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones estratégicas de la expansión de la generación. El propósito del Plan es plantear una estrategia de desarrollo del Sistema de Generación del país en el largo plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el mismo.

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040 (PEG 2022) fue formulado atendiendo los criterios que Costa Rica ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica, a través de las políticas nacionales en materia energética. Estos criterios se refieren a los siguientes elementos: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, limitada exposición a importaciones, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo.

El PEG se diseña considerando el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista, sin depender de importaciones o exportaciones de los países vecinos por consideraciones de seguridad energética. Esta condición de diseño se mantendrá hasta que la madurez del mercado permita planear la expansión en forma integrada regionalmente.

El Mercado Eléctrico Regional (MER) procura la integración de los mercados eléctricos de la región, y eventualmente evolucionará para permitir contratos de largo plazo que gocen de la misma confiabilidad que la generación local. Sin embargo, todavía la actividad de contratos de largo plazo es incipiente en el MER. Adicionalmente se presenta un rezago en las inversiones de la red de transmisión que limita las transferencias máximas entre países, restándole dinamismo a los intercambios que potencialmente podrían esperarse en el mercado.

A pesar de las limitaciones del mercado indicadas, en la operación del sistema se aprovechan plenamente las ventajas inmediatas que la interconexión y el mercado regional ofrecen, comprando y vendiendo energía para beneficio de los usuarios del sistema eléctrico.

En el presente Plan de Expansión, al igual que en ciclos anteriores, se valoran elementos nuevos asociados a la política energética nacional, la evolución de las diferentes tecnologías de generación y costos asociados, costos de combustible, disponibilidad de nuevos estudios de proyectos en el país, evolución del MER, cambios en la matriz de generación nacional, evolución de la demanda nacional, entre otros. El objetivo de cada plan de expansión es confirmar la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o proponer una nueva línea de desarrollo de la generación en el país.

En los ejercicios de planificación de los años 2014, 2016, 2018 y 2020 se han venido realizando fuertes ajustes en la programación de nuevas adiciones de proyectos, con el objeto de llevar a un mejor balance de la oferta y la demanda de generación del país. Como parte de las decisiones tomadas se eliminaron o pospusieron varios proyectos cuya entrada estaba prevista entre los años 2015 y 2025. En el presente plan de expansión se observa un balance adecuado de oferta y demanda en el país en el corto plazo, lo cual permite confirmar las primeras adiciones de capacidad al sistema para el año 2024.

Elementos de atención del PEG 2022:

Cada ejercicio de planificación de la expansión aborda diferentes preocupaciones. En el presente plan de expansión, los siguientes son los principales elementos de atención:

a. Respuesta del sistema a la rápida recuperación de la demanda en período pospandemia

La preparación del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040, se enmarca aún en un período de gran incertidumbre en el crecimiento de la demanda eléctrica. La pandemia del COVID-19 provocó una ruptura profunda en la estructura de consumo eléctrico del país, resultando en que los datos históricos del 2020-2022 muestren crecimientos atípicos. Después de la fuerte reducción de la demanda eléctrica experimentada en el 2020 y buena parte del 2021, el país ha logrado recuperarse con fuerza en la segunda mitad del 2021 y durante el 2022. La incertidumbre en las estimaciones de demanda fue considerada en la preparación de los estudios del plan. Para mitigar este efecto, se preparan varios escenarios de análisis, simulando planes de expansión para demanda media, alta y baja, así como sensibilidades para crecimientos estimados de la generación distribuida y electromovilidad.

b. Valoración de la capacidad disponible en plantas de generación privada con contratos vencidos

En el PEG 2020 se introdujo por primera vez un análisis del vencimiento de los contratos de compra de energía con generadores privados de la Ley N°7200, Capítulo I. Anteriormente no había sido necesario considerar la vida de los contratos en los planes de expansión porque la presión del crecimiento continuo de la demanda permitía suponer la recontractación de cada una de las plantas existentes. Sin embargo, debido al lento crecimiento previsto en la demanda, los contratos privados que vencieron entre el 2019 y 2022 no se renovaron. Esta medida, aplicada en un período de holgura del sistema, colaboró en mejorar el balance de oferta y demanda del país provocando también ahorros importantes por dejar de comprar energía innecesaria a generadores privados, sin afectar la confiabilidad del sistema. Finalizado el período de holgura y con el crecimiento de la demanda mostrado en el corto plazo, se hace necesario valorar la capacidad disponible de plantas privadas con contratos vencidos o cuyos contratos

vencen antes del 2027, que podrían ser invitados a reincorporarse al sistema con nuevos contratos.

c. Escasa capacidad de generación firme en el Sistema Eléctrico Nacional para atender la variabilidad de generación de las plantas variables renovables

La matriz de generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es fundamentalmente renovable. Para que esta composición sea funcional, es indispensable disponer de suficiente capacidad y energía de respaldo, que sea capaz de asegurar la continuidad del servicio cuando se reducen las fuentes renovables. Por excelencia, este respaldo lo dan las plantas térmicas y las centrales hidroeléctricas con grandes embalses.

En los últimos años, el uso de la generación térmica ha sido muy reducido producto de la holgura de la oferta en el país, de condiciones hidrológicas favorables y la existencia de oportunidades de importación en el MER a precios menores que los de algunas de las plantas propias. Esto ha provocado que el aporte del parque térmico se subestime y surja la duda si es posible operar el sistema de generación con menor respaldo térmico sin afectar la calidad y confiabilidad del SEN.

El componente térmico instalado en el país es producto de los procesos de planificación basados en fuentes renovables. No es posible desarrollar una matriz eléctrica renovable sin los complementos térmicos adecuados que garanticen la seguridad y confiabilidad del sistema al menor costo. Esta capacidad tiene un costo y es parte fundamental de las optimizaciones económicas de los planes de expansión.

La necesidad de dotar al sistema costarricense de mayor capacidad de energía firme a costos razonables y la suficiencia de capacidad de respaldo del país para compensar la gran variabilidad de las fuentes renovables es una de las principales preocupaciones del presente plan de expansión.

d. Atención de un Plan de Modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran capacidad que aportan energía firme y requerirán estar fuera de operación por períodos prolongados

El PEG 2022 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño y por períodos prolongados. En el horizonte de estudio se visualiza la modernización de las plantas hidroeléctricas Garita, Ventanas Garita, Cachí, Arenal, Dengo y Sandillal, así como las modernizaciones de las plantas geotérmicas Miravalles 1, 2, 3 y Boca de Pozo.

Resultados del PEG 2022:

Los principales resultados del proceso de planificación del PEG 2022 se centran en los siguientes elementos:

a. Incorporación de gran cantidad de generación en el corto plazo

En todos los planes de expansión analizados, excepto en el caso de demanda baja, se presentan grandes requerimientos de capacidad en el corto plazo. A partir del 2024 se identifican necesidades de nueva capacidad en el sistema, que por el poco tiempo disponible serán atendidas únicamente con proyectos eólicos y solares nuevos de

rápida implementación, así como con la recontractación en los años 2024 y 2025 de todas las plantas de generación privada que estuvieron sin contratos durante el período de gran holgura del sistema.

Al finalizar cada contrato de compra a generadores privados, la eventual recontractación dependerá de si el sistema requiere de capacidad adicional para satisfacer los criterios de confiabilidad.

b. Incorporación de un volumen importante de fuentes eólicas y solares

Todos los planes estudiados muestran una altísima penetración de fuentes de energía solar y eólica. Entre el 2024 y el 2027 en el Plan Recomendado¹ se identifican 460 MW de eólico y solar, 525 MW adicionales entre el 2028 y el 2032 y 650 MW entre el 2033 y 2035.

A pesar de ser tecnologías de bajo costo, su alta variabilidad obliga a incorporar simultáneamente tecnologías de generación capaces de regular esta variabilidad para mantener la confiabilidad del sistema.

c. Incorporación del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff

Fourth Cliff es parte del programa óptimo de expansión del sistema del Plan Recomendado, en donde el proyecto está previsto para el año 2030. Es el único proyecto del Plan Recomendado que aporta capacidad de regulación al sistema ya que al funcionar en cascada con la planta Reventazón, aprovecha plenamente la capacidad del embalse.

Fourth Cliff forma parte del programa de proyectos en todos los planes estudiados, con excepción de los escenarios de demanda baja, importación y disponibilidad de mayor capacidad térmica.

Además de cumplir una función muy importante por su función de regulación del sistema, la entrada en operación del proyecto en el 2030 permite reducir el impacto en el SEN del agresivo plan de modernizaciones previsto.

d. Incorporación del proyecto geotérmico Borinquen 2

El Campo Geotérmico Borinquen tiene un potencial de aproximadamente 110 MW, que será explotado en dos etapas. Actualmente está en ejecución la construcción el PG Borinquen 1 de 55 MW, su entrada en operación está prevista para el año 2027. El segundo desarrollo, Borinquen 2 de 55 MW, está previsto en el Plan Recomendado para el año 2032.

Las tecnologías geotérmicas tienen poca flexibilidad para regular por sí mismas, pero como es un recurso estable, libera recursos de regulación del sistema que pueden ser utilizados para compensar una mayor penetración de las fuentes variables. Esta

¹ El Plan Recomendado corresponde al Plan Base que considera un escenario de análisis con demanda media.

consideración es muy valiosa en un sistema que aspira a ser casi en un 100% renovable y por lo tanto no tiene acceso a soluciones convencionales como la generación térmica.

El proyecto geotérmico Borinquen 2 forma parte del programa de proyectos de todos los planes estudiados con excepción del escenario de disponibilidad de mayor capacidad térmica.

La entrada en operación de Borinquen 1 y 2, así como las ampliaciones previstas del campo Miravalles serán fundamentales para atender el plan de modernizaciones de plantas en la siguiente década y liberar recursos de regulación.

e. Almacenamiento de energía

En la industria eléctrica ha tomado auge el almacenamiento de energía en baterías (BESS) debido a la reducción de costos y los avances tecnológicos en la última década.

Las baterías permiten reducir el impacto de la gran volatilidad de las fuentes de generación eólica y solar. En el sistema de generación de Costa Rica es particularmente crítica la gestión económica de la volatilidad de las fuentes renovables.

En el PEG 2022, los beneficios de las baterías fueron analizados a través de la función de arbitraje entre los instantes de costo marginal bajo y los instantes de costo marginal alto. En todos los planes estudiados, la incorporación de almacenamiento con baterías resultó económicamente adecuado.

La capacidad de regulación de las baterías se circunscribe a períodos de carga/descarga relativamente cortos. Normalmente de 4 a 8 horas.

En los estudios del PEG 2022 solo se analizan las baterías para arbitrar los costos marginales del sistema de generación. Aplicaciones de baterías para gestionar congestiones de transmisión o de distribución no forman parte del alcance del plan y son beneficios adicionales no cuantificados en las evaluaciones.

En el PEG recomendado se introducen conforme a las siguientes fechas:

- 2028: 30 MW
- 2031: 90 MW
- 2032: 60 MW
- 2033: 120 MW

f. Importancia del parque térmico de respaldo

El rol del parque térmico en el sistema de generación ha sido evaluado por los equipos técnicos de planificación de la expansión y de la operación de la Gerencia de Electricidad en diferentes períodos. Los estudios desarrollados han concluido que el componente térmico del sistema de generación cumple una función fundamental en la confiabilidad del suministro eléctrico del país. Con una matriz de generación casi 100% renovable, la seguridad energética nacional depende de los embalses de regulación y de la reducida capacidad térmica instalada para atender la variabilidad de las fuentes.

Los resultados del análisis del PEG 2022, además de confirmar los riesgos que tendría el sistema al reducir la capacidad firme y de regulación que aporta el ya reducido parque térmico del país, han identificado un sobrecosto superior a 500 millones USD sobre el PEG Recomendado.

Plan Recomendado - PEG2022:

A partir de los elementos anteriores, el Plan Recomendado muestra que el país tiene garantizada la atención de la demanda eléctrica para los próximos años y las adiciones propuestas permitirán seguir construyendo una matriz de generación renovable, confiable y diversa, consolidando un modelo eléctrico nacional basado en fuentes renovables.

La Figura 0.1 muestra la instalación anual por tipo de fuente del plan recomendado. Se incluyen únicamente los proyectos nuevos, no se muestran los retiros de plantas ni las modernizaciones.

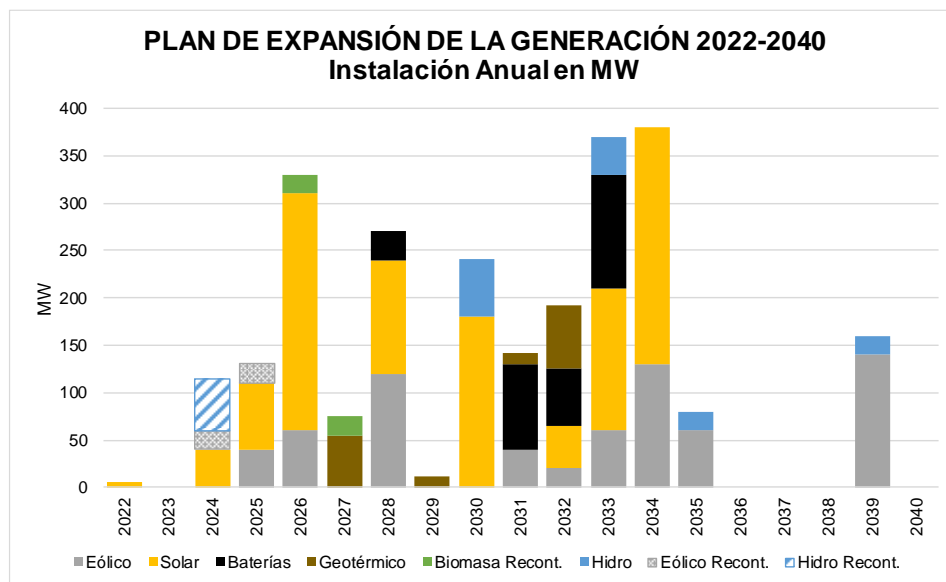


Figura 0.1 Instalación anual por tipo de fuente del Plan Recomendado 2022-2040

En la Tabla 0.1 se presenta el Plan Recomendado para el período 2022-2040.

Obsérvese la gran instalación de capacidad identificada en los años 2028, 2030, 2033 y 2034 para atender las modernizaciones de plantas cuya generación tiene un gran impacto en el SEN: Cachí, Miravalles 1, 2 y 3 y, Arenal y Dengo, respectivamente.

Tabla 0.1 Plan de Expansión de la Generación Recomendado 2022-2040

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2022-2040									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía (GWh)	% crecimiento	Potencia (MW)	% crecimiento	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Capacidad instalada al 31 de dic del 2021:									3 482
2022	11 847		1 811		1	Huacas	Solar	5	3 487
						Hidro fin Contrato GP	Hidro	-1.8	3 485
2023	12 068	1.9%	1 831	1.1%	1	Miravalles5	Geotérmico	-7	3 479
					4	Garita	Hidro	-40	3 438
						Hidro fin Contrato GP	Hidro	-5	3 433
2024	12 334	2.2%	1 852	1.2%	1	Hidro recontractación GP	Hidro	55	3 488
						Eólico recontractación GP	Eólico	20	3 508
					1	Solar	Solar	40	3 548
					4	Garita	Hidro	40.4	3 588
					7	Cachí 2	Hidro	-40	3 548
2025	12 595	2.1%	1 883	1.6%	1	Cachí 2	Hidro	40	3 588
					1	Tejona	Eólico	-6	3 582
						Eólico recontractación GP	Eólico	20	3 602
					1	Solar	Solar	70	3 672
					1	Eólico	Eólico	40	3 712
2026	12 843	2.0%	1 905	1.2%		Hidro fin contrato GP	Hidro	-61	3 652
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-46	3 605
						Biomasa fin contrato GP	Biomasa	-38	3 567
						Solar	Solar	250	3 817
						Biomasa recontractación GP	Biomasa	20	3 837
					1	Eólico	Eólico	60	3 897
2027	13 093	1.9%	1 934	1.5%	1	Biomasa recontractación GP	Biomasa	20	3 917
					7	Tejona	Eólico	-7	3 910
					7	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 810
					7	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 806
					1	Borinquen 1	Geotérmico	55	3 861
2028	13 336	1.9%	1 955	1.1%	1	Ventanas-Garita	Hidro	100	3 961
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 965
					7	Cachí 2	Hidro	-159	3 806
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 786
					1	Eólico	Eólico	120	3 906
					1	Batería	Baterías	30	3 936
					1	Solar	Solar	120	4 056
2029	13 576	1.8%	1 987	1.6%	1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 068
					4	Ventanas-Garita	Hidro	-50	4 018
					4	Cachí 2	Hidro	159	4 177
					10	Ventanas-Garita	Hidro	-50	4 127
2030	13 814	1.8%	2 013	1.3%	1	Fourth Cliff	Hidro	60.6	4 188
					7	Ventanas-Garita	Hidro	50	4 238
					1	Solar	Solar	180	4 418
2031	14 049	1.7%	2 038	1.2%	1	Ventanas-Garita	Hidro	50	4 468
					1	Miravalles1	Geotérmico	-50	4 418
						Hidro fin contrato GP	Hidro	-2.7	4 415
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-9	4 406
					1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 418
					1	Batería	Baterías	90	4 508
					1	Eólico	Eólico	40	4 548
2032	14 281	1.6%	2 062	1.2%	1	Miravalles1-Modern	Geotérmico	35	4 583
					1	Miravalles 3	Geotérmico	-26	4 557
					1	Miravalles2	Geotérmico	-50	4 507
					1	Borinquen 2	Geotérmico	55	4 562
					1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 574
					1	Eólico	Eólico	20	4 594
					1	Baterías	Baterías	60	4 654
					1	Solar	Solar	45	4 699
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	4 679
						Hidro fin contrato GP	Hidro	-2.5	4 677
2033	14 505	1.6%	2 094	1.6%	1	Arenal	Hidro	-55	4 622
					1	Corobicí	Hidro	-58	4 564
					1	Miravalles2-Modern	Geotérmico	35	4 599
					1	Miravalles3-Modern	Geotérmico	20	4 619
					1	Eólico	Eólico	60	4 679
					1	Solar	Solar	150	4 829
					1	Hidro	Hidro	40	4 869
					1	Baterías	Baterías	120	4 989
2034	14 720	1.5%	2 120	1.3%	1	Eólico fin contrato GP	Eólico	-80	4 909
					1	Solar	Solar	250	5 159
					1	Eólico	Eólico	130	5 289
2035	14 922	1.4%	2 144	1.1%	1	Eólico	Eólico	60	5 349
					3	Ampliación El Ángel	Hidro	-5	5 344
					1	Hidro	Hidro	20	5 364
2036	15 108	1.3%	2 160	0.7%	1	Arenal	Hidro	55	5 419
					1	Dengo	Hidro	58	5 477
					1	Sandillal	Hidro	-15	5 462
2037	15 280	1.1%	2 185	1.2%					5 462
2038	15 435	1.0%	2 206	1.0%	1	Sandillal	Hidro	15	5 477
2039	15 576	0.9%	2 224	0.8%	1	Hidro	Hidro	20	5 497
					1	Eólico	Eólico	140	5 637
2040	15 703	0.8%	2 235	0.5%					5 637

(Esta página intencionalmente en blanco)

1 INTRODUCCIÓN

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) tiene bajo su responsabilidad asegurar el suministro eléctrico nacional en el corto y largo plazo, garantizando el equilibrio económico entre la oferta y la demanda de la electricidad.

El instrumento utilizado en la planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en el futuro es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica que proporcionen respuestas a los requerimientos definidos en las proyecciones de demanda eléctrica. El ICE ejecuta y actualiza el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (PEG) de largo plazo en cada ciclo de planificación que normalmente corresponde con una frecuencia de cada dos años.

El plan de expansión se diseña considerando el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones o exportaciones de los países vecinos.

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040 (PEG 2022) fue formulado atendiendo los criterios que Costa Rica ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética nacional, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo.

Un sistema de generación basado en fuentes renovables requiere una cuidadosa planificación que asegure los respaldos necesarios para cubrir las variaciones propias de este tipo de fuente. Costa Rica ha sido exitosa en la visión y ejecución de metas muy ambiciosas en el tema de su matriz energética.

La diversificación de sus fuentes, la mayor parte autóctonas y renovables, ha sido el primer gran acierto del sistema de generación nacional. El segundo es la forma en que se planea y suministra el respaldo a las variaciones de producción inherentes a las fuentes renovables. Dentro de la matriz energética nacional, la única fuente renovable exenta de variaciones climatológicas es la energía geotérmica.

Ese valioso respaldo lo suministran los embalses de regulación de las plantas hidroeléctricas y las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles.

En el presente Plan de Expansión se incluyen las adiciones de capacidad definidas en ciclos de planificación anteriores y que actualmente están en ejecución:

- Planta Solar Huacas, con una potencia de 5 MW. Su entrada en operación se simula en enero de 2022.
- Planta Geotérmica Borinquen 1, con una potencia de 55 MW. Su entrada en operación se simula en enero de 2027.

El moderado crecimiento de la demanda durante los últimos años se estancó aún más con los efectos de la pandemia del COVID-19. La pandemia provocó una ruptura profunda en la estructura de consumo eléctrico del país, resultando en que los datos históricos del 2020-2022 muestran crecimientos atípicos. Después de la fuerte reducción de la demanda

eléctrica experimentada en el 2020 y buena parte del 2021, el país ha logrado recuperarse con fuerza en la segunda mitad del 2021 y durante el 2022.

La incertidumbre en las estimaciones de demanda fue considerada en la preparación de los estudios del plan. Para mitigar este efecto, se prepararon varios escenarios de análisis, simulando planes de expansión para demanda media, alta y baja, así como sensibilidades para crecimientos estimados de la generación distribuida y electromovilidad.

En los primeros años del Plan se identifican necesidades de nueva capacidad en el sistema, que por el poco tiempo disponible serán atendidas únicamente con proyectos eólicos y solares nuevos de rápida implementación, así como con la recontractación en los años 2024 y 2025 de todas las plantas de generación privada que estuvieron sin contratos durante el período de gran holgura del sistema.

En el mediano plazo, el PEG 2022 plantea la adición del Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff (2030) y el Proyecto Geotérmico Borinquen 2 (2032), así como almacenamiento con baterías. Estos proyectos son necesarios para proveer el respaldo que requiere el sistema ante una alta penetración de energías renovables variables. Además, permiten reducir el impacto en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) del agresivo plan de modernizaciones previsto, fundamentalmente ante la salida de las plantas Cachí (2024 y 2028), Miravalles (2030-2031), Arenal y Dengo (2033-2035).

2 ENTORNO CENTROAMERICANO

Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos energéticos y su infraestructura y lograr una reducción en los costos de abastecimiento de sus demandas. Con este propósito, desde 1985 se crearon organismos regionales, como el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), para promover la cooperación, la construcción de infraestructura, los intercambios de energía y la planificación conjunta entre sus miembros.

Las primeras interconexiones entre los sistemas datan de 1976 con el enlace Honduras-Nicaragua, Nicaragua-Costa Rica en 1982, Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador en 1986. En el 2002 se unieron El Salvador-Honduras; Costa Rica y Panamá agregan un segundo enlace en el 2011 denominado Anillo de la Amistad, que une ambos países por la costa del Caribe formando un anillo con el sistema existente.

Con la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, suscrito por los seis países de América Central a finales de la década de los noventa, la integración se refuerza. A partir de octubre del 2014 entra en operación el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

En las secciones siguientes se presentan datos y estadísticas que describen el entorno centroamericano. La información se basa en datos del sector eléctrico publicados periódicamente por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), la cual sistematiza y documenta la información producida por los organismos oficiales de los países y las agencias internacionales. La información se utiliza específicamente para las estadísticas del subsector eléctrico² e indicadores regionales³.

² CEPAL. (2022). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021. Ciudad de México.

³ CEPAL. (31 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas. Obtenido de <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/index.html>

2.1 SITUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DE CENTROAMÉRICA

La región centroamericana cubre un área de 509 000 km², con una población al 2021 de 50 millones de habitantes. En la Tabla 2.1 se presentan algunos datos demográficos de los seis países.

Tabla 2.1 Centroamérica: Características demográficas

CENTROAMÉRICA CARACTERÍSTICAS DEMOGRÁFICAS									
País	Población 2021	Índice Electrificación ⁽¹⁾	Viviendas con acceso a electricidad ⁽¹⁾ (millones)			Área	Generación Anual	Densidad de Población	Generación per Cápita
	millones	%	Con	Sin	Total viviendas	mil Km ²	GWh	Hab/Km ²	KWh/hab-año
Guatemala	17.4	92.4	3.1	0.3	3.33	109	11 943	159.3	688
El Salvador	6.3	98.2	1.8	0.0	1.87	21	6 085	299.7	967
Honduras	10.1	87.2	2.0	0.3	2.30	112	9 671	90.4	955
Nicaragua	6.8	98.5	1.2	0.0	1.25	139	3 699	48.6	547
Costa Rica	5.1	99.4	1.3	0.0	1.33	51	12 540	100.5	2 448
Panamá	4.3	94.4	1.1	0.1	1.18	77	11 516	55.8	2 682
Total	50.0	94.0	10.6	0.7	11.27	509	55 454	98.1	1 110

⁽¹⁾ Los datos de cobertura eléctrica y viviendas se refieren al año 2020. Guatemala: los datos indicados corresponden a la publicación de CEPAL y difieren de lo indicado en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052 del Gobierno de Guatemala, Ministerio de Energía y Minas en que se reporta un índice de electrificación del 89.26% para el año 2021.

Fuentes:
 1) CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021.
 2) CEPAL. (15 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.

La generación de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencias entre los países. El máximo consumo per cápita es casi cinco veces más alto que el mínimo. Algo similar ocurre con el producto interno bruto per cápita, donde la relación entre el máximo y el mínimo es mayor a siete, ver Figura 2.1 y Tabla 2.2.

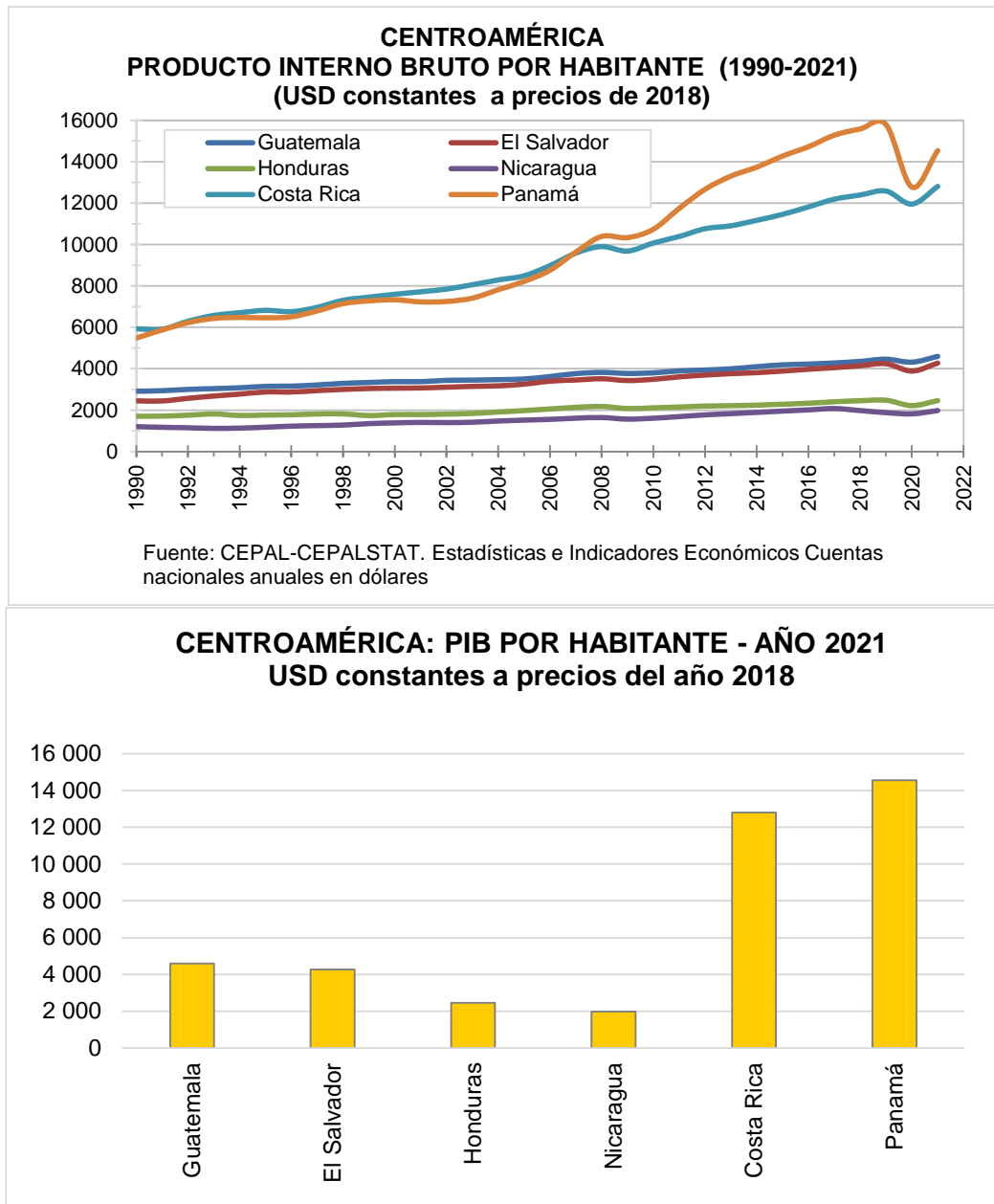


Figura 2.1 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante

En la Figura 2.1 se puede observar que durante la pandemia del COVID-19, el Producto Interno Bruto (PIB) de Panamá fue el más afectado.

Tabla 2.2 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante (USD @ dic 2018)

CENTROAMÉRICA PRODUCTO INTERNO BRUTO POR HABITANTE (Dólares constantes a precios de 2018)						
Años	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	2 914	2 443	1 709	1 203	5 927	5 485
1991	2 941	2 437	1 716	1 173	5 909	5 876
1992	3 004	2 565	1 762	1 151	6 293	6 228
1993	3 041	2 676	1 820	1 122	6 574	6 434
1994	3 081	2 771	1 747	1 134	6 706	6 483
1995	3 150	2 874	1 768	1 177	6 821	6 464
1996	3 161	2 873	1 782	1 228	6 756	6 513
1997	3 217	2 940	1 819	1 255	6 967	6 795
1998	3 293	2 997	1 823	1 281	7 306	7 149
1999	3 336	3 041	1 742	1 351	7 457	7 283
2000	3 377	3 058	1 793	1 386	7 595	7 335
2001	3 377	3 069	1 793	1 408	7 716	7 234
2002	3 440	3 106	1 812	1 400	7 845	7 253
2003	3 451	3 146	1 846	1 418	8 055	7 414
2004	3 475	3 170	1 913	1 476	8 285	7 821
2005	3 505	3 254	1 981	1 520	8 488	8 224
2006	3 624	3 398	2 061	1 557	8 980	8 759
2007	3 763	3 455	2 139	1 613	9 583	9 640
2008	3 822	3 515	2 181	1 645	9 899	10 397
2009	3 771	3 428	2 083	1 568	9 681	10 337
2010	3 801	3 488	2 116	1 613	10 069	10 745
2011	3 892	3 607	2 154	1 690	10 383	11 750
2012	3 936	3 694	2 199	1 774	10 760	12 672
2013	3 996	3 762	2 218	1 834	10 902	13 310
2014	4 096	3 811	2 244	1 894	11 165	13 743
2015	4 187	3 889	2 289	1 957	11 452	14 280
2016	4 223	3 976	2 336	2 017	11 813	14 730
2017	4 277	4 054	2 407	2 080	12 185	15 288
2018	4 352	4 146	2 457	1 982	12 387	15 588
2019	4 458	4 244	2 480	1 881	12 577	15 798
2020	4 315	3 889	2 221	1 822	11 949	12 776
2021	4 594	4 275	2 462	1 983	12 802	14 543

Fuente: CEPAL-CEPALSTAT. Estadísticas e Indicadores Económicos. Cuentas nacionales anuales en dólares a precios constantes 2018. Consulta 15 diciembre 2022

- **Cobertura Eléctrica en la Región**

En las últimas dos décadas la mayoría de los países realizó esfuerzos importantes en electrificación rural. Esto ha permitido mejorar sensiblemente los índices de cobertura eléctrica, como se muestra en la Figura 2.2.

Para el año 2020 se estimó que el 94% de la población de los países de Centroamérica tenía acceso al servicio de electricidad, ya fuera mediante conexión a la red eléctrica de las empresas distribuidoras o mediante sistemas aislados con fuentes mayoritariamente renovables. Entre estos sistemas aislados sobresale la electricidad generada con paneles fotovoltaicos.

Para cada país, el acceso al servicio eléctrico muestra los siguientes valores: Costa Rica (99.4%), Nicaragua (98.5%), El Salvador (98.2%), Panamá (94.4%), Guatemala (92.4%) y Honduras (87.2%). Todos los países reportan importantes avances.

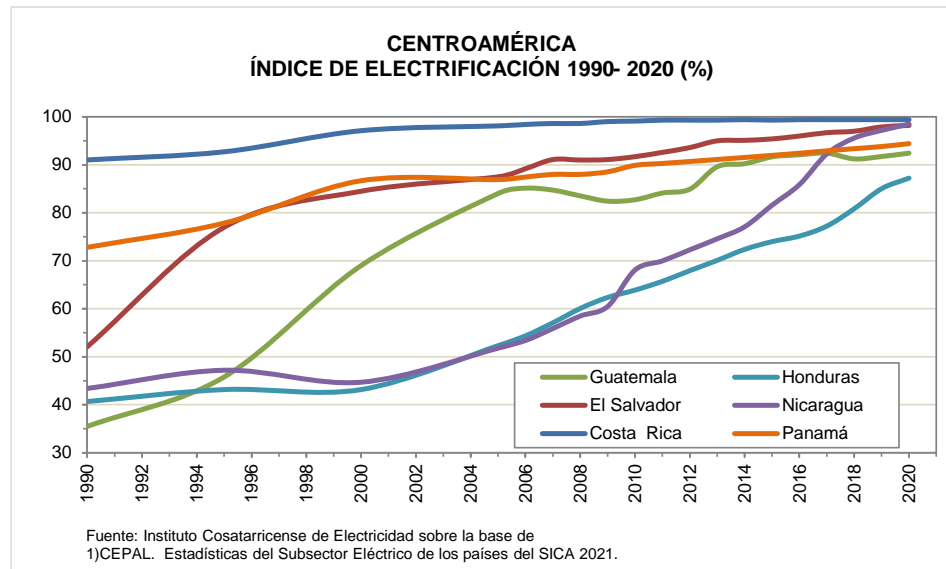


Figura 2.2 Centroamérica: Índice de Electrificación 1990-2020 (%)

La región centroamericana ha experimentado reformas significativas en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta se han realizado reestructuraciones que sustituyeron el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas, por mercados con mayores grados de competencia y participación privada, particularmente en la actividad de generación.

En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se hicieron profundos cambios en relativamente poco tiempo, en los segmentos de generación, transmisión y distribución. Honduras empezó este proceso más tarde, primero en el segmento de generación y en el 2018 en el segmento de distribución, concesionando a un tercero la administración de la red nacional de distribución por un período de siete años. En Costa Rica la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación; en distribución han operado históricamente ocho empresas.

En los cuatro países que reestructuraron su sector funciona un mercado de generación regulado: mercado mayorista de costos o precios, con regulación gubernamental. En Honduras se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada. Tanto en Honduras como en Costa Rica, la empresa estatal tiene a cargo la mayor parte de la generación, transmisión, distribución y comercialización.

2.2 EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

En este capítulo se presenta la evolución histórica de los sistemas de generación de los diferentes países en cuanto a capacidad instalada, generación y demanda máxima.

2.2.1 Capacidad instalada

La evolución de la capacidad instalada en Centroamérica se puede observar en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por fuente (MW)

CENTROAMÉRICA								
CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE (MW)								
Años	Hidroeléctrica	Geotérmica	Térmica	Biomasa	Eólica	Biogas	Solar	Total
1990	2 709	165	1 256	-	-	-	-	4 129
1995	2 797	235	2 114	73	-	-	-	5 218
2000	3 315	405	3 291	205	43	-	-	7 258
2001	3 312	409	3 319	291	62	-	-	7 393
2002	3 525	416	3 580	311	62	-	-	7 893
2003	3 728	434	3 708	351	69	-	-	8 289
2004	3 800	427	4 150	420	69	4	-	8 868
2005	3 881	437	4 217	530	69	4	-	9 138
2006	4 081	433	3 484	603	69	4	-	8 673
2007	4 044	502	4 224	634	70	4	-	9 477
2008	4 284	502	4 695	688	70	4	-	10 242
2009	4 287	507	5 022	735	160	4	-	10 715
2010	4 491	507	5 301	724	183	4	-	11 209
2011	4 961	559	5 176	753	298	10	-	11 756
2012	5 284	636	5 123	849	396	10	1	12 298
2013	5 379	626	5 310	990	417	10	1	12 732
2014	5 725	626	5 359	1 152	590	6	8	13 467
2015	6 020	626	5 685	1 412	945	9	528	15 224
2016	6 748	615	5 774	1 728	1 026	17	597	16 504
2017	6 928	650	5 635	1 770	1 135	21	815	16 954
2018	7 064	650	6 285	1 807	1 196	21	978	18 002
2019	7 199	704	6 118	1 845	1 210	21	1 228	18 324
2020	7 300	708	6 124	1 829	1 228	21	1 312	18 521
2021	7 359	705	6 070	1 830	1 243	20	1 483	18 710

Fuentes:

1) CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021.

2) CEPAL. (15 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.

Al final de la década de los ochenta, la hidroelectricidad y otras fuentes marginales representaban el 70% de los MW totales. En la siguiente década, simultáneamente con los procesos de apertura de los mercados, hubo un repunte de la generación con combustibles fósiles, y la capacidad instalada térmica creció y alcanzó cerca del 50% de la matriz. Esta tendencia se revertió a partir de la década del 2010, con la incorporación de opciones tecnológicas renovables ya maduras, como la eólica y la fotovoltaica. La capacidad instalada de plantas térmicas en Centroamérica es actualmente de un 30%.

En la Figura 2.3 se muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de fuente.

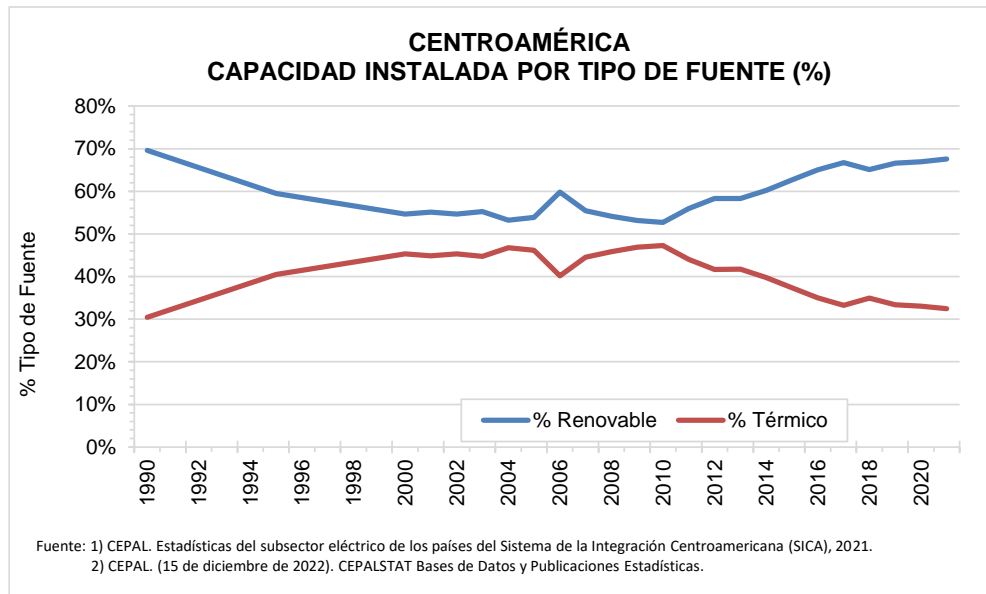


Figura 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por tipo fuente (%)

Dentro de los esfuerzos de nueva capacidad desarrollados en la región, la energía solar ha mostrado gran dinamismo, principalmente a partir del año 2015, liderado por El Salvador, Panamá y Honduras. Las principales adiciones de capacidad realizadas en el período 2016-2021 se muestran en la Figura 2.4. Además de la solar, destacan importantes adiciones hidroeléctricas en Honduras, Guatemala y Costa Rica. En desarrollo eólico y geotérmico, el liderazgo lo ha tenido Costa Rica, seguido de Honduras. Por su parte, Guatemala ha adicionado una considerable capacidad en biomasa. También es de resaltar la incorporación de plantas térmicas en Panamá y Honduras.

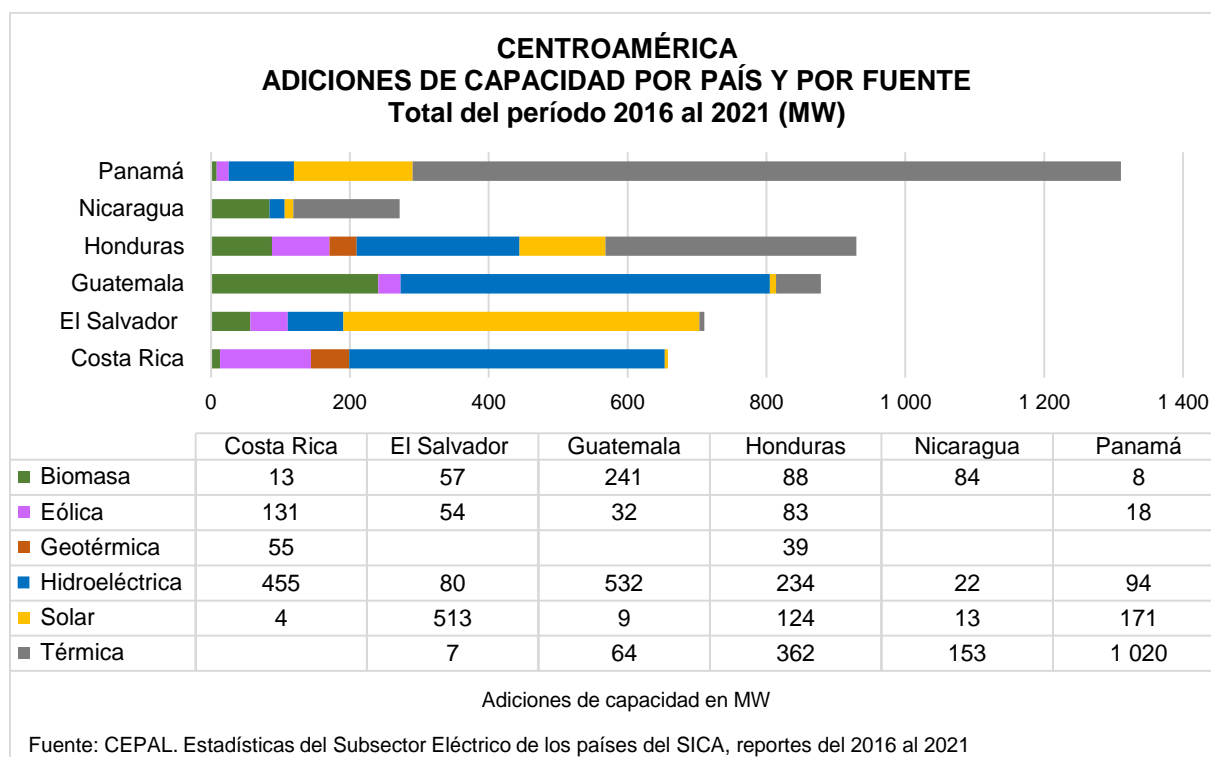


Figura 2.4 Centroamérica: Adiciones de capacidad por país y por fuente. Total del período 2016 al 2021 (MW)

2.2.2 Generación

La generación eléctrica histórica por país se presenta en la Tabla 2.4 y la Figura 2.5. La generación centroamericana muestra un decrecimiento de -2.1% entre el 2019 y el 2020 por efecto de la pandemia del COVID-19. En el 2021 la generación crece 4% producto de la rápida recuperación de la demanda en Guatemala, Honduras, Costa Rica y Panamá.

Tabla 2.4 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh)

CENTROAMÉRICA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR PAÍS (GWh)								CENTROAMÉRICA GENERACIÓN - CRECIMIENTO ANUAL POR PAÍS (%)							
Años	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total	Años	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
1990	2 318	2 164	2 274	1 251	3 543	2 625	14 175	1990							
2000	6 048	3 390	3 739	2 096	6 886	4 797	26 956	2000							
2001	5 772	3 976	3 959	2 286	6 896	5 133	28 022	2001	-4.6%	17.3%	5.9%	9.1%	0.1%	7.0%	4.0%
2002	6 191	4 274	4 162	2 402	7 439	5 245	29 713	2002	7.3%	7.5%	5.1%	5.1%	7.9%	2.2%	6.0%
2003	6 575	4 487	4 607	2 561	7 511	5 566	31 307	2003	6.2%	5.0%	10.7%	6.6%	1.0%	6.1%	5.4%
2004	6 999	4 689	4 908	2 647	7 968	5 748	32 959	2004	6.4%	4.5%	6.5%	3.4%	6.1%	3.3%	5.3%
2005	7 221	4 943	5 625	2 808	8 146	5 761	34 504	2005	3.2%	5.4%	14.6%	6.1%	2.2%	0.2%	4.7%
2006	7 434	5 529	6 020	2 895	8 564	5 938	36 380	2006	2.9%	11.9%	7.0%	3.1%	5.1%	3.1%	5.4%
2007	7 940	5 749	6 334	2 935	8 990	6 282	38 230	2007	6.8%	4.0%	5.2%	1.4%	5.0%	5.8%	5.1%
2008	7 904	5 916	6 547	3 100	9 413	6 265	39 145	2008	-0.5%	2.9%	3.4%	5.6%	4.7%	-0.3%	2.4%
2009	7 979	5 663	6 592	3 196	9 236	6 879	39 545	2009	0.9%	-4.3%	0.7%	3.1%	-1.9%	9.8%	1.0%
2010	7 914	5 878	6 722	3 403	9 503	7 249	40 669	2010	-0.8%	3.8%	2.0%	6.5%	2.9%	5.4%	2.8%
2011	8 147	5 991	7 125	3 567	9 760	7 703	42 293	2011	2.9%	1.9%	6.0%	4.8%	2.7%	6.3%	4.0%
2012	8 704	5 988	7 503	3 626	10 076	8 385	44 282	2012	6.8%	0.0%	5.3%	1.7%	3.2%	8.9%	4.7%
2013	9 271	5 968	7 826	3 745	10 136	8 862	45 808	2013	6.5%	-0.3%	4.3%	3.3%	0.6%	5.7%	3.4%
2014	9 781	5 951	7 814	3 999	10 118	9 196	46 859	2014	5.5%	-0.3%	-0.2%	6.8%	-0.2%	3.8%	2.3%
2015	10 302	5 687	8 460	4 169	10 714	10 198	49 529	2015	5.3%	-4.4%	8.3%	4.3%	5.9%	10.9%	5.7%
2016	10 878	5 658	8 592	4 151	10 782	10 776	50 835	2016	5.6%	-0.5%	1.6%	-0.4%	0.6%	5.7%	2.6%
2017	11 490	5 120	9 014	4 077	11 210	10 938	51 849	2017	5.6%	-9.5%	4.9%	-1.8%	4.0%	1.5%	2.0%
2018	12 522	5 038	8 810	4 185	11 356	11 105	53 015	2018	9.0%	-1.6%	-2.3%	2.7%	1.3%	1.5%	2.2%
2019	12 228	6 075	9 253	4 057	11 313	11 552	54 479	2019	-2.3%	20.6%	5.0%	-3.1%	-0.4%	4.0%	2.8%
2020	11 122	6 190	9 001	4 748	11 534	10 721	53 316	2020	-9.0%	1.9%	-2.7%	17.0%	2.0%	-7.2%	-2.1%
2021	11 943	6 085	9 671	3 699	12 540	11 516	55 454	2021	7.4%	-1.7%	7.4%	-22.1%	8.7%	7.4%	4.0%

Fuentes:
 1) CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021.
 2) CEPAL. (15 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.

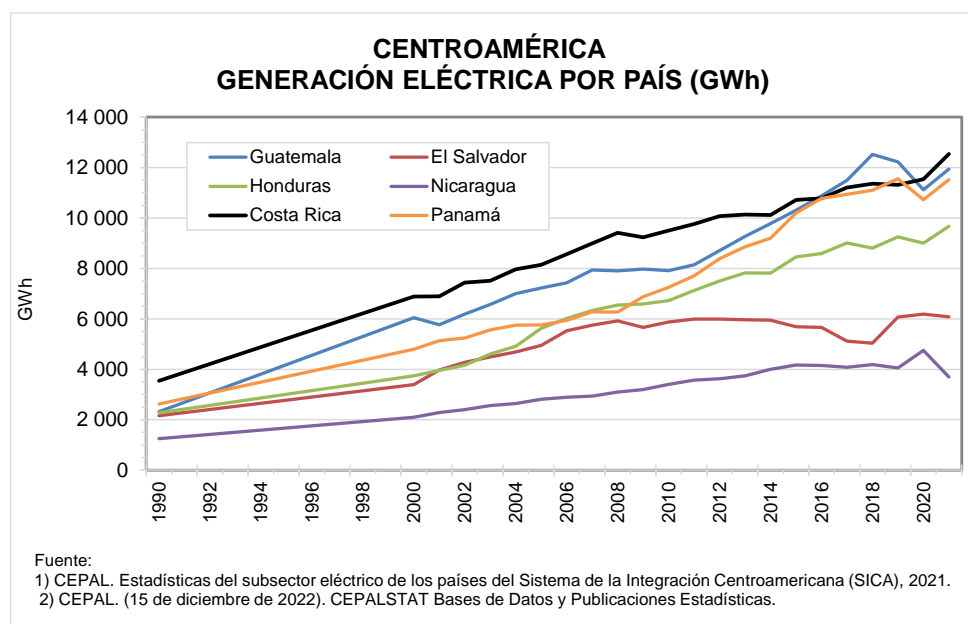


Figura 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh)

La generación eléctrica (GWh) por fuente se presenta en la Tabla 2.5 y la Figura 2.6.

Tabla 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)

CENTROAMÉRICA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTE (GWh)								
Años	Hidroeléctrica	Geotérmica	Térmica	Biomasa	Eólica	Biogás	Solar	Total
1990	12 166	748	1 262	0	0	0	0	14 175
1995	11 469	1 159	6 700	127	0	0	0	19 455
2000	15 418	1 999	8 634	722	183	0	0	26 955
2001	13 715	2 242	11 246	635	186	0	0	28 023
2002	14 463	2 341	11 875	774	259	0	0	29 712
2003	14 530	2 503	13 244	801	230	0	0	31 307
2004	16 062	2 504	13 251	888	255	5	0	32 965
2005	17 050	2 462	13 537	1 251	204	12	0	34 516
2006	17 791	2 636	14 325	1 356	274	7	0	36 387
2007	17 750	2 976	15 661	1 602	241	1	0	38 230
2008	19 828	3 113	14 428	1 577	198	1	0	39 146
2009	18 660	3 150	15 450	1 849	436	1	0	39 546
2010	20 974	3 131	14 268	1 776	519	0	0	40 668
2011	20 626	3 188	16 077	1 644	738	20	0	42 292
2012	22 144	3 542	15 666	1 715	1 190	23	0	44 280
2013	21 671	3 779	16 892	2 080	1 351	33	1	45 808
2014	21 342	3 819	17 354	2 222	2 080	33	10	46 859
2015	22 224	3 665	17 265	2 615	3 123	47	591	49 529
2016	22 490	3 725	17 036	3 129	3 279	9	1 167	50 835
2017	26 829	3 598	13 542	3 163	3 198	61	1 458	51 849
2018	26 568	3 676	13 276	3 249	4 423	71	1 756	53 020
2019	21 455	4 147	18 364	3 485	4 386	74	2 166	54 076
2020	26 617	4 414	11 220	3 190	3 622	86	2 514	51 663
2021	29 378	4 278	11 325	3 449	3 979	71	2 975	55 454

Fuentes:
 1) CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021.
 2) CEPAL. (15 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.

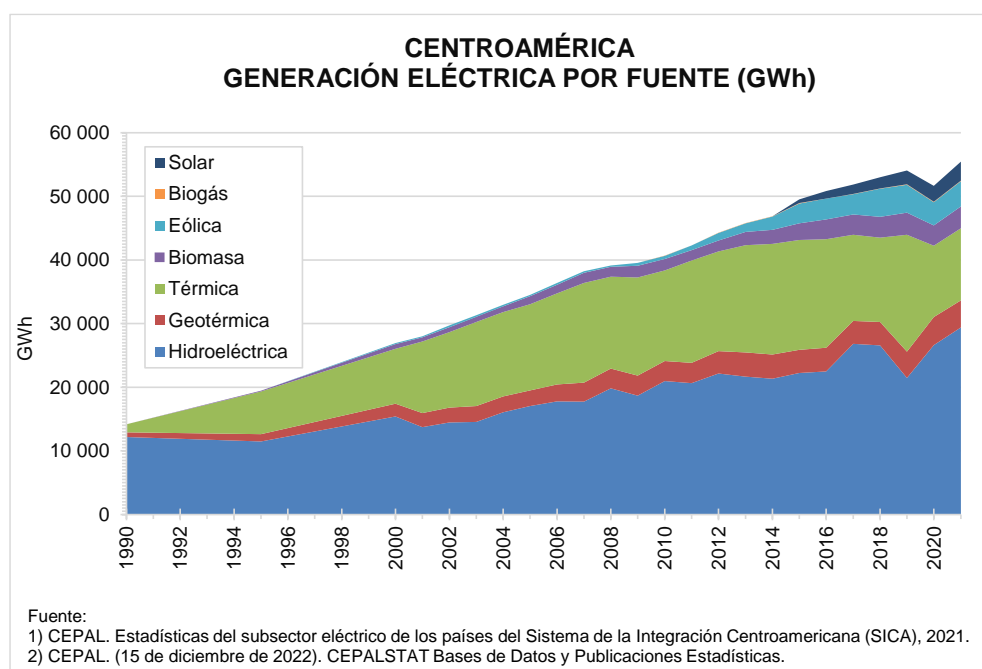


Figura 2.6 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)

En la Figura 2.6 se observa que hasta 1990 la principal fuente de generación de la Región era la hidroeléctrica. En los años noventa la geotermia empieza su desarrollo y una década después inicia el desarrollo eólico, así como el aprovechamiento de la biomasa. La generación solar cobra fuerza en la región en años recientes, y en gran medida bajo la figura de generación distribuida.

La generación con energías renovables en la región cayó de un 91% a un 60% en la década de los 90, por lo que la dependencia del petróleo llegó a un 40%. A finales de la década del 2000 nuevamente empieza a aumentar la generación renovable, pero aún con una dependencia importante de los hidrocarburos, como se observa en la Figura 2.7.

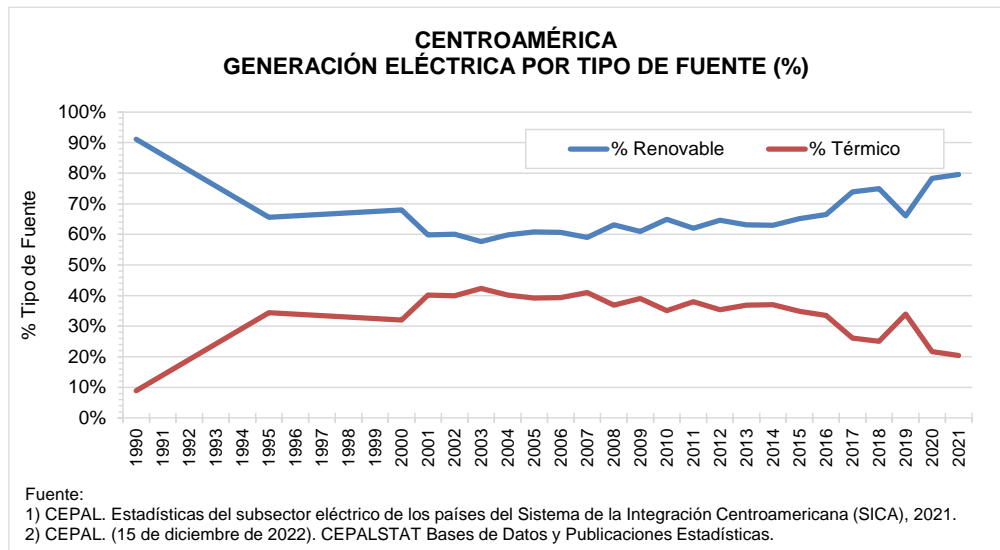


Figura 2.7 Centroamérica: Generación eléctrica por tipo de fuente (%)

2.2.3 Demanda máxima

La demanda máxima de potencia por país se presenta en la Tabla 2.6 y la Figura 2.8.

Tabla 2.6 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)

CENTROAMÉRICA DEMANDA MÁXIMA POR PAÍS (MW)							
Años	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
1990	452	412	351	253	682	464	2 615
1995	717	592	504	327	872	619	3 631
2000	1 017	758	702	397	1 121	777	4 772
2003	1 185	785	857	442	1 253	883	5 404
2004	1 256	809	921	466	1 312	925	5 688
2005	1 290	829	1 014	483	1 390	946	5 952
2006	1 383	881	1 088	501	1 461	971	6 285
2007	1 443	906	1 126	507	1 500	1 024	6 507
2008	1 430	924	1 205	506	1 526	1 064	6 656
2009	1 473	906	1 203	525	1 497	1 154	6 757
2010	1 468	948	1 245	539	1 536	1 222	6 958
2011	1 491	962	1 240	570	1 546	1 287	7 095
2012	1 533	975	1 282	610	1 593	1 386	7 379
2013	1 564	1 004	1 336	620	1 593	1 444	7 561
2014	1 636	1 035	1 383	636	1 632	1 504	7 825
2015	1 672	1 089	1 446	665	1 612	1 612	8 096
2016	1 702	1 093	1 515	672	1 675	1 618	8 274
2017	1 750	1 081	1 561	680	1 692	1 657	8 420
2018	1 763	1 072	1 602	692	1 716	1 665	8 509
2019	1 785	1 044	1 639	718	1 716	1 961	8 863
2020	1 787	1 010	1 618	689	1 738	1 969	8 810
2021	1 830	1 030	1 738	727	1 763	2 020	9 108

Fuente:
 1) CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021.
 2) CEPAL. (15 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.

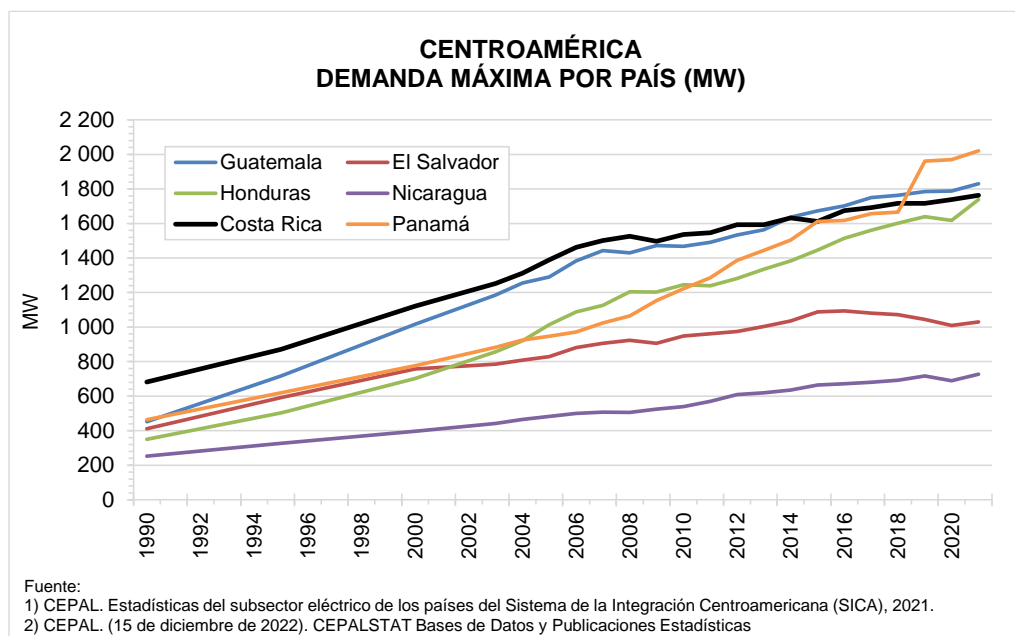


Figura 2.8 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)

2.3 INTERCONEXIONES REGIONALES

El sistema de transmisión de América Central está formado por los sistemas nacionales y las interconexiones entre países. El voltaje de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque a lo interno de cada sistema se utilizan también 138 kV, 115 kV y otros voltajes menores.

El MER dispone de una red regional que interconecta los sistemas de transmisión de los seis países de América Central, denominada Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). La Empresa Propietaria de la Red (EPR) es la encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el SIEPAC.

El SIEPAC está constituido por líneas de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con previsión para doble circuito en el futuro. En algunos tramos se ha construido un segundo circuito a petición de los agentes nacionales de transmisión para atender necesidades locales. En total son 1 796 km que atraviesan toda Centroamérica. En la Figura 2.9 se muestra el detalle del trazado de la línea SIEPAC. Se indica además en cuales tramos ya se cuenta con un doble circuito en operación.

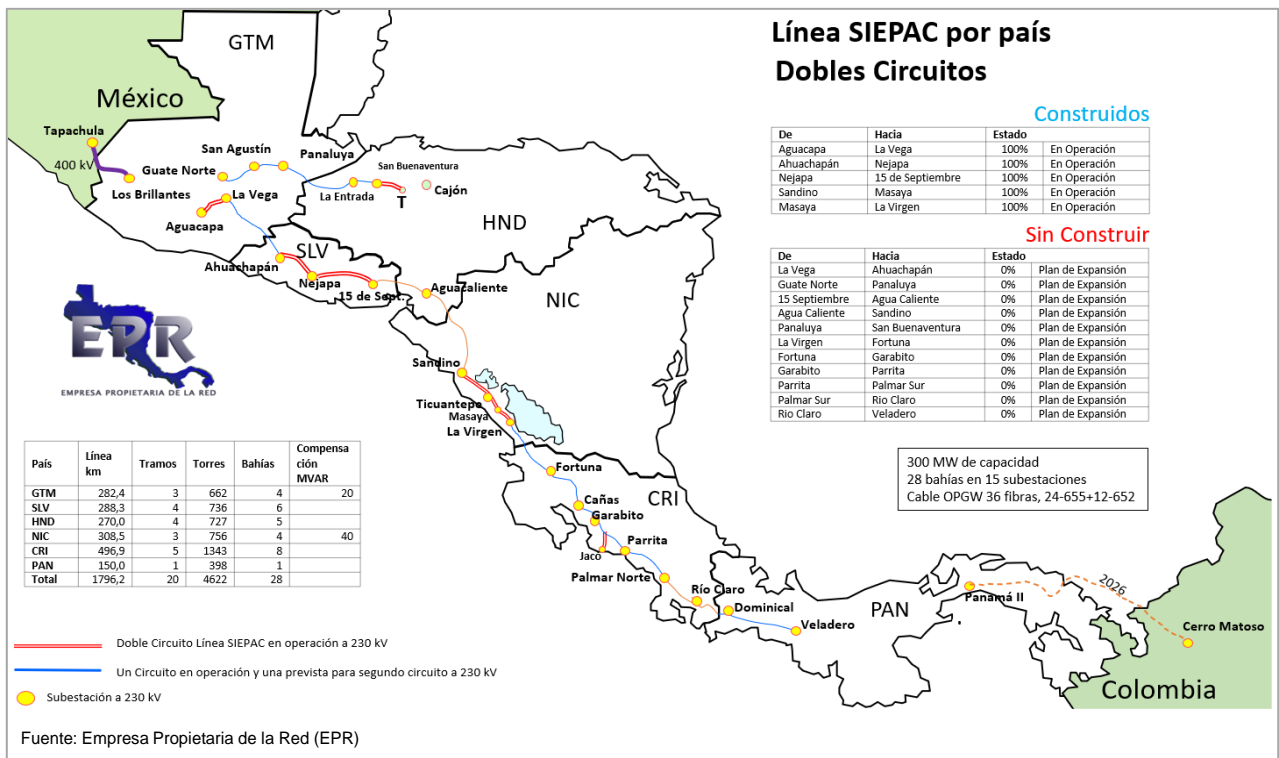


Figura 2.9 Línea SIEPAC

La línea SIEPAC fue diseñada para permitir intercambios entre los países hasta de 300 MW, con la posibilidad de duplicar esta capacidad de acuerdo con los requerimientos futuros del MER. Actualmente, las transferencias máximas entre países son mucho menores a 300 MW en varios de los tramos debido a problemas que experimentan algunos países para implementar refuerzos nacionales internos de transmisión. Esta situación se ha

presentado con mucha intensidad en Nicaragua, provocando que el mercado regional opere frecuentemente en dos grupos: Guatemala, Honduras y el Salvador en el norte; y Costa Rica y Panamá en el sur. Nicaragua, por su parte, interactúa con ambos bloques. Esta condición ha interferido en la vitalidad del mercado, afectando principalmente a Costa Rica y Panamá.

Panamá también ha enfrentado problemas en su red de transmisión provocando que la capacidad de trasiego norte-sur en los últimos años haya sido muy baja, incluso con valores nulos en ciertos períodos.

Las capacidades de transmisión norte-sur y sur norte se muestran en la Figura 2.10 y Figura 2.11, respectivamente.

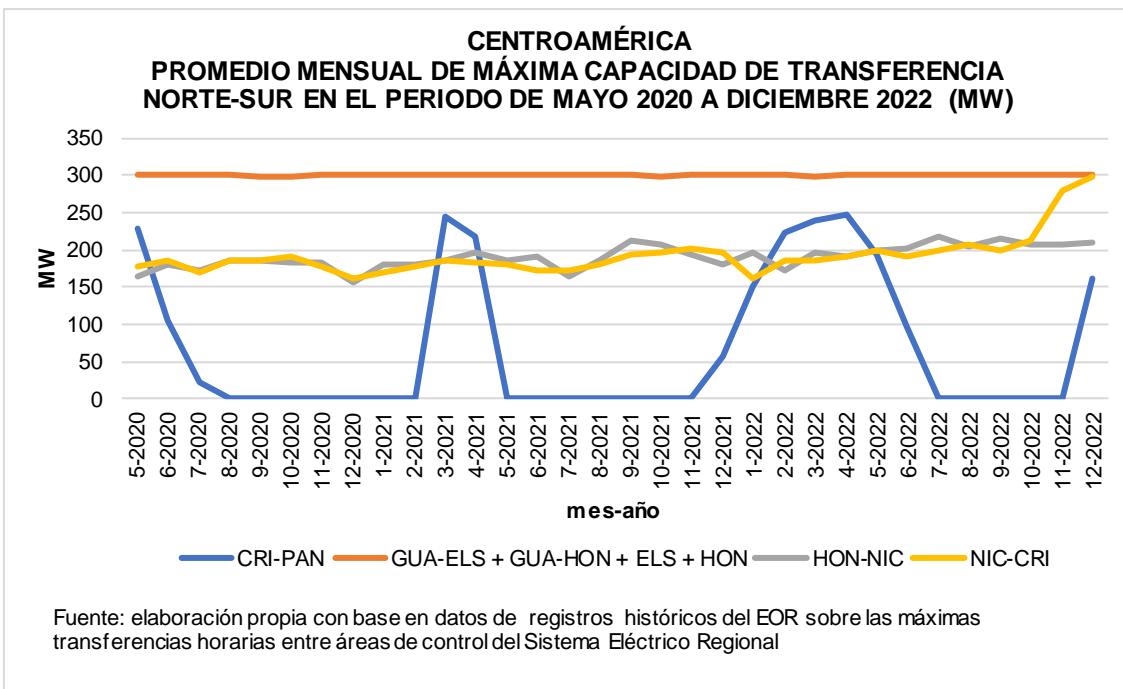


Figura 2.10 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia norte-sur Período mayo 2020 a diciembre 2022 (MW)

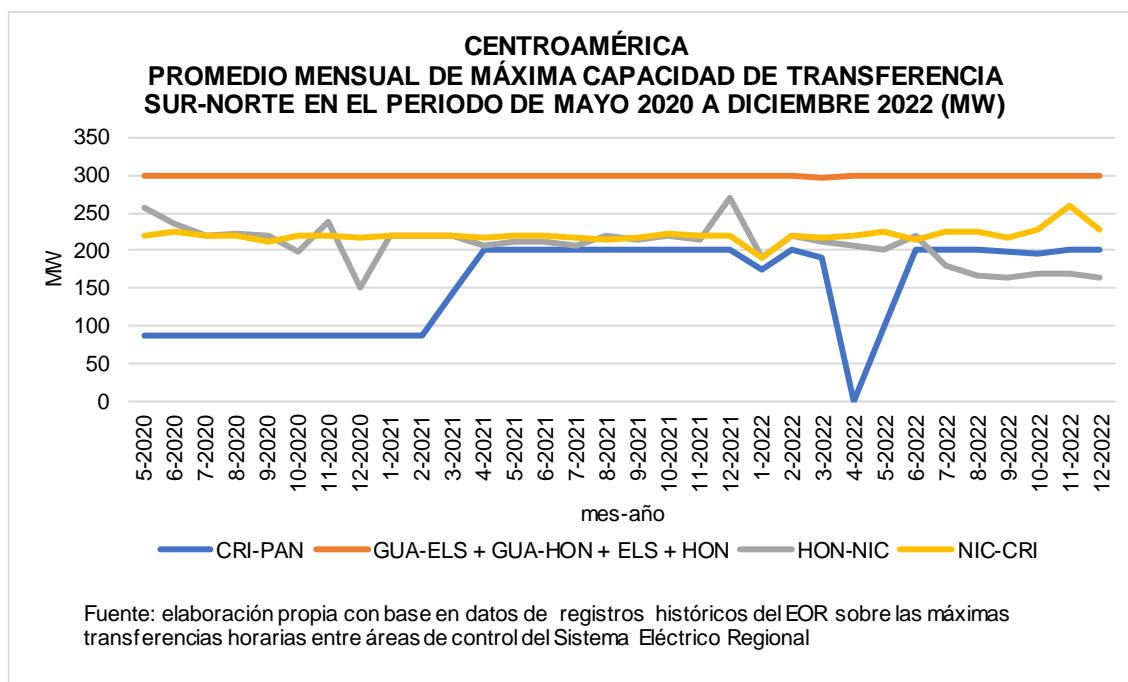


Figura 2.11 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia sur-norte Período mayo 2020 a diciembre 2022 (MW)

En la Tabla 2.7 y la Tabla 2.8 se presentan las capacidades máximas de transferencias de potencia (MW) entre áreas de control, determinadas por el EOR⁴ en el mes de diciembre del 2022.

Tabla 2.7 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Norte-Sur en diciembre 2022 (MW)

CENTROAMÉRICA				
MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE-SUR EN DICIEMBRE 2022 (MW)				
Escenario de Demanda	GUA-ELS+GUA-HON +ELS-HON (1)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMA
Máxima	300	220	290	0
Media	300	210	300	0
Mínima	300	210	300	0
(1) Máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier combinación de valores de importación simultánea				
Fuente: Ente Operador de la Red-EOR. Estudio de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional-SER. Diciembre 2022.				

⁴ Ente Operador Regional - EOR. (2022). *Estudio de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control de SER diciembre 2022. Resultados Finales*. San Salvador.

Tabla 2.8 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Sur-Norte en diciembre 2022 (MW)

CENTROAMÉRICA				
MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR-NORTE EN DICIEMBRE 2022 (MW)				
Escenario de Demanda	GUA-ELS+GUA-HON +ELS-HON (1)	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	220	260	200
Media	300	100	220	200
Mínima	300	220	220	200
(1) Máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier combinación de valores de importación simultánea				
Fuente: Ente Operador de la Red-EOR. Estudio de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del Sistema Electrico Regional-SER. Diciembre 2022.				

- **Interconexión México-Guatemala**

La interconexión México-Guatemala nace del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla (2001). El EOR autorizó la puesta en servicio de la interconexión Guatemala-México en el año 2010 y en abril inicia la Operación Normal Transitoria.

La interconexión consiste en una línea de transmisión de 400 kV con una longitud de 99 km (27 km en México y 72 km en Guatemala) que une las subestaciones Los Brillantes en Guatemala, con Tapachula en México. La subestación cuenta con un banco de transformación trifásico de 400/230/13.8 kV y una capacidad de 225 Mvar y un banco de reactores de 50 Mvar.

De acuerdo con lo indicado en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052 (PET 2022-2052) del Gobierno de Guatemala⁵, el enlace existente en 400 kV que actualmente interconecta Guatemala con México garantiza la seguridad de suministro de energía eléctrica ante un faltante de energía. Esto ha evidenciado la importancia de analizar la inclusión de una red troncal en 400 kV desde la subestación Los Brillantes, pasando por la región metropolitana, hacia un punto en la región Norte y en la región Oriente del país. Se espera que la red troncal brindará la confiabilidad necesaria de las transacciones de energía entre México y Guatemala, permitirá una interconexión con Belice y reforzará las interconexiones existentes con El Salvador y Honduras.

Este mismo documento indica la necesidad de reconversión del voltaje de 230 a 400 kV y la ampliación de las subestaciones existentes El Melonar, Vado Hondo, Yalchacti y Petén Itza, momento en el cual se podrá cerrar la segunda interconexión con México en 400 kV. Contempla también una segunda interconexión con México desde la subestación Petén Itzá de la que aún no se ha confirmado su viabilidad técnica y económica, tanto para Guatemala

⁵ Ministerio de Energía y Minas. (2022). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052*. Guatemala: MEM.

como para México. Se considera como otra opción la interconexión con México desde la subestación Yalchacti.

- **Interconexión Panamá-Colombia**

Actualmente no existe una interconexión entre Panamá y Colombia, sin embargo, este proyecto se ha estado concibiendo desde hace más de 15 años.

De concretarse la interconexión, será un complemento esencial para el fortalecimiento de la integración regional permitiendo la integración de la Comunidad Andina con Mesoamérica.

Según se extrae de la información de la EPR⁶, la concepción actual del proyecto consiste en una línea de transmisión desde la subestación Cerromatoso en Colombia, hasta la subestación Panamá II. La longitud sería de 500 km con una capacidad 400 MW.

En seguimiento a los mandatos y al acuerdo presidencial suscrito por Panamá y Colombia en el marco de la XVII Cumbre de Tuxtla, recientemente se han realizado reuniones entre las autoridades de esos países para establecer un esquema regulatorio que viabilice la ejecución de esta interconexión, la cual ya cuenta con cuatro estudios previos de diseño relacionados con el corredor ambiental, diseño básico de la línea, diseño de estación HDVC⁷ y cable marino.

El Ministerio de Relaciones Exteriores de Panamá indica en su página web⁸ que se han identificado acciones para la conformación de un plan de trabajo 2023-2024, en el que se incluye la concertación de una agenda de seguimiento, la integración de equipos de trabajo, el nombramiento de enlaces de colaboración y otros, con el acompañamiento y respaldo de Proyecto Mesoamérica y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

⁶ Empresa Propietaria de la Red EPR. (9 de mayo de 2023). INTERCONEXIÓN PANAMÁ – COLOMBIA. Obtenido de <https://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>

⁷ High-voltage direct current.

⁸ Ministerio de Relaciones Exteriores de Panamá. (9 de mayo de 2023). PANAMÁ Y COLOMBIA AVANZAN EN PROYECTO BINACIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA. Obtenido de <https://mire.gob.pa/panama-y-colombia-avanzan-en-proyecto-binacional-de-interconexion-electrica/>

2.4 ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

El MER fue creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano. Los principios y reglas básicas del MER emanan del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y sus Protocolos.

Las transacciones comerciales de energía están regidas por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, denominado RMER.

El MER funciona como un séptimo mercado, superpuesto con los sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana. El MER convive con los mercados internos particulares de cada país y respeta las diferencias que existen entre ellos. Este mercado complementa los mercados nacionales ya existentes a través de transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre agentes radicados en diferentes países.

Las regulaciones de los estados centroamericanos están orientadas a satisfacer de manera prioritaria las necesidades nacionales. La generación de cada país está destinada prioritariamente a cubrir demanda interna y el MER se ha utilizado como un complemento donde pueden colocarse excedentes de los mercados locales. Aunque la aspiración del Tratado Marco también incluye el desarrollo de plantas de carácter regional, todavía no se dan las condiciones institucionales y regulatorias para facilitar este objetivo.

El MER se encuentra en una fase de maduración y crecimiento, donde además de transar volúmenes crecientes de energía, está ajustando y consolidando sus reglas e instituciones.

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), conformada por representantes de los organismos reguladores de cada país, actúa como regulador regional. El EOR se encarga de la operación y el despacho regional. El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) facilita el cumplimiento de los compromisos de los países signatarios y coordina la interrelación de los organismos regionales del MER. La operación técnica y comercial se rige por el Reglamento del MER denominado "RMER".

Los intercambios se realizan entre los agentes habilitados por cada país ante el EOR. Por ley, en Costa Rica el único agente regional es el ICE. Todas las transacciones deben ser coordinadas con el Operador de Mercado (OM) de cada país y comunicadas con anticipación al EOR, quien verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Posteriormente el EOR coordina con los OM el predespacho del día siguiente.

Los intercambios entre el 2009 y 2021 se muestran en la Tabla 2.9, donde se registra el volumen total de transacciones. Los niveles actuales de intercambio son todavía modestos: en el 2021 las transacciones fueron de 3 023 GWh, un 5% de la generación total de la región. Se espera que las transacciones sean mayores conforme los países concluyan todos los refuerzos en sus sistemas nacionales y el mercado eléctrico madure.

Tabla 2.9 Centroamérica: Transacciones en el MER: 2009-2021

CENTROAMÉRICA													
TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)													
País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
INYECCIÓN (ventas en GWh)													
Guatemala	82	116	151	146	478	986	843	1 110	1 741	1 799	1 657	1 066	1 116
El Salvador	78	88	100	77	99	238	82	224	144	209	657	551	379
Honduras	46	13	1	1	6	4	3	16	13	8	6	0	3
Nicaragua	1	43	41	3	16	49	22	18	1	0	0	0	0
Costa Rica	68	38	43	23	20	70	280	181	230	307	323	624	1 009
Panamá	92	38	8	58	71	99	139	398	318	327	432	580	503
Total	368	336	344	308	690	1 446	1 368	1 947	2 447	2 651	3 074	2 821	3 010
RETIRO (compras en GWh)													
Guatemala	14	0	0	0	0	1	2	5	19	10	10	92	81
El Salvador	206	172	214	161	382	619	981	1 213	1 729	1 968	1 949	1 193	1 662
Honduras	0	22	44	76	117	320	152	195	331	381	260	292	205
Nicaragua	2	10	10	20	52	22	34	205	327	201	434	1 071	1 005
Costa Rica	82	62	5	34	62	252	172	313	32	66	340	118	6
Panamá	64	70	71	17	75	189	17	30	7	15	96	97	64
Total	368	336	344	307	688	1 404	1 358	1 961	2 445	2 641	3 088	2 863	3 023
NETO (ventas - compras en GWh)													
Guatemala	68	116	151	146	478	985	841	1 105	1 722	1 789	1 648	974	1 035
El Salvador	-128	-84	-114	-84	-283	-381	-899	-989	-1 585	-1 759	-1 292	-643	-1 283
Honduras	46	-9	-43	-74	-111	-316	-149	-179	-318	-373	-254	-292	-202
Nicaragua	0	33	31	-17	-36	27	-12	-187	-326	-201	-434	-1 071	-1 005
Costa Rica	-14	-24	38	-12	-42	-182	108	-132	198	242	-17	506	1 003
Panamá	28	-32	-63	42	-4	-91	122	368	311	313	335	483	440
Total	0	0	0	0	3	42	10	-14	2	10	-14	-42	-13
Fuentes:													
1) CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021.													
2) CEPAL. (15 de diciembre de 2022). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.													

La evolución de las exportaciones del conjunto de los países de la región para el período 1990-2021 se muestra en la Figura 2.12. Obsérvese el incremento significativo a partir de la entrada en operación del SIEPAC en el 2014.

En la Figura 2.13 se observa la evolución de las transacciones del MER, de las cuales se rescata la participación de Guatemala, Costa Rica y Panamá como exportadores netos, mientras que El Salvador, Honduras y Nicaragua, se han mantenido como importadores netos.

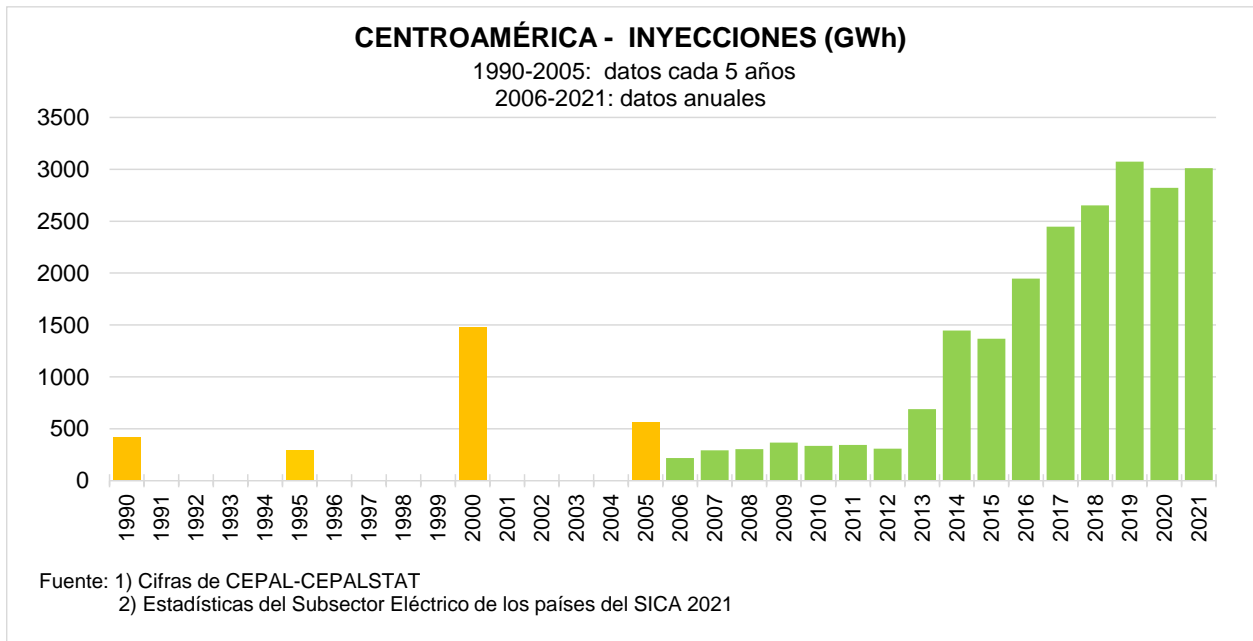


Figura 2.12 Centroamérica: Inyección (ventas) de 1990 al 2021 (GWh)

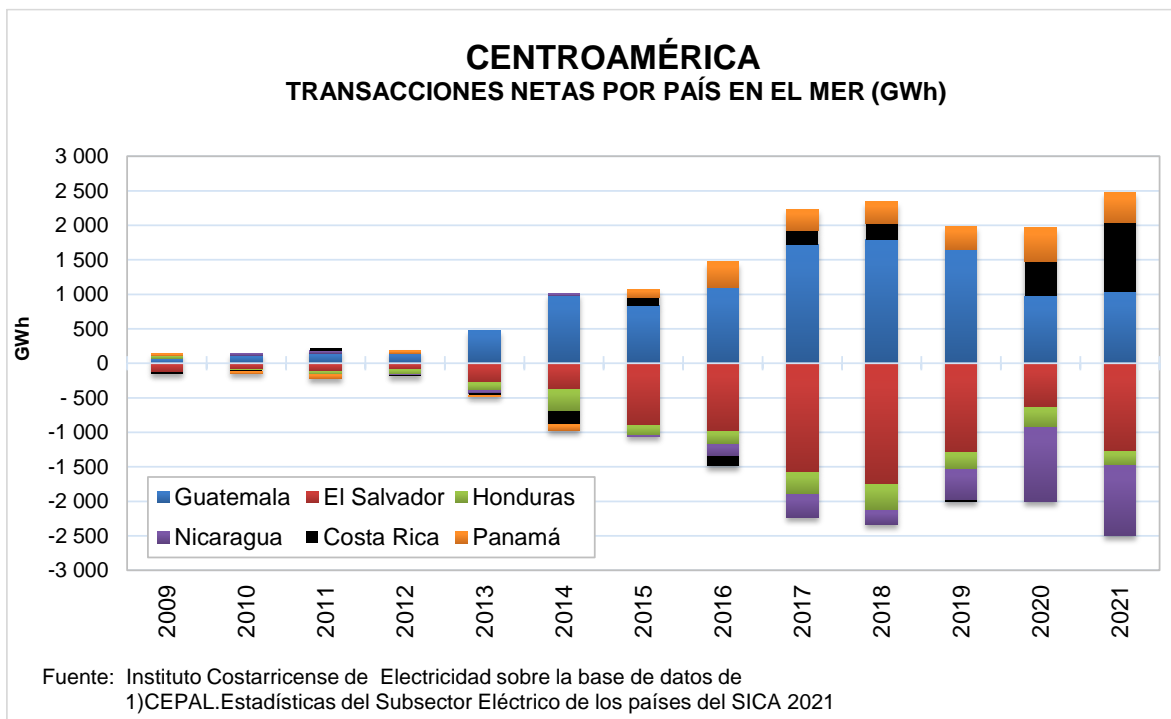


Figura 2.13 Centroamérica: Transacciones netas por país en el MER del 2009 al 2021 (GWh)

- Situación de Guatemala

En julio del 2021 el Gobierno de Guatemala denunció el Tratado Marco, aduciendo que estaba inconforme con la operación del MER. De acuerdo con lo previsto en el mismo Tratado, su salida será efectiva diez años después, en julio del 2031.

Aunque el retiro de Guatemala afecta negativamente la integración eléctrica regional, es de esperar que el MER logre ajustarse oportunamente a esta nueva configuración.

(Esta página intencionalmente en blanco)

3 POLÍTICAS Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN NACIONAL

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense con el mandato legal de proveer la energía eléctrica que la sociedad requiere para su desarrollo. En la Ley de Creación del ICE, Decreto-Ley N°449 del año 1949, se establece que la gestión técnica, los programas de trabajo, las obras y proyectos que emprenda son su responsabilidad y no dependen de ningún otro órgano del Estado.

El Decreto-Ley N°449 asigna al ICE la obligación de “procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico” (inciso a, art. 2 Ley N°449). Se le instruye también a “procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdiciada de los mismos” (inciso d, art. 2 Ley N°449).

El Decreto-Ley concibe al ICE como el líder del sector y le asigna por ello, la responsabilidad de satisfacer la demanda, conservar y proteger el recurso hidráulico del país, las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua y su “desarrollo racional” para alcanzar la universalización del servicio y contribuir al desarrollo del país.

Sin menoscabo de lo anterior, el ICE armoniza sus esfuerzos con el resto del sector energético del país, cuyo rector es el ministro del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).

3.1 POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los planes de desarrollo de la generación eléctrica del país son elaborados por el ICE en conformidad con las políticas y lineamientos generales definidos en los siguientes planes nacionales: Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública, Plan Estratégico Nacional y Plan Nacional de Energía. Los dos primeros son publicados por el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) y el tercero por el MINAE.

Para el presente Plan de Expansión se toman como referencia los siguientes planes nacionales, vigentes al momento de su preparación:

- Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública 2023-2026 (PNDIP);
- Plan Estratégico Nacional 2050 (PEN);
- VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (VII PNE) y su actualización para el período 2019-2030.

3.1.1 Plan Estratégico Nacional 2050

El Decreto Ejecutivo N°37735 (Reglamento General del Sistema Nacional de Planificación) establece el PEN como principal instrumento de planificación nacional de largo plazo.

En el año 2022, bajo la coordinación técnica de MIDEPLAN, se publica por primera vez el PEN denominado “Plan Estratégico Nacional 2050”⁹. Este documento establece 109 intervenciones enfocadas en lograr el progreso económico y social para Costa Rica, agrupadas en cinco ejes estratégicos de largo plazo. En lo que concierne al sistema de generación eléctrica nacional, el eje de descarbonización define varias acciones que permean de manera directa o indirecta su actividad. Estas acciones se refieren a:

- Potenciar nuevos proyectos de energía renovable;
- Potenciar la producción de biocombustibles;
- Desarrollar la energía renovable en zonas costeras;
- Políticas y herramientas para impulsar la eficiencia del transporte.

3.1.2 Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026

El PNDIP 2023-2026¹⁰, publicado en diciembre 2022, tiene como objetivo general:

“Generar bienestar en todas las personas habitantes del territorio nacional mediante la implementación de estrategias y acciones de política pública concretas que impacten en el desarrollo sostenible del país y en mejoras en la calidad de vida.”

Conforme a lo establecido en el PNDIP, el sector “Ambiente y Energía” deberá impulsar la descarbonización de la economía del país a través de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la implementación de políticas que contribuyan con el objetivo de la transición energética.

Para este sector se define el siguiente objetivo:

“Mejorar la intensidad energética del país y el uso de energías renovables mediante la eficiencia energética, la electrificación de la matriz energética y la bioenergía, contribuyendo en la reducción de las emisiones.”

3.1.3 VII Plan Nacional de Energía

El VII PNE es el instrumento de política pública en donde se establecen las acciones que el sector energía desarrollará en el período 2015-2030. Para los efectos del PEG 2022; rige la actualización publicada en febrero del 2020¹¹. Tanto el plan como su actualización fueron formulados por la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), órgano asesor del ministro rector, coordinador y planificador en temas energéticos a nivel nacional.

⁹ MIDEPLAN. (2022) *Plan Estratégico Nacional 2050*. San José.

¹⁰ MIDEPLAN. (2022). *Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública "Rogelio Fernández Güell" 2023-2026*. San José.

¹¹ MINAE. (2015). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030*. San José.

El VII PNE establece la política energética nacional, mediante un programa de acciones estratégicas orientadas a satisfacer las necesidades energéticas del país, respetando los principios de desarrollo sostenible al equilibrar los objetivos económicos, ambientales y sociales para lograr el bienestar de la población actual y futura.

La actualización del VII PNE¹² incorpora los cambios del entorno en la planificación del sector energía y responde a las nuevas orientaciones establecidas en el PNDIP, el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 y el Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030. Dicha actualización, mantuvo los ejes estratégicos definidos en el plan original y se abocó a actualizar las metas y acciones establecidas, incorporando, entre otros elementos, las recomendaciones derivadas del proceso de adhesión a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

La política energética del VII PNE y su actualización está orientada a la sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones. Con esto se entiende que el país debe aspirar a contar con un sistema energético nacional con un bajo nivel de emisiones de GEI, basado en el uso de fuentes limpias y renovables, en condiciones de absorber los aumentos en la demanda de manera consistente, con precios competitivos en el entorno internacional y capaz de sustentar el bienestar de la mayoría de la población.

- **Ejes estratégicos del VII PNE**

El Plan está articulado en seis ejes estratégicos, cuatro de los cuales corresponden al subsector de electricidad y dos de ellos promueven la electrificación del transporte para sustituir combustibles fósiles, por lo cual tienen una incidencia en dicho subsector. Seguidamente se presentan los objetivos de estos seis ejes:

Eje 1: En la senda de la eficiencia energética

Se enfoca en el logro de un mayor nivel de eficiencia de la matriz eléctrica actual. Los objetivos apuntan tanto al aumento en la eficiencia energética por el lado de la demanda, como su aumento por el lado de la oferta.

Eje 2: En procura de una generación distribuida óptima

Se orienta al desarrollo de condiciones para que consumidores residenciales y empresariales de electricidad participen a pequeña escala en la generación de electricidad, de manera que puedan producir total o parcialmente la energía que consumen.

Eje 3: En la ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica

Tiene como objetivo mejorar la sostenibilidad del SEN y respaldar los objetivos ambientales, sociales y económicos del VII PNE. Se plantean los siguientes objetivos estratégicos:

1. Asegurar el abastecimiento eléctrico del país de manera permanente y con calidad;
2. Gestionar la competitividad de los precios de la electricidad;
3. Diversificar las fuentes de energía para la producción de electricidad;

¹² MINAE. (2019). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, actualización del plan período 2019-2030*. San José.

4. Fortalecer la capacidad de planificación estratégica del subsector energía;
5. Mejorar las condiciones de participación en el mercado regional.

Como parte del objetivo estratégico “Asegurar el abastecimiento eléctrico del país de manera permanente y con calidad”, en la actualización del VII PNE se establece la siguiente acción estratégica:

“Actualizar y ejecutar el Plan de Expansión de la Generación (PEG) basado en energías renovables, con criterios de optimización (técnicos, económicos), de descarbonización y socio ambientales.”

Como meta para esta acción se indica que el PEG debe ser actualizado en forma bianual.

Eje 4: En torno a la sostenibilidad del desarrollo eléctrico

Dentro de los objetivos de este eje está fomentar la participación ciudadana en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, actualizar la normativa ambiental, agilizar los trámites de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) y explicitar los costos ambientales con el fin de que sean reconocibles en las tarifas de electricidad.

Eje 5: Hacia una flota vehicular más amigable con el ambiente

Uno de los objetivos estratégicos de este eje es modernizar la flota vehicular a través de la electrificación del transporte y la introducción de fuentes de energía alternativas en el transporte de carga, dentro de las cuales se incluye tanto la electricidad como el uso del hidrógeno.

Eje 6: Con miras a un transporte público sostenible

En este eje se tiene como objetivo, mejorar la tecnología del transporte público mediante el cambio de tecnología de unidades impulsadas por electricidad.

3.2 POLÍTICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DEL ICE

La política del ICE para el desarrollo del sistema de generación está enmarcada dentro de los lineamientos establecidos en las políticas nacionales sobre energía.

La planificación de la expansión del sistema de generación pone especial énfasis en los siguientes aspectos:

- **Desarrollo sostenible**

La consideración cuidadosa de los impactos ambientales y sociales debe estar integrada con el planeamiento y diseño de cada uno de los proyectos de generación propuestos para el plan. Se busca un desarrollo eléctrico que minimice los impactos negativos y potencie los positivos, procurando su sostenibilidad.

- **Independencia energética**

Los impactos económicos y sociales que acarrea cualquier faltante en el suministro energético establecen el carácter estratégico de la energía, por esta razón el país debe evitar en lo posible la dependencia de fuentes importadas. El uso de combustibles fósiles en el sistema eléctrico costarricense es extraordinariamente bajo, condición que se debe mantener a largo plazo para minimizar la dependencia de los derivados del petróleo, sin comprometer la confiabilidad del sistema.

- **Fuentes renovables**

Las fuentes renovables cumplen una doble función, reducir la dependencia del petróleo y permitir un desarrollo limpio y sustentable. Se busca continuar diversificando las fuentes de generación para reducir la vulnerabilidad a las variaciones naturales de los recursos renovables.

- **Aprovechamiento del Mercado Eléctrico Regional**

El MER amplía las opciones para la optimización del SEN. Se busca fomentar el crecimiento del MER a través de la participación del país en el mismo.

- **Minimización del costo de la energía**

El sistema de generación deberá satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país al menor costo posible, respetando criterios de calidad y confiabilidad.

- **Sostenibilidad energética**

El PEG aborda la sostenibilidad energética del sistema de generación en su sentido más amplio: desarrollo de fuentes renovables, diversificación de fuentes, independencia energética, sostenibilidad ambiental y social de los desarrollos, expansión a mínimo costo y confiabilidad del sistema. Dentro de este contexto general, también se analizan opciones de expansión orientadas a valorar el esfuerzo que debe realizar el sistema de generación para atender el proceso de descarbonización de la economía del país, en lo que respecta a la sustitución de consumo de combustibles fósiles.

3.2.1 Plan de Expansión de la Generación

El PEG es el marco de referencia para el planeamiento de mediano y largo plazo de los participantes en el sector eléctrico del país. El PEG es formulado por el ICE cada dos años como parte de un ciclo de planificación con el cual se confirma la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o se proponen nuevas líneas o esquemas de desarrollo de la generación en el país.

Este marco de referencia permite a los participantes del sector eléctrico, en cualquiera de sus áreas, conocer las estrategias de desarrollo eléctrico que el país analiza, las posibilidades de las diferentes opciones tecnológicas y las necesidades de recursos en el futuro.

Los planes de expansión del ICE se sujetan a los lineamientos de las políticas energéticas del país, expresados en los planes nacionales de desarrollo y de energía. No obstante, también se preparan planes que exploran alternativas fuera de esos límites con el propósito de ampliar el panorama de análisis.

El PEG es el producto de la optimización de la mejor combinación de tecnologías y fuentes de generación disponibles para el país en un horizonte de tiempo, definido normalmente de 15 a 20 años.

3.2.2 Configuración del Sistema de Generación

La Ley N°7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos define como servicio público el “suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización”. El sistema de generación eléctrica es regulado; la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el ICE y las demás empresas del sector eléctrico.

La responsabilidad del ICE, por mandato legal, es procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica que el desarrollo nacional demande.

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Además de poseer la mayor capacidad en plantas de generación, opera la red de transmisión y distribuye cerca del 40% de la energía eléctrica. También es el propietario accionario de la segunda empresa distribuidora más grande del país, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.(CNFL).

En la actividad de generación eléctrica participan otras empresas. La generación privada o independiente, a través de contratos de corto y largo plazo, provee de energía al sistema de generación del ICE. Además del ICE y la CNFL, seis empresas distribuidoras de electricidad dan el servicio en diferentes zonas del país¹³, cinco de las cuales tienen plantas de generación para abastecer parte de la demanda de sus clientes.

El ICE participa como único agente del sistema costarricense en el MER.

A nivel de gobernanza, el ministro rector dirige el subsector Energía, apoyado por el Consejo Subsectorial de Energía, la SEPSE y el Comité Técnico Subsectorial de Energía.

¹³ Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), COOPEALFARORUIZ, COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS.

4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El SEN está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados con un solo sistema de transmisión.

El ICE es el mayor productor de energía eléctrica, posee y administra la mayor parte del Sistema de Transmisión y es el encargado de distribuir energía a los clientes finales en una gran parte del territorio nacional. Asimismo, es el responsable de la planificación y operación integrada del SEN. Por ley constitutiva, le corresponde velar por el suministro de la energía eléctrica que requiere el país. Además, es el único agente de Costa Rica autorizado para participar en el MER.

En el campo de la generación de energía, además del ICE participan generadores privados y algunas empresas distribuidoras. De igual manera, la distribución es responsabilidad de un grupo importante de empresas de carácter público y cooperativas.

4.1.1 Sistema de Generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y treinta generadores privados¹⁴, siete de los cuales responden a contratos bajo el esquema BOT¹⁵. Las empresas de servicio público que tienen generación son el ICE, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, subsidiaria del ICE), la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Cooperativa de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE) y la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.).

La capacidad instalada¹⁶ del Sistema Eléctrico a diciembre del 2021 fue de 3 482 MW, en potencia de placa, conformada por un 67% de plantas hidroeléctricas, un 12.2% de plantas térmicas, un 7.4% de plantas geotérmicas, un 11.2% de plantas eólicas, un 2% de biomasa y un 0.2% de solar.

De la capacidad instalada, el ICE opera un 68% con plantas propias y un 18% con plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuales un 10% corresponden a esquemas tipo BOT. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 14% de la capacidad instalada.

La máxima demanda registrada ocurrió el 20 de mayo de 2021 a las 11:45 a.m. y fue de 1 763 MW. Con relación al 2020, la demanda máxima aumentó en 1.45%.

¹⁴ En operación comercial a diciembre 2021.

¹⁵ BOT: Construir, Operar y Transferir, por sus siglas en inglés (Built, Operate and Transfer) Capítulo II, Ley N°7200.

¹⁶ Potencia de placa. Fuente: CENCE-ICE. Generación y Demanda. Informe Anual 2021, ajustado en julio 2022.

La Figura 4.1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de fuente para el año 2021 (capacidad de placa) y la Figura 4.2 la generación nacional del año 2021 para cada fuente de producción.

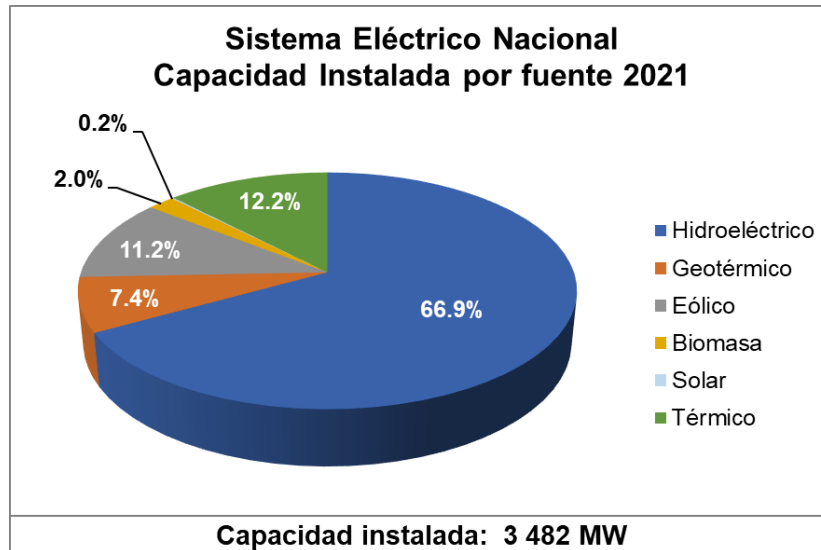


Figura 4.1 Capacidad instalada por fuente 2021

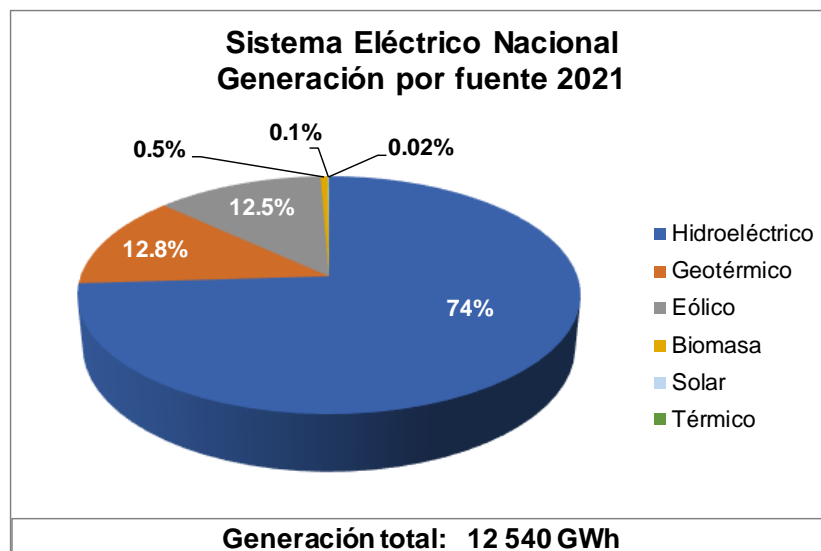


Figura 4.2 Generación por fuente 2021

La demanda nacional de generación del año 2021 incluyendo los intercambios fue de 11 523 GWh, un 4.56 % más de lo demandado en el 2020. La generación total del sistema en el 2021 fue de 12 540 GWh, un 8.72% más alta que la del año 2020. El ICE contribuyó a la generación total con un 66%, los generadores privados con 21% y el restante 13% fue producido por las empresas distribuidoras.

Los intercambios netos en el MER fueron del orden de 1 018 GWh¹⁷, como se muestra en la Figura 4.3.

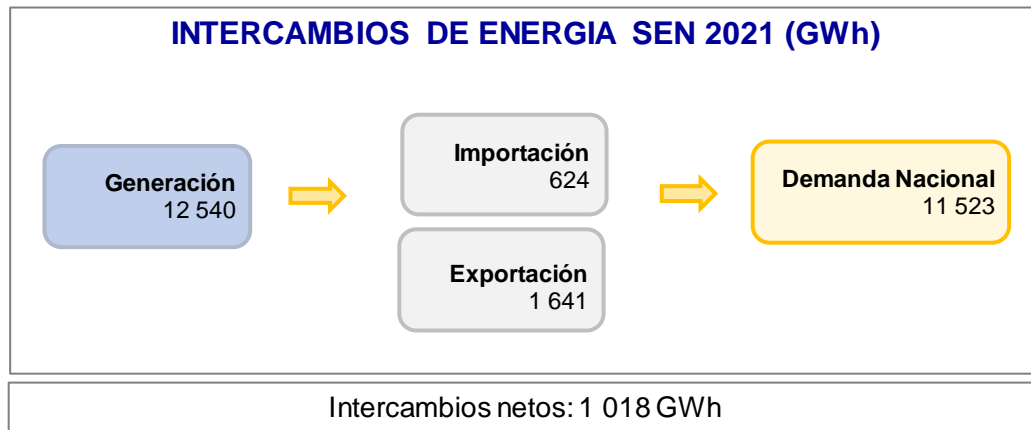


Figura 4.3 Intercambios de energía

La generación eléctrica del país de los últimos años ha sido renovable en casi un 100%. Sin embargo, la capacidad térmica instalada es un elemento imprescindible para asegurar la capacidad de respaldo del sistema en períodos climatológicos críticos.

La Figura 4.4 muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa cómo, durante los primeros años de la década de los 80, luego de la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó generación térmica. Posteriormente, el uso de los recursos térmicos se incrementó hasta alcanzar un máximo del 17.5% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En la década comprendida entre 1996 y 2006 la generación térmica fue mínima, gracias a la contribución de la energía geotérmica y a la introducción de la energía eólica, así como a la ocurrencia de condiciones hidrológicas favorables. Los años previos al 2014 se caracterizaron por una baja aportación de caudales que provocó un aumento de la generación térmica, situación que se revirtió en el año 2015 en que la generación con hidrocarburos fue del orden del 1% y casi nula en el 2019 con 0.84%. Esta caída en la generación térmica se debe a varias razones, entre ellas la entrada en operación de la Planta Hidroeléctrica Reventazón en el 2016, una mayor diversificación de las fuentes del Sistema de Generación y la reducción del crecimiento de la demanda.

Estos porcentajes miden la generación anual acumulada. Se debe tener presente que aún en años de muy baja utilización de generación térmica, siempre habrá períodos cortos de tiempo donde es indispensable su aporte para satisfacer la demanda.

¹⁷ División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE), ICE. Julio 2022.

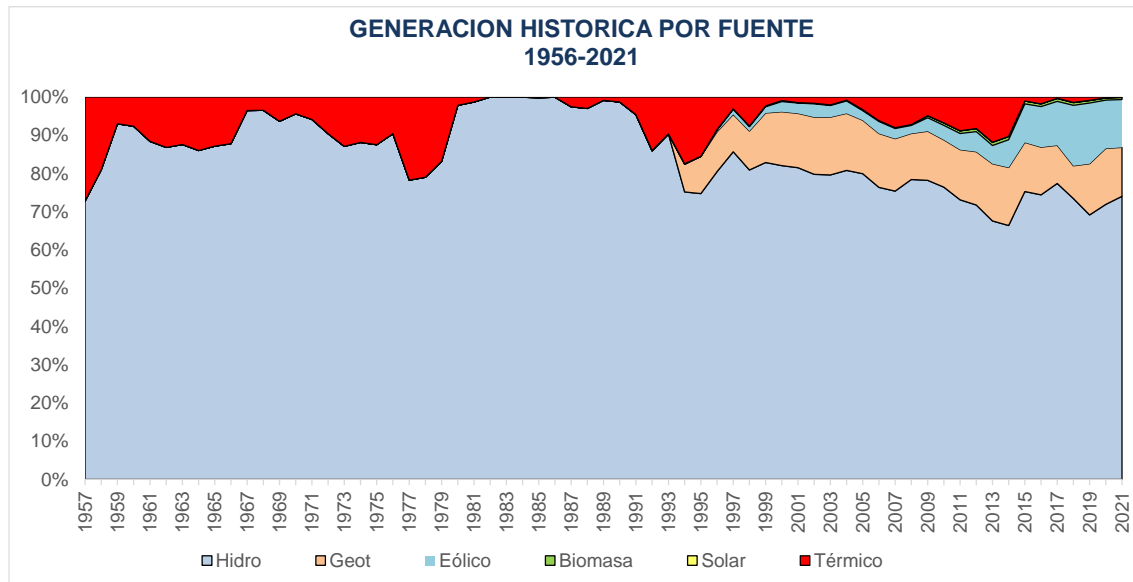


Figura 4.4 Generación histórica por fuente

4.1.2 Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Cóbano, en la Península de Nicoya. Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el SEN cubre todo el país.

El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad. En octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea SIEPAC, que une los seis países de la región centroamericana.

El sistema de transmisión de Costa Rica a diciembre del 2021 estaba conformado de 2 986 km de líneas de transmisión, de las cuales el 82% pertenece al ICE y el 18% es del SIEPAC, propiedad de la EPR¹⁸.

De los 2 986 km, 2 378 km corresponden a enlaces en 230 kV y 608 km de 138 kV.

La capacidad de transformación del sistema es de 12 492 MVA, de los cuales 5 769 MVA corresponden a transformadores reductores, 4 485 MVA a elevadores, 2 158 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

En la Figura 4.5 se muestra el mapa con la configuración del Sistema de Transmisión actualizado al año 2021.

¹⁸ Planificación de la Transmisión, Dirección Planificación y Sostenibilidad, ICE.

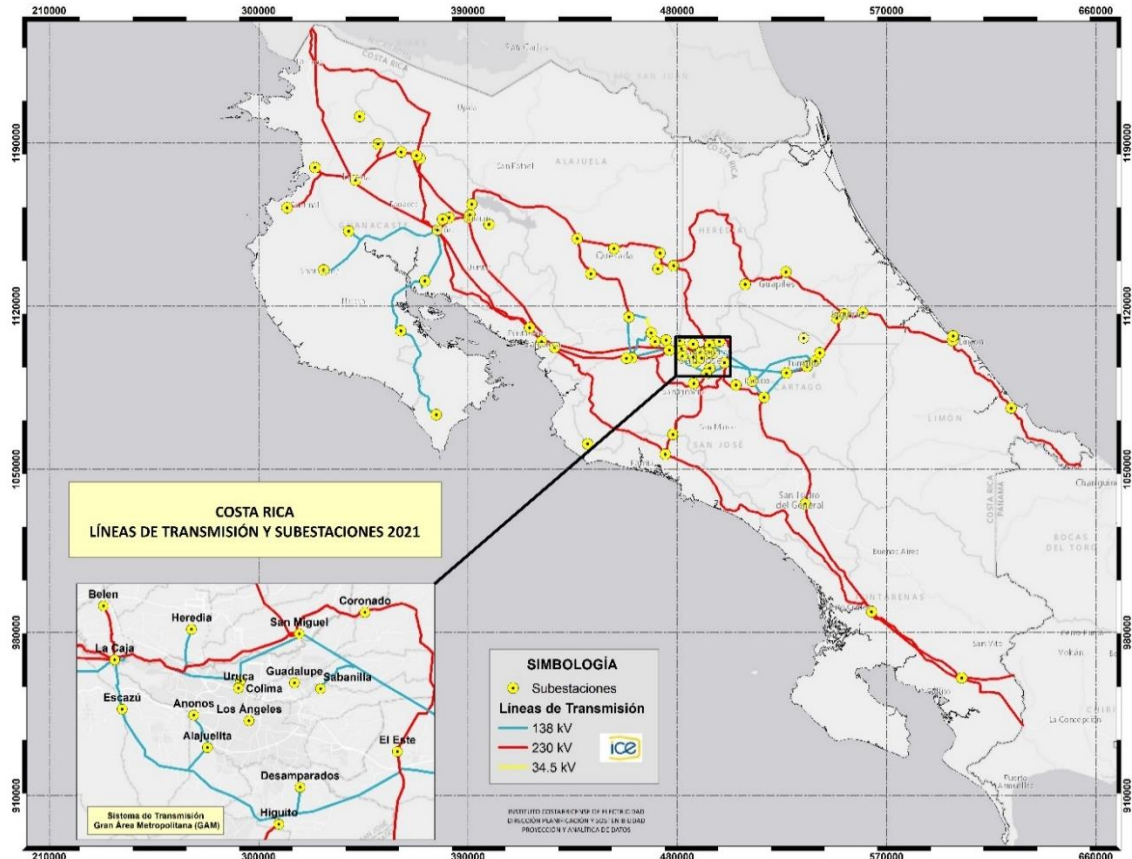


Figura 4.5 Sistema de transmisión de Costa Rica

4.1.3 Sistema de Distribución

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. Estas empresas son el ICE y su subsidiaria CNFL, dos empresas municipales, ESPH y JASEC, y las cooperativas de electrificación rural de Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfaró Ruiz, COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARORUIZ respectivamente.

En la Figura 4.6 se muestra el área de servicio correspondiente a cada empresa distribuidora¹⁹.

En la Figura 4.7 se presenta el mapa de subestaciones de transmisión y de líneas de distribución de las empresas del Grupo ICE al año 2022.

¹⁹ Índice de Cobertura Eléctrica. ICE. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Expansión del Sistema. 2019.

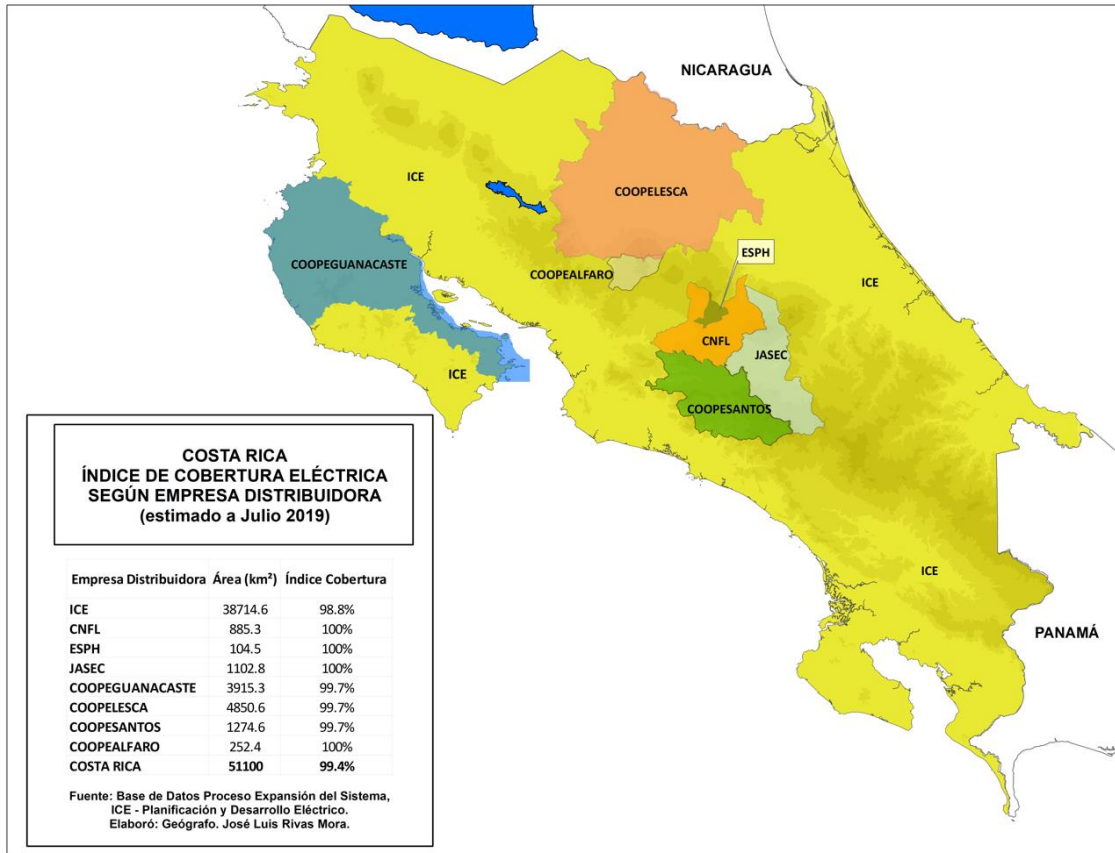


Figura 4.6 Áreas de concesión de servicio de las distribuidoras

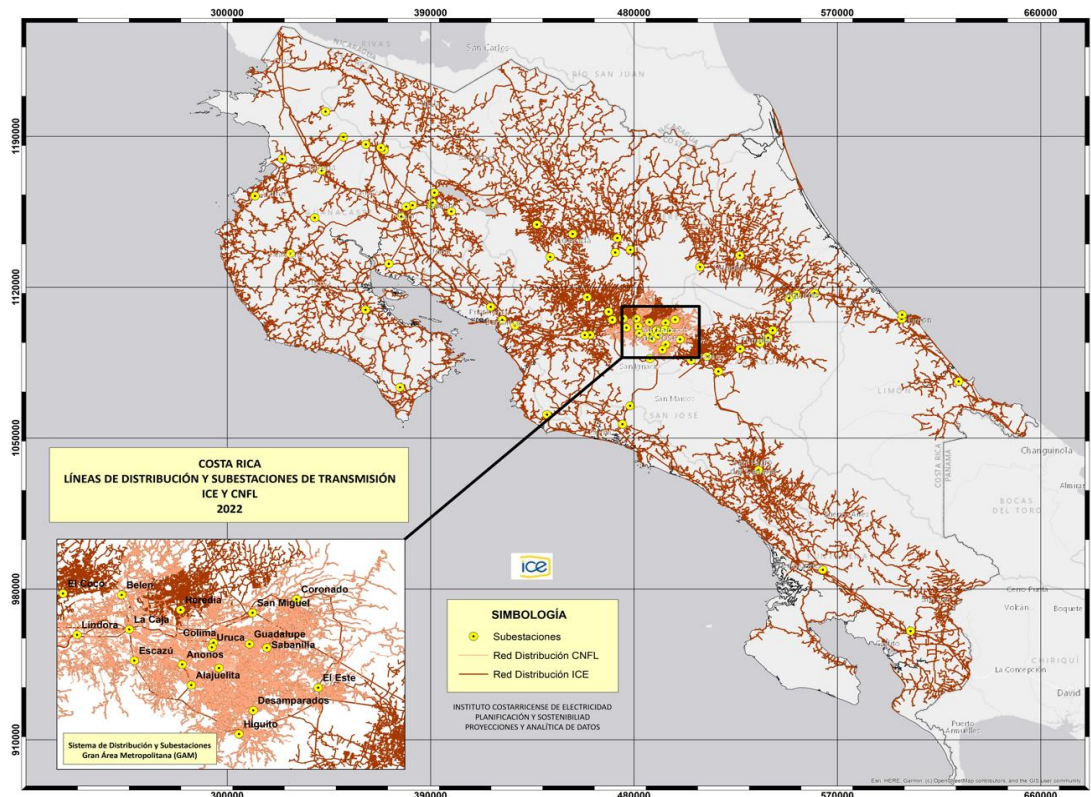


Figura 4.7 Líneas de distribución y subestaciones de transmisión del ICE y CNFL 2022

4.1.4 Despacho de energía

La operación del SEN es responsabilidad de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE)²⁰ del ICE. El Sistema de Generación y Transmisión debe cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño preestablecidos.

Las empresas distribuidoras despachan sus propias plantas. El resto de las unidades generadoras son despachadas por la DOCSE. Todas las unidades generadoras conectadas al SEN están sujetas a las órdenes de la DOCSE en lo relativo a aspectos de calidad y seguridad.

4.2 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las ventas totales de energía del país en el 2021 fueron de 10 239 GWh. Las ventas de las empresas distribuidoras a sus clientes sumaron 9 821 GWh. Los 15 clientes de alta tensión, conectados directamente al Sistema de Transmisión, tuvieron un consumo de 418 GWh, un 4.1% de la demanda total de los clientes del SEN.

²⁰ Anteriormente Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Las ventas de los sectores Residencial, General, Industria, Alta Tensión y Alumbrado Público se muestran en la Figura 4.8²¹ y los precios medios de venta para cada sector se indican en la Figura 4.9.

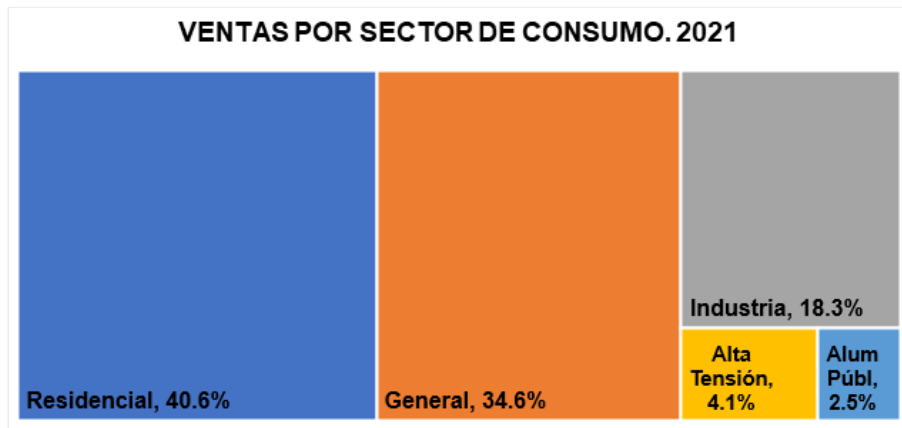


Figura 4.8 Estructura porcentual de las ventas por sector de consumo en 2021

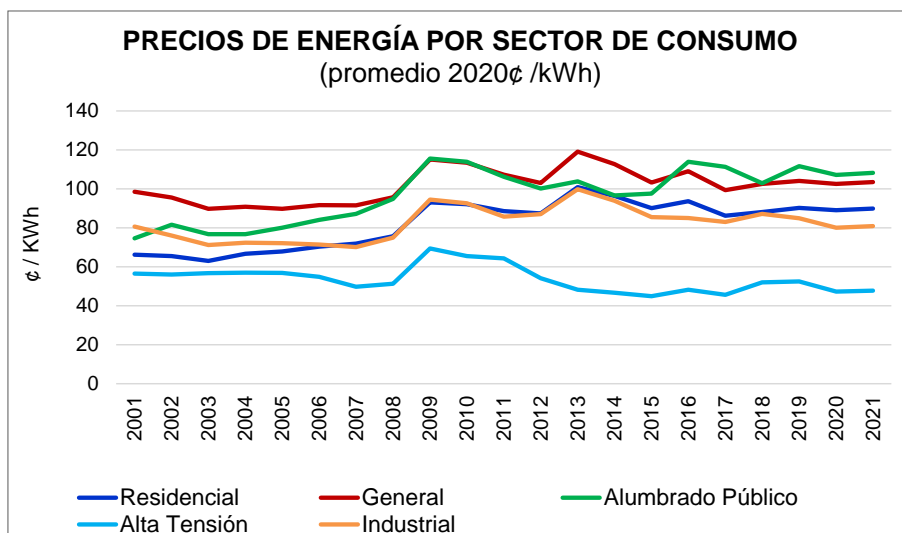


Figura 4.9 Evolución del precio medio de energía por sector de consumo en colones constantes de 2020

En la Figura 4.10 se muestra la participación²² de las empresas distribuidoras en las ventas de energía (kWh) del país en el año 2021.

²¹ ICE. Elaboración propia con base en los informes mensuales de ventas del año 2021 del Proceso Tarifas de Electricidad. Dirección Planificación Financiera.

²² Ibid.

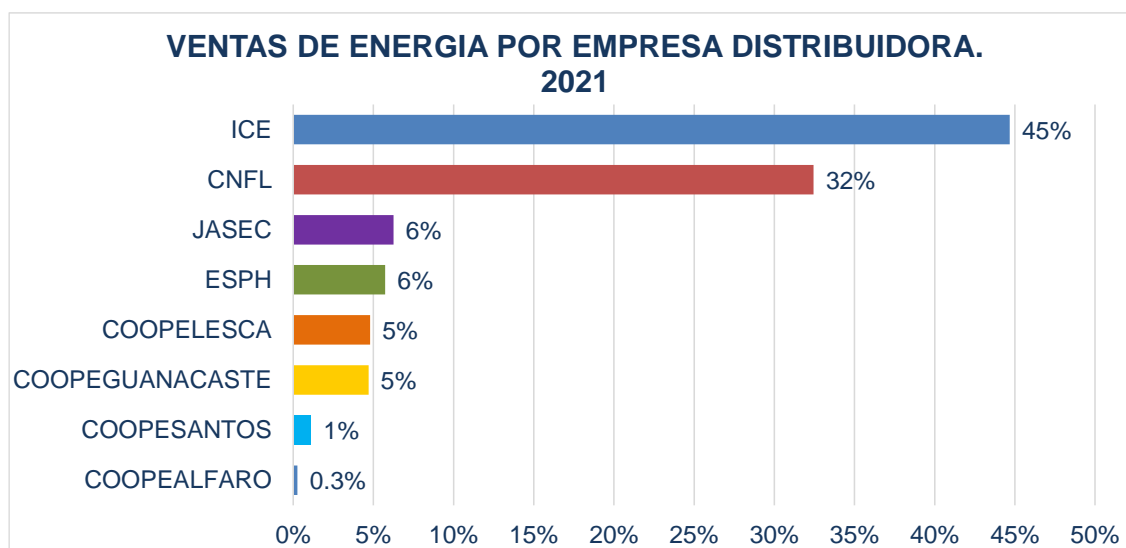


Figura 4.10 Ventas de energía por empresa distribuidora

4.3 COBERTURA ELÉCTRICA

El grado de cobertura eléctrica es un índice que muestra el acceso de la población al servicio eléctrico. Se calcula como el cociente de las viviendas con acceso a redes eléctricas entre el total de viviendas del país.

La evolución de la cobertura eléctrica del país se muestra en la Figura 4.11²³. Costa Rica alcanzó desde 1990 una cobertura eléctrica superior al 90% y desde el 2010 supera el 99%.

Para el 2021, el índice de cobertura del país fue de 99.4%, sin presentar además grandes diferencias de acceso en las regiones que lo conforman, como se observa en la Figura 4.12 que muestra la cobertura por provincia. Obsérvese que el acceso al servicio eléctrico de la población del país es superior al 97% en todas las provincias, lo que demuestra el esfuerzo nacional por la universalidad del servicio y el desarrollo del país.

Todas las empresas distribuidoras del país que contribuyen a alcanzar la cobertura indicada están servidas por el Sistema de Transmisión o por circuitos del sistema de distribución del ICE.

²³ Índice de Cobertura Eléctrica. ICE. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Expansión del Sistema. 2019.

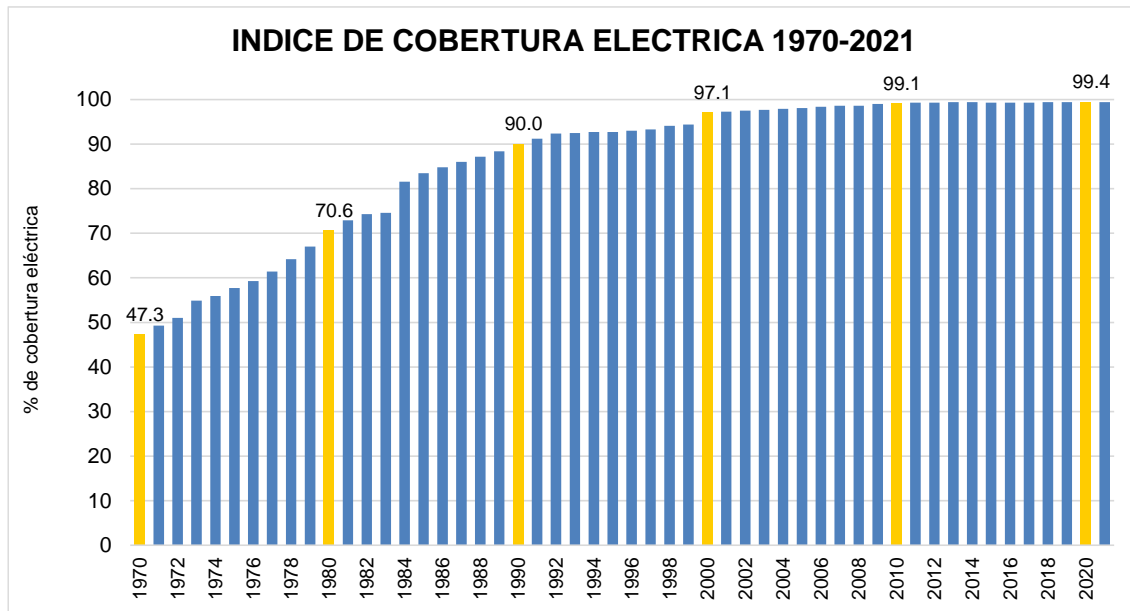


Figura 4.11 Índice de cobertura eléctrica 1970-2021

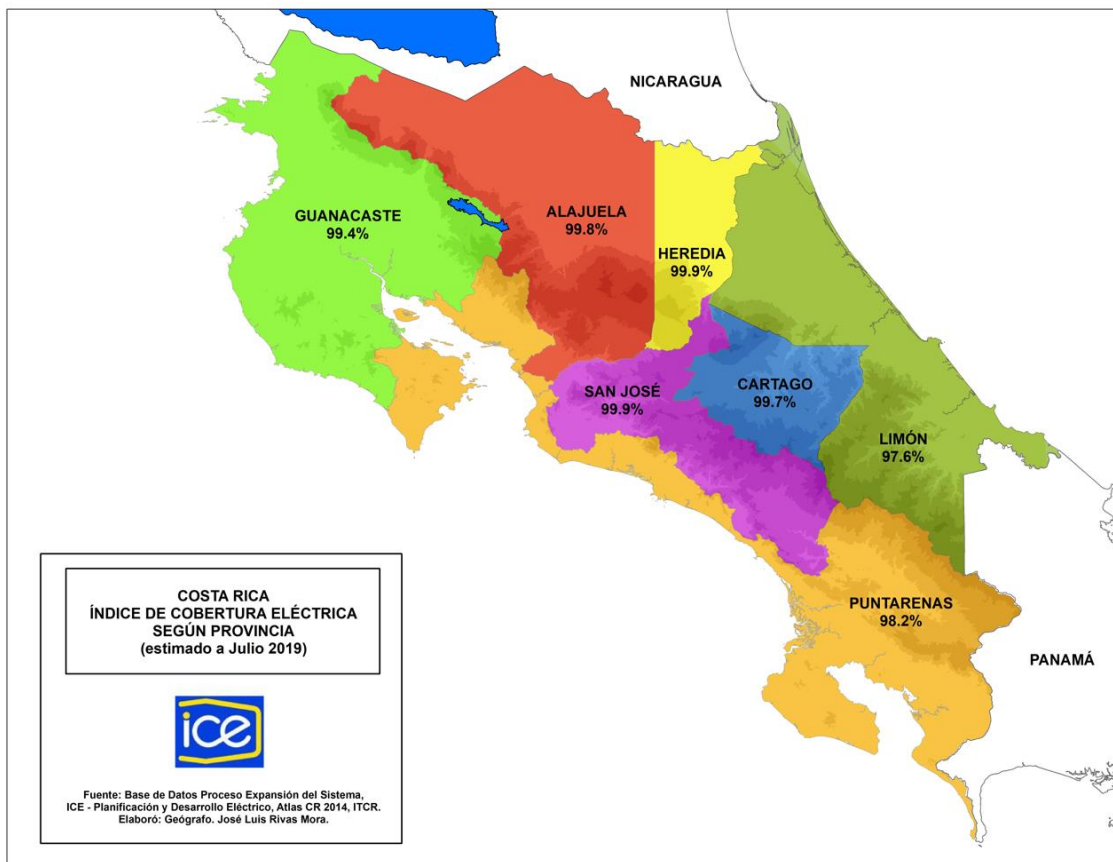


Figura 4.12 Cobertura eléctrica por provincia

4.4 SERVICIO EN ZONAS REMOTAS FUERA DE LA RED

En zonas remotas no cubiertas por las redes de las empresas de distribución, el ICE ha instalado paneles solares y otros sistemas pequeños de generación para atender necesidades elementales de energía en casas y pequeños caseríos.

Mediante el Programa de Electrificación Rural con Fuentes de Energía Renovable, desde 1998 hasta diciembre del 2021, el ICE instaló 5 110 paneles solares con una potencia de 663 kW, para atender residencias, escuelas, puestos fronterizos, Equipos Básicos de Atención Integral en Salud (EBAIS) y otros establecimientos estratégicos en las zonas sin acceso a la red. En la Tabla 4.1 se muestran los equipos en operación y en Figura 4.13 la distribución territorial.

Tabla 4.1 Paneles solares Instalados

ELECTRIFICACIÓN RURAL CON FUENTES RENOVABLES	
Instalaciones 1998-2021	
Tipo de infraestructura	Cantidad
Residenciales	4 112
Escuelas	467
Secundarias (Liceos Rurales)	55
Ebais	43
Puestos fronterizos de seguridad	79
Teléfonos públicos administrados	48
Otras aplicaciones comunales	147
Albergues de áreas silvestres protegidas	159
Total	5 110
Comunidades beneficiadas	380
Potencia instalada (KW)	663
Fuente: ICE- Area de Desarrollo y Reforzamiento de Redes Eléctricas.	
División Distribución y Comercialización	

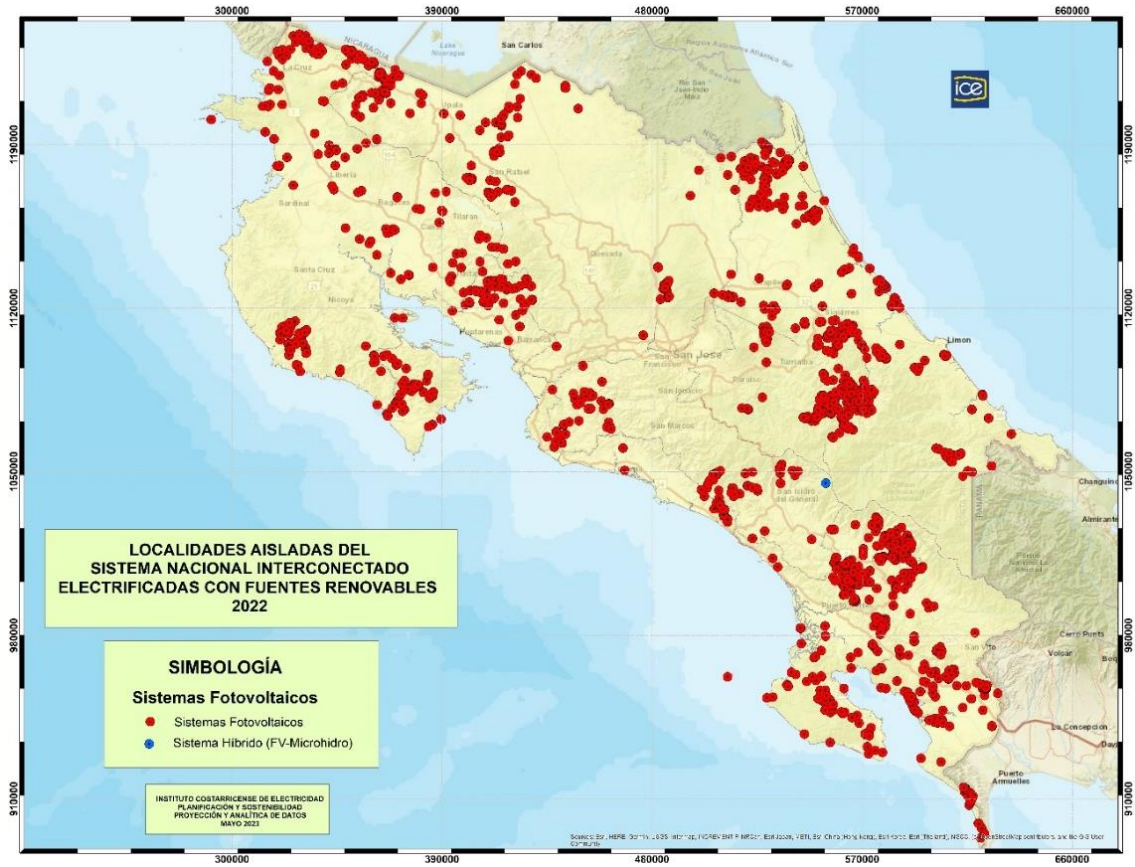


Figura 4.13 Ubicación de localidades con equipos aislados

5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

5.1 DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA Y DEMANDA ELÉCTRICA

La electricidad suplió cerca de la quinta parte de las necesidades finales de energía del país en el año 2021²⁴. De los 167 000 terajulios²⁵ que consumió el país en el año 2021, el 22% fue cubierto con electricidad, mientras que los combustibles fósiles (derivados de petróleo, carbón mineral y coque) se usaron para suplir el 68% de la demanda final de energía. Los residuos vegetales provenientes de los procesos agroindustriales, como el bagazo y la cascarilla del café, aportaron un 7%. La participación de la leña, que es una fuente no comercial de energía, se redujo a un 3%.

El sector que consume más energía es el transporte, que demanda el 53% de la energía total, seguido por el industrial con 21% y el residencial con casi 13%. La demanda relativa de cada sector se muestra en la Figura 5.1 y la demanda relativa por fuente se muestra en la Figura 5.2.

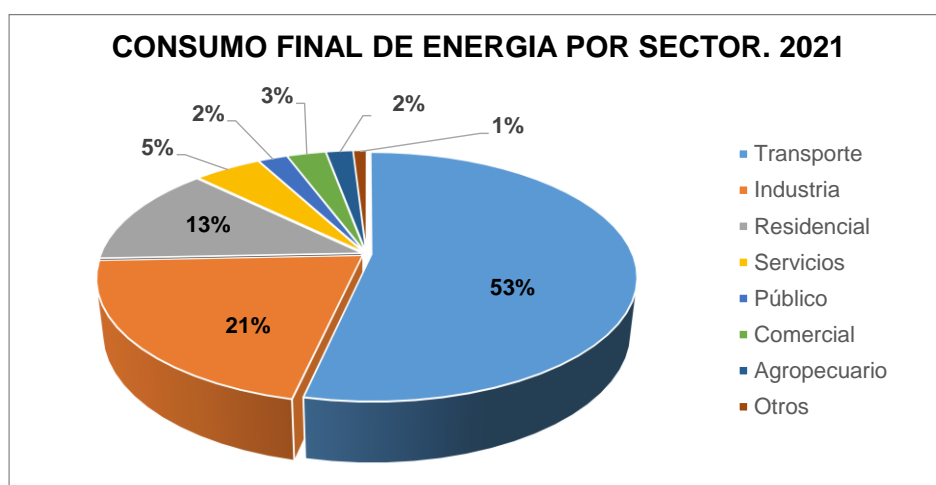


Figura 5.1 Consumo final de energía por sector 2021

²⁴ Datos del Balance Energético Nacional de Costa Rica 2021. SEPSE-MINAE. (10 de noviembre de 2022). Balances Energéticos. Obtenido de Balance Energético Nacional de Costa Rica 2021: <https://sepse.go.cr/balances-energeticos/>

²⁵ Un Terajulio es igual a 10^{12} julios y equivale a 3 600 000 kWh.

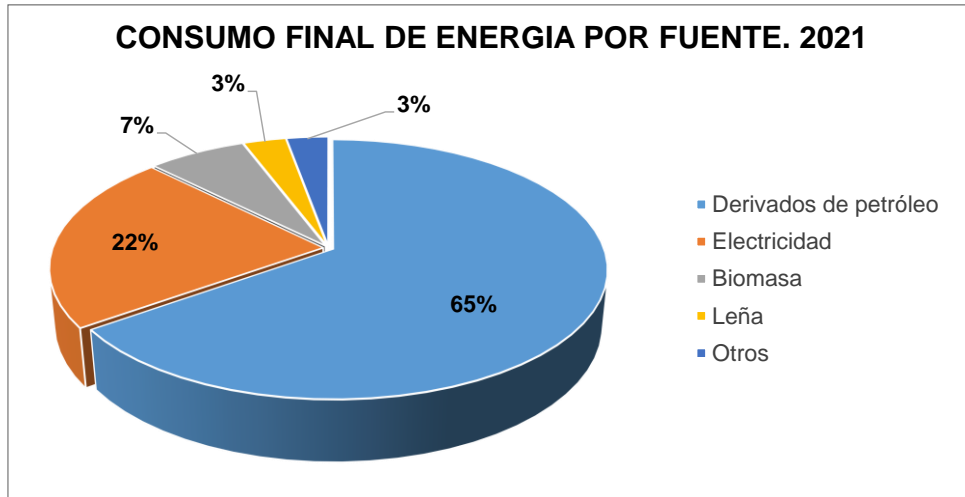


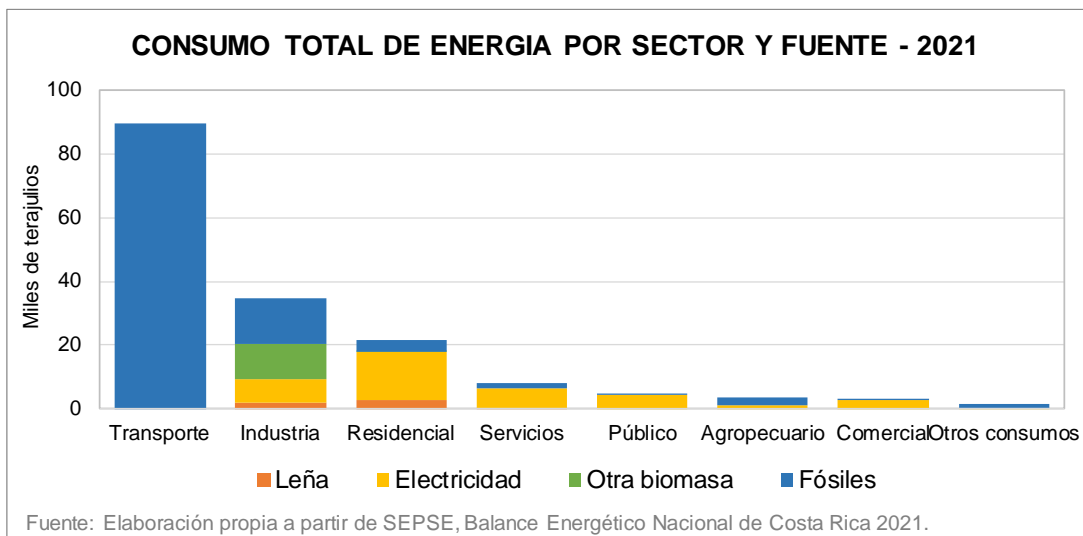
Figura 5.2 Consumo final de energía por fuente 2021

En la Figura 5.3 se muestra el consumo de cada sector de acuerdo con la fuente energética. Como puede observarse el sector transporte depende en su totalidad de los hidrocarburos.

El sector industrial también usa intensivamente los combustibles fósiles, que cubren el 41% de sus necesidades. El 38% de la energía consumida por el sector industria proviene de biomasa (residuos vegetales y leña), este consumo es realizado en su mayor proporción por la industria de producción de alimentos.

La electricidad es usada ampliamente por los sectores residencial, comercial, industria, servicios y público. La leña todavía tiene una participación en el sector residencial (hogares rurales), en el sector industrial y una fracción mínima en el de servicios.

En el sector industrial, la electricidad suple el 21% de la energía requerida, principalmente para fuerza motriz, mientras que los combustibles fósiles y biomasa se usan para la generación de calor y vapor.



Fuente: Elaboración propia a partir de SEPSE, Balance Energético Nacional de Costa Rica 2021.

Figura 5.3 Consumo total de energía por sector y fuente 2021

5.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En el año 2020 se presenta la contracción más fuerte que ha tenido la demanda eléctrica del país en toda su historia. La pandemia del COVID-19 afectó profundamente todos los sectores de la economía nacional, incluyendo el sector eléctrico. Esta situación ha sido similar en la mayor parte de las economías mundiales.

Aparte del efecto de la pandemia, Costa Rica ha mostrado desde hace más de una década una demanda eléctrica caracterizada por crecimientos deprimidos en casi todos los sectores de consumo.

En el período 1990-2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo promedio anual del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009 cuando se desencadenó la crisis económica mundial.

En la década del 2010-2019 el crecimiento fue errático, con un promedio del 2%. Varios aspectos contribuyeron en la modificación del ritmo de crecimiento de la demanda, entre ellos:

- Contracción económica.
- Cambio en los patrones de consumo de la población;
- Generación distribuida;
- Políticas de eficiencia energética;
- Migración de la industria de procesos de manufactura a servicios;

En los años pospandemia, 2021 y 2022, como respuesta a un fuerte crecimiento económico a nivel internacional y nacional, la demanda eléctrica experimentó un crecimiento de 4.9% y 3.9% respectivamente.

Este crecimiento es consecuente con la recuperación económica que ha tenido el país en esos años. En el Informe de Política Monetaria del Banco Central de Costa Rica²⁶, se señala:

“En un entorno internacional caracterizado por la recuperación de la economía mundial, si bien con señales de moderación en algunos países, la economía costarricense ha seguido creciendo a un ritmo superior a lo previsto, y superó ya desde el segundo trimestre del 2021 los niveles de actividad previos a la pandemia”.

En la Figura 5.4 se presentan las ventas totales del país del 2015 al 2022. Se muestra la recuperación de las ventas del 2021 y 2022 por encima del nivel del 2019, año de referencia, previo a la pandemia. Se evidencia también en la figura que los crecimientos de ambos años están impactados por el llamado efecto rebote, caracterizado por los economistas como un evento típico en el período inmediato posterior a una crisis. Obsérvese que los crecimientos graduales del 2021 y 2022 son mucho mayores que los de los años 2017, 2018 y 2019, previos a la pandemia.

²⁶ BCCR: Informe de Política Monetaria del Banco Central de Costa Rica. Enero 22. Pág. 3.

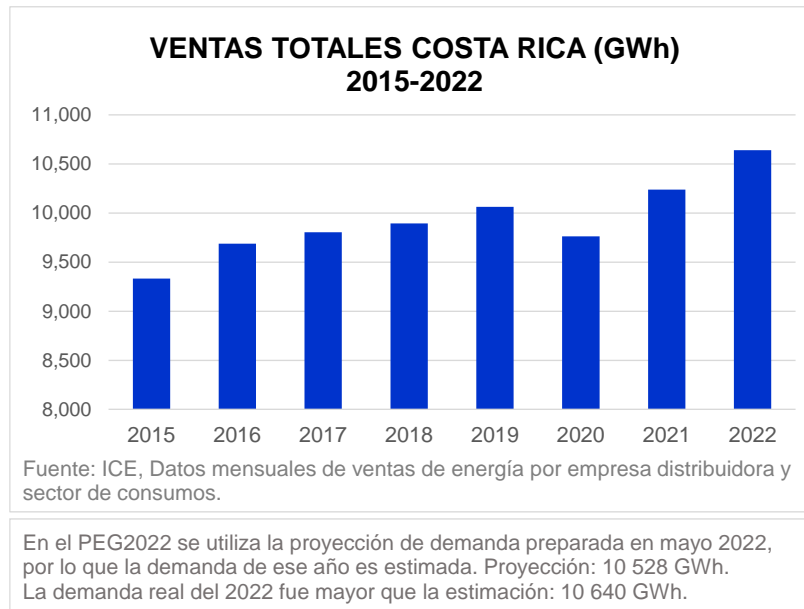


Figura 5.4 Ventas totales Costa Rica 2015-2022

En la Figura 5.5 se observa el crecimiento histórico de la demanda de generación del país. El comportamiento es similar al de las ventas a cliente final dado el poco volumen de transacciones que tiene el país en el MER.

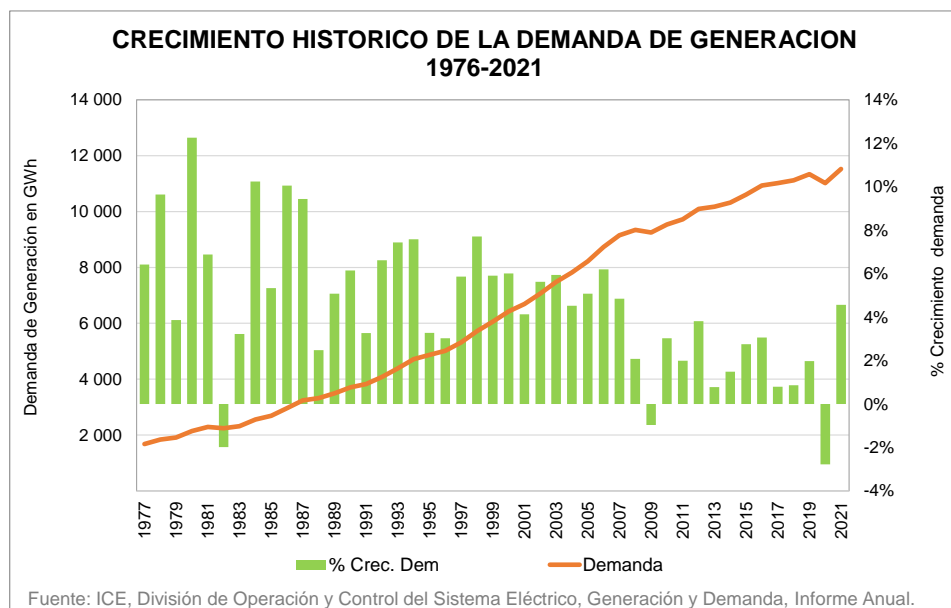


Figura 5.5 Crecimiento histórico de la demanda de generación 1976-2021

En los próximos años, es probable que la demanda del país siga mostrando crecimientos erráticos. Estas condiciones imponen grandes retos a la planificación de la expansión.

5.3 COMPORTAMIENTO HORARIO Y ESTACIONAL DE LA DEMANDA

La demanda eléctrica agregada del país tiene un patrón horario muy marcado y con un consumo estacional prácticamente constante.

Las curvas de carga horarias también tienen un patrón semanal, donde los días laborales de lunes a viernes presentan una demanda mayor que los sábados y domingos.

La demanda diaria crece fuertemente durante la mañana hasta alcanzar un primer pico cerca del mediodía, seguido de un segundo pico similar al anochecer, separados por un altiplano que cada año tiende a elevarse.

El crecimiento y diversificación de la demanda nacional de los últimos 30 años provocó mejoras importantes en el factor de carga del sistema, haciendo que las curvas de carga se fueran achatando. A inicios de los años 80, el factor de carga²⁷ era inferior al 60%, mientras que para el año 2010 alcanzó el 70.9% y al 2021 el 76.2%. En la Figura 5.6 se presenta la curva para días laborables del 2021 y se compara con curvas de años anteriores.

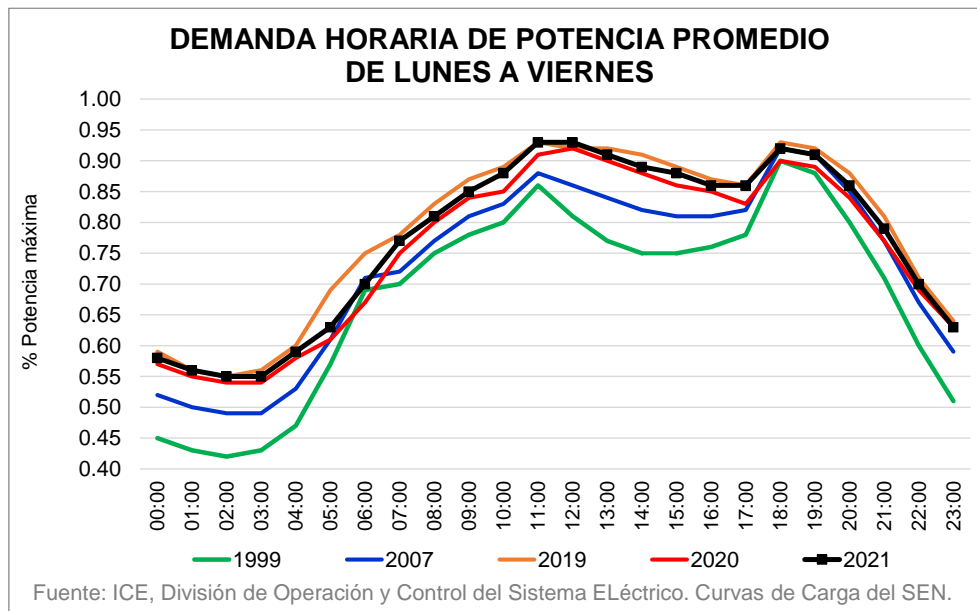


Figura 5.6 Demanda horaria de potencia promedio de lunes a viernes

Estacionalmente hay muy poca diferencia en la demanda promedio diaria, como puede comprobarse en la Figura 5.7.

²⁷ El factor de carga del sistema eléctrico se define como la demanda de energía dividida entre la energía que podría entregar el sistema si funcionara a plena carga durante el período de tiempo considerado.

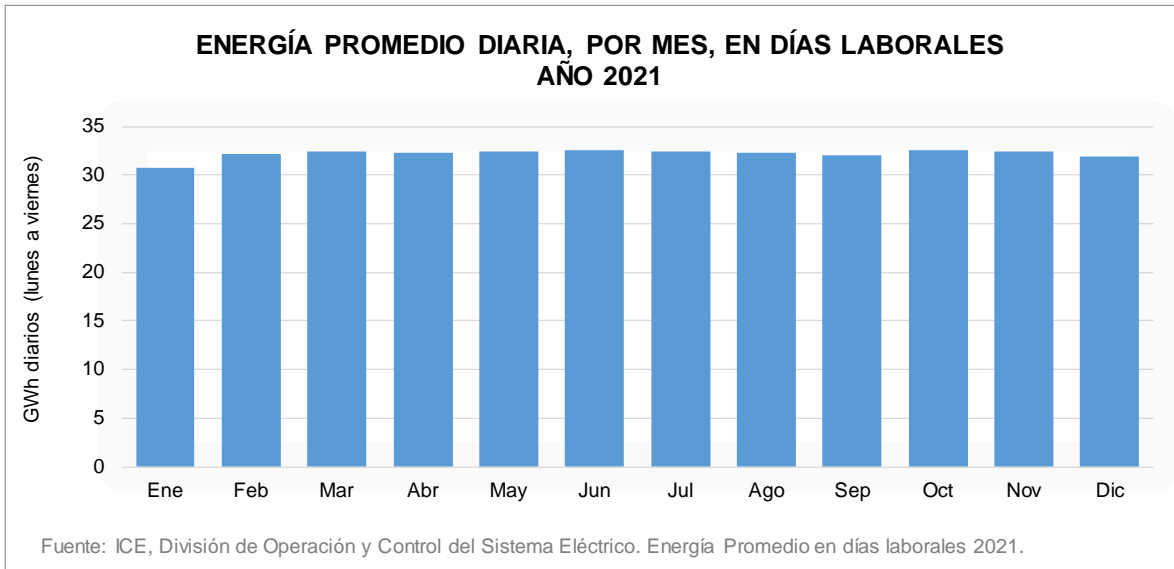


Figura 5.7 Energía promedio diaria, por mes en días laborales 2021

6 PROYECCIONES DE DEMANDA

Las proyecciones de demanda eléctrica que alimentan los estudios de expansión de la generación de largo plazo son calculadas por el ICE para cada ciclo de planificación²⁸. Las proyecciones de demanda utilizadas para la formulación del presente plan de expansión de la generación fueron elaboradas en mayo del 2022²⁹.

Con el objeto de dotar de mayor robustez al proceso de planificación de la expansión ante la inherente incertidumbre de las estimaciones del futuro, se estiman proyecciones para tres escenarios de crecimiento: medio, alto y bajo. En este plan de expansión, se incorpora también un escenario que simula el impacto en la demanda de la evolución de la generación distribuida y la electromovilidad.

6.1 METODOLOGÍA USADA EN LA PROYECCIÓN

La demanda de largo plazo se estima proyectando por separado el crecimiento de cinco sectores de consumo: Residencial, General, Industria, Alta Tensión y Alumbrado Público. A partir de las proyecciones de la demanda de cada sector, se obtiene la demanda agregada nacional de Costa Rica.

La demanda de electricidad futura se estima en función de proyecciones de variables macroeconómicas y demográficas. A partir de escenarios de desarrollo de la actividad macroeconómica del país, el precio de la energía y el crecimiento de la población, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando una combinación de modelos de simulación para el corto y largo plazo.

Para la estimación de la demanda de corto plazo, correspondiente al primer año de proyección, se utilizó el modelo Holt-Winters aditivo. Para la demanda de largo plazo, correspondiente a los años posteriores, se utilizan modelos de redes neuronales, técnica de inteligencia artificial utilizada para formular proyecciones. Las redes adquieren conocimiento de la demanda de energía eléctrica de cada sector de consumo por medio de un proceso de aprendizaje a partir de series de datos históricos.

Las variables que alimentan los modelos de demanda de largo plazo se refieren a los siguientes elementos:

- Cantidad de clientes residenciales;
- Cantidad de clientes del SEN;
- Precio medio de la electricidad para cada sector;
- Variables macroeconómicas del país (Valor Agregado Industrial y Valor Agregado Comercial);
- Demanda histórica por sector de consumo.

²⁸ El ICE ejecuta y actualiza el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (PEG) de largo plazo en cada ciclo de planificación que normalmente corresponde con una frecuencia de cada dos años.

²⁹ Proyecciones de la Demanda Eléctrica de Costa Rica 2022-2040. Dirección Planificación y Sostenibilidad, mayo 2022.

Las variables utilizadas en cada sector de consumo se resumen en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1 Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo

VARIABLES EXPLICATIVAS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO									
Sector de consumo	Ventas por sector	Número de clientes		Precio de la energía por sector				Variables macroeconómicas	
		Residencial	SEN	Residencial	General	Industrial	Alta Tensión	VAI	VACA
Residencial	X	X		X					
General	X				X				X
Industria Total	X					X			X
Alta Tensión	X						X		X
Alumbrado Público	X		X						

Precio: promedio ponderado por sector del precio de venta al cliente final. A precios constantes (prom2021¢/KWh).
 VAI: Valor Agregado Industrial
 VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado

Las simulaciones con redes neuronales proveen una estimación de las ventas a clientes finales en cada sector de consumo. A esta estimación se le aplican factores de pérdidas y de carga del sistema para estimar la demanda de generación y potencia máxima del sistema.

6.2 PROYECCIONES DE LA DEMANDA 2022-2040

En cada proceso de cálculo de proyecciones de demanda se preparan tres escenarios de crecimiento, alto, medio y bajo. El Plan de Expansión Recomendado se formula utilizando el escenario medio de la demanda, pero también se estiman planes de expansión paralelos para la demanda baja y alta, así como para la proyección que simula el impacto de la electromovilidad y la generación distribuida.

La demanda de energía corresponde al acumulado de energía anual y se expresa en GWh. La demanda de potencia es el valor de la máxima potencia esperada en el año y se expresa en MW.

La proyección media de demanda del SEN estima un crecimiento promedio anual en el largo plazo de 1.6% en energía y 1.3% en potencia.

La proyección de la demanda se realizó en mayo del 2022. Por esta razón el último año con un registro histórico es el 2021. A partir del 2022 los valores reportados son producto de la proyección.

Las proyecciones de demanda analizadas en el PEG 2022 se presentan en la Tabla 6.2 y en la Figura 6.1. En la Tabla 6.3 se muestran los porcentajes de crecimiento anual.

Tabla 6.2 Proyecciones de demanda en ventas, generación y transmisión³⁰

PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACION Y TRANSMISION (2022-2040)															
Año	VENTAS			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	ENERGÍA, GWh			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2016	9 688	9 688	9 688	10 594	10 594	10 594	1 623	1 623	1 623	10 932	10 932	10 932	1 675	1 675	1 675
2017	9 805	9 805	9 805	10 655	10 655	10 655	1 636	1 636	1 636	11 019	11 019	11 019	1 692	1 692	1 692
2018	9 893	9 893	9 893	10 778	10 778	10 778	1 664	1 664	1 664	11 115	11 115	11 115	1 716	1 716	1 716
2019	10 063	10 063	10 063	11 177	11 177	11 177	1 692	1 692	1 692	11 334	11 334	11 334	1 716	1 716	1 716
2020	9 762	9 762	9 762	10 867	10 867	10 867	1 714	1 714	1 714	11 020	11 020	11 020	1 738	1 738	1 738
2021	10 239	10 239	10 239	11 349	11 349	11 349	1 736	1 736	1 736	11 523	11 523	11 523	1 763	1 763	1 763
2022	10 411	10 528	10 639	11 540	11 668	11 792	1 764	1 784	1 802	11 717	11 847	11 973	1 791	1 811	1 830
2023	10 605	10 724	10 839	11 754	11 886	12 013	1 783	1 803	1 823	11 934	12 068	12 197	1 811	1 831	1 851
2024	10 757	10 960	11 136	11 922	12 148	12 343	1 790	1 824	1 854	12 105	12 334	12 532	1 818	1 852	1 882
2025	10 898	11 192	11 433	12 078	12 405	12 671	1 805	1 854	1 894	12 264	12 595	12 866	1 833	1 883	1 923
2026	11 028	11 413	11 715	12 223	12 649	12 984	1 813	1 877	1 926	12 410	12 843	13 183	1 841	1 905	1 956
2027	11 157	11 635	12 010	12 366	12 895	13 311	1 826	1 904	1 966	12 555	13 093	13 515	1 854	1 934	1 996
2028	11 285	11 850	12 287	12 508	13 134	13 619	1 834	1 926	1 997	12 699	13 336	13 827	1 862	1 955	2 027
2029	11 414	12 064	12 559	12 651	13 371	13 920	1 852	1 957	2 037	12 845	13 576	14 134	1 880	1 987	2 069
2030	11 541	12 275	12 827	12 792	13 605	14 216	1 864	1 982	2 071	12 988	13 814	14 434	1 892	2 013	2 103
2031	11 666	12 484	13 097	12 930	13 837	14 516	1 876	2 007	2 106	13 128	14 049	14 739	1 904	2 038	2 138
2032	11 791	12 690	13 354	13 068	14 065	14 801	1 887	2 031	2 137	13 269	14 281	15 028	1 916	2 062	2 170
2033	11 915	12 889	13 613	13 206	14 286	15 088	1 907	2 063	2 179	13 408	14 505	15 319	1 936	2 095	2 212
2034	12 031	13 080	13 857	13 335	14 498	15 359	1 921	2 088	2 212	13 539	14 720	15 594	1 950	2 120	2 246
2035	12 141	13 260	14 075	13 456	14 696	15 600	1 933	2 112	2 242	13 662	14 922	15 839	1 963	2 144	2 276
2036	12 243	13 426	14 279	13 569	14 880	15 826	1 940	2 127	2 262	13 777	15 108	16 069	1 969	2 160	2 297
2037	12 334	13 578	14 460	13 670	15 049	16 027	1 957	2 154	2 294	13 880	15 280	16 272	1 987	2 187	2 329
2038	12 410	13 716	14 624	13 755	15 202	16 209	1 967	2 174	2 318	13 966	15 435	16 458	1 997	2 207	2 353
2039	12 478	13 841	14 774	13 830	15 341	16 375	1 975	2 191	2 339	14 042	15 576	16 626	2 005	2 224	2 374
2040	12 537	13 954	14 914	13 896	15 466	16 530	1 978	2 201	2 352	14 109	15 703	16 784	2 008	2 235	2 389

Fuente: ICE, Planificación y Sostenibilidad

³⁰ Período 2016-2021, datos históricos; período 2022-2040, proyecciones.

Tabla 6.3 Proyecciones crecimiento anual de la demanda³¹

PROYECCIONES CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA															
Año	VENTAS			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	ENERGÍA			ENERGÍA			POTENCIA			ENERGÍA			POTENCIA		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2016	3.8%	3.8%	3.8%	1.8%	1.8%	1.8%	2.7%	2.7%	2.7%	3.1%	3.1%	3.1%	3.9%	3.9%	3.9%
2017	1.2%	1.2%	1.2%	0.6%	0.6%	0.6%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	1.1%	1.1%	1.1%
2018	0.9%	0.9%	0.9%	1.2%	1.2%	1.2%	1.7%	1.7%	1.7%	0.9%	0.9%	0.9%	1.4%	1.4%	1.4%
2019	1.7%	1.7%	1.7%	3.7%	3.7%	3.7%	1.7%	1.7%	1.7%	2.0%	2.0%	2.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2020	-3.0%	-3.0%	-3.0%	-2.8%	-2.8%	-2.8%	1.3%	1.3%	1.3%	-2.8%	-2.8%	-2.8%	1.3%	1.3%	1.3%
2021	4.9%	4.9%	4.9%	4.4%	4.4%	4.4%	1.3%	1.3%	1.3%	4.6%	4.6%	4.6%	1.5%	1.5%	1.5%
2022	1.7%	2.8%	3.9%	1.7%	2.8%	3.9%	1.6%	2.7%	3.8%	1.7%	2.8%	3.9%	1.6%	2.7%	3.8%
2023	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.1%	1.1%	1.1%	1.9%	1.9%	1.9%	1.1%	1.1%	1.1%
2024	1.4%	2.2%	2.7%	1.4%	2.2%	2.7%	0.4%	1.2%	1.7%	1.4%	2.2%	2.7%	0.4%	1.2%	1.7%
2025	1.3%	2.1%	2.7%	1.3%	2.1%	2.7%	0.8%	1.6%	2.2%	1.3%	2.1%	2.7%	0.8%	1.6%	2.2%
2026	1.2%	2.0%	2.5%	1.2%	2.0%	2.5%	0.4%	1.2%	1.7%	1.2%	2.0%	2.5%	0.4%	1.2%	1.7%
2027	1.2%	1.9%	2.5%	1.2%	1.9%	2.5%	0.7%	1.5%	2.1%	1.2%	1.9%	2.5%	0.7%	1.5%	2.1%
2028	1.1%	1.9%	2.3%	1.1%	1.9%	2.3%	0.4%	1.1%	1.6%	1.1%	1.9%	2.3%	0.4%	1.1%	1.6%
2029	1.1%	1.8%	2.2%	1.1%	1.8%	2.2%	1.0%	1.6%	2.0%	1.1%	1.8%	2.2%	1.0%	1.6%	2.0%
2030	1.1%	1.8%	2.1%	1.1%	1.8%	2.1%	0.7%	1.3%	1.7%	1.1%	1.8%	2.1%	0.7%	1.3%	1.7%
2031	1.1%	1.7%	2.1%	1.1%	1.7%	2.1%	0.6%	1.2%	1.6%	1.1%	1.7%	2.1%	0.6%	1.2%	1.6%
2032	1.1%	1.6%	2.0%	1.1%	1.6%	2.0%	0.6%	1.2%	1.5%	1.1%	1.6%	2.0%	0.6%	1.2%	1.5%
2033	1.1%	1.6%	1.9%	1.1%	1.6%	1.9%	1.1%	1.6%	2.0%	1.1%	1.6%	1.9%	1.1%	1.6%	2.0%
2034	1.0%	1.5%	1.8%	1.0%	1.5%	1.8%	0.7%	1.2%	1.5%	1.0%	1.5%	1.8%	0.7%	1.2%	1.5%
2035	0.9%	1.4%	1.6%	0.9%	1.4%	1.6%	0.7%	1.1%	1.3%	0.9%	1.4%	1.6%	0.7%	1.1%	1.3%
2036	0.8%	1.3%	1.4%	0.8%	1.3%	1.4%	0.3%	0.7%	0.9%	0.8%	1.3%	1.4%	0.3%	0.7%	0.9%
2037	0.7%	1.1%	1.3%	0.7%	1.1%	1.3%	0.9%	1.3%	1.4%	0.7%	1.1%	1.3%	0.9%	1.3%	1.4%
2038	0.6%	1.0%	1.1%	0.6%	1.0%	1.1%	0.5%	0.9%	1.0%	0.6%	1.0%	1.1%	0.5%	0.9%	1.0%
2039	0.5%	0.9%	1.0%	0.5%	0.9%	1.0%	0.4%	0.8%	0.9%	0.5%	0.9%	1.0%	0.4%	0.8%	0.9%
2040	0.5%	0.8%	1.0%	0.5%	0.8%	1.0%	0.1%	0.5%	0.6%	0.5%	0.8%	1.0%	0.1%	0.5%	0.6%

Fuente: ICE, Planificación y Sostenibilidad

³¹ Ibid.

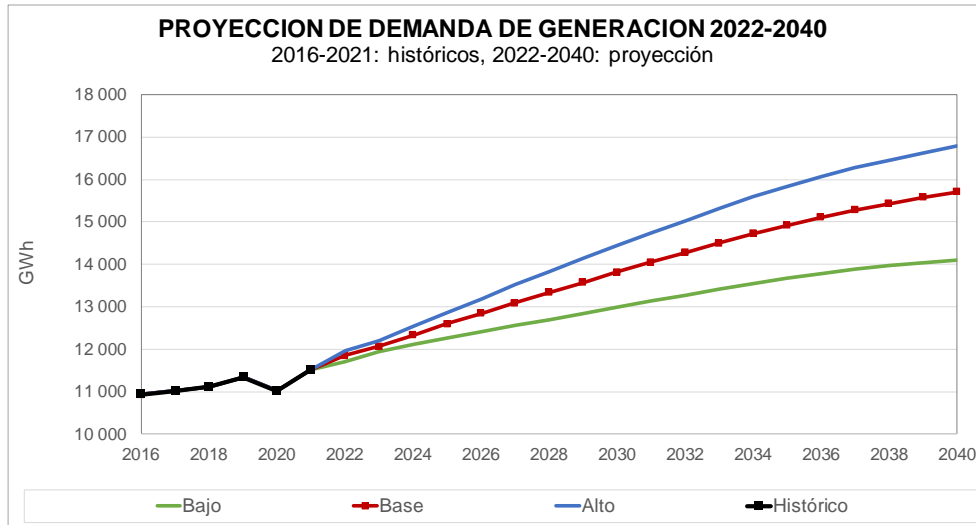


Figura 6.1 Proyección de demanda de generación 2022-2040

6.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ELECTROMOVILIDAD

Las proyecciones de demanda nacional del apartado anterior tienen embebida la señal histórica de crecimiento de la generación distribuida (GD) y la electromovilidad (EM), porque los aumentos o reducciones que estas variables hayan provocado en la demanda ya han sido capturadas por las demandas anuales históricas que alimentan, junto con otras variables, los modelos de simulación.

Para el PEG 2022 se ha considerado un escenario adicional de demanda que estima un crecimiento de la generación distribuida y la electromovilidad más acelerado que los índices históricos. Este escenario se fundamenta en que es probable que en el mediano y largo plazo se den crecimientos más fuertes que los registrados en el pasado debido a que ambas actividades son impulsadas por leyes especiales y tienen estímulos en precios y regulación, además de provocar un interés importante en la sociedad.

La electromovilidad y la generación distribuida generan un impacto opuesto sobre las proyecciones de demanda. La generación distribuida presiona por una reducción de demanda y la electromovilidad por un incremento. Por lo tanto, el escenario de demanda que se simula para valorar el impacto de estos elementos se prepara combinando ambos efectos, aplicados a la proyección de demanda media.

Las proyecciones de generación distribuida definen el crecimiento de la potencia pico y con base en este valor y un factor de planta se obtiene la energía disponible anualmente. Para construir el perfil de potencia de la generación distribuida, se toma el histórico de generación de la planta solar fotovoltaica Miravalles³². Al perfil de las proyecciones de demanda

³² Según el informe: "Crecimiento e impacto de la generación distribuida. Actualización a diciembre 2021" en octubre del 2022", el 99 % de las instalaciones de generación distribuida en el país cuentan con tecnología solar fotovoltaica.

nacional se le resta el perfil de la generación distribuida, puesto que parte de la demanda proyectada será cubierta por generación distribuida³³.

Las proyecciones de la electromovilidad están limitadas por la información disponible. Para la elaboración de las proyecciones (EM), no se cuenta con un histórico de datos extenso debido a lo incipiente de la electromovilidad en el país. No es sino hasta los últimos 5-8 años que se tienen incrementos útiles para realizar proyecciones a futuro. La información oficial del crecimiento de las inscripciones de la flota vehicular eléctrica del país es publicada por el MINAE en su página electrónica, a partir de datos del Registro Público.

En cualquier país del mundo la implementación de la electromovilidad es un gran reto y debe ser abordada como una tarea multidimensional, porque, abarca componentes técnicos, económicos, regulatorios y sociales. Una buena integración entre todas las partes interesadas y un dinámico intercambio de datos es vital para que se logren avances significativos.

Con base en la información disponible se realizan proyecciones de electromovilidad para tres grupos de vehículos eléctricos:

- Automóviles, motocicletas y bicimotos, equipo especial y otros: La proyección se basa en metas de penetración definidas a partir de experiencias de otros países. Para el 2030 se considera que el 25% del total de los automóviles, equipo especial y otros vehículos inscritos son eléctricos, y el 10% del total de las motocicletas y bicimotos inscritas son eléctricas. Para el 2040 se considera que el 50% del total de los automóviles, equipo especial y otros vehículos inscritos son eléctricos y el 20% del total de las motocicletas y bicimotos inscritas son eléctricas.
- Buses eléctricos: Se considera una sustitución del 5% de la flota autobusera por autobuses eléctricos cada 2 años, según la Ley 9518 Incentivos y Promoción Para El Transporte Eléctrico. Además, se considera que no se incorporan autobuses diésel a la flota vehicular, por lo que la cantidad de estas unidades va disminuyendo según se hacen las sustituciones por unidades eléctricas. Se asume que la sustitución inicia en 2025.
- Trenes eléctricos: Se consideran los proyectos del Tren Rápido de Pasajeros (TRP) de la Gran Área Metropolitana (GAM) y el Tren Eléctrico Limonense de Carga (TELCA). El TRP de la GAM consiste en un sistema ferroviario bidireccional que conectará Cartago, San José, Heredia y Alajuela. El TELCA tiene como objetivo modernizar la red ferroviaria Río Frío-Limón-Valle de La Estrella y ampliarla hasta Bajos de Chilamate en Sarapiquí. El consumo anual esperado de ambos proyectos en conjunto se simuló en 100 GWh en promedio. No se cuenta con fechas oficiales para el inicio de operaciones de dichos trenes, para efecto de los estudios, la entrada se simuló a partir del 2027.

La proyección de electromovilidad debe ser agregada a la proyección de demanda nacional porque se considera una demanda nueva.

³³ ICE (2022) Crecimiento e Impacto de la Generación Distribuida. Actualización a diciembre 2021.

La Tabla 6.4 muestra el escenario de proyección de electromovilidad y generación distribuida. La Figura 6.2 muestra la comparación del escenario de proyección de electromovilidad y generación distribuida con los escenarios de demanda baja, media y alta.

Los escenarios con electromovilidad se construyen agregando a la proyección de demanda del país, el consumo de energía anual proyectado para esta actividad. Los escenarios con generación distribuida se construyen restando a la proyección de demanda del país, la producción de energía anual proyectada para la generación distribuida. El caso de análisis para el plan de expansión consideró el efecto combinado de ambas variables, que afectan la demanda en direcciones contrarias. La generación distribuida reduce la señal de crecimiento de demanda, mientras que la electromovilidad presiona por un crecimiento mayor.

Tabla 6.4 Escenario de proyección de generación distribuida y electromovilidad

PROYECCION DE DEMANDA DE GENERACIÓN GD+EM								
Año	Energía (GWh)				% Crecimiento			
	Base	GD	EM	GD+EM	Base	GD	EM	GD+EM
2022	11 847	24	8	11 831				
2023	12 068	51	24	12 041	1.9%	113.1%	204.7%	1.8%
2024	12 334	81	45	12 298	2.2%	59.2%	88.5%	2.1%
2025	12 595	104	72	12 562	2.1%	28.5%	59.8%	2.2%
2026	12 843	123	104	12 824	2.0%	17.8%	45.3%	2.1%
2027	13 093	142	258	13 209	1.9%	15.6%	147.8%	3.0%
2028	13 336	162	309	13 482	1.9%	13.9%	19.7%	2.1%
2029	13 576	182	367	13 760	1.8%	12.6%	18.8%	2.1%
2030	13 814	203	441	14 051	1.8%	11.6%	20.2%	2.1%
2031	14 049	225	534	14 358	1.7%	10.7%	21.1%	2.2%
2032	14 281	248	636	14 669	1.6%	10.0%	19.2%	2.2%
2033	14 505	271	747	14 981	1.6%	9.4%	17.4%	2.1%
2034	14 720	295	867	15 292	1.5%	9.0%	16.1%	2.1%
2035	14 922	320	997	15 598	1.4%	8.5%	14.9%	2.0%
2036	15 109	347	1 138	15 900	1.3%	8.1%	14.1%	1.9%
2037	15 280	373	1 289	16 196	1.1%	7.8%	13.3%	1.9%
2038	15 435	401	1 463	16 497	1.0%	7.5%	13.5%	1.9%
2039	15 576	430	1 653	16 798	0.9%	7.2%	13.0%	1.8%
2040	15 703	460	1 855	17 097	0.8%	7.0%	12.2%	1.8%

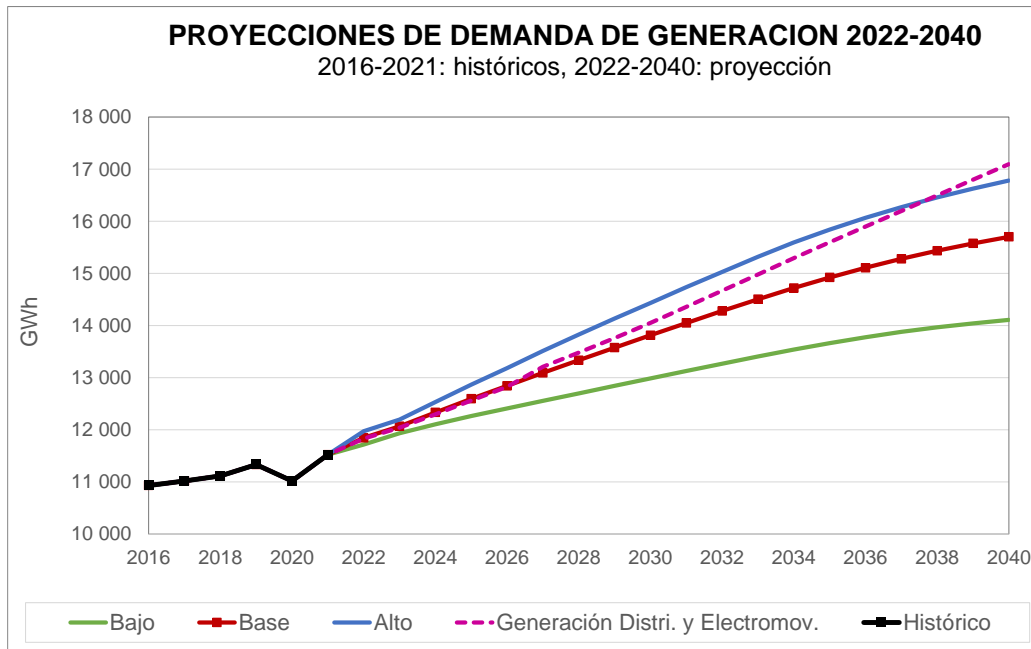


Figura 6.2 Proyecciones de demanda de generación 2022-2040

Como se observa, hasta el 2026, el escenario de generación distribuida y electromovilidad es ligeramente menor que la demanda media base, por el mayor impacto de la generación distribuida en el corto plazo. Posteriormente la electromovilidad aumenta sustancialmente, tendiendo al escenario de demanda alta. Ambas situaciones están razonablemente contenidas dentro de los rangos de estimación de las proyecciones de demanda descritas en el subapartado 6.2 Proyecciones de la Demanda 2022-2040.

6.4 COMPARACIÓN CON PROYECCIONES HISTÓRICAS DE DEMANDA

La demanda eléctrica del país experimentó una desaceleración de su crecimiento desde el año 2007. Las causas de esta reducción en el ritmo de crecimiento son varias, pero la más importante es la contracción de la economía nacional producto a la vez de una crisis de carácter mundial y más recientemente la pandemia del COVID-19. Las proyecciones de demanda eléctrica de largo plazo recogieron gradualmente esas señales del mercado eléctrico y evidenciaron un crecimiento menos acelerado en los últimos años.

En la Figura 6.3 pueden observarse los ajustes anuales en las proyecciones de demanda de generación de largo plazo. Todos los casos se refieren a los escenarios de demanda que sustentaron los planes de expansión del 2016 al 2022, con excepción del plan de expansión del 2020 que se formuló con la demanda baja, atendiendo las expectativas de crecimiento de corto plazo visualizadas durante la pandemia del COVID-19.

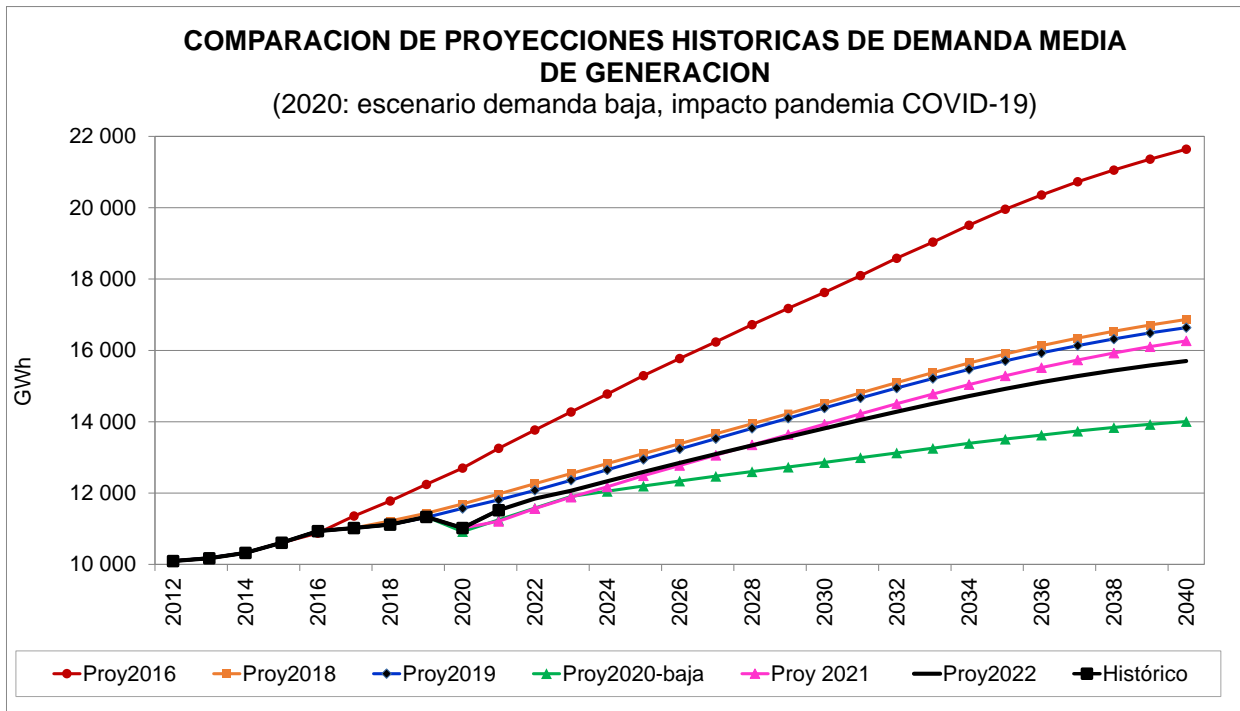


Figura 6.3 Comparación de proyecciones históricas de demanda media de generación

(Esta página intencionalmente en blanco)

7 RECURSOS ENERGÉTICOS

7.1 POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES

El país ha desarrollado sus recursos energéticos renovables para atender la demanda nacional de electricidad. Históricamente, la hidroelectricidad ha sido la principal fuente utilizada y hoy en día lo continúa siendo. Sin embargo, desde hace varias décadas inició el proceso de diversificación, adicionando la energía geotérmica, la eólica y la biomasa (basada en el bagazo como fuente energética). Recientemente, la energía solar es aprovechada en el país principalmente mediante la generación distribuida y en menor grado por proyectos centralizados.

El ICE realiza esfuerzos continuos para la investigación de nuevas fuentes energéticas que buscan identificar la madurez tecnológica, los costos, la viabilidad económica y financiera, y otras condiciones que permitan integrar dichas fuentes al SEN cuando se demuestra que aportan beneficios al país.

Como parte de los estudios de planificación para el desarrollo del sistema eléctrico se incluyen los estudios de potencial de las diversas fuentes energéticas, los cuales permiten conocer la magnitud y la distribución geográfica del recurso. Los estudios de potencial consideran las restricciones para su aprovechamiento, como la existencia de zonas indígenas, parques nacionales y reservas.

Al hablar de potencial, es importante diferenciar entre el potencial bruto o teórico, el potencial técnico y el potencial identificado. El potencial bruto o teórico es aquel que ofrece la naturaleza sin contemplar tecnologías específicas y sin excluir áreas con restricciones absolutas. El potencial técnico considera tecnologías disponibles, factores de conversión, eficiencia y factores de planta. Excluye áreas con restricciones absolutas, por uso del suelo o por características físicas. Se aproxima más a las posibilidades energéticas de desarrollo futuro. El potencial identificado suma la potencia de todos los proyectos identificados en el país. Incluye capacidad instalada actual³⁴.

En el caso de fuentes hídricas, el potencial identificado se basa en la identificación de posibles proyectos, por lo que dicho potencial es sensible al esfuerzo de prospección para determinar estos proyectos y a la información disponible sobre ellos. Además del registro de proyectos propios del ICE, se consideran los proyectos privados incluidos en la base de datos que mantiene el ICE, en el marco de la aplicación de la Ley N°7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, así como los informes de los proyectos de generación que reportan las empresas distribuidoras de electricidad.

El potencial energético local de las fuentes energéticas mencionadas se muestra en la Tabla 7.1.

³⁴ Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*

Tabla 7.1 Potencial energético nacional

POTENCIAL ENERGÉTICO NACIONAL				
Datos a setiembre 2022				
Fuente energética	Capacidad instalada⁽¹⁾ (MW)	Potencial total identificado⁽²⁾ (MW)	Potencial remanente (MW)	% Instalado del total identificado
Hidroeléctrica ⁽³⁾	2 331	7 902	5 571	29%
Geotérmica ⁽⁴⁾				
Recurso > 220°C	250	1 019	769	25%
Recurso : 150°C-220°C		1 102	1 102	
Eólica terrestre (onshore) ⁽⁵⁾	390	2 400	2 010	16%
Eólica marino (offshore) ⁽⁶⁾		14 400	14 400	
Biomasa ⁽⁷⁾	80	683	604	12%
Solar ⁽⁸⁾	81	5 767	5 686	1%
Mareomotriz-Undimotriz ⁽⁹⁾		2 001	2 001	
Total recursos renovables	3 132	35 274	32 143	9%

⁽¹⁾ Potencia de placa a julio 2022. Tomado de sitio CENCE: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceMain.jsf> Se ajustan datos de biomasa y solar según se indica en notas 7 y 8.

⁽²⁾ El potencial hidroeléctrico corresponde a la suma de la capacidad de los proyectos identificados para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada. Para el resto de tecnologías se refiere al obtenido en estudios de potencial.

⁽³⁾ Potencial hidroeléctrico tomado de Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035. Incluye los proyectos del ICE, inclusive los identificados en territorios indígenas y parques nacionales. Adicionalmente, se incluyen los proyectos de las empresas distribuidoras, y de la cartera de proyectos privados identificados o con solicitudes de elegibilidad.

⁽⁴⁾ Potencial geotérmico estimado, tomado de Instituto Costarricense de Electricidad. (2022). Actualización del Potencial Geotérmico de Costa Rica.

⁽⁵⁾ Potencial eólico técnico tomado de Instituto Costarricense de Electricidad. (2013). Estudios de Potencial Eólico Terrestre. San José.

⁽⁶⁾ Potencial eólico técnico tomado de Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). Estudio de potencial eólico marino para la generación eléctrica en Costa Rica. San José

⁽⁷⁾ Capacidad instalada en biomasa incluye las plantas de los ingenios en operación, la cascarilla de arroz y las plantas de biodigestión. Potencial obtenido Instituto Costarricense de Electricidad. (2022). Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica. San José

⁽⁸⁾ Capacidad instalada en solar incluye plantas existentes: PS Miravalles ICE, PS Juanilama de Coopeguanacaste y PS Cooperativo de Conelectricas (10 MW); además de los sistemas de generación distribuida (70,9 MWp). Este último tomado de Instituto Costarricense de Electricidad. (2022). Crecimiento e impacto de la generación distribuida. Potencial solar tomado como 1% del potencial técnico estimado en Instituto Costarricense de Electricidad. (2014). Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica. San José.

⁽⁹⁾ Potencial citado en Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035

7.2 FUENTES RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA NACIONAL

El sistema de generación nacional ha utilizado racionalmente los recursos renovables disponibles. Las fuentes establecidas que aportan significativamente a la satisfacción de la demanda son la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica, la solar y la biomasa de bagazo.

7.2.1 Hidroelectricidad

La matriz eléctrica actual de Costa Rica se basa en su mayor parte en recursos hidroeléctricos que aportan seguridad energética, renovabilidad a la matriz y brindan servicios complementarios al SEN. La hidroelectricidad con embalses de regulación, además de generar energía, es la tecnología más adecuada para brindar servicios auxiliares de la red, e incluye capacidades como: control de tensión y frecuencia, suministro de potencia reactiva, estabilización de potencia, reserva rodante y fría, y capacidad de arranque en negro al sistema de generación. Estos servicios son cada vez más importantes para el sistema dada la mayor incorporación de fuentes intermitentes al SEN, como el viento y el sol.

Dentro de la evaluación de los recursos hidro energéticos de una región, es importante la estimación del potencial teórico o bruto, el cual constituye el límite superior de referencia del aprovechamiento hidroeléctrico en dicha región. El potencial teórico brinda criterio sobre el orden de magnitud y distribución de la energía en las diferentes cuencas del país.

El potencial teórico superficial de escurrimiento de Costa Rica fue estimado por el ICE³⁵ en 25 450 MW. Los cálculos se hicieron considerando el escurrimiento superficial y la elevación media de las treinta y cuatro cuencas hidrográficas de Costa Rica. El potencial hidroeléctrico identificado que se muestra en la Tabla 7.1 corresponde a aproximadamente 32% de este potencial teórico.

Del potencial remanente sin explotar, cerca del 37% se ubica parcial o totalmente en territorios indígenas. No existe un impedimento legal para la eventual ejecución de algunos de estos proyectos; sin embargo, es previsible que las complejidades adicionales, producto de negociaciones y acuerdos con comunidades indígenas, impliquen que una parte de este potencial no pueda ser aprovechado.

Adicionalmente, un 16% de la potencia identificada se ubica en áreas silvestres protegidas donde la ley no permite ningún tipo de explotación. Por otro lado, alrededor del 6% de la potencia hidráulica identificada presenta en la actualidad algún tipo de restricción para el aprovechamiento del recurso, como la declaración de “moratoria”.

Estas consideraciones permiten prever que el potencial remanente que podría ser explotado es apenas una fracción del potencial identificado y que el desarrollo hidroeléctrico restante es limitado.

³⁵ Según se cita en Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*.

Por otra parte, existe un potencial para la generación hidráulica por medio de la tecnología de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, conocido como turbo bombeo. El estudio de identificación realizado por el ICE en 2019³⁶ mostró un potencial de aproximadamente 820 MW. Este es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses: el agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo (embalse inferior) es bombeada al depósito situado en la cota más alta (embalse superior) durante las horas en las que la oferta de energía supera a la demanda eléctrica, con el fin de, posteriormente, turbinarla en las horas en las que la demanda supera a la oferta de energía. Esta tecnología funciona como un almacenamiento energético que permite almacenar los excedentes horarios y diarios de energía para generarla en las horas de mayor demanda. Adicionalmente, proporciona los mismos servicios auxiliares que una planta hidroeléctrica convencional.

El potencial hidroeléctrico por bombeo no se incluye en la Tabla 7.1 por tratarse de una tecnología de almacenamiento energético por medio de embalses y no de capacidad adicional al potencial hidroeléctrico total con que cuenta el país.

7.2.2 Geotermia

Estudios técnicos³⁷ estimaron el potencial geotérmico con que cuenta el país para la generación de electricidad a partir de fuentes geotérmicas con temperaturas superiores a 150°C, con base en los datos disponibles y considerando el entorno geológico-geotérmico.

Las estimaciones se efectuaron para los recursos³⁸ y para las reservas³⁹.

En ambos casos se analizaron dos escenarios: uno considerando todas las áreas de interés, que estima el total del recurso existente, y otro con restricciones de aprovechamiento (parques nacionales y reservas, humedales y zonas con amplio desarrollo urbano). En la Tabla 7.1 se muestra el segundo escenario, con las estimaciones del recurso accesible bajo la legislación actual.

En términos geográficos, los sectores del país que favorecen el desarrollo de la geotermia se encuentran asociados a las cordilleras volcánicas de Guanacaste, Central y Tilarán.

El país ha explotado dos campos geotérmicos que están en operación: Miravalles “Alfredo Mainieri Protti” y Las Pailas. La capacidad instalada es de 229 MW. Actualmente está en

³⁶ Instituto Costarricense de Electricidad. (2017). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Venado y Unión*; Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Cachí*; Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Congo*; Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo La Cruz*; Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). *Prefactibilidad proyecto almacenamiento por bombeo Venado*.

³⁷ Instituto Costarricense de Electricidad. (2022). *Actualización del Potencial Geotérmico de Costa Rica*.

³⁸ La fracción del recurso accesible que podría extraerse económica y legalmente dentro de un tiempo futuro (establecido en el estudio en 30 años, recurso ubicado a menos de 3 km de profundidad).

³⁹ La fracción del recurso que podría ser aprovechada y utilizada para aplicaciones prácticas en el presente o dentro de un lapso temporal relativamente pequeño (establecido en el estudio en 10 años, en reservorios ubicados a menos de 2.5 km de profundidad).

desarrollo la explotación del tercer campo, denominado Borinquen, con una capacidad de 110 MW, cuyo primer desarrollo de 55 MW entrará en operación en el año 2027.

La geotermia es la única fuente renovable que no está expuesta a la variabilidad climática.

7.2.3 Eólico terrestre

Costa Rica fue pionera de la energía eólica en Latinoamérica, con su aprovechamiento desde 1996. Actualmente representa poco más del 11% de la potencia instalada en el SEN.

De acuerdo con los análisis realizados, el potencial eólico terrestre de Costa Rica, con un factor de planta superior al 30%, alcanza los 2 400 MW de capacidad instalable, con una producción de energía anual del orden de 6 700 GWh⁴⁰. El potencial aquí calculado debe entenderse como un límite teórico que podría ser aprovechado para generación eléctrica. Este potencial solo se refiere a los aprovechamientos en tierra firme.

La intermitencia característica del viento requiere valoraciones de respaldos en el sistema antes de su incorporación. En general, en el país se ha ido aumentando gradualmente la penetración eólica, con el fin de controlar los efectos de la intermitencia.

La energía eólica es un buen complemento de la energía hidroeléctrica a lo largo del año y en especial en la época seca. En términos generales en los ciclos del fenómeno El Niño (años secos) las condiciones son más ventosas, lo que favorece una mayor generación con energía eólica. En los ciclos de La Niña (años muy lluviosos) hay menos viento, pero hay más generación hidroeléctrica. Esta complementariedad también se presenta durante el año porque el patrón de vientos en Costa Rica refleja una intensidad más fuerte durante los meses secos.

7.2.4 Biomasa

Costa Rica cuenta con un potencial teórico de 683 MW y 3 560 GWh por año de generación de energía a partir de biomasa residual o Residuos Agrícolas Orgánicos (RAO). La capacidad instalada para el aprovechamiento de estos RAO hoy en día ronda los 80 MW.

- **Biomasa seca⁴¹**

La explotación de la biomasa seca ha sido el resultado de los esfuerzos de inversionistas privados que han desarrollado la tecnología necesaria y que desde hace más de 25 años suministran energía al SEN. Esta explotación está asociada a los ingenios azucareros que cuentan con equipos propios de generación y están en capacidad de producir un excedente de energía por encima de sus necesidades a un bajo costo. La estacionalidad del cultivo de la caña de azúcar se complementa muy bien con la estacionalidad de las plantas hidroeléctricas.

⁴⁰ Instituto Costarricense de Electricidad. (2013). *Estudios de Potencial Eólico Terrestre*. San José.

⁴¹ Se conoce como biomasa seca al residuo orgánico proveniente de la agroindustria que cuenta con una humedad igual o inferior al 50%.

De la capacidad instalada total para el aprovechamiento de los RAO (79.5 MW), 75.5 MW proviene de biomasa seca, asociada al bagazo de los ingenios azucareros y la cascarilla de arroz. Otros RAO que se producen a nivel nacional son piña, café, banano y la industria forestal, sin embargo, estos aún no son aprovechados.

El potencial por provincia, en capacidad y en generación eléctrica, se muestra en la Figura 7.1.

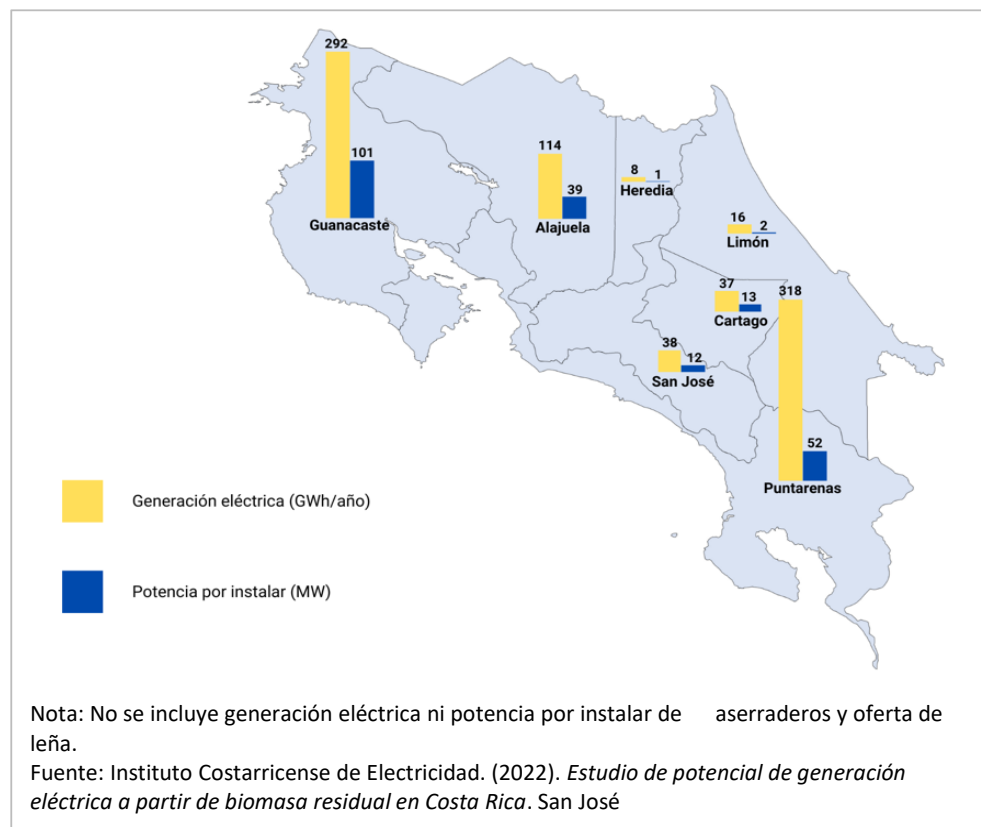


Figura 7.1 Potencial de la biomasa seca residual en potencia (MW) y generación eléctrica (GWh/año)

- **Biomasa húmeda⁴²**

La capacidad instalada en el país para aprovechamiento de la biomasa húmeda es de 4 MW⁴³. Los RAO actualmente aprovechados para la producción de energía a partir de biogás son: aguas residuales de palma aceitera, plantas de tratamiento de aguas residuales, residuos de mataderos, las excretas de cerdos y de bovinos.

⁴² La biomasa húmeda es aquella que puede ser aprovechada en un sistema anaerobio para la generación de biogás ya que cuenta con una humedad superior al 50%, además, es una fuente de energía que promueve la economía circular. El biogás puede ser aprovechado tanto en energía térmica como en energía eléctrica

⁴³ Instituto Costarricense de Electricidad. (2022). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*. San José

El total de las empresas que aprovechan el biogás para la generación de energía lo utilizan para autoconsumo. Los datos de generación de electricidad a partir de biogás de la Tabla 7.2, muestran que durante el 2021 se logró operar de forma continua, a diferencia de años anteriores.

Tabla 7.2 Energía eléctrica generada con biogás

ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA CON BIOGÁS	
Año	GWh
2018	2.01
2019	0.80
2020	0.73
2021	5.88
2022	5.42

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad. (2023).
Producción de energía a partir de biogás 2022. San José

La Tabla 7.2 muestra el potencial a partir del biogás, tanto en capacidad instalada como en potencia, por provincia.

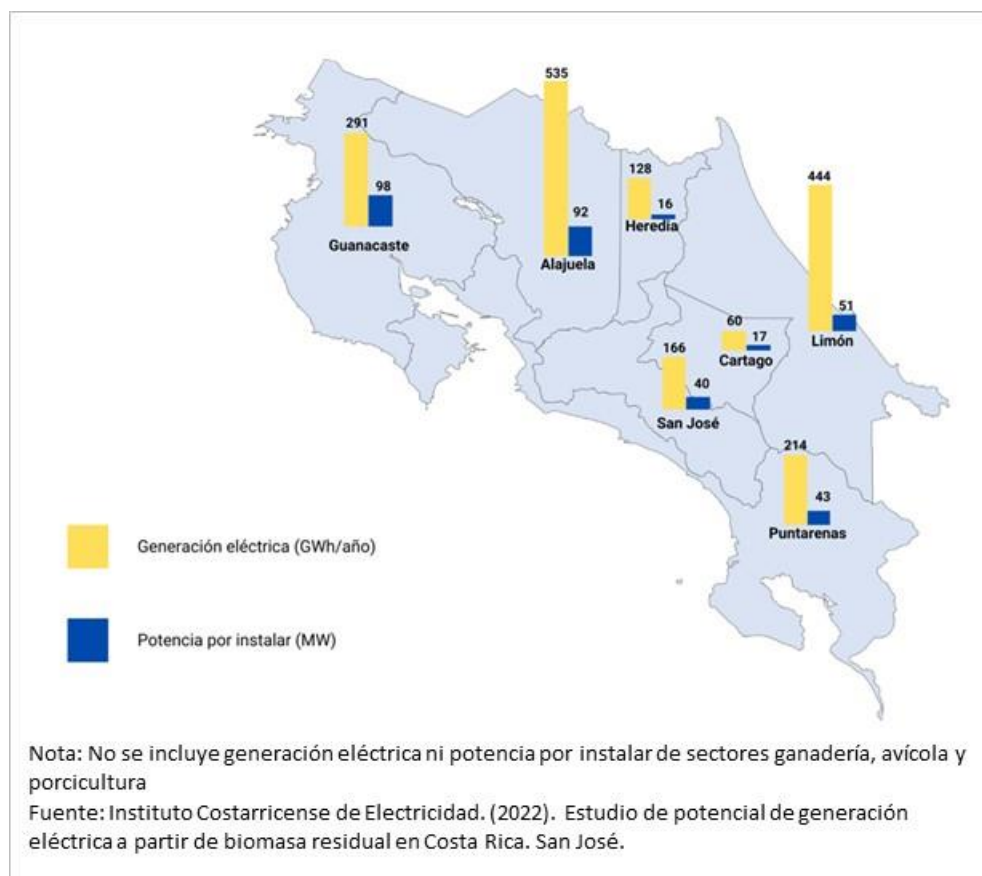


Figura 7.2 Potencial del biogás en potencia (MW) y generación eléctrica (GWh/año)

7.2.5 Energía solar

La tecnología para el aprovechamiento de la energía solar ha experimentado un gran desarrollo tecnológico y ha bajado notoriamente su costo en la última década. Esta condición, combinada con las crecientes complejidades sociales y ambientales de otro tipo de proyectos energéticos, ha favorecido la instalación de plantas solares en el mundo.

El aprovechamiento de la radiación solar se da en dos modalidades desde el punto de vista de uso territorial: los parques solares centralizados con potencias medias o altas, que utilizan grandes extensiones de terreno, y los pequeños sistemas distribuidos que aprovechan el área de los techos de edificaciones existentes. Tecnológicamente hay dos opciones principales de aprovechamiento de la energía solar para generar corriente eléctrica: la termosolar y la fotovoltaica.

La termosolar es una central termoeléctrica que obtiene su fuente de calor concentrando la radiación solar.

En términos generales, las plantas solares termoeléctricas no son viables en el país. Los valores promedio anuales de radiación directa obtenidos en estudios para distintas regiones de Costa Rica se encuentran por debajo del umbral mínimo requerido de 1 800 kWh/m²año⁴⁴. Sin embargo, sitios puntuales con características especiales de radiación, podrían ser objeto de estudios específicos en el futuro, a fin de determinar la factibilidad de este tipo de desarrollos en dichos sitios.

La energía fotovoltaica convierte la radiación solar en electricidad, mediante el uso de celdas fotovoltaicas. Estas celdas capturan los fotones de luz solar y generan una corriente eléctrica.

La tecnología fotovoltaica se basa en paneles solares modulares. Esta particularidad permite el aprovechamiento de la energía solar desde escalas de unos pocos kW hasta varios cientos de MW. En la modalidad de generación distribuida, pequeños sistemas se instalan en los techos de edificaciones, mientras que grandes centrales de una capacidad instalada considerable (lo que en inglés se denomina “utility-scale”) se construyen sobre terrenos dedicados exclusivamente a la actividad de generación solar. Sin embargo, se debe notar que el costo nivelado de la energía de los sistemas pequeños de generación distribuida es el doble del obtenido en una central grande⁴⁵.

El potencial técnico fotovoltaico de Costa Rica se ha estimado en 576 748 MW, asociado a un área potencial sin restricciones, correspondiente a 23% del territorio del país. Sin embargo, en un escenario más realista, suponiendo que tan solo un 1% del área sin restricciones pudiese ser dedicada a proyectos solares fotovoltaicos, el potencial técnico sería 5 767 MW.

El aprovechamiento del recurso solar está ligado a un factor de planta bajo y a una variabilidad del recurso propia de su naturaleza, que debe ser solventada para mejorar su integración al SEN. El desarrollo y evolución de sistemas de baterías abre nuevas

⁴⁴ Instituto Costarricense de Electricidad. (2014). *Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica*. San José.

⁴⁵ US Department of Energy, Solar Energy Technologies Office. (2021). 2030 Solar Cost Targets. <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets>

posibilidades de respaldo energético para esta fuente de generación, aunados a los embalses de regulación de las centrales hidroeléctricas.

7.3 OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS

Además de las fuentes renovables descritas anteriormente, nuevas fuentes no convencionales crecerán rápidamente en el mediano y largo plazo, gracias a una combinación de los siguientes factores:

- Alcanzaron un nivel de madurez tecnológico suficiente;
- Son una solución a un problema ambiental;
- Costos decrecientes de la tecnología;
- Percepción positiva del público y poca oposición socio-ambiental;
- Aumento de costo y agotamiento de algunas opciones convencionales.

Estas fuentes y tecnologías irán bajando de costo y mejorando sus características, pero en el horizonte de decisiones del presente plan de expansión no se pronostica que alcancen una participación importante en comparación a las demás fuentes con recursos renovables convencionales.

Debe vigilarse la dinámica de evolución para el aprovechamiento de estos recursos energéticos, con el fin de promover su participación en la generación eléctrica cuando ésta sea de beneficio para el país.

7.3.1 Eólico marino

En el año 2019, el ICE valoró por primera vez el potencial eólico marino para generación eléctrica⁴⁶. El potencial técnico se estima en 14 400 MW con un factor de planta superior al 34%. De este potencial, se identifican 4 780 MW con un factor de planta superior al 50%.

Las capacidades indicadas deben entenderse como un límite teórico, sujeto a restricciones y condicionantes.

7.3.2 Energía marina

En el año 2013, se valoró el recurso energético a partir de las olas (energía mareomotriz y undimotriz) en ambos océanos, mostrando un potencial teórico de 2 000 MW⁴⁷. El estudio identifica el potencial teórico disponible teniendo en cuenta todas las restricciones en el espacio marítimo que impiden el desarrollo de infraestructura para generación eléctrica (restricciones físicas naturales y usos del espacio marítimo) y el potencial técnico teniendo

⁴⁶ Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). *Estudio de potencial eólico marino para la generación eléctrica en Costa Rica*. San José.

⁴⁷ Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*.

en cuenta las tecnologías existentes. Se destaca que el aprovechamiento de olas y corrientes conllevan mucha incertidumbre al ser tecnologías aún en desarrollo.

Con respecto a la generación mareomotriz, el ICE ha visualizado un potencial de 3 MW, pero aún se considera una tecnología que requiere mayores estudios.

7.3.3 Residuos sólidos municipales

Cuando las municipalidades tratan y disponen de los residuos recurriendo a procesos térmicos, es posible recuperar una parte del calor de la incineración, gasificación o pirólisis de los residuos, para generar energía eléctrica. Se trata de procesos muy costosos, que solo se justifican cuando se tiene un problema ambiental que resolver.

En este contexto, la inclusión de la generación eléctrica a partir de residuos sólidos municipales solo es atractiva como subproducto de una solución integral del problema de los residuos. En aras de colaborar con la solución a este problema ambiental, el ICE ha hecho esfuerzos para lograr las condiciones necesarias para incluir la generación eléctrica mediante residuos dentro de la matriz eléctrica nacional.

Los residuos sólidos se consideran una fuente no convencional de energía que podría explotarse en el mediano plazo porque varias municipalidades han anunciado su interés en adoptar este tipo de tecnología. Tal es el caso del proyecto de 9 MW⁴⁸ que promueve COOPEGUANACASTE para convertir en energía eléctrica los desechos sólidos que se generan en varios cantones de Guanacaste mediante el proceso de “gasificación”.

7.3.4 Biocombustibles para generación eléctrica

Los biocombustibles pueden llegar a convertirse en una fuente adicional de energía de magnitud significativa en los próximos años. Mezclas de diésel con un 5% a 20% de biodiésel pueden ser utilizadas en cualquiera de las plantas térmicas del país, sin necesidad de ajustes o reconversiones mayores.

Otros biocombustibles, como el aceite crudo de palma africana, podrían ser utilizados en motores de combustión interna si las consideraciones económicas fueran favorables para superar al búnker.

El etanol, que se utiliza en mezclas con gasolina para uso en automóviles, no resulta económico para la generación eléctrica.

Aunque no hay un impedimento técnico para que los motores primarios de las plantas térmicas usen biocombustibles, actualmente los costos de producción de biocombustibles no logran competir con el precio de mercado de los derivados de petróleo. El Departamento de Investigación de la Refinería Costarricense de Petróleo (RECOPE), enfoca sus proyectos en tres líneas de acción, donde una de ellas comprende los biocombustibles de primera generación (etanol y biodiesel) para uso en vehículos.

⁴⁸<https://coopeguanacaste.com/2021/05/28/aprobada-viabilidad-ambiental-a-proyecto-de-gasificacion-de-desechos-solidos/>

Adicionalmente, no existe infraestructura de producción nacional de gran escala, tampoco se cuenta con cadenas de almacenamiento y distribución. Pequeñas cantidades se han utilizado experimentalmente en plantas térmicas del ICE para medir su desempeño, particularmente en lo relativo a emisiones.

7.3.5 Hidrógeno verde

El hidrógeno es considerado un vector energético, dado que hay que manufacturarlo invirtiendo una cantidad mayor de energía de la que es capaz de acumular, para luego reconvertir ese almacenamiento en otras formas de energía, como la electricidad.

La producción del hidrógeno se clasifica por colores, según la materia prima que se utilice para generarlo. El hidrógeno gris o negro se basa en el carbón, y el llamado hidrógeno azul proviene del gas natural. El hidrógeno obtenido utilizando generación eléctrica renovable, se denomina verde.

El hidrógeno verde se obtiene del agua mediante electrólisis y se le considera la opción más limpia por sus limitadas emisiones de gases de efecto invernadero.

El hidrógeno requiere a altas presiones para reducir su volumen o ser convertido en otros portadores (carriers), para poder almacenarlo y transportarlo.

Recientemente el hidrógeno ha experimentado un interés a nivel global como opción para reducir gases de efecto invernadero en algunos sectores de consumo difíciles de descarbonizar. En diferentes países, el gran aumento en la penetración de fuentes renovables en sus matrices de generación eléctrica y la consecuente presencia de importantes excedentes de generación en ciertos períodos del año ha elevado el interés de aprovechar estos excedentes en la producción de hidrógeno verde.

Sin embargo, aún existen brechas importantes para su uso, como los altos costos de inversión de la infraestructura para esta actividad (electrolizadores, almacenamiento, celdas de combustible), y en general la baja eficiencia en cada uno de los procesos de transformación hasta llegar a su uso final.

De acuerdo con reportes de organizaciones a nivel internacional, se vislumbra a futuro el uso del hidrógeno principalmente en los sectores de la industria y el transporte pesado. Su uso como almacenamiento para el sector eléctrico en el país es aún caro, lo que mantiene vigente a los embalses como elementos clave para la regulación y a los combustibles fósiles como respaldo del sistema.

Las tecnologías como las celdas de combustible alimentadas con hidrógeno u otros gases combustibles están en producción comercial pero su costo y eficiencia no favorecen aún un uso generalizado.

Estas fuentes y tecnologías irán bajando de costo y mejorando sus características, pero en el horizonte de decisiones del presente plan de expansión no se pronostica que alcancen una participación importante en comparación a las demás fuentes con recursos renovables convencionales. No obstante, se monitorea el avance a nivel mundial de estas potenciales opciones, que podrían resultar tecnologías candidatas en futuros planes conforme se vuelvan factibles.

El ICE ha participado en la realización de estudios técnicos para evaluar la posibilidad de acoger una operación de hidrógeno verde a gran escala en el país, la mayor parte para exportación. Como parte de estos estudios, en el año 2022 se analizó el impacto en el SEN de atender una demanda anual de gran escala, del orden de 500 MW, asociada a una operación de hidrógeno verde para exportación. Los resultados de estos estudios mostraron que si bien la producción de hidrógeno verde es una oportunidad importante para Costa Rica por la condición privilegiada de su matriz de generación eléctrica, la demanda de energía de operaciones comerciales tan grandes no resulta compatible con la dimensión del sistema eléctrico costarricense.

7.4 COMBUSTIBLES FÓSILES

Costa Rica no realiza explotación, ni cuenta con reservas probadas de petróleo, carbón o gas natural. La totalidad de estos energéticos fósiles debe ser importada.

El sector transporte es el principal consumidor de combustible fósil, demandando diésel y gasolinas. El sector industrial utiliza búnker, diésel y gas licuado de petróleo (GLP) y cantidades marginales de coque y carbón mineral. Los sectores comercial y residencial consumen GLP para la cocción de alimentos.

La generación eléctrica requiere una fracción pequeña del diésel y el búnker que se consume en el país.

A pesar de que algunos sectores de consumo han mostrado interés en el gas natural, todavía no se contabilizan importaciones. Sin embargo, esta situación podría cambiar debido a la creciente oferta de gas natural licuado (GNL) importado que comienza a estar disponible en Centroamérica.

La generación termoeléctrica, a pesar de ser solo una pequeña fracción de la generación total del país, tiene un papel muy importante como complemento cuando la disponibilidad de las fuentes renovables disminuye por causas naturales. Tratar de sustituir ese pequeño porcentaje de generación térmica con fuentes renovables tendría un alto costo, toda vez que estos proyectos (hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos o solares) requieren altas inversiones, y su uso sería eventual, e inclusive durante años húmedos, podrían no requerirse del todo. Por lo tanto, resulta conveniente la utilización de una pequeña cantidad de generación térmica de bajo costo de instalación, que se utiliza solo en condiciones climatológicas adversas o durante los meses más secos del año. Esto asegura que sus costos de operación, que dependen del costo del combustible, tienen bajo impacto en los costos de operación totales del sistema eléctrico.

Bajo este esquema de disponibilidad de recursos renovables, la función de la generación termoeléctrica es operar la menor cantidad posible de horas al año, solo para servir de respaldo cuando la generación renovable disminuye. Las centrales térmicas que mejor se adaptan a esta función son las turbinas de gas y los motores reciprocantes de media velocidad. Estas máquinas tienen en común que resultan eficaces cuando las unidades tienen una capacidad relativamente pequeña (80 MW-100 MW) porque su costo de inversión es menor que el de centrales con turbinas de vapor. Estas últimas resultan interesantes cuando se requiere un uso intensivo como carga base y por lo tanto muestran altos factores de planta.

Las alternativas térmicas convencionales de carga base, como las centrales de carbón o de gas natural, no han resultado competitivas en el pasado, ya que tienen un alto costo de inversión y las pocas horas anuales de operación no permiten que los ahorros operativos compensen este sobrecosto. Estas plantas se justifican cuando operan durante todo el año, situación que no se acomoda a la función de respaldo que se ha establecido para la generación térmica en el país, normalmente requerida solo durante la época seca.

7.4.1 Diésel y búnker

Costa Rica cuenta con infraestructura para importar, almacenar y transportar derivados de petróleo. Estos combustibles se usan mayoritariamente para atender el transporte y a la industria.

Como consecuencia de la pandemia del COVID-19, el país sufrió una fuerte desaceleración de la economía y por lo tanto el consumo de combustibles se redujo abruptamente. En el 2019 el volumen de combustibles consumidos en el país fue de 3.34 millones de metros cúbicos y en el 2020 bajó a 2.7 millones de metros cúbicos, lo que significó una disminución de 18.2%⁴⁹.

Del total de hidrocarburos consumidos por el país en el año 2020, aproximadamente el 0.25% se utilizó en las plantas termoeléctricas. El sector eléctrico utilizó el 0.05% del diésel y el 7% del búnker consumido ese año en el país.

El consumo de combustibles a nivel nacional en el año 2021 se incrementó en 16%⁵⁰ con respecto al 2020, debido a que el efecto de la pandemia se amortiguó y la economía comenzó a recuperarse.

Del mismo modo, del total de hidrocarburos consumidos por el país en el año 2021, aproximadamente el 0.05% se empleó para suplir las plantas termoeléctricas. Para ese mismo año, el sector eléctrico utilizó el 0.04% del diésel y el 1.26% del búnker consumidos en ese año en el país.

Al ser solo una parte menor del volumen anual que distribuye RECOPE, el suministro de combustible para las plantas térmicas se apoya en gran medida en la infraestructura existente del sistema nacional de combustibles.

Durante 2021, la baja utilización de las plantas térmicas mostró que estos energéticos son los más adecuados para llenar las necesidades de complemento del sector eléctrico, ya que a pesar de su elevado costo operativo permiten una gran flexibilidad de utilización sin incurrir en sobrecostos por infraestructura subutilizada.

7.4.2 Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo compuesto por una mezcla de gases ligeros de origen natural. Principalmente contiene metano (CH₄) pero también incluye cantidades variables

⁴⁹ <https://www.recope.go.cr/recope-contribuye-a-la-recuperacion-economica-del-pais/>

⁵⁰ <https://datosabiertos.recope.go.cr/conjunto/ventas/recurso/9c3e7d48-6bec-4650-b709-05f06e04b8d6>

de otros elementos como dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N), etano (C₂H₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀), entre otros. Comparado con otros combustibles fósiles, el gas natural es más puro y limpio, lo que se traduce en un menor impacto ambiental gracias a su alta relación hidrógeno-carbono en su composición.

La importación de gas natural puede hacerse por medio de barcos metaneros o a través de gasoductos.

Para reducir el costo de transporte marítimo es necesario aumentar la densidad del gas criogénicamente, licuándolo a -160 °C, lo que se denomina gas natural licuado (GNL). Para distancias y volúmenes más reducidos, también se recurre a la compresión (CNG por sus siglas en inglés).

La importancia del gas natural radica, entre otras cosas, en que produce menos emisiones en comparación con los derivados del petróleo y el carbón y que el costo operativo es muy atractivo.

Aunque el precio del gas natural es atractivo, la cadena de suministro del GNL requiere de grandes inversiones en la terminal de importación y en el sistema de regasificación, además de la necesidad de asegurar compromisos de compra de gas en volúmenes importantes y en algunas ocasiones a mediano y largo plazo. Las economías de escala requieren un volumen de consumo de gas para asegurar la viabilidad económica de la operación, por lo que estos proyectos están asociados a centrales de generación de mediano tamaño con altos factores de planta.

Centroamérica podría también tener acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México si se llegara a construir un gasoducto regional. Sin embargo, el aprovisionamiento por gasoducto requiere también inversiones considerables que solo pueden amortizarse con un uso intensivo de trasiego de grandes volúmenes de gas.

La dinámica de los mercados internacionales de GNL ha mostrado que los sectores eléctricos tradicionales, con una demanda considerable y uniforme de combustibles fósiles, juegan un papel muy importante en las estrategias nacionales de introducción del gas natural. La demanda de gas para generar electricidad ha sido tradicionalmente la actividad semilla que visualiza la inversión en infraestructura del gas y su comercialización. Una vez introducido, otros sectores como el industrial y el de transporte, encuentran condiciones favorables para desarrollar una demanda incremental. No obstante, el sector eléctrico de Costa Rica, donde el consumo térmico es solo para respaldar la generación renovable, presenta condiciones adversas para propiciar esa actividad semilla, debido a la volatilidad e incertidumbre de las necesidades de combustible.

Por otro lado, el desarrollo de las centrales termoeléctricas de GNL en Centroamérica, existentes y futuras, le permiten al país reducir costos operativos aprovechando el gas natural, a través de la importación de electricidad mediante el MER.

- ***Exploración de Reservas Regionales***

Actualmente solo Guatemala ha detectado la existencia de gas natural en el departamento de Petén. Costa Rica no cuenta aún con reservas probadas de gas natural.

La posibilidad de exploración y explotación local del gas natural se ha discutido en el pasado en el país, sin embargo, dentro del horizonte de planeamiento del presente plan de expansión de la generación, no es razonable suponer que habrá una significativa disponibilidad local de gas.

- **Desarrollos de GNL en la Región Centroamericana**

Desde el 2018, Panamá cuenta con una terminal de importación de GNL en la localidad de Colón, así como una central térmica de 300 MW. Además de estas instalaciones hay otros dos proyectos adicionales de GNL que buscan materializarse en ese país.

El Salvador inauguró su primera terminal de gas natural en mayo del 2022 ubicada en el Puerto Acajutla, Sonsonate. El complejo consta de una terminal flotante de GNL y una planta térmica de 300 MW.

En Nicaragua se encuentra en construcción una terminal de GNL y una planta eléctrica en Puerto Sandino. La entrada en operación de esta planta es incierta debido a que el proyecto está detenido por impedimentos legales impuestos al desarrollador por parte del Gobierno de Estados Unidos.

Algunas de las terminales construidas en la región cuentan con facilidades para la carga de cisternas y contenedores de GNL.

En años recientes, ha tomado relevancia el mercado de GNL a pequeña escala, principalmente en los países de Asia. En Centroamérica y el Caribe comienzan a darse condiciones interesantes para desarrollos de pequeña escala. La viabilidad de estas opciones depende de que el transporte de GNL en cisternas o en contenedores, por tierra o por mar desde cualquiera de las centrales regionales, sea interesante para el resto de los países de la región.

7.4.3 Carbón

El carbón mineral es un combustible fósil sólido, de color negro, que contiene grandes porcentajes de carbono y otros elementos en menor cantidad. Es un combustible muy utilizado en diferentes campos industriales, llegando a constituir un gran aporte de energía primaria a pesar de los impactos ambientales negativos.

La presión para atender el crecimiento de la demanda y el riesgo de la volatilidad del precio del petróleo generó interés por el carbón en diferentes países de la región. Al igual que con el GNL, el carbón requiere de inversiones fuertes de capital y de tamaños importantes para ganar economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta altos. Sin embargo, se considera que la introducción del carbón en el sistema eléctrico tiene menos barreras de escala que la construcción de un gasoducto centroamericano o la utilización del GNL.

Durante 2021 no hubo incremento en la capacidad instalada de plantas carboeléctricas en Centroamérica. Guatemala, Honduras y Panamá continúan siendo los países que utilizan carbón para generación eléctrica. Como se observa en la Tabla 7.3, Guatemala tiene una capacidad instalada de 1 057 MW, Honduras de 105 MW y Panamá de 420 MW; para un total de 1 582 MW.

Tabla 7.3 Centroamérica: Capacidad instalada de plantas eléctricas de carbón (2021)

CENTROAMÉRICA: CAPACIDAD INSTALADA DE PLANTAS ELÉCTRICAS DE CARBÓN (2021)				
País	Recurso	Planta	Capacidad instalada (MW)	Capacidad efectiva (MW)
Guatemala	Carbón / carbón+petcoke*	San José	139	140
		La Libertad	25	18
		Jaguar Energy*	300	279
		Generadora Costa Sur	45	30
	Cogeneración con carbón+biomasa	Magdalena Sugar Mill plant	135	96
		Palo Gordo	46	34
		San Isidro	64	58
		Pantaleón	61	54
		Santa Ana	64	45
		Santa Lucía	45	5
	Trinidad (4 y 5)	133	80	
Honduras	Carbón	BECOSA	105	100
Panamá	Carbón	Cobre Panamá	300	300
		Central 9 Enero TV	120	120
TOTAL			1 582	1 358

Elaboración propia
Fuentes:
1) Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021. Manuel Eugenio Rojas, Naciones Unidas, CEPAL.
2) Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2022-2052, Ministerio Energía y Minas, Guatemala.
3) Administrador Mercado Mayorista de Guatemala. <https://www.amm.org.gt>
4) Plan indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031. Gerencia Planificación del Sistema, ODS Honduras.

El principal inconveniente del carbón mineral está en el elevado nivel de emisiones y contaminantes durante su combustión. Para mitigarlas significativamente, se han realizado numerosas investigaciones y desde hace muchos años se desarrollaron varias tecnologías como la Gasificación Integrada con Ciclo Combinado (IGCC por sus siglas en inglés), las plantas ultra-supercríticas y la captura y almacenamiento del CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Estas tecnologías logran disminuir las emisiones, pero tienen elevados costos de inversión y de operación.

Con la introducción de procesos de captación del dióxido de carbono (CO₂) antes y/o después de la combustión en las tecnologías de generación con carbón mineral, se han logrado reducir en alguna medida los impactos ambientales provocados por este tipo de plantas, originando un mayor interés por el uso de recursos carboníferos para la producción de electricidad. Sin embargo, aún faltan aspectos por mejorar por lo que la tecnología todavía continúa produciendo afectaciones ambientales importantes.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de estos nuevos procesos de control ambiental han incrementado el costo de las plantas carboeléctricas, afectando la viabilidad económica de los proyectos. Criterios medioambientales y económicos se han impuesto en la política energética de muchos países, llevando al cierre de un gran número de este tipo de centrales.

Desde 2018 Costa Rica tiene en ejecución un plan de descarbonización de la economía muy ambicioso, por lo que no es viable la consideración del carbón como fuente energética en el desarrollo de su matriz de generación.

7.5 ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear aprovecha el calor de las reacciones nucleares para producir electricidad. Una central nuclear es una central termoeléctrica donde la fuente de calor son las reacciones de fisión en el reactor nuclear. Este calor se utiliza para producir el vapor que alimenta a los grupos turbo-generadores.

Los reactores nucleares requieren de altas inversiones de capital y de grandes capacidades para aprovechar las economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta elevados, dado que el costo unitario de operación es muy bajo.

La energía nuclear es baja en emisiones de carbono. A pesar de esta ventaja ambiental, otras preocupaciones relativas a potenciales accidentes y la contaminación radioactiva de los desechos, hacen controversial el uso de esta fuente de energía.

En el presente plan de expansión no se considera la energía nuclear como una alternativa en el sistema de generación. La capacidad de los reactores normalmente utilizados es muy grande para el tamaño del sistema eléctrico costarricense, incluso también para el MER.

7.6 IMPORTACIONES DEL MER

El MER es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los diferentes participantes centroamericanos.

Con el SIEPAC y un MER en crecimiento, las importaciones de energía eléctrica son un recurso energético importante para el país. La disponibilidad de este recurso se podría asegurar en el futuro si el MER llegara a implementar contratos de largo plazo.

La participación del ICE en el MER ha generado beneficios netos. El país ha tenido un crecimiento sostenido de exportaciones de energía eléctrica desde hace varios años, en especial en 2021, donde se logró la exportación de aproximadamente 1 000 GWh, lo cual se traduce en importantes ingresos que llegarían a favorecer al SEN.

Las oportunidades que ofrece el MER deben ser explotadas para beneficio de la sociedad costarricense. El país debe optimizar las posibilidades de importación y de exportación con el parque de generación disponible. Las compras de energía permiten reducir costos operativos locales, y las exportaciones aumentan los ingresos al valorizar excedentes de capacidad. Si bien es cierto que el MER todavía está en una etapa inicial, estas operaciones se pueden realizar plenamente con los mecanismos de mercado existentes. Las transacciones se deciden y ejecutan en períodos relativamente cortos y son responsabilidad de los encargados de la comercialización de energía de la empresa eléctrica.

Las decisiones de inversión que dependen de su participación en el MER, por otra parte, plantean una problemática distinta y hoy en día tienen limitaciones importantes. La instalación de centrales, cuya recuperación de capital dependa mayoritariamente de ingresos por exportaciones, conlleva riesgos mucho mayores que cuando se construye una planta para atender consumo local. En el sentido contrario, posponer inversiones que son indispensables para garantizar el suministro y depender en su lugar de importaciones,

podría poner en riesgo la seguridad energética nacional, con graves consecuencias para la sociedad.

La optimización de las inversiones considerando un mercado mayor, como lo sería el regional, produciría grandes beneficios. Esto es particularmente importante en sistemas cuya matriz tiene un fuerte componente de fuentes renovables variables como el nuestro. Un mercado más amplio tiene mejores factores de diversidad y las partes pueden compartir los costos de los recursos de respaldo. Sin embargo, para llegar a estas etapas, es necesario alcanzar grados de madurez que todavía no se tienen:

- Los sistemas locales de generación deben mantener una relación oferta/demanda adecuada a lo largo de todo el horizonte de planeamiento.
- El mercado y los países debe ser capaces de crear y mantener una adecuada capacidad de transmisión, que evite congestiones crónicas.
- El mercado debe crear los mecanismos e instrumentos de contratación de largo plazo que mitiguen la volatilidad y la incertidumbre de los precios futuros, tanto de generación como de transmisión.
- El planificador de las inversiones debe tener acceso a información fiable y de buena calidad de toda la región.
- Se debe disponer de un marco regulatorio adecuado.

Los mecanismos e instrumentos de contratación de largo plazo son necesarios para disminuir la incertidumbre y volatilidad en los precios, pero no aseguran el cumplimiento del suministro, aunque en sus cláusulas se especifique que son del tipo firme o físico. Estos contratos solo son funcionales cuando hay suficiente capacidad para atender toda la demanda. Cuando hay faltantes, los gobiernos nacionales emiten disposiciones extraordinarias justificadas por la emergencia del racionamiento y podría haber una gran presión sobre los contratos internacionales.

Por lo tanto, para poder depender de los mercados, estos deben garantizar que siempre habrá capacidad de generación y de transmisión suficiente. Si esta condición se cumple, se puede depender de la capacidad en cualquier parte del mercado regional para atender una necesidad local, y el principal aporte de los contratos será únicamente reducir la exposición a la volatilidad de los precios, produciendo los efectos que dan los contratos de tipo financiero.

La región centroamericana dispone de abundantes recursos de generación para los próximos años. Sin embargo, el MER no dispone aún de regulación que permita realizar contratos de largo plazo que garanticen el suministro en iguales condiciones que una planta localizada dentro del país.

Por las condiciones inmaduras del MER, la planificación de largo plazo del plan de expansión se realiza suponiendo que el sistema costarricense está aislado, de tal manera que las inversiones se justifican únicamente para satisfacer la demanda local y se instala la capacidad indispensable para asegurar la confiabilidad del suministro. Por esta razón, en el presente plan de expansión no se considera la importación como una fuente energética disponible.

No obstante, las dificultades arriba señaladas, la estrategia energética nacional debe contemplar una participación fuerte del país en el MER.

El país debe aprovechar las posibilidades de exportación que ofrece el Mercado Eléctrico Regional. Se deben buscar las oportunidades para valorizar los excedentes disponibles. El presente PEG se limita a señalar estos potenciales beneficios; su factibilidad y valoración dependen de estudios ulteriores y de la evolución del MER.

7.7 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) se refiere a los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, la misma puede estar conectada a la red eléctrica en el sistema de distribución o aislada.

La generación distribuida inicia en el país en el año 2010 con un plan piloto promovido por el ICE que acogió inscripciones hasta el año 2015; las últimas interconexiones finalizaron en el 2016. En total se instalaron 11.4 MW, de los cuales 6.5 MW corresponden a sistemas solares fotovoltaicos, 4.5 MW a biomasa seca y el resto fueron sistemas menores.

A partir del año 2016 el acceso de los sistemas de GD a la red es regulado a través de la normativa AR-NT-POASEN: “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”. Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el SEN y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el SEN.

Conforme a la política de desarrollo eléctrico renovable del país, la normativa establece que los sistemas de GD deben utilizar como energía primaria fuentes renovables. La principal tecnología asociada a la GD son los sistemas solares fotovoltaicos, que aprovechan la luz del sol para generar de forma directa energía eléctrica. Aproximadamente el 92% de la potencia instalada con GD es fotovoltaica. Esta situación es consistente con la tendencia internacional de reducción de costos de esta tecnología, potenciando su instalación y crecimiento.

La siguiente tecnología en porcentaje de instalación de GD es la biomasa seca proveniente de residuos del proceso de la caña de azúcar y el arroz, con 5.5 MW. Otras tecnologías menores suman en total 0.5 MW que incluyen micro hidro, eólico, híbrido solar-eólico, híbrido solar-hidro.

Posterior al 2021 se han sumado además dos plantas para el aprovechamiento del biogás agregado 1.27 MW producidos a partir de lodos sépticos recuperados en la planta de tratamiento de aguas residuales de la GAM y un relleno sanitario.

Se estima que para el año 2021, la capacidad total instalada en sistemas fotovoltaicos registrados conectados al SEN fue del orden de 71 MW⁵¹.

La reducción de demanda que ha provocado la GD en el país está siendo considerada en las proyecciones de demanda eléctrica de forma indirecta, porque los registros de ventas históricos utilizados como variables de entrada en los modelos ya tienen embebido el impacto de los sistemas instalados.

⁵¹ Incluye los sistemas fotovoltaicos instalados en el plan piloto del ICE

El ICE monitorea el desarrollo de la GD del país desde hace varios años con el objeto de valorar la tendencia general e identificar cambios abruptos que deban ser considerados con detalle en las proyecciones de demanda. Anualmente se publica un informe que resume el estado de situación en el país; el más reciente se publicó en el 2022⁵².

Para el PEG 2022 se ha considerado un escenario de demanda que estima un crecimiento de la generación distribuida más agresivo que los índices históricos, considerando que existen políticas específicas para incrementar su desarrollo.

7.8 ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

La administración de la demanda es el conjunto de mecanismos diseñados para lograr un uso racional de la energía, de tal manera que se logre el mismo bienestar y riqueza de la sociedad con cada vez menores cantidades de energía y recursos económicos.

La administración de la demanda no es estrictamente un recurso energético, pero al lograr disminuir las demandas de generación o de capacidad instalada, se le considera como una alternativa que sustituye otras fuentes energéticas.

Para el diseño del Plan de Expansión se supone que el efecto de los distintos programas de administración de la demanda está considerado implícitamente en las proyecciones de la demanda y no se hacen ajustes o reducciones de capacidad instalada por este concepto.

7.9 EXTERNALIDADES DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

La generación eléctrica con cualquier fuente energética o tecnología produce impactos en el ambiente, tanto de carácter positivo como negativo.

Los costos sociales de las emisiones de efecto invernadero se reconocen como un problema global. Existen algunos mercados de derechos de emisiones que monetizan esta externalidad.

Aunque la valoración detallada de los impactos es una función única de cada proyecto, existen externalidades inherentes a las diferentes tecnologías de generación que cada día cobran más importancia.

Las emisiones de las plantas generadoras dependen de una gran cantidad de factores. No obstante, se pueden utilizar índices de emisiones genéricas por cada tipo de tecnología con el objeto de evaluar gruesamente las emisiones totales de los escenarios de expansión. Estos índices estiman las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂.

⁵² Instituto Costarricense de Electricidad. (2022). Crecimiento e impacto de la generación distribuida. Actualización a diciembre 2021.

El parámetro usualmente utilizado para medir emisiones de carbono en sistemas de generación se refiere específicamente a las emisiones durante la operación de las plantas y se expresan en términos de tonCO₂ equivalentes/GWh.

Para la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero de las plantas, el ICE ha establecido un método de cálculo que se utiliza para los inventarios de emisiones del sector eléctrico, que sigue los procedimientos reconocidos por organismos internacionales. Los índices de este método que se aplicaron al presente análisis son los mostrados en la Tabla 7.4⁵³.

Tabla 7.4 Coeficientes de emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) por tipo de tecnología

COEFICIENTES DE EMISIONES DIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)	
ton CO₂equiv/GWh	
Baterías	0
Eólica	0
Solar	0
Biomasa	18
Hidroeléctrica	30
Geotérmica	65
Ciclo combinado con gas natural	460
Turbina ciclo combinado con diesel	500
Turbina ciclo abierto con diesel	600
Motor Media Velocidad con búnker	700
Carbón	1000

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad. (2020). Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional 2019.

⁵³ Fuente: ICE. Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. 2019. Gerencia de Electricidad. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Proceso de Planificación Ambiental. Abril 2020. Pág. 22.

(Esta página intencionalmente en blanco)

8 PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

El pronóstico de los precios de los combustibles que utiliza el ICE en las decisiones de la expansión de la generación se basa en estimaciones del Energy Information Administration (EIA), el cual es el organismo de estadística y de análisis del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE). Para hacer sus proyecciones, el EIA utiliza modelos que toman en cuenta factores económicos y políticos que han incidido o podrían incidir en el precio de los combustibles.

A partir de las proyecciones publicadas por el EIA, se construyen proyecciones para ser aplicadas al caso de Costa Rica. El pronóstico cubre el precio del diésel y del búnker, con y sin impuestos, así como del gas natural y del carbón.

La proyección de precios de los combustibles utilizados en el presente plan de expansión se fundamenta en las estimaciones de precios contenidas en el Annual Energy Outlook 2022 (AEO2022)⁵⁴ y en la actualización de datos del Short-Term Energy Outlook de febrero 2023.⁵⁵

8.1 PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO

En la Figura 8.1 se presentan los precios para varios crudos de referencia. Se muestra la proyección de largo plazo del AEO2022 y la proyección de corto plazo contenido en el Short Term Energy Outlook de febrero del 2022. El EIA publica estos ajustes de corto plazo mensualmente y cubren el año en curso y dos años hacia adelante.

Las cifras se expresan en dólares por barril (USD/bbl) y se refieren a dólares constantes de diciembre 2021.

Como se observa en la Figura 8.1 y la Tabla 8.1, las proyecciones del EIA suponen un crecimiento sostenido de los precios durante todo el horizonte del análisis.

⁵⁴ EIA (2022a). *Annual Energy Outlook*.

⁵⁵ EIA (2022b). *Short Term Energy Outlook*.

Tabla 8.1 Precio del crudo, escenario base de precios

PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO BASE			
AEO 2022			
(2021 \$/bbl)			
	Brent Spot	West Texas Intermediate Spot	Imported Crude oil
2021	72	69	68
2022	70	67	64
2023	61	59	58
2024	66	64	63
2025	67	65	64
2026	69	66	65
2027	70	68	67
2028	72	69	68
2029	73	70	69
2030	74	71	70
2031	75	73	71
2032	77	74	72
2033	77	75	72
2034	78	75	73
2035	79	76	74
2036	80	77	74
2037	81	78	74
2038	82	79	76
2039	82	79	76
2040	84	81	78
2041	85	82	79
2042	85	82	80
2043	86	84	82
2044	88	85	83
2045	89	86	84
2046	90	87	85
2047	90	87	85
2048	90	87	85
2049	90	87	85
2050	90	87	85

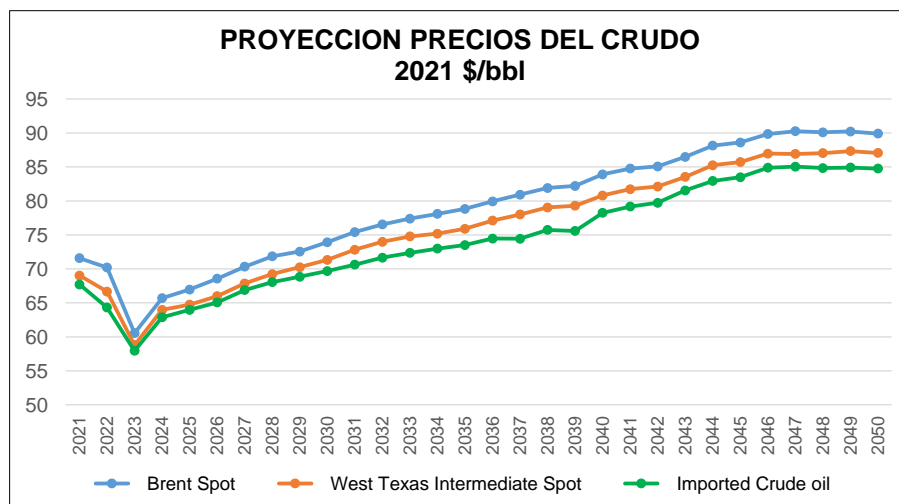


Figura 8.1 Precios del crudo de petróleo en el escenario base

8.2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL DIÉSEL Y DEL BÚNKER

Los precios locales de los combustibles son fijados por la ARESEP. Estos precios cubren los costos de importación del crudo, del almacenamiento y de la distribución. Actualmente el país no está refinando productos por lo que no existe un cargo asociado al proceso industrial para la producción de derivados.

Las proyecciones del precio del diésel y del búnker para Costa Rica para el período 2021-2050, se muestran en la Tabla 8.2 y la Figura 8.2. La proyección se presenta en dólares por litro, sin y con impuestos y se refieren a dólares constantes de diciembre de 2021.

Desde el año 2001, el impuesto a los combustibles es un impuesto único según el tipo de combustible y se ajusta únicamente por inflación. El precio con impuestos se calcula agregando un valor de 0.24 USD/litro a la proyección de precios del diésel y 0.04 USD/litro a la proyección del búnker. Estos datos corresponden al impuesto del año 2021.

En los análisis de los planes de expansión de la generación, no se toma en consideración el impuesto a los combustibles.

Tabla 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker

PROYECCION DE PRECIOS DEL DIESEL Y BUNKER - ICE								
ESCENARIO BASE								
PRECIO SIN IMPUESTOS (2021\$/L)			Impuestos (2021\$/L)			PRECIO CON IMPUESTOS (2021\$/L)		
	Diesel	Bunker		Diesel	Bunker		Diesel	Bunker
2021	0.57	0.42	2021	0.24	0.04	2021	0.81	0.46
2022	0.80	0.53	2022	0.24	0.04	2022	1.04	0.57
2023	0.74	0.51	2023	0.24	0.04	2023	0.98	0.55
2024	0.76	0.54	2024	0.24	0.04	2024	1.00	0.58
2025	0.73	0.55	2025	0.24	0.04	2025	0.97	0.59
2026	0.71	0.56	2026	0.24	0.04	2026	0.95	0.60
2027	0.69	0.57	2027	0.24	0.04	2027	0.93	0.61
2028	0.70	0.58	2028	0.24	0.04	2028	0.94	0.62
2029	0.71	0.58	2029	0.24	0.04	2029	0.94	0.62
2030	0.71	0.59	2030	0.24	0.04	2030	0.94	0.63
2031	0.71	0.60	2031	0.24	0.04	2031	0.95	0.64
2032	0.72	0.60	2032	0.24	0.04	2032	0.96	0.64
2033	0.72	0.61	2033	0.24	0.04	2033	0.96	0.65
2034	0.72	0.61	2034	0.24	0.04	2034	0.96	0.65
2035	0.73	0.61	2035	0.24	0.04	2035	0.97	0.65
2036	0.73	0.61	2036	0.24	0.04	2036	0.97	0.65
2037	0.74	0.61	2037	0.24	0.04	2037	0.98	0.65
2038	0.74	0.62	2038	0.24	0.04	2038	0.98	0.66
2039	0.75	0.62	2039	0.24	0.04	2039	0.99	0.66
2040	0.76	0.63	2040	0.24	0.04	2040	0.99	0.67
2041	0.76	0.63	2041	0.24	0.04	2041	1.00	0.67
2042	0.76	0.63	2042	0.24	0.04	2042	1.00	0.67
2043	0.77	0.63	2043	0.24	0.04	2043	1.01	0.67
2044	0.78	0.63	2044	0.24	0.04	2044	1.02	0.67
2045	0.78	0.62	2045	0.24	0.04	2045	1.02	0.66
2046	0.79	0.63	2046	0.24	0.04	2046	1.03	0.67
2047	0.79	0.64	2047	0.24	0.04	2047	1.03	0.68
2048	0.79	0.64	2048	0.24	0.04	2048	1.03	0.68
2049	0.79	0.64	2049	0.24	0.04	2049	1.03	0.68
2050	0.79	0.64	2050	0.24	0.04	2050	1.03	0.68

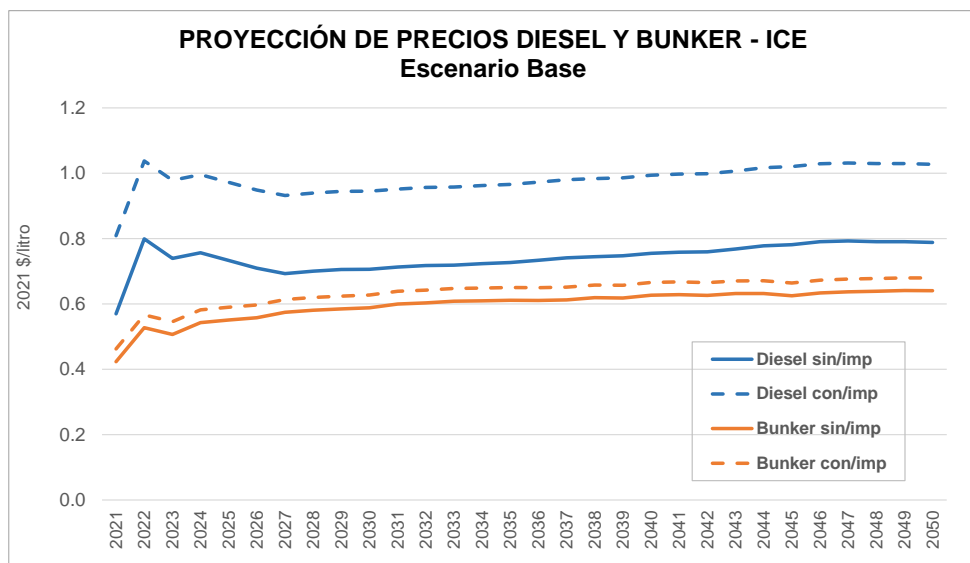


Figura 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker

8.3 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN

En Costa Rica, el uso del carbón mineral es esporádico y en pequeñas cantidades que ocasionalmente importan algunas industrias⁵⁶.

El plan de descarbonización que ha venido impulsando el país desde hace varios años, hace incompatible el uso del carbón para la generación eléctrica. A pesar de ello, en los planes de expansión de la generación se valoran plantas de carbón únicamente con el objetivo de tener una referencia de costos.

Para la estimación de precios del carbón se utiliza la proyección de precios de exportación de carbón del EIA y se agregan costos, también estimados, por flete marítimo e internamiento. La proyección de precios se presenta en la Tabla 8.3. La serie de precios estimada por el EIA no muestra aumentos ni reducciones importantes en el horizonte de proyección.

⁵⁶ En el 2021 se importaron 675 TJ de carbón mineral y 4 091 TJ de coque, aproximadamente el 2.9% del consumo energético nacional. Datos del Balance Energético Nacional 2021. SEPSE-MINAE. (10 de noviembre de 2022). Balances Energéticos. Obtenido de Balance Energético Nacional de Costa Rica 2021: <https://sepse.go.cr/balances-energeticos/>

Tabla 8.3 Estimación del precio del carbón

ESTIMACION DEL PRECIO DEL CARBON			
Escenario Base (\$2021)			
	Precio exportación USA (\$/ton)		Precio Planta Costa Rica
Año	\$/ton corta	\$/ton	CR \$/ton
2021	84.15	92.8	117.0
2022	79.36	87.5	111.7
2023	74.48	82.1	106.3
2024	72.20	79.6	103.8
2025	69.74	76.9	101.1
2026	66.85	73.7	97.9
2027	65.92	72.7	96.8
2028	65.79	72.5	96.7
2029	65.90	72.6	96.8
2030	66.04	72.8	97.0
2031	66.32	73.1	97.3
2032	65.84	72.6	96.7
2033	66.58	73.4	97.6
2034	67.09	74.0	98.1
2035	67.07	73.9	98.1
2036	67.83	74.8	99.0
2037	68.02	75.0	99.2
2038	68.39	75.4	99.6
2039	68.57	75.6	99.8
2040	69.11	76.2	100.4
2041	69.50	76.6	100.8
2042	69.55	76.7	100.9
2043	70.10	77.3	101.5
2044	70.56	77.8	102.0
2045	70.83	78.1	102.3
2046	71.38	78.7	102.9
2047	71.75	79.1	103.3
2048	71.71	79.0	103.2
2049	71.98	79.3	103.5
2050	72.19	79.6	103.8

El precio estimado para Costa Rica incluye flete y seguro marítimo, costos de descarga en muelle, muestreo y análisis.

8.4 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO

El GNL no tiene un mercado global tan desarrollado como el del petróleo y presenta características propias en cada región. El suministro de GNL tiene características diferentes al suministro de los combustibles líquidos normalmente utilizados en el país.

El mercado del GNL, en su mayoría, está dominado por contratos de mediano y largo plazo, que cubren gran parte de la cadena de suministro, desde la regasificación, el transporte, la licuefacción y algunas veces hasta la extracción del gas.

La economía de escala de la terminal y el volumen de compra también son importantes para obtener costos competitivos. Grandes costos fijos, como eventuales muelles metaneros y los tanques de almacenamiento, afectan negativamente la economía de terminales pequeñas.

El transporte marítimo también favorece costos menores cuando se trata de grandes embarques; la flota de buques metaneros en operación refleja la predilección por este tipo de cargamentos. Sin embargo, gradualmente ha venido creciendo un mercado de buques de pequeña escala que aumentarán la disponibilidad de GNL en todo el mundo y permitirán desarrollar mercados de pequeña y mediana escala.

Estas características hacen que gran parte de los costos de desarrollos de GNL sean fijos o se pacten como fijos en los contratos de suministro, recurriendo a cláusulas tipo take-or-pay o directamente a precios binómicos con una componente fija y otra variable. Las transacciones ocasionales están creciendo en importancia, pero siguen siendo de mucho menor volumen.

Trasiegos en contenedores o cisternas, actualmente incipientes en la región, tomarán mucha importancia en los próximos años. Este tipo de suministro puede ser interesante para Costa Rica, por lo que es importante estudiar su logística.

La terminal de AES en Colón, Panamá tiene un tanque de almacenamiento de GNL de 180 000 m³. El 25% de la capacidad de almacenamiento es suficiente para alimentar la planta termoeléctrica, mientras que el 75% restante será comercializado en otras áreas. La terminal ya opera normalmente un centro de distribución de gas en camiones e ISO-contenedores.

En mayo del 2022, El Salvador, inició la operación comercial de la terminal marina de importación de GNL (FSRU), la cual cuenta con un almacenamiento flotante con capacidad de 137 000 m³.

8.4.1 GNL en pequeña escala

El GNL en pequeña escala (SSLNG por sus siglas en inglés) está siendo impulsado en algunas partes del mundo, principalmente en Asia. Algunas empresas de barcos con capacidades promedio de 30 000 m³ de GNL operan con contratos de corto y mediano plazo. Esto comienza a ser posible debido a la demanda por combustible más barato, así como por los avances tecnológicos en el campo.

En instalaciones de GNL de pequeña o mediana escala, resulta crítico lograr una buena eficiencia en la cadena de valor, para ello varios factores deben optimizarse: manejar el número mínimo de equipos necesarios, contar con sistemas modulares de fácil instalación y programas de mantenimiento sencillos.

El mercado de GNL también empieza a mostrar contratos de corta duración y bajos volúmenes de GNL, sin embargo, es posible que estos nuevos mercados demoren todavía algún tiempo en consolidarse.

8.4.2 Costos GNL para Costa Rica

Para determinar un posible precio del gas natural licuado en Costa Rica, se realizan una serie de supuestos. Como base se utilizan las proyecciones de precio del Henry Hub⁵⁷ del EIA. A este precio se le agregaron 4 USD/mmBTU por el proceso de licuefacción y 4 USD/mmBTU por la logística asociada a colocar el gas licuado en el país. Esta cifra contempla los costos relativos al suministro de demandas pequeñas que varían a lo largo del año y pueden presentar también variaciones muy importantes de un año a otro.

El precio así obtenido, que se muestra en la Tabla 8.4, corresponde al gas en su fase líquida y entregado en el puerto de destino y se refiere a dólares constantes de diciembre de 2021. Para el Henry Hub, la serie de precios estimada por el EIA aumenta paulatinamente en el horizonte de la proyección. Con respecto al 2021, para el 2025 se observa un aumento del 16% del precio y para el 2030 un 9%.

⁵⁷ El Henry Hub es un centro de distribución de gas natural situado en el estado de Luisiana (sureste de los Estados Unidos) en el que se unen varios de los principales gasoductos del país norteamericano. El Henry Hub es una referencia internacional de precios para el mercado del gas natural, igual que el Brent y el West Texas para el mercado del petróleo.

Tabla 8.4 Estimación del precio del GNL

ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GNL PARA COSTA RICA					
(2021\$/mmBTU)					2021\$/m³
	GNL Henry Hub (1)	Licuefacción	Transporte	Precio DES sin/imp ⁽²⁾	Precio DES s/imp (\$/m³) ⁽³⁾
2021	3.91	4	4	11.91	0.44
2022	4.05	4	4	12.05	0.44
2023	3.81	4	4	11.81	0.43
2024	3.38	4	4	11.38	0.42
2025	3.27	4	4	11.27	0.41
2026	3.33	4	4	11.33	0.42
2027	3.53	4	4	11.53	0.42
2028	3.82	4	4	11.82	0.43
2029	4.05	4	4	12.05	0.44
2030	4.26	4	4	12.26	0.45
2031	4.47	4	4	12.47	0.46
2032	4.61	4	4	12.61	0.46
2033	4.80	4	4	12.80	0.47
2034	4.90	4	4	12.90	0.47
2035	5.01	4	4	13.01	0.48
2036	5.13	4	4	13.13	0.48
2037	5.27	4	4	13.27	0.49
2038	5.41	4	4	13.41	0.49
2039	5.54	4	4	13.54	0.50
2040	5.72	4	4	13.72	0.50
2041	5.85	4	4	13.85	0.51
2042	5.95	4	4	13.95	0.51
2043	6.09	4	4	14.09	0.52
2044	6.13	4	4	14.13	0.52
2045	6.21	4	4	14.21	0.52
2046	6.34	4	4	14.34	0.53
2047	6.47	4	4	14.47	0.53
2048	6.66	4	4	14.66	0.54
2049	6.77	4	4	14.77	0.54
2050	6.91	4	4	14.91	0.55

(1) Henry Hub ajustado con Short Term de febrero 2022.
(2) DES (Delivered ex Ship). El exportador asume los costes y riesgos de transporte de la mercadería hasta el puerto de destino.
(3) Conversión: 1 mmBTU = 27.29 m³ GN.

8.5 RESUMEN DE LAS PROYECCIONES

En la Tabla 8.5 y la Figura 8.3 se presenta un resumen de las proyecciones de precios, por unidad de volumen o de peso y por unidad de energía calórica. Estos precios no incluyen los impuestos a los combustibles. Se expresan en dólares constantes de diciembre del 2021.

Tabla 8.5 Proyección de precios de los combustibles sin impuestos

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES										
PRECIOS SIN IMPUESTOS										
Dólares constantes del 2021										
Año	Crudo WTI	Crudo Brent	Diésel	Búnker	GNL	Carbón	Diésel	Búnker	GNL	Carbón
	\$/bbl	\$/bbl	\$/L	\$/L	\$/m ³	\$/ton	\$/mmBTU			
2021	69	72	0.57	0.42	0.44	117.0	15.7	11.0	11.9	5.6
2022	67	70	0.80	0.53	0.44	111.7	22.0	13.8	12.1	5.4
2023	59	61	0.74	0.51	0.43	106.3	20.4	13.2	11.8	5.1
2024	64	66	0.76	0.54	0.42	103.8	20.8	14.2	11.4	5.0
2025	65	67	0.73	0.55	0.41	101.1	20.2	14.4	11.3	4.9
2026	66	69	0.71	0.56	0.42	97.9	19.5	14.6	11.3	4.7
2027	68	70	0.69	0.57	0.42	96.8	19.1	15.0	11.5	4.7
2028	69	72	0.70	0.58	0.43	96.7	19.3	15.2	11.8	4.6
2029	70	73	0.71	0.58	0.44	96.8	19.4	15.3	12.1	4.7
2030	71	74	0.71	0.59	0.45	97.0	19.4	15.4	12.3	4.7
2031	73	75	0.71	0.60	0.46	97.3	19.6	15.7	12.5	4.7
2032	74	77	0.72	0.60	0.46	96.7	19.8	15.7	12.6	4.7
2033	75	77	0.72	0.61	0.47	97.6	19.8	15.9	12.8	4.7
2034	75	78	0.72	0.61	0.47	98.1	19.9	15.9	12.9	4.7
2035	76	79	0.73	0.61	0.48	98.1	20.0	16.0	13.0	4.7
2036	77	80	0.73	0.61	0.48	99.0	20.2	15.9	13.1	4.8
2037	78	81	0.74	0.61	0.49	99.2	20.4	16.0	13.3	4.8
2038	79	82	0.74	0.62	0.49	99.6	20.5	16.2	13.4	4.8
2039	79	82	0.75	0.62	0.50	99.8	20.6	16.1	13.5	4.8
2040	81	84	0.76	0.63	0.50	100.4	20.8	16.4	13.7	4.8
2041	82	85	0.76	0.63	0.51	100.8	20.9	16.4	13.9	4.8
2042	82	85	0.76	0.63	0.51	100.9	20.9	16.3	14.0	4.8
2043	84	86	0.77	0.63	0.52	101.5	21.1	16.5	14.1	4.9
2044	85	88	0.78	0.63	0.52	102.0	21.4	16.5	14.1	4.9
2045	86	89	0.78	0.62	0.52	102.3	21.5	16.3	14.2	4.9
2046	87	90	0.79	0.63	0.53	102.9	21.8	16.5	14.3	4.9
2047	87	90	0.79	0.64	0.53	103.3	21.8	16.6	14.5	5.0
2048	87	90	0.79	0.64	0.54	103.2	21.8	16.7	14.7	5.0
2049	87	90	0.79	0.64	0.54	103.5	21.8	16.7	14.8	5.0
2050	87	90	0.79	0.64	0.55	103.8	21.7	16.7	14.9	5.0

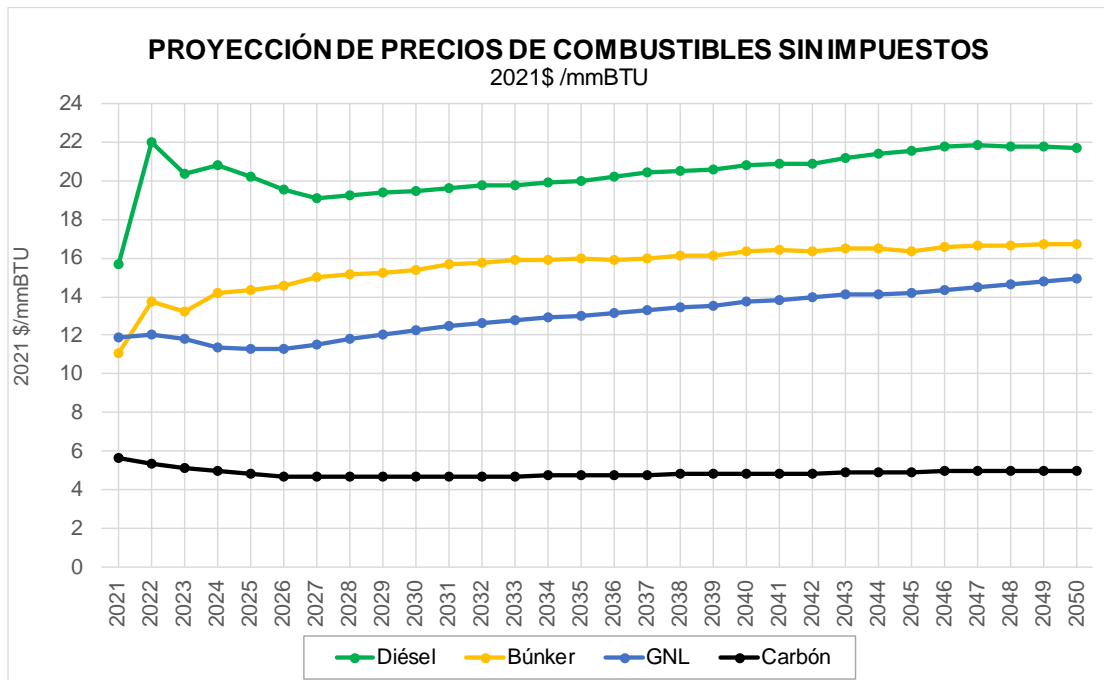


Figura 8.3 Proyección de precios de combustibles sin impuestos

9 CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN

9.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

El PEG 2022 responde a las políticas energéticas definidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (VII PNE) y su actualización para el período 2019-2030, ambos vigentes.

La política energética establecida en el VII PNE está guiada por una orientación central que se puede resumir como sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones. Se indica textualmente:

“el país debe aspirar a contar con un sistema energético nacional con un bajo nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), basado en el uso de fuentes limpias y renovables, en condiciones de absorber los aumentos en la demanda de manera consistente, con precios lo más competitivos que sean posible en el entorno internacional y capaz de sustentar el bienestar de la mayoría de la población.”⁵⁸

Los planes de expansión del ICE se sujetan a los lineamientos de las políticas energéticas del país, expresados en los planes nacionales de desarrollo y de energía. No obstante, también se preparan planes que exploran alternativas fuera de esos límites con el propósito de ampliar el panorama de análisis.

9.2 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

El PEG cubre un horizonte de planeamiento de largo plazo, definido normalmente para 15-20 años. El PEG 2022 se plantea para el período 2022-2040.

Conceptualmente el PEG se visualiza en tres períodos, de acuerdo con las decisiones involucradas en cada uno. En la formulación del PEG 2022 se identifican los siguientes períodos de planeamiento:

- **Período fijo o de obras en ejecución: 2022-2027**

Este período se denomina fijo porque normalmente todas las obras están definidas y se encuentran en ejecución. El propósito del PEG para este período es verificar si las decisiones de expansión que ya han sido tomadas y los proyectos se encuentran en construcción o financiamiento, son suficientes para satisfacer la demanda, o bien señalar la necesidad de incorporar generación adicional.

El PEG 2022 presenta una condición particular, caracterizada por la rápida recuperación de la demanda en el período pospandemia, impulsada a la vez por una recuperación económica del país más rápida de la prevista. Esto va a poner una presión muy grande sobre las inversiones que están siendo valoradas en el período.

⁵⁸ MINAE. (2019). VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, actualización del plan periodo 2019-2030. San José.

- **Período intermedio: 2028-2032**

Es la ventana de tiempo sobre la que se concentra normalmente el proceso de optimización del PEG, puesto que los proyectos que entrarían en operación en ese período se definen en este ciclo de planificación. En el PEG 2022 se están definiendo las expansiones de este período.

Para este período se optimiza la mejor secuencia de proyectos y de sus resultados se deriva el programa de actividades y las acciones de implementación que deben llevarse a cabo en los años inmediatos. Podría requerirse que la ejecución de algunos de estos proyectos deba iniciarse a muy corto plazo para poder disponer de ellos en las fechas programadas en el PEG.

- **Período de referencia: 2033-2040**

Corresponde al horizonte de más largo plazo y se prepara como referencia. Está compuesto por los proyectos cuya decisión de ejecución no es crítica y puede ser pospuesta para futuras revisiones. La programación de estos proyectos es flexible y permite ajustar el PEG sin cambiar sus decisiones críticas, según vayan evolucionando los escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos.

Los períodos indicados son únicamente para propósitos indicativos. Por su definición, pueden presentar traslapes cronológicos. En la Figura 9.1 se observa una representación de estos períodos.

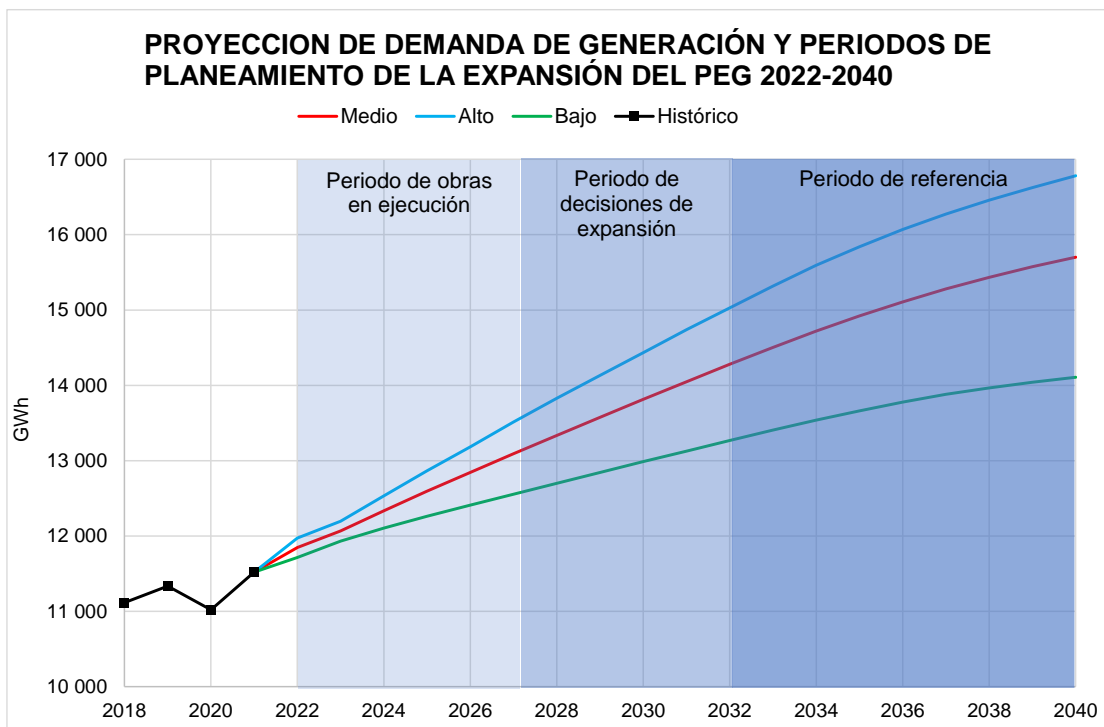


Figura 9.1 Proyección de demanda de generación y períodos de planeamiento de la expansión del PEG 2022-2040

9.3 ENTORNO CENTROAMERICANO

Con la entrada de la línea del proyecto SIEPAC y el reglamento que regula el MER⁵⁹, las posibilidades de intercambio entre los países del área han aumentado. Sin embargo, no será sino con la madurez del MER, que los países podrán depender en forma segura de contratos en la región para atender sus demandas locales o para viabilizar proyectos regionales. El único país que ha cubierto un alto porcentaje de su demanda mediante importaciones en los últimos años es El Salvador, con energía proveniente de Guatemala.

El PEG considera el sistema costarricense aislado, lo cual significa que las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista, sin depender de los países vecinos y sin hacer inversiones adicionales para exportar energía. Esta condición de diseño se mantendrá hasta que la madurez del mercado permita planear la expansión en forma integrada regionalmente.

No obstante, gracias a que la operación del mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y a que la línea SIEPAC ya permite intercambios mucho más confiables, la operación del sistema debe hacerse para aprovechar las oportunidades de compra y venta de electricidad que favorezcan a los consumidores nacionales.

9.4 CRITERIO AMBIENTAL

Los criterios ambientales globales vertidos en las políticas energéticas del país orientan el desarrollo de la expansión de largo plazo. Los proyectos considerados en los planes de expansión dentro del período de corto plazo normalmente han sido evaluados ambientalmente y entre sus costos y beneficios se han incluido los ambientales.

Los proyectos considerados en las etapas intermedia y de referencia pueden no haber completado sus estudios ambientales de detalle. En estos casos, al igual que con los proyectos genéricos, se supone que la información preliminar de sus costos incluye una estimación de las medidas de mitigación ambiental.

En todos los casos, la decisión posterior de ejecutar cada proyecto requiere la verificación de la viabilidad ambiental y la obtención de las licencias y permisos correspondientes para asegurar la promoción de alternativas ambientalmente viables.

9.5 CRITERIO DE CONFIABILIDAD

En sistemas predominantemente hidroeléctricos como el de Costa Rica, es necesario utilizar un criterio de confiabilidad del suministro asociado con las probabilidades de ocurrencia de eventos climáticos de baja disponibilidad de recursos, además de la intermitencia de las fuentes renovables variables. Las situaciones críticas usualmente se asocian con la escasez de agua en la época seca. Los sistemas están limitados por fallas o faltantes de energía y no necesariamente de potencia.

⁵⁹ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

La capacidad para satisfacer la demanda es una combinación de la potencia instalada y la disponibilidad instantánea de agua, viento, radiación solar y biomasa, suficiente en las plantas generadoras. Dado que la disponibilidad de los recursos renovables se considera una variable estocástica, la satisfacción de la demanda también lo es y requiere un tratamiento probabilístico. La variable estocástica dominante es el caudal en los ríos, debido a la mayoritaria participación hidroeléctrica en la matriz de generación.

El criterio de confiabilidad sustituye al criterio de “margen de reserva” que normalmente se usa en los sistemas térmicos. Este criterio se utiliza para aceptar o rechazar los posibles planes de expansión, con base en la cuantificación de la probabilidad de satisfacer la demanda ante la variabilidad de los escenarios climáticos.

El criterio de confiabilidad es un concepto integrado que incluye tres aspectos que se deben comprobar para cada una de las semanas del período analizado:

1. En el 95% de las series climáticas el déficit semanal de energía no debe exceder el 2% de la demanda de dicha semana.
2. El valor esperado de déficit en el 5% de las series más críticas no debe exceder el 5% de la demanda de dicha semana.
3. No más del 10% de las series deben presentar déficit de cualquier magnitud.

La Figura 9.2 esquematiza estos criterios. En esta figura se han graficado los límites que impone cada criterio y se muestra la región de aceptación y de rechazo del plan. Se observa que los criterios procuran balancear la magnitud del déficit con su probabilidad de ocurrencia: a mayor probabilidad, menor tolerancia en la magnitud del déficit.

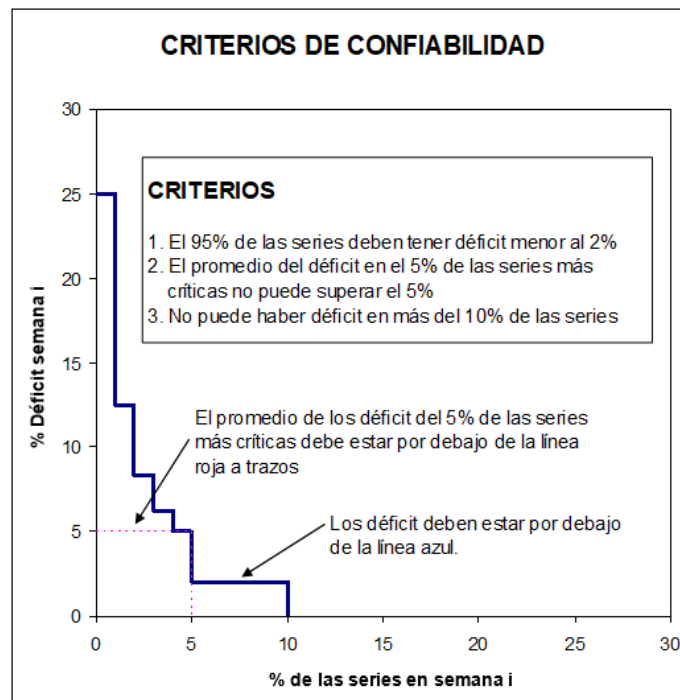


Figura 9.2 Esquema ilustrativo de los criterios de confiabilidad

Para que un plan sea aceptable, los déficits de cada una de las semanas analizadas deben caer dentro de la zona de aceptación. Sólo se consideran planes aceptables aquellos que satisfacen los criterios de confiabilidad.

9.6 CRITERIO DE ÓPTIMO ECONÓMICO

Se define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, incluidos los criterios de confiabilidad, minimiza el costo total para la economía del país.

Establecida una proyección de la demanda, el plan óptimo minimiza el costo total de inversión y operación necesario para satisfacer esa demanda. Dentro de la función a minimizar se incluye el costo de falla, que valora el costo que representa para la sociedad el no servir completamente la energía demandada.

9.7 OTROS PARÁMETROS ECONÓMICOS

- ***Evaluación social de los planes***

La evaluación de los planes de expansión se hace en términos económicos para la sociedad costarricense. Por esta razón, los proyectos del ICE, de las demás empresas eléctricas y de los generadores privados son tratados en forma similar, sin distinción por la propiedad o por la fuente de financiamiento. Tampoco se incluyen los impuestos en el costo del combustible.

- ***Costos constantes en el tiempo***

La evaluación económica se expresa en dólares americanos constantes, con una base de precios de diciembre de 2021. Se parte del supuesto que los costos y beneficios de cada uno de los componentes del plan no variará substancialmente con respecto a los demás componentes durante el período de análisis, a excepción de los combustibles, para los cuales se utiliza una proyección de precios.

- ***Tasa social de descuento***

Se utiliza una tasa de 12% para descontar todos los flujos de dinero en el tiempo.

- ***Costo de racionamiento***

Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se utiliza el costo de racionamiento de energía propuesto por la CRIE⁶⁰. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer la energía demandada. La Tabla 9.1 muestra los costos definidos en cuatro bloques según la profundidad del racionamiento, los cuales son definidos como un porcentaje de la demanda sin atender.

⁶⁰ CRIE (2018). Resolución CRIE N°34-2018 del 23 de febrero del 2018. Guatemala: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica para la Región Centroamericana. Disponible en www.crie.org.gt. Consultado el 20 de enero de 2021.

Tabla 9.1 Costo de racionamiento

COSTO DE RACIONAMIENTO		
Bloque	Profundidad de la falla (% de la demanda)	Costo US\$/MWh
1	De 0% hasta 5%	455
2	De 5% hasta 10%	898
3	De 10% hasta 30%	1 242
4	Mayor a 30%	2 291

9.8 CAMBIO CLIMÁTICO Y VULNERABILIDAD

Hay evidencias claras que la actividad humana, en particular por su dependencia de la energía extraída de los combustibles fósiles, está acelerando cambios en la composición de los gases de la atmósfera, incrementando la concentración de CO₂ y de otros gases que provocan un efecto invernadero con graves consecuencias globales.

El cambio climático afectará la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. En la medida que estas afectaciones sean negativas, afectará la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos basados en recursos renovables, como el costarricense.

A pesar del significativo progreso alcanzado en los últimos años, la determinación de los efectos del cambio climático en la disponibilidad de los recursos energéticos renovables aún revela niveles substanciales de variabilidad e incertidumbre. Estos resultados son difícilmente compatibles con el grado de precisión requerido en los estudios y modelos de planificación eléctrica. La brecha científica dificulta internalizar en la planificación eléctrica, la diferencia entre cualquier tendencia al cambio climático ocurrido en el pasado, con cambios climáticos futuros. Por tanto, algunos estudios del impacto del clima en planificación eléctrica a largo plazo han adoptado la hipótesis de modelación de los fenómenos hidrometeorológicos como procesos estacionarios ⁶¹.

Considerando lo anterior, en el presente PEG se supone que los efectos del cambio climático que puedan ocurrir en las próximas dos décadas están dentro de la variabilidad climática ya contenida en la modelación del sistema para las plantas hidroeléctricas, que aportan la mayor parte de la generación del país. Las 57 series hidrológicas (1965-2021) que se utilizan para modelar el comportamiento hidroeléctrico, contienen un historial amplio de variación climática, que engloba incluso cualquier cambio climático ocurrido en los últimos 57 años. Este enfoque permite analizar la vulnerabilidad del sistema ante cambios climáticos, especialmente escenarios de hidrología baja que pudieran resultar como consecuencia del cambio climático futuro, pero que aún serían estadísticamente coherentes con los ciclos históricos.

Conforme se cuantifique mejor el cambio climático, las sucesivas revisiones del PEG tendrán que ir incorporando en su análisis este efecto, cuyo ámbito deberá comprender además de los recursos hidrológicos, el viento y el sol.

⁶¹ Banco Mundial (2017). Low Hydrology Scenario for the Brazilian Power Sector 2016-2030 Impact of Climate on Greenhouse Gas Emissions. Brasilia: Banco Mundial.

9.9 DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La diversificación de la matriz de generación contribuye a mitigar los efectos negativos de la inherente variabilidad de las fuentes renovables.

En el PEG se procura integrar de manera segura y oportuna, nuevas fuentes de energía a la matriz de generación nacional. Las energías renovables no convencionales se integran al sistema en la proporción en que no comprometan la confiabilidad del suministro.

(Esta página intencionalmente en blanco)

10 INFORMACIÓN BÁSICA

10.1 SISTEMA EXISTENTE

El sistema de generación nacional se compone de plantas de generación de seis tecnologías diferentes: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar, biomásica y térmica. En la Tabla 10.1 se presentan las principales características de las plantas del SEN.

Tabla 10.1 Características de las plantas de generación del SEN- diciembre 2021

CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL									
ADICIEMBRE 2021									
Nombre	Inicio de Operación	Potencia ^a (MW)	Energía Anual ^b (GWh)	Volumen útil (Hm ³)	Producción específica (kWh/l)	Tipo de combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos ^c (\$/kW-año)	% Potencia Instalada
1. PLANTAS HIDROELÉCTRICAS									
ICE									
Reventazón	2016	292.0	1141.1	107.4			10%	26.0	8.8%
Angostura	2000	180.0	785.0	9.9			10%	50.5	5.4%
Dengo	1982	174.0	588.5	0.0			10%	28.0	5.3%
Arenal	1980	166.0	552.4	1478.1			10%	42.9	5.0%
Cachí	1966	159.0	401.5	36.3			10%	59.1	4.8%
Pirris	2011	140.0	289.2	30.1			10%	50.4	4.2%
Río Macho	1963	140.0	313.7	0.4			10%	70.6	4.2%
Ventanas Garita	1987	100.0	275.0	0.1			10%	62.6	3.0%
Cariblanco	2007	82.0	176.3	0.4			10%	53.3	2.5%
Toro 2	1996	66.0	143.7	0.2			10%	52.4	2.0%
Toro 3 ^d	2012	47.5	107.4	0.0			10%	34.8	1.4%
Garita	1958	40.4	133.8	0.4			10%	110.4	1.2%
Peñas Blancas	2002	36.2	158.1	1.5			10%	157.2	1.1%
Sandillal	1992	31.0	99.5	4.6			10%	145.6	0.9%
Toro 1	1995	25.4	66.0	0.02			10%	145.9	0.8%
Reventazón Minicent	2016	13.5	51.5	0.0			10%	133.6	0.4%
Echandi	1990	4.7	35.2	0.0			10%	413.3	0.1%
Total ICE		1698							51.3%
CNFL									
Balsa Inferior	2014	37.5	87.8	0.1			10%	108.3	1.1%
Brasil	1912	24.0	106.8	0.0				203.0	0.7%
Daniel Gutiérrez	1996	20.1	88.2	0.1			10%	157.7	0.6%
Ventanas	2016	11.3	10.8	0.0				203.0	0.3%
Belen	1912	10.5	61.2	0.0				203.0	0.3%
El Encanto	2009	9.0	56.3	0.0			10%	234.4	0.3%
Cote	2003	7.0	10.0	0.0			10%	256.7	0.2%
Electriona	1928	5.9	26.8	0.0				203.0	0.2%
Río Segundo	1908	1.0	4.4	0.0				203.0	0.0%
Total CNFL		126							3.8%
ESPH									
Los Negros II	2018	28.0	111.3	0.1			10%	159.5	0.8%
Los Negros	2006	17.6	80.3	0.0			10%	159.5	0.5%
Tacares	2013	7.0	33.9	0.0			10%	255.7	0.2%
Carrillos	1951	4.2	17.9	0.0			10%	448.1	0.1%
Total ESPH		56.8							1.7%
COOPELESCA									
Chocosuela	1999	26.6	50.9	0.0			10%	131.4	0.8%
Cubuququí	2012	21.6	93.3	0.3			10%	143.6	0.7%
Dofía Julia	1998	17.4	107.4	0.0			10%	167.5	0.5%
Aguas Zarcas	1996	15.0	34.2	0.0			10%	118.2	0.5%
Platanar	1995	15.0	73.0	0.0			10%	237.2	0.5%
Esperanza	2000	5.8	29.1	0.0			10%	118.2	0.2%
Total Coopelesca		101.4							3.1%
CONELECTRICAS									
Pocosol	2010	26.0	135.4	0.1			10%	130.6	0.8%
San Lorenzo	1997	16.0	75.2	0.0			10%	167.5	0.5%
Total Coneléctricas		42.0							1.3%
COOPE-GUANACASTE									
Bijagua	2016	18.0	72.1	0.2			10%	93.4	0.54%
Canalete	2008	17.5	71.3	0.2			10%	160.0	0.53%
Total Coopeguanacaste		35.5							1.07%
JASEC									
Birris 1	1990	16.8	67.1	0.0				263.2	0.5%
Birris 3	1968	3.9	26.7	0.0				263.2	0.1%
Varias	1951	3.5	13.9	0.0			10%	263.3	0.1%
Total JASEC		24.2							0.7%

continúa

CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL									
A DICIEMBRE 2021									
Nombre	Inicio de Operación	Potencia ^a (MW)	Energía Anual ^b (GWh)	Volumen útil (Hm ³)	Producción específica (kWh/l)	Tipo de combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos ^c (\$/kW-año)	% Potencia Instalada
1. PLANTAS HIDROELÉCTRICAS									
Ley 7200^e									
Río Lajas	1997	10.0	41.8	0.0			10%	213.0	0.3%
Ampliación El Ángel	2016	5.0	15.1	0.0				65.5	0.2%
Matamoros	1950	4.8	19.5	0.0				237.2	0.1%
Caño Grande III	1993	3.3	20.4	0.0				244.6	0.1%
Suerkata	1995	2.7	14.2	0.0				244.6	0.1%
Caño Grande	1993	2.6	17.1	0.0				244.6	0.1%
Vara Blanca	2012	2.5	12.8	0.0				244.6	0.1%
Embalse	1997	1.5	3.4	0.0			10%	237.2	0.0%
Santa Rufina	1992	0.3	0.5	0.0			10%	244.6	0.0%
Tapezco	1990	0.2	0.2	0.0			10%	237.2	0.0%
Rebeca	1994	0.1	0.2	0.0			10%	237.2	0.0%
Total Ley 7200		32.9							1.0%
Ley 7508^e									
Chucás	2016	50.0	99.8	2.3			10%	93.4	1.5%
La Joya	2006	50.0	173.0	0.0			10%	93.4	1.5%
Torito	2015	50.0	210.7	0.0			10%	93.4	1.5%
General	2006	39.0	177.3	0.2			10%	106.1	1.2%
Total Ley 7508		189.0							5.7%
Total Hidroeléctricas		2305.8							69.7%
2. PLANTAS EÓLICAS									
ICE									
Tejona	2002	13.0	36.2					192.4	0.4%
CNFL									
Valle Central	2012	15.0	29.1					203.2	0.5%
COOPE-GUANACASTE									
El Cacao	2019	21.2	51.0					59.1	0.6%
Río Naranjo	2018	9.0	37.8					59.1	0.3%
Total Coopeguanacaste		30.2							0.9%
Ley 7200^e									
Altamira	2017	20.0	96.1					203.2	0.6%
Campos Azules	2016	20.0	92.7					203.2	0.6%
Mogote	2016	20.0	78.9					203.2	0.6%
Tierras Morenas	1999	20.0	70.1					203.2	0.6%
TilaWind	2015	20.0	69.3					203.2	0.6%
Vientos de la Perla	2017	20.0	100.4					59.1	0.6%
Vientos de Miramar	2017	20.0	87.0					59.1	0.6%
Vientos del Este	2015	9.0	48.4					203.2	0.3%
Aeroenergía	1998	6.4	20.7					203.2	0.2%
Total Ley 7200		155.4							4.7%
Ley 7508^e									
Chiripa	2014	50.0	259.6					203.2	1.5%
Guanacaste	2009	50.0	190.8					203.2	1.5%
Orosí	2015	50.0	233.5					203.2	1.5%
Total Ley 7508		150.0							4.5%
COOPESANTOS									
Los Santos	2011	12.5	36.1					203.2	0.4%
Total Eólicas		376.1							11.4%
3. PLANTAS SOLARES									
ICE									
Solar Miravalles	2012	1.0	1.4					164.3	0.0%
COOPEGUANACASTE									
Juanilama	2017	4.4	8.1					203.2	0.1%
Total Solares		5.4							0.2%

continúa

CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL									
A DICIEMBRE 2021									
Nombre	Inicio de Operación	Potencia ^a (MW)	Energía Anual ^b (GWh)	Volumen útil (Hm ³)	Producción específica (kWh/l)	Tipo de combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos ^c (\$/kW-año)	% Potencia Instalada
4. PLANTAS GEOTÉRMICAS									
ICE									
Pailas 2	2019	55.0	462.0				10%	170.9	1.7%
Miravalles 1	1994	50.0	401.1				9%	200.2	1.5%
Miravalles 2	1998	50.0	401.8				7%	200.8	1.5%
Pailas 1	2011	37.0	310.5				3%	175.9	1.1%
Miravalles 3	2000	26.0	222.6				4%	162.3	0.8%
Miravalles 5	2003	6.5	54.3				7%	221.2	0.2%
Boca de Pozo	1994	4.5	36.9				5%	165.0	0.1%
Total Geotérmicas		229.0						6.9%	
5. PLANTAS TÉRMICAS^f									
ICE									
Garabito	2011	194.7	25.2		4.48 Búnker		9%	39.8	5.9%
Moín 3	2003	70.0	1.5		2.95 Diesel		24%	24.0	2.1%
Moín 2 ^g	1991	65.3	0.9		2.88 Diesel		18%	44.1	2.0%
Guápiles	2006	13.6	0.8		4.07 Búnker		9%	159.1	0.4%
Orotina	2006	9.5	0.7		4.18 Búnker		7%	152.8	0.3%
Total Térmicas		353.1						10.7%	
65. PLANTAS DE BIOMASA									
Ley 7200^e									
Ingenio Taboga	1998	20.0	34.6					50.5	0.6%
Ingenio El Viejo	1991	18.0	31.6					50.5	0.5%
Total Biomasa		38.0						1.1%	
TOTAL SEN		3307.3						100%	
<p>a. ICE: datos de potencia efectiva, para cada planta es la suma de las potencias efectivas de cada unidad. Para las plantas térmicas considera la degradación permanente. Privados y empresas distribuidoras: datos de potencia de placa tomado de DOCSE (2022). Generación y Demanda. Informe Anual 2022.</p> <p>b. Energía promedio anual en el horizonte de estudio del plan recomendado PEG 2022-2040.</p> <p>c. Costos en USD a diciembre 2021 basados en División Generación ICE. Informe de Costos y Gastos de Operación y Mantenimiento 2013-2017. Se asumen los mismos costos unitarios para plantas privadas y de empresas distribuidoras. Las plantas geotérmicas incluyen el costo de operación del campo geotérmico.</p> <p>d. La planta funciona en un convenio entre JASEC y el ICE.</p> <p>e. Incluye plantas con contratos vigentes a diciembre 2021.</p> <p>f. Generación térmica según condiciones hidrológicas promedio del PEG 2022-2040.</p> <p>g. Considera el retiro de 65 MW desde octubre 2022.</p>									

Con las características de las plantas de la Tabla 10.1, el sistema existente fue modelado en el programa Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) de la empresa Power Research Systems (PSR). En el Anexo A1 se muestra la ubicación de las principales plantas y proyectos de generación del país.

A diciembre del 2021, varias plantas de generadores privados se encontraban sin contrato de venta al ICE, por lo que no se contabilizan en la capacidad instalada del sistema. Este conjunto de plantas suma cerca de 60 MW de capacidad.

10.1.1 Continuidad de las plantas existentes

La formulación del PEG supone que las plantas existentes en el Sistema de Generación, excepto cuando específicamente se indica lo contrario, se mantienen disponibles sin variaciones significativas en sus características a lo largo del horizonte de planificación.

Este supuesto se apoya en dos premisas generales, aplicables cuando la planta no presenta un problema de obsolescencia tecnológica:

- El beneficio a largo plazo para el sistema supera el costo operativo de mantener disponible la planta.
- El costo operativo de mantener disponible la planta es inferior al costo combinado de inversión y operación de un proyecto nuevo que la sustituya.

10.1.2 Retiro y modernización

Alrededor del 60% de la capacidad instalada del país tiene más de 20 años de operación. En los próximos años se intensificará el requerimiento de modernización y rehabilitación de plantas. A través de los procesos de modernización se restablecen o mejoran las características de operación y seguridad de equipos o centrales completas de generación. Cuando la rehabilitación no es viable, se retira el equipo o la central obsoleta.

La capacidad instalada del parque de generación nacional, según el porcentaje de la capacidad total por años de servicio y por fuente energética se muestra en la Figura 10.1.

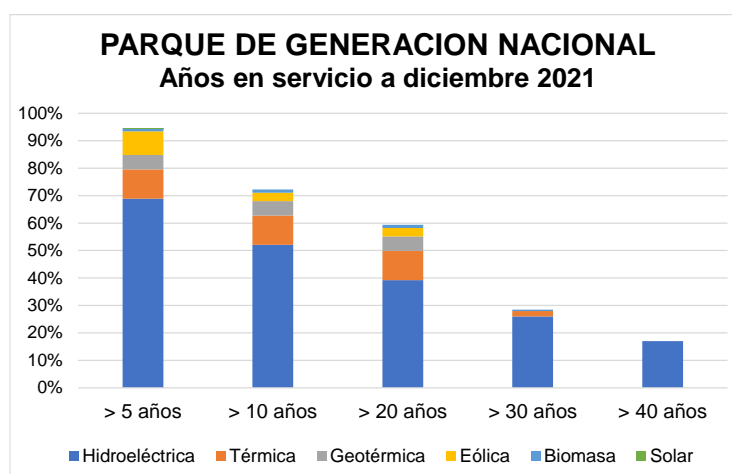


Figura 10.1 Parque de generación nacional, porcentaje de la capacidad según años en servicio a diciembre 2021

- **Retiros por obsolescencia**

La Tabla 10.2 muestra las características de los retiros programados por obsolescencia.

Tabla 10.2 Retiro programado de plantas de generación por obsolescencia

RETIRO PROGRAMADO DE PLANTAS DE GENERACIÓN				
Planta	Fuente	Potencia (MW)	Inicio de operación	Salida Programada
Miravalles 5	Geotérmica	6.5	2003	2023
Tejona	Eólica	13	2002	2027

Planta Eólica Tejona

El plan de expansión considera la salida de operación por obsolescencia de la Planta Eólica Tejona, con más de 20 años de operación.

Tejona entró en operación en el año 2002 y ha requerido inversiones importantes para mantenerla operando. Desde el 2018 se ha venido retirando capacidad y actualmente opera con 13 MW. Debido a las condiciones deprimidas de crecimiento de la demanda, la modernización de esta planta no resultó económicamente adecuada anteriormente.

Se supone que Tejona irá reduciendo potencia conforme sus unidades se van degradando. La salida se simula en dos tramos: 2025 y 2027. Una posible repotenciación de la planta se encuentra en estudio.

Planta Geotérmica Miravalles 5

La Planta Geotérmica Miravalles 5 entró en operación en el 2003 con una capacidad de placa de 21 MW y capacidad efectiva de 15 MW. En el año 2016 se retira una unidad por obsolescencia y problemas en la disponibilidad de salmuera, quedando únicamente una unidad en servicio.

La segunda unidad, con una capacidad de placa de 10.5 MW y una capacidad efectiva de 6.5 MW, está fuera de operación desde julio del 2021 por problemas técnicos.

Adicionalmente, en la actualización del modelo de explotación del campo geotérmico Miravalles, no se considera adecuado mantener el aporte de salmuera que alimenta la planta Miravalles 5 después de la modernización de las plantas Miravalles 1 y 2.

La reincorporación de las plantas Miravalles 1 y 2 con una capacidad menor a la actual después de su modernización, prevista en el 2030 y 2031, así como la eliminación del aporte de salmuera para Miravalles 5, permitirán optimizar la vida del reservorio del campo Miravalles en el largo plazo.

En las simulaciones del PEG 2022 no se considera el aporte de la planta geotérmica Miravalles 5 a partir de enero de 2023.

- **Modernizaciones**

El PEG 2022 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño y por períodos prolongados.

El plan considera la modernización de las plantas hidroeléctricas Garita, Ventanas Garita, Cachí, Arenal, Dengo y Sandillal, así como las modernizaciones de las plantas geotérmicas Miravalles 1, 2, 3 y Boca de Pozo.

La planta Ventanas Garita indispondrá una o dos unidades en diferentes períodos, la planta Cachí sale de forma completa durante el período de modernización, igual que Miravalles 1 y 2. Las plantas Miravalles 1, 2 y 3 estarán fuera de operación un año completo cada una y se reincorporarán con una menor capacidad con el objeto de administrar la vida útil del campo.

Las plantas Arenal y Dengo tendrán una unidad fuera de operación a la vez durante un año, de modo que ambas plantas tendrán un tercio menos de su capacidad durante tres años. Para el final del período Sandillal moderniza una a una sus unidades, manteniéndose a un 50% de su capacidad durante dos años.

El mantenimiento ordinario del resto del parque generador del país se modela estadísticamente utilizando una indisponibilidad parcial en todas las unidades generadoras.

El PEG considera las modernizaciones⁶² indicadas en la Tabla 10.3.

Tabla 10.3 Cronograma de modernizaciones, potencia indisponible por trimestre (MW)

Planta	MW	2023				2024				2025				2026			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Garita	40		-40	-40	-40	-40											
Cachí	159							-40	-40								
Ventanas Garita	100																
Boca de Pozo	5																
Miravalles 1	50																
Miravalles 2	50																
Miravalles 3	26																
Arenal	166																
Dengo	174																
Sandillal	31																
Planta	MW	2027				2028				2029				2030			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Garita	40																
Cachí	159							-159	-159	-159							
Ventanas Garita	100			-100	-100						-50	-50	-100	-100	-100	-50	-50
Boca de Pozo	5			-5	-5												
Miravalles 1	50																
Miravalles 2	50																
Miravalles 3	26																
Arenal	166																
Dengo	174																
Sandillal	31																
Planta	MW	2031				2032				2033				2034			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Garita	40																
Cachí	159																
Ventanas Garita	100																
Boca de Pozo	5																
Miravalles 1	50	-50	-50	-50	-50												
Miravalles 2	50					-50	-50	-50	-50								
Miravalles 3	26					-26	-26	-26	-26								
Arenal	166									-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55
Dengo	174									-58	-58	-58	-58	-58	-58	-58	-58
Sandillal	31																

continúa

⁶²Plan de Modernizaciones de Plantas de Generación. División Generación, ICE.

Planta	MW	2035				2036				2037				2038			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Garita	40																
Cachí	159																
Ventanas Garita	100																
Boca de Pozo	5																
Miravalles 1	50																
Miravalles 2	50																
Miravalles 3	26																
Arenal	166	-55	-55	-55	-55												
Dengo	174	-58	-58	-58	-58												
Sandillal	31					-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15				

Los valores indican la potencia indisponible de cada planta en cada periodo trimestral.

10.1.3 Modificaciones recientes en el parque de generación

Las adiciones recientes al sistema se muestran en la Tabla 10.4. En total cuatro plantas de pequeño y mediano tamaño iniciaron operaciones.

Tabla 10.4 Adiciones recientes al sistema

ADICIONES RECIENTES AL SISTEMA				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Propietario
2018	Río Naranjo	Eólica	9	COOPEGUANACASTE
	Los Negros II	Hidroeléctrica	28	ESPH
2019	El Cacao	Eólica	21	COOPEGUANACASTE
	Pailas 2	Geotérmica	55	ICE

10.2 HIDROLOGÍA

Para representar la hidrología se utilizó un registro de 57 años de caudales semanales, correspondiente al registro histórico del país, del período 1965-2021.

A cada planta o proyecto se le asigna una estación hidrológica. La correspondencia entre plantas hidroeléctricas y las estaciones con datos hidrológicos se indica en el Anexo A2.

La variabilidad hidrológica se analiza mediante la valoración de la Energía Natural Afluente (ENA) del sistema de generación del país. La ENA representa la generación que tendría cada central hidroeléctrica suponiendo una generación a filo de agua a partir de los caudales afluentes de acuerdo con las características propias de producción, pero sin considerar límites en las capacidades de turbinación.

En estudios de planificación eléctrica, la ENA solo se utiliza para visualizar la variabilidad hidrológica e identificar escenarios de hidrología baja. No se utiliza en los modelos de

optimización para definir el Plan de Expansión porque no considera los límites de turbinación de los equipos ni la capacidad de regulación de las centrales. En la Figura 10.2 se muestra la ENA en GWh semanales para el período 1965-2021.

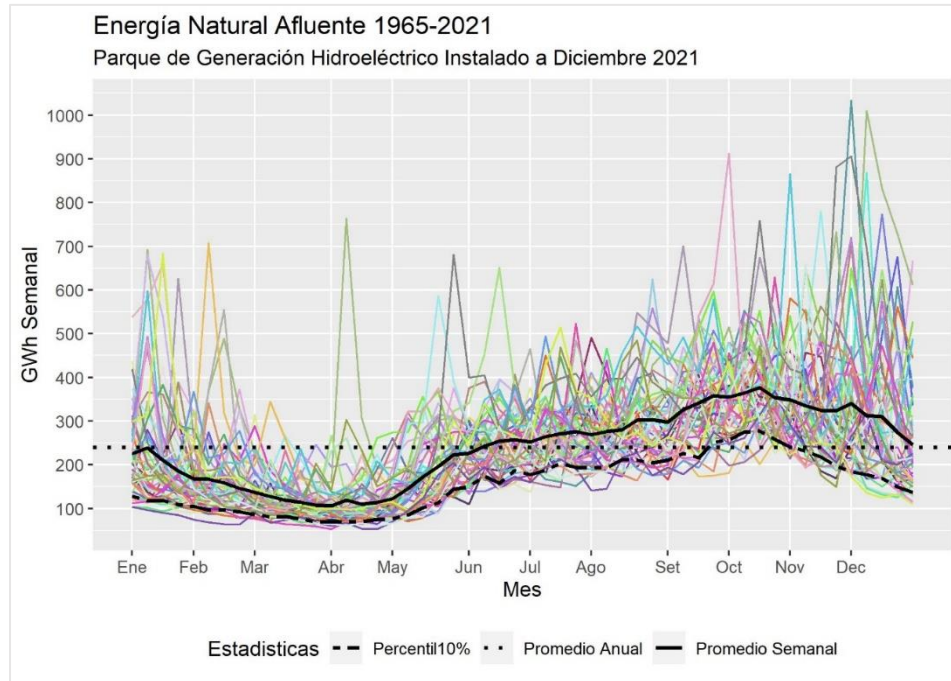


Figura 10.2 Energía Natural Afluyente 1965-2021 con - Parque de generación hidroeléctrico instalado a diciembre 2021

En el PEG se considera la posibilidad de ocurrencia de cualquiera de los 57 registros hidrológicos del país para el proceso de optimización del plan de obras de mínimo costo y confiabilidad de suministro.

10.3 VIENTO

Para representar el comportamiento de la energía eólica, se utilizó el modelo computacional Time Series Lab (TSL) de Power System Research (PSR). El modelo crea un registro histórico sintético de generación horaria renovable, a partir del procesamiento de la información disponible en la base de datos de reanálisis global MERRA-2. La base de datos contiene información satelital de viento e irradiación solar disponible desde 1980. Esta información se transforma en generación de energía según la ubicación geográfica y las características de las turbinas eólicas o de los paneles solares. El modelo permite aplicar una corrección del sesgo, con el fin de que los resultados del reanálisis se ajusten a los resultados reales de generación de mediciones disponibles.

Con base en lo anterior, el viento se representa de la siguiente forma:

- Período 1980-2020: Se utiliza el registro histórico sintético de 40 años de generación semanal calculado con el TSL, a partir de la base de datos de reanálisis global MERRA-2, con corrección de sesgo para representar los datos reales de generación disponible.
- Período 1965-1979: En este período no hay registros históricos. Se genera una serie sintética a partir de una correlación espacial con los caudales hidrológicos históricos.

Para la simulación del parque⁶³ se crean estaciones renovables de acuerdo con la ubicación geográfica de las turbinas eólicas. A cada planta o proyecto se le asigna una estación renovable de acuerdo con su ubicación geográfica. La correspondencia entre plantas eólicas y las estaciones con datos de generación de energía se indica en el Anexo A3.

La Figura 10.3 muestra los factores de planta semanales de generación eólica para las estaciones renovables definidas a partir del promedio de datos horarios para el período 1980-2020. Al igual que la hidroelectricidad, el viento exhibe un patrón estacional con grandes variaciones de un año a otro. Sin embargo, los meses de diciembre a abril tienen en promedio un factor de planta semanal superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 40%). Este comportamiento permite compensar parte del impacto provocado por el período seco de la generación hidroeléctrica.

⁶³ Las plantas eólicas se modelan en el SDDP como fuentes renovables de generación no despachable (GND).

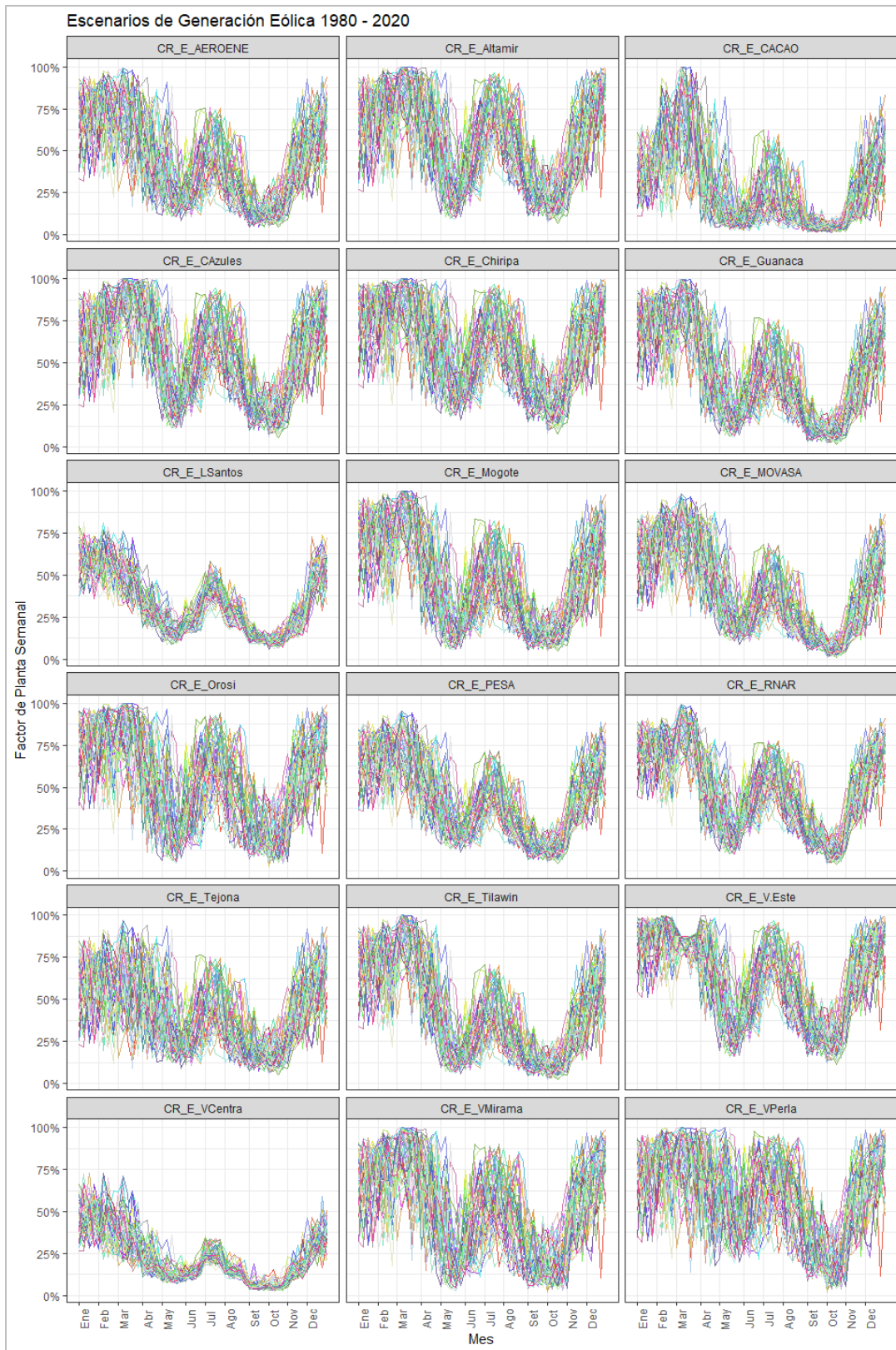


Figura 10.3 Escenarios de generación eólica 1980-2020, factores de planta semanales (%)

10.4 SOLAR

Al igual que el recurso eólico, el recurso solar se representa de la siguiente forma:

- Período 1980-2020: Se utiliza el registro histórico sintético de 40 años de generación semanal calculado con el TSL, a partir de la base de datos de reanálisis global MERRA-2, con corrección de sesgo para representar los datos reales de generación disponibles.
- Período 1965-1979: En este período no hay registros históricos. Se genera una serie sintética a partir de una correlación espacial con los caudales hidrológicos históricos.

Se crearon estaciones renovables según la ubicación geográfica y las características de las plantas solares. A cada planta o proyecto se le asigna una estación renovable de acuerdo con su ubicación geográfica. La correspondencia entre plantas solares y las estaciones con datos de generación de energía se indica en el Anexo A4.

La Figura 10.4 muestra los factores de planta semanales de generación solar para las estaciones renovables definidas, a partir del promedio de datos horarios para el período 1980-2020. Al igual que los recursos anteriores, el recurso solar exhibe un patrón estacional con grandes variaciones de un año a otro. Sin embargo, los meses de diciembre a abril tienen en promedio un factor de planta semanal superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 20%). Este comportamiento también colabora para compensar el período seco de la generación hidroeléctrica.

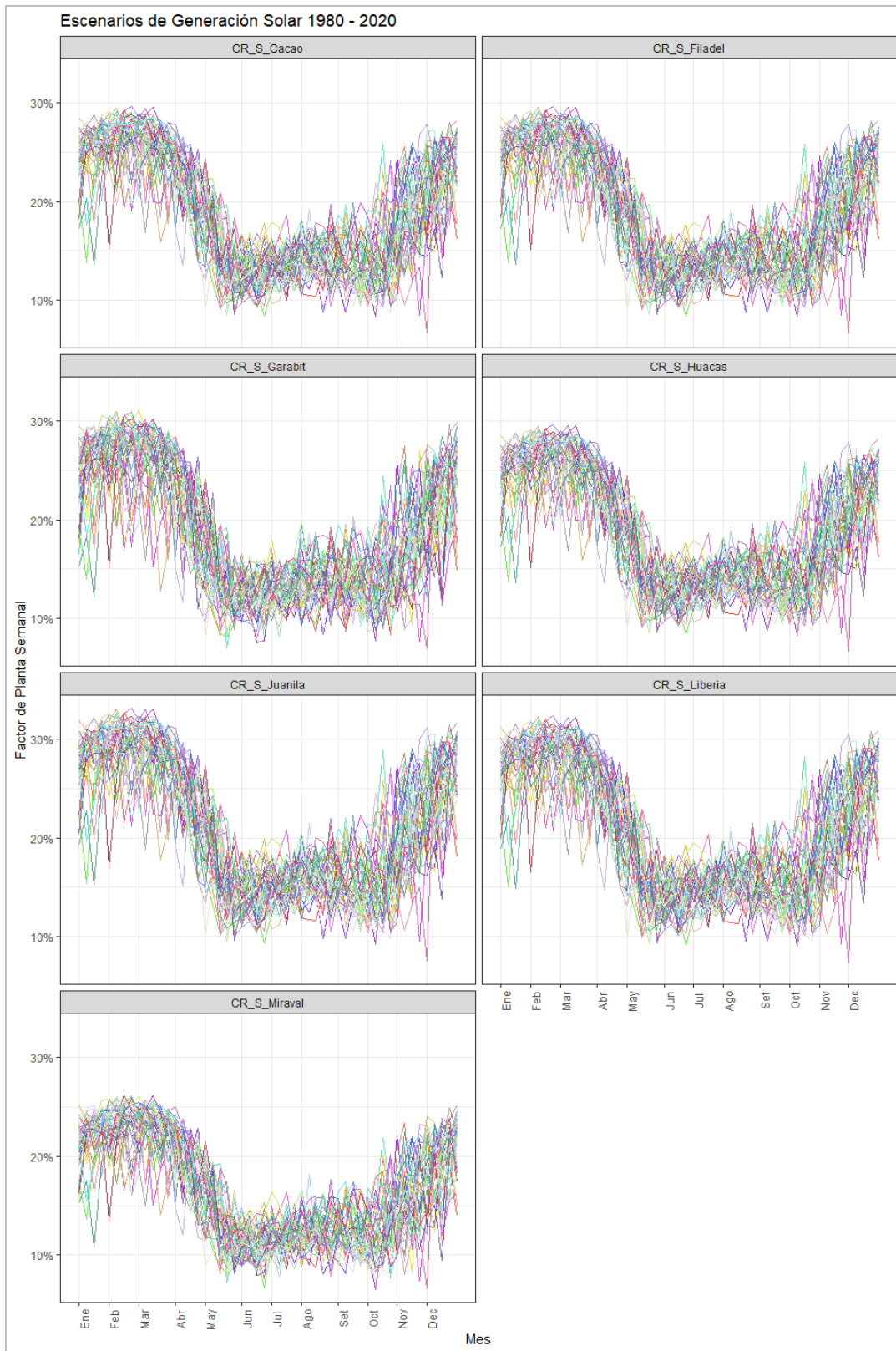


Figura 10.4 Escenarios de generación solar 1980-2020, factores de planta semanales (%)

10.5 PROYECTOS FIJOS

La Tabla 10.5 muestra los proyectos que se consideran como fijos en el PEG 2022, con la fecha de entrada prevista. La decisión de ejecutar estos proyectos ya ha sido tomada, esto implica que los proyectos no están sujetos a la optimización en el modelamiento de la expansión. Estos proyectos están en construcción.

Tabla 10.5 Proyectos fijos en el PEG 2022

PROYECTOS FIJOS DEL PEG 2022					
Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Desarrollador
2022	1	Huacas	Solar	5	COOPEGUANACASTE
2027	1	Borinquen 1	Geotérmico	55	ICE

La adición de potencia de los proyectos fijos es de 60 MW para ser instalados entre el 2022 y 2027⁶⁴.

Esta lista podría sufrir cambios por eventos no programados. No incluye todos los proyectos que podrían estar impulsando las empresas distribuidoras cuyas fechas de entrada se confirmen antes del 2027. También puede ocurrir que alguno de los proyectos fijos no logre materializarse o que sufra atrasos.

10.6 TECNOLOGÍAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN

10.6.1 Tecnologías basadas en recursos renovables

Las tecnologías que usan recursos renovables modeladas en el presente plan son la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica, la fotovoltaica y biomasa. Los proyectos candidatos incluyen desarrollos en etapas de preinversión y un conjunto de posibles desarrollos de pequeño tamaño, cuyas características se agrupan por tecnología bajo la definición de proyectos genéricos. Dentro de este grupo de proyectos genéricos se consideran indistintamente los candidatos identificados por el ICE, las distribuidoras y los generadores independientes.

Como proyectos genéricos se incluyen eólicos, solares e hidroeléctricos de 20 MW y 50 MW y geotérmicos de 12 MW y 55 MW. Con esta capacidad también se toman en cuenta los posibles desarrollos que todavía no tienen estudios de factibilidad terminados, o que forman parte del potencial que eventualmente desarrollarán las empresas distribuidoras o los generadores independientes.

El objetivo del plan de expansión es señalar los grandes temas relativos al futuro energético. No es una evaluación detallada de cada uno de los proyectos, particularmente cuando se

⁶⁴ El proyecto geotérmico Borinquen 1 forma parte del "Préstamo Sectorial para el Desarrollo Geotérmico en Guanacaste" aprobado en agosto del 2014 (Ley N°9254), que cubre los proyectos Las Pailas 2, Borinquen 1 y Borinquen 2. El Contrato de Préstamo específico para Borinquen 1 entró en vigencia en setiembre del 2017.

trata de proyectos individuales relativamente pequeños. Por esta razón, en la confección del plan se supone la existencia de plantas renovables pequeñas y de características genéricas, cuyos detalles particulares no interesa precisar para los propósitos del plan.

Esta simplificación reduce el trabajo y tiempo de cómputo sin sacrificar la calidad y la precisión de los resultados obtenidos. Del plan se obtiene la importancia relativa de todo el conjunto de plantas renovables pequeñas, sin especificar sus características particulares.

Una parte o la totalidad de las plantas con vencimiento de contratos en el horizonte de planeamiento podrían ser recontratadas para cubrir los bloques de generación que el sistema requerirá en el futuro. Para representar esta situación, en la formulación del plan se consideraron proyectos genéricos con un costo menor al de una planta nueva, que permite reflejar esa capacidad instalada en el país.

Pequeños proyectos de generación con biomasa y desechos sólidos municipales también podrán ser incorporados al sistema en el corto y mediano plazo. Dado que su eventual participación será marginal, no fueron incluidos en los estudios. En el mediano y largo plazo, parte de los requerimientos previstos podrían ser llenados usando estos nuevos recursos.

Aunque a futuro se espera contar con un potencial interesante de otras fuentes no convencionales, los costos y barreras tecnológicas actuales limitan la consideración de una participación significativa de estas opciones en el presente plan.

10.6.2 Tecnologías de almacenamiento de energía

La energía puede almacenarse de forma potencial si es posible guardar recursos de generación para ser utilizados más tarde en la producción de electricidad. Tanques con combustible fósil, reservorios con agua e hidrógeno, entre otros, constituyen algunas de las formas de almacenar los recursos para producir energía eléctrica.

La energía también puede almacenarse sin aprovisionar el recurso a través de los Sistemas de Almacenamiento de Energía - SAE (Energy Storage Systems-ESS) que pueden ser mecánicos, eléctricos y electroquímicos, principalmente:

- **Sistemas mecánicos:** los más comunes son turbo bombeo (Pumped Hydro Storage - PHS), los volantes de inercia (Flywheel Energy Storage-FESS) y el aire comprimido (Compressed Air Energy Storage – CAES).
- **Sistemas eléctricos:** incluyen principalmente los supercapacitores (Supercapacitor Energy Storage System) y los superconductores magnéticos (Superconducting Magnet Storage Systems-SMES).
- **Sistemas electroquímicos:** los de mayor uso son las baterías (Battery Energy Storage Systems-BESS) de diversos tipos y materiales, siendo la más instalada la de Ion - Litio.

El almacenamiento de energía en baterías (BESS) ha tomado auge en la industria eléctrica debido a la reducción de costos y los avances tecnológicos en la última década. Esta tecnología ofrece diferentes opciones de capacidad, cuyo costo aumenta en proporción al

tiempo de operación. El tipo de baterías usado depende del beneficio que se está buscando para el sistema y se pueden clasificar como se muestra en la Tabla 10.6.

Tabla 10.6 Horas de operación según objetivo del almacenamiento en baterías

BATERIAS- APLICACIÓN Y HORAS DE SERVICIO	
Objetivo	Horas de Operación (h)
Servicio de red	1
Servicios de red y arbitraje	3
Arbitraje	+4

En este plan de expansión se introduce por primera vez el análisis de almacenamiento con baterías.

Como alternativas de almacenamiento se consideraron proyectos candidatos de turbo-bombeo y baterías de cuatro horas de duración. El turbo-bombeo y las baterías son herramientas para gestionar la gran volatilidad de las fuentes de generación eólica y solar. Sirven para desacoplar la disponibilidad de energía del patrón periódico y aleatorio de corto plazo de estas fuentes (horario, diario y semanal) y entregar electricidad a la red de acuerdo con las necesidades de la demanda.

En el caso conceptual más general, una batería es un arreglo mediante el cual es posible almacenar energía tomada de la red eléctrica, para restituírsela en un momento futuro. En todos los casos es preciso un proceso de conversión de la electricidad a otra forma de energía almacenable y viceversa. La eficiencia de la batería determina qué fracción de la energía tomada puede ser finalmente restituida.

Las baterías no agregan capacidad de generación adicional al sistema para atender el crecimiento de la demanda. El beneficio de las baterías para la expansión del sistema se percibe por la función de arbitraje, que consiste en mover energía de un período horario a otro, ya sea por condiciones de desabastecimiento (contingencias) o de costo de dicho abastecimiento (carga y descarga según costo marginal de la demanda). Al amortiguar la variabilidad de las fuentes renovables, se optimiza mejor el balance de oferta y demanda y se reducen los costos del sistema.

10.6.3 Tecnologías que consumen derivados del petróleo

Como alternativas térmicas usando derivados del petróleo se consideraron motores de combustión interna con búnker y turbinas de gas (también llamadas turbinas de combustión) en ciclo simple o combinado, alimentadas con diésel.

10.6.4 Otros combustibles fósiles

Con relación a la disponibilidad de nuevos combustibles fósiles, existen algunos que pueden representar opciones importantes en el desarrollo de proyectos de generación en Costa Rica como el gas natural. No se considera el carbón como fuente energética en el desarrollo de la matriz de generación, debido a que desde 2018 Costa Rica tiene en ejecución un plan de descarbonización de la economía muy ambicioso. A pesar de ello, en

los planes de expansión de la generación se valoran plantas de carbón únicamente con el objetivo de tener una referencia de costos.

Estos combustibles requieren volúmenes importantes de consumo para obtener economías de escala significativas. El gas requiere gasoductos que conecten la producción con el consumo o plantas regasificadoras con tanques criogénicos para importar gas licuado vía marítima. El carbón se beneficia si tiene infraestructura de puertos, patios y ferrocarriles para la importación, manejo y transporte.

El gas natural se perfila como una opción interesante a mediano plazo. Nuevos esquemas de suministro a pequeña escala se están desarrollando a nivel mundial y podrían abrir nuevas posibilidades para el país a partir de la terminal de GNL que inauguró Panamá en el 2018 y las previstas en Centroamérica para los próximos años.

10.6.5 Nuevas fuentes no convencionales fuera del PEG

En el Plan de Expansión se valoraron cinco fuentes renovables con costos y características bien conocidas: hidroelectricidad, geotermia, solar, viento y biomasa.

Esta consideración no implica que en el Plan de Expansión se esté renunciando a otras fuentes durante todo el horizonte del plan. Es muy probable que en el mediano plazo aparezcan nuevos proyectos candidatos basados en fuentes renovables no convencionales o en tecnologías térmicas más limpias como el gas natural, dado que el gran interés mundial en estas fuentes está impulsando rápidamente su desarrollo tecnológico. Estas nuevas opciones serán integradas conforme aparezcan en las sucesivas revisiones del Plan de Expansión.

10.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS

En la Tabla 10.7 se muestra el listado de los proyectos candidatos que se consideraron para definir el PEG 2022 y sus principales características.

Esta lista de proyectos candidatos incluye además desarrollos que aún no han completado sus estudios de factibilidad o que en revisiones anteriores del Plan de Expansión no resultaron atractivos. También incluye tecnologías que no son enteramente compatibles con la política energética y ambiental del país. El propósito de incluirlos en la lista de candidatos es garantizar que la evaluación de opciones que realiza el Plan es exhaustiva y, en caso de desechar una opción económica por razones de política ambiental y energética, valorar su impacto. La inclusión de un proyecto en la lista de candidatos no indica una preferencia o intención de desarrollo.

Proyectos eólicos y solares de la cartera de proyectos del ICE y de las empresas distribuidoras son representados por los proyectos genéricos de 20 MW y 50 MW. Entre los proyectos del ICE se encuentran los eólicos Quebrada Grande 1, 2, 3 y 4 con potencias entre 27 MW y 45 MW, ubicados en el cantón de Liberia y la modernización de la planta eólica Tejona. Entre los proyectos solares se ubican Garabito de 25 MW, Cañas y Liberia, con potencia de 6 MW cada uno. Lo mismo aplica para los proyectos de las empresas distribuidoras mostrados en Tabla 10.10 y para los bloques de energía que podrían licitarse.

Para los proyectos fijos, la fecha de disponibilidad corresponde a la programación de entrada en funcionamiento. Para los proyectos candidatos se supone que esta fecha es la más temprana en la que podrían estar disponibles.

El térmico se evalúa usando proyectos genéricos con turbinas de combustión⁶⁵ y de vapor, motores de media velocidad y ciclos combinados alimentados con diésel o con gas natural.

Tabla 10.7 Características de los proyectos candidatos

CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS								
Nombre	Fecha disponibilidad	Tipo ^a	Potencia (MW)	Gen. Prom. Anual (GWh) ^b	Volúmen Útil (Hm ³)	Producción Específica (kWh/l)	Combustible	Indisponibilidad (%)
1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS								
Fourth Cliff	2029	Candidato	60.6	266	0.07			10%
Chimirol	2032	Candidato	64	260	0.60			10%
Toro Amarillo	2030	Candidato	57	224	1.00			10%
Diquis	2033	Candidato	646	3050	1646			10%
RG-430	2034	Candidato	156	646	79			10%
Hidro Genéricos 50 MW	2028	Candidato	50	167	0.00			10%
Hidro Genéricos 20 MW	2028	Candidato	20	67	0.00			10%
Hidro Genéricos 20 MW Desc. ^c	2026	Candidato	20	67	0.00			10%
2. PROYECTOS TÉRMICOS								
Ciclo Combinado Diesel	2028	Candidato	300	Variable	4.6		Diésel	15%
Ciclo Combinado Gas Natural	2028	Candidato	300	Variable	4.6		GNL	15%
Turbina ^d 80 MW	2028	Candidato	80	Variable	3.0		Diésel	10%
Turbina ^d 20 MW	2028	Candidato	20	Variable	3.0		Diésel	10%
MMV ^e 20 MW	2028	Candidato	50	Variable	4.5		Búnker	10%
MMV ^e 50 MW	2028	Candidato	20	Variable	4.5		Búnker	10%
3. PROYECTOS GEOTÉRMICOS								
Borinquen 1	2027	Fijo	55	471				10%
Borinquen 2	2031	Candidato	55	471				10%
Geotérmico Genéricos 12 MW	2029	Candidato	12	103				10%
Geotérmico Genéricos 55 MW	2031	Candidato	55	410				10%
4. PROYECTOS EÓLICOS								
Eólico Genéricos 50 MW	2025	Candidato	50	191				
Eólico Genéricos 20 MW	2025	Candidato	20	76				
Eólico Genéricos Desc. 20 MW ^c	2024	Candidato	20	77				
5. PROYECTOS BIOMÁSICOS								
Biomasa Genérico Desc. 20 MW	2026	Candidato	20	43				
6. PROYECTOS SOLARES								
Huacas	2022	Fijo	5	8				
Solar Genéricos 50 MW	2024	Candidato	50	82				
Solar Genéricos 20 MW	2024	Candidato	20	37				
Solar Genéricos Desc. 25 MW ^c	2026	Candidato	25	40				
7. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO								
Baterías Genéricas 30 MW	2028	Candidato	30	19				
Baterías Genéricas 60 MW	2029	Candidato	60	36				
PTB Venado(Generador/Bomba	2031	Candidato	100/100	248/355	4.00 ^f			
<p>a. Se refiere a si el proyecto es fijo o candidato. El proyecto fijo se incluye en forma obligatoria en una fecha predeterminada, mientras que la inclusión de un proyecto candidato depende de la optimización del plan.</p> <p>b. Para proyectos que forman parte del Plan Recomendado se muestra la generación promedio anual del período 2020-2035. Para el resto de proyectos se incluye la generación estimada de los estudios de preinversión.</p> <p>c. Proyectos genéricos con costo reducido.</p> <p>d. Turbinas de gas, también llamadas turbinas de combustión.</p> <p>e. Motores de media velocidad.</p> <p>f. Volumen del embalse superior, el embalse inferior es el embalse de la PH Arenal.</p>								

⁶⁵ Las turbinas de combustión también se conocen como turbinas de gas, por ser el gas de la combustión el que las impulsa.

10.7.1 Costos de inversión

La Tabla 10.8 muestra los costos de inversión y los costos fijos de operación de los proyectos fijos y candidatos. Estos costos no son directamente comparables entre proyectos de tecnologías distintas, porque las características de la generación que aporta cada proyecto son muy diferentes.

Los costos de inversión se toman de los estudios publicados de cada proyecto. Cuando no se tienen disponibles, como es el caso de los proyectos genéricos, se les asigna un costo unitario representativo de cada tecnología. Los costos fijos unitarios de operación son valores promedio para cada tecnología. Los costos se expresan en dólares constantes a diciembre 2021 (USD2021).

Tabla 10.8 Costo anual fijo de inversión y operación de proyectos candidatos a diciembre de 2021

CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS								
Nombre	Disponible a partir de	Tipo ^a	Potencia (MW)	Gen. Prom. Anual (GWh) ^b	Volúmen Útil (Hm ³)	Producción Específica (kWh/l)	Combustible	Indisponibilidad (%)
1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS								
Diquís	2033	Candidato	646	3050	1646.00			10%
RG-430	2034	Candidato	156	646	79.36			10%
Fourth Cliff	2029	Candidato	60.6	266	0.07			10%
Chimirol	2032	Candidato	64	260	0.60			10%
Toro Amarillo	2030	Candidato	57	224	1.00			10%
Hidro Genéricos 50 MW	2028	Candidato	50	167	0.00			10%
Hidro Genéricos 20 MW	2028	Candidato	20	67	0.00			10%
Hidro Genéricos 20 MW Desc. ^c	2026	Candidato	20	67	0.00			10%
2. PROYECTOS TÉRMICOS								
Ciclo Combinado Diésel	2028	Candidato	300	Variable		4.6	Diésel	15%
Ciclo Combinado Gas Natural	2028	Candidato	300	Variable		4.6	GNL	15%
Turbina ^d 80 MW	2028	Candidato	80	Variable		3.0	Diésel	10%
Turbina ^d 20 MW	2028	Candidato	20	Variable		3.0	Diésel	10%
MMV ^e 20 MW	2028	Candidato	50	Variable		4.5	Búnker	10%
MMV ^e 50 MW	2028	Candidato	20	Variable		4.5	Búnker	10%
3. PROYECTOS GEOTÉRMICOS								
Borinquen 1	2027	Fijo	55	471				10%
Borinquen 2	2031	Candidato	55	471				10%
Geotérmico Genéricos 55 MW	2031	Candidato	55	410				10%
Geotérmico Genéricos 12 MW	2029	Candidato	12	103				10%
3. PROYECTOS EÓLICOS								
Eólico Genéricos 50 MW	2025	Candidato	50	191				
Eólico Genéricos 20 MW	2025	Candidato	20	76				
Eólico Genéricos Desc. 20 MW ^c	2024	Candidato	20	77				
4. PROYECTOS BIOMÁSICOS								
Biomasa Genérico Desc. 20 MW	2026	Candidato	20	43				
5. PROYECTOS SOLARES								
Solar Genéricos 50 MW	2024	Candidato	50	82				
Solar Genéricos Desc. 25 MW ^c	2026	Candidato	25	40				
Solar Genéricos 20 MW	2024	Candidato	20	37				
Huacas	2022	Fijo	5	8				
6. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO								
PTB Venado(Generador/Bomba)	2031	Candidato	100/100	248/355	4.00 ^f			
Baterías Genéricas 60 MW	2029	Candidato	60	36				
Baterías Genéricas 30 MW	2027	Candidato	30	19				
<p>a. Se refiere a si el proyecto es fijo o candidato. El proyecto fijo se incluye en forma obligatoria en una fecha predeterminada, mientras que inclusión de un candidato la depende de la optimización del plan.</p> <p>b. Para proyectos que forman parte del Plan Recomendado se muestra la generación promedio anual del periodo 2020-2035. Para el resto de proyectos se incluye la generación estimada de los estudios de preinversión.</p> <p>c. Proyectos genéricos con costo reducido.</p> <p>d. Turbinas de gas, también llamadas turbinas de combustión.</p> <p>e. Motores de Media Velocidad.</p> <p>f. Volumen del embalse superior, el embalse inferior es el embalse de la PH Arenal</p>								

10.7.2 Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos

El costo unitario de instalación y el costo monómico de los proyectos candidatos se muestran en la Tabla 10.9 y se grafican en la Figura 10.5 y Figura 10.6. Todos los costos están expresados en dólares estadounidenses constantes a diciembre 2021 para su adecuada comparación.

Los costos unitarios son el resultado de los supuestos utilizados en el análisis. No todos los proyectos tienen un presupuesto detallado y otros utilizan una estimación genérica de costo.

Los costos monómicos de los proyectos son indicativos, no son usados por los modelos de expansión para la optimización del plan de obras de mínimo costo, por lo tanto, no se utilizan para la toma de decisiones.

Tabla 10.9. Costos unitarios de instalación y producción de proyectos candidatos

COSTO ANUAL FIJO DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN A DICIEMBRE 2021										
Nombre	Potencia (MW)	Vida Económica (años)	Inversión			Costo Fijo O&M		Costo Anual		
			Unitaria ^a (USD/kW)	Total (Millones USD)	Anual (Millones USD)	Unitario (USD/kW/año)	Total (Millones USD/año)	Unitario (USD/kW/año)	Total (Millones USD/año)	
1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS										
Diquis	646	40	7692	4970	603	19	12.2	952	615.1	
RG-430	156	40	7269	1134	138	40	6.2	921	143.7	
Fourth Cliff	61	40	5811	352	43	40	2.4	745	45.1	
Chimirol	64	40	4404	282	34	40	2.5	574	36.7	
Toro Amarillo	57	40	4024	229	28	40	2.3	528	30.1	
Hidro Genéricos 50 MW	50	40	4501	225	27	40	2.0	586	29.3	
Hidro Genéricos 20 MW	20	40	4501	90	11	40	0.8	586	11.7	
Hidro Genéricos 20 MW Desc. ^b	20	40	2250	45	5	40	0.8	313	6.3	
2. PROYECTOS TÉRMICOS										
Ciclo Combinado Diésel	300	20	1431	429	57	53	16.0	245	73.4	
Ciclo Combinado Gas Natural	300	20	2252	675	90	29	8.7	330	99.1	
Turbina ^c 80 MW	80	20	1402	112	15	17	1.4	205	16.4	
Turbina ^c 20 MW	20	20	1402	28	4	17	0.3	205	4.1	
MMV ^d 20 MW	50	20	2187	109	15	37	1.8	330	16.5	
MMV ^d 50 MW	20	20	2187	44	6	37	0.7	330	6.6	
3. PROYECTOS GEOTÉRMICOS										
Borinquen 1	55	30	4583	252	31	109	6.0	678	37.3	
Borinquen 2	55	30	6868	332	41	109	6.0	857	47.2	
Geotérmico Genéricos 55 MW	55	30	6868	378	47	132	7.3	985	54.1	
Geotérmico Genéricos 12 MW	12	30	5928	71	9	132	1.6	868	10.4	
3. PROYECTOS EÓLICOS										
Eólico Genéricos 50 MW	50	25	1874	94	12	56	2.8	295	14.7	
Eólico Genéricos 20 MW	20	25	1874	37	5	56	1.1	295	5.9	
Eólico Genéricos Desc. 20 MW ^b	20	25	1499	30	4	56	1.1	247	4.9	
4. PROYECTOS BIOMÁSICOS										
Biomasa Genérico Desc. 20 MW ^t	20	20	2142	43	6	44	0.9	331	6.6	
5. PROYECTOS SOLARES										
Solar Genéricos 50 MW	50	25	1200	60	8	14	0.7	166	8.3	
Solar Genéricos Desc. 25 MW ^c	25	25	1024	26	3	16	0.4	147	3.7	
Solar Genéricos 20 MW	20	25	1200	24	3	14	0.3	166	3.3	
Huacas	5	25	1231	6	1	14	0.1	170	0.9	
6. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO										
PTB Venado	100	40	3300	330	40	46	4.6	446	44.6	
Baterías Genéricas 60 MW	60	25	1479	89	11	26	1.6	215	12.9	
Baterías Genéricas 30 MW	30	25	1479	44	6	26	0.8	215	6.4	
a. Costo de inversión capitalizado b. Proyectos genéricos con costo reducido c. Turbinas de gas, también llamadas turbinas de combustión d. Motores de media velocidad										

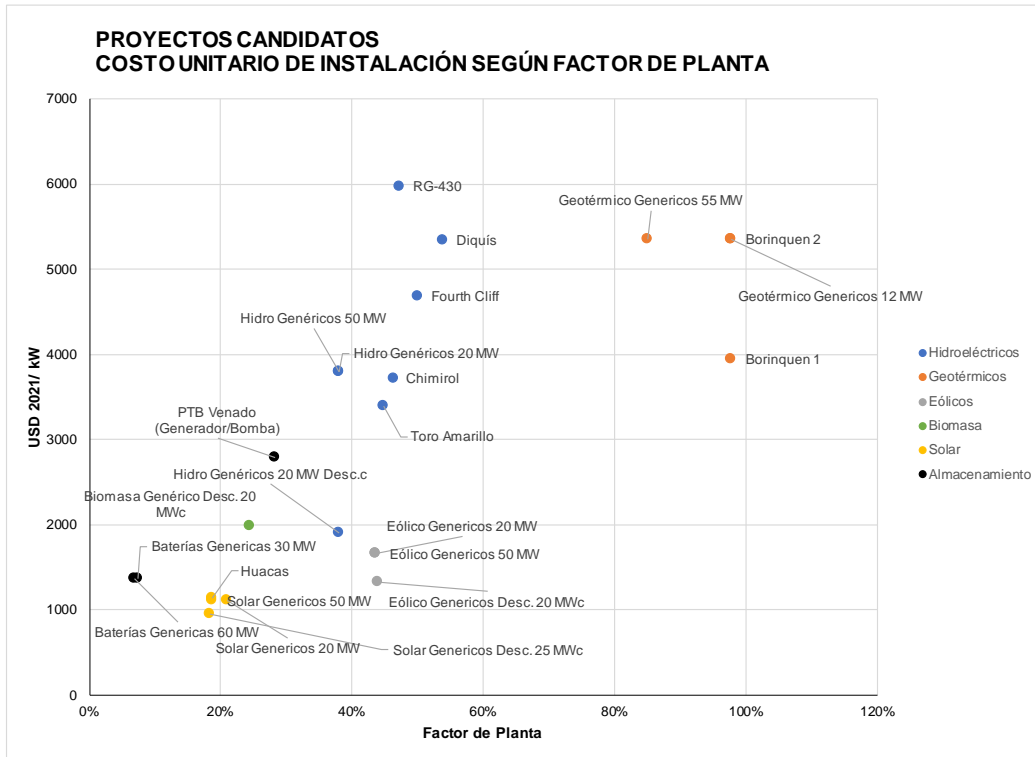


Figura 10.5 Proyectos candidatos - Costo unitario de instalación según factor de planta

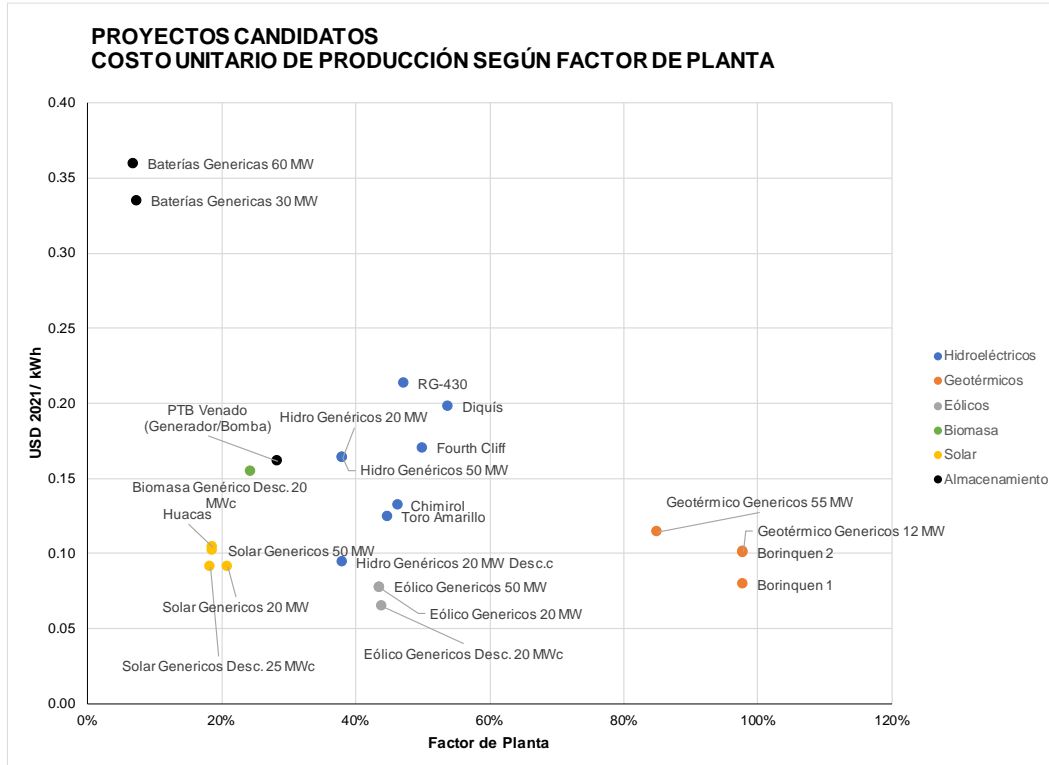


Figura 10.6 Proyectos candidatos - Costo unitario de producción según factor de planta

10.8 OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS

La lista de candidatos discutida en las secciones precedentes no contiene todos los proyectos que están considerando el sector privado y las empresas distribuidoras. Proyectos en estudio y eventualmente nuevos proyectos que puedan ser identificados y estudiados podrían formar parte del sistema de generación en el futuro.

Además de los nuevos esquemas que eventualmente puedan aparecer, proyectos adicionales están bajo estudio por desarrolladores del sector privado y de las empresas distribuidoras. Las plantas genéricas que aparecen en el plan de expansión permiten tomar en cuenta la posibilidad de estos desarrollos.

La lista de proyectos de terceros en el presente documento del PEG no es exhaustiva y la mención de cualquiera de ellos es meramente informativa para los propósitos arriba indicados y no implica ningún juicio o valoración de parte del ICE, ni otorga ningún tipo de derecho o prioridad.

10.8.1 Proyectos de empresas distribuidoras

Algunas empresas distribuidoras desarrollan estudios de proyectos de generación con los que buscan atender parcialmente la demanda de sus áreas de concesión. En sus planes de obras futuras figuran plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y de generación con desechos sólidos municipales.

El marco regulatorio del sector eléctrico del país permite a las distribuidoras construir plantas para generar la electricidad que sus clientes demandan en forma independiente de las evaluaciones del presente Plan de Expansión.

Estos proyectos se incluyen en el PEG una vez que existe certeza sobre la intención y la capacidad del desarrollador para llevarlo a cabo y también cuando se conoce, aunque en forma aproximada, la fecha de entrada en operación. La inclusión de estos proyectos en el PEG no conlleva ninguna evaluación porque se introducen como decisiones ya tomadas por sus propietarios. En el pasado este enfoque no presentaba inconvenientes porque en general se trataba de pocas y pequeñas plantas, que eran absorbidas rápidamente por el crecimiento del sistema. Con el auge en el desarrollo de plantas solares y eólicas que pueden ponerse muy rápidamente en operación, este enfoque no permite ajustar oportunamente los planes de expansión del país, lo que puede provocar problemas en el planeamiento general de largo plazo.

Entre los proyectos conocidos de las distribuidoras se encuentran los indicados en la Tabla 10.10.

Tabla 10.10 Lista parcial de proyectos de generación de empresas distribuidoras⁶⁶

PROYECTOS DE GENERACIÓN DE DISTRIBUIDORAS				
EMPRESA	PROYECTO	FUENTE	CAPACIDAD (MW)	INVERSIÓN (Millones \$)
JASEC	PH Torito 2	Hidroeléctrica	60	230.0
COOPEALFARO	Parque Solar Coopealfaroruiz	Solar	2.5	2.9
COOPEGUANACASTE	Solar Huacas	Solar	5	6.2
	Biomasa	Gasificación residuos sólidos municipales	9	40.0
	Eólico Río Naranjo 2	Viento	18	39.6
	Solar Cacao	Solar	2.5	2.3
	Juanilama 2	Solar	3.5	3.2
	Eólico offshore Tamarindo	Viento	25	60.0
	Eólico Cacao 2	Viento	7	15.4
COOPELESCA	PH La Unión	Hidroeléctrica	9.5	42.6
	Parque Eólico Cooperativo	Eólico	20	36.9
	PH Toro Amarillo I	Hidroeléctrica	7.5	34.0
	PH Toro Amarillo II	Hidroeléctrica	10.7	35.3
CNFL	Modernización Parcial PH Belén	Hidroeléctrica	Incremento: 1 MW	10.9
	Modernización Parcial PH Electriona	Hidroeléctrica	Incremento: 0 MW	8.2
	Rehabilitación PH Nuestro Amo	Hidroeléctrica	<i>Fuera operación desde el 2010. Pot. 10 MW</i>	32.1
	Optimización de la Infraestructura de Generación Almacenamiento	Almacenamiento Energía Eléctrica	Incremento en Potencia: 10 MW	

Nota: Dos empresas distribuidoras no remitieron información acerca de proyectos en estudio: Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Coopesantos.

10.8.2 Proyectos de generadores independientes

Los generadores independientes de energía pueden desarrollar nuevos proyectos renovables para vender su energía al ICE mediante los mecanismos de la ley de generación paralela⁶⁷. La participación total de generadores independientes está limitada por la legislación a un 30% de la capacidad instalada del sistema, 15% dentro del marco de la Ley N°7200 Capítulo I y otro 15% dentro del Capítulo II.

La optimización del Plan de Expansión considera la capacidad disponible en proyectos genéricos, y optimiza la instalación, independientemente del régimen de propiedad y de las condiciones contractuales de las plantas y proyectos. Una vez determinada la necesidad, y en un proceso posterior a la realización del Plan, se debe realizar una selección de las mejores ofertas, incluyendo las opciones que puedan aportar los generadores independientes.

⁶⁶ En setiembre de 2022 la ESPH adjudicó el desarrollo del Proyecto Eólico El Quijote a un consocio privado.

⁶⁷ Ley N°7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela.

11 METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSIÓN

El propósito del PEG es plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país.

La metodología empleada permite establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación, propias de cada ciclo de planificación.

La formulación de cada PEG responde a un proceso de análisis que se va desarrollando por etapas. Este análisis contempla, además de criterios de optimización económica, la consideración de políticas nacionales para el desarrollo eléctrico y toda la normativa ambiental de país (ver capítulo 9).

El Plan Recomendado en cada ciclo de planificación es el producto de la conformación y análisis de una gran cantidad de casos de estudio, agrupados en series de análisis. Estas series se definen en función de diferentes escenarios de demanda y de las principales preocupaciones visualizadas en cada ciclo de planificación.

En Costa Rica el proceso de planificación de largo plazo debe afrontar condiciones de gran incertidumbre tanto en la demanda como en la disponibilidad de sus recursos energéticos (por ser un sistema basado en fuentes renovables) y el PEG debe dar respuestas satisfactorias y robustas a esas condiciones.

11.1 HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS

Los planes de expansión se generan utilizando los modelos computacionales OPTGEN - *Model for generation expansion planning and regional interconnections*⁶⁸, versión 8.0.13 y el SDDP - *Stochastic hydrothermal dispatch with network restrictions*⁶⁹, versión 17.2. Estos modelos son elaborados y mantenidos por Power Systems Research⁷⁰.

El OPTGEN es un modelo cuyo objetivo es determinar planes de expansión de mínimo costo mediante la solución de un problema de optimización de gran escala estocástico, multi-etapa y lineal entero mixto. El plan de mínimo costo es el resultado del balance entre los costos de inversión de la combinación óptima de proyectos, y el valor esperado de los costos operativos y del déficit de energía, para lo cual la operación se simula con detalle utilizando el modelo SDDP. Ambos modelos funcionan integrados y comparten la misma base de datos.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico que determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias hidrológicas futuras, distintos escenarios de los recursos renovables, y las restricciones del

⁶⁸ OPTGEN - Modelo de optimización de expansión de generación y de interconexiones regionales.

⁶⁹ SDDP - Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red.

⁷⁰ Más información sobre estos programas se puede consultar en www.psr-inc.com

sistema de generación. El problema de optimización se resuelve a través de la programación dinámica dual estocástica. La herramienta es muy valiosa para la simulación de los planes de expansión nacionales porque está especialmente formulada para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses de regulación.

El modelo de optimización OPTGEN-SDDP también permite incorporar restricciones de energía firme en la determinación de los planes de mínimo costo. Esta restricción tiene como objetivo que el plan de mínimo costo además garantice una cierta cantidad de generación de energía, amortiguando las oscilaciones de la producción de las diferentes fuentes renovables disponibles en el sistema. Esta característica es muy valiosa en los países predominantemente hidroeléctricos, como en el caso de Costa Rica, donde los criterios de energía firme están relacionados con la seguridad del suministro y generalmente se definen con el objetivo de minimizar el riesgo de racionamiento, protegiendo al sistema de situaciones extremas producto de la variabilidad climática⁷¹.

11.2 PROCESO DE FORMULACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

La metodología desarrollada se orienta a establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación y en la búsqueda de soluciones óptimas por etapas. Seguidamente se explican los elementos de esa metodología.

- **Actualización de la base de datos**

Se actualizan las bases de datos de los modelos con base en la información disponible en cada ciclo de planificación. Incluye, entre otras variables, la actualización de proyecciones de demanda, proyecciones de precios de combustibles, características de las plantas de generación, volúmenes de embalses, información hidrológica, información climática para la estimación de los recursos renovables y características técnicas y económicas de los proyectos candidatos disponibles.

- **Revisión del corto plazo**

Se realiza una revisión de las decisiones de expansión ya tomadas en planes anteriores para verificar que los efectos combinados de cambios de programación de proyectos y de variaciones en las estimaciones de demanda quedan satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución. Para este efecto se consideran además los planes de retiros, modernizaciones y mantenimientos mayores de las plantas en operación en el país.

- **Proceso progresivo por etapas**

El proceso de toma de decisiones se realiza por etapas progresivas. En una primera parte se determina cuáles son las primeras inversiones en nueva capacidad y cuál es la holgura de tiempo para tomar las decisiones y posteriormente se optimizan los proyectos de la segunda etapa.

⁷¹ PSR. (2020). OPTGEN Manual de Usuario. Rio de Janeiro: PSR.

- **Definición de los elementos de atención del PEG**

Cada ciclo de planificación de la expansión de la generación eléctrica enfrenta diferentes preocupaciones y decisiones. Tradicionalmente, el foco de atención de los planes de expansión de Costa Rica se ha centrado en el mediano y largo plazo, partiendo de que en el corto plazo se tenía la capacidad necesaria para atender la demanda y que el sistema estaba balanceado.

Las preocupaciones de los últimos planes de expansión son un poco diferentes. La reducción y variabilidad de la demanda en el período 2010 al 2020, conlleva a que las preocupaciones más relevantes del PEG se refieran a decisiones de corto y mediano plazo.

- **Revisión de la confiabilidad de los planes propuestos**

Como parte de la validación de los planes propuestos, todas las opciones de desarrollo formuladas deben cumplir con criterios de confiabilidad que aseguren que no se excederán los estrictos límites de déficits de energía tolerable. Con esta revisión se verifica que las variaciones climatológicas no comprometan la confiabilidad del SEN.

- **Planes de mínimo costo**

La obtención de los planes de mínimo costo se realiza de una forma iterativa de la siguiente manera:

1. Se completa la base de datos de los modelos y se incluyen las restricciones de cada caso de estudio, incluyendo las restricciones de energía firme relacionadas con la seguridad del suministro.
2. Con el OPTGEN se generan varios juegos de planes para conocer posibles alternativas de secuencia de proyectos.
3. Se escoge uno de estos planes como plan base inicial.
4. Se simula con mayor detalle el sistema utilizando el modelo SDDP, verificando que cumpla con los criterios de confiabilidad, lo cual puede requerir ajustes a las fechas de entrada de los proyectos.
5. Se calcula el costo total del plan de obras, incluyendo los costos de inversión y los costos operativos y de falla obtenidos en la simulación del SDDP.
6. Se prueba un nuevo plan y se vuelve al punto 4.
7. Se continúa iterando hasta lograr un plan de mínimo costo que satisface los criterios de confiabilidad del sistema.

(Esta página intencionalmente en blanco)

12 PRINCIPALES PREOCUPACIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2022-2040

En cada ciclo de planificación se valoran elementos nuevos asociados a la política energética nacional, la evolución de las diferentes tecnologías de generación y costos asociados, costos de combustible, disponibilidad de nuevos estudios de proyectos en el país, evolución del MER, entre otros. El objetivo de cada ciclo de planificación es confirmar la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o proponer una nueva línea de desarrollo de la generación en el país.

En los ejercicios de planificación de los años 2014, 2016, 2018 y 2020 se realizaron fuertes ajustes en la programación de nuevas adiciones de proyectos para compensar la caída en la tasa de crecimiento de la demanda, que hizo prever una holgura en la oferta en el período del 2018 al 2022.

La capacidad instalada del país tuvo una holgura a finales de la década anterior producto de varios elementos: un deprimido y errático crecimiento de la demanda desde el año 2009, la incorporación de proyectos cuyas decisiones de construcción o de contratación se tomaron en el período 2008-2015 y maduraron varios años después y las adiciones de capacidad realizadas por las empresas distribuidoras fuera de los balances del Plan de Expansión.

Otros elementos también han contribuido en esta merma en el crecimiento de la demanda, entre los que se pueden identificar: cambios en patrones de consumo de la población, incremento de la generación distribuida, políticas nacionales de eficiencia energética, y migración de la industria de procesos de manufactura a servicios.

Aun cuando el ICE no programó nuevos proyectos desde el año 2016, en el período 2015-2021 se adicionaron al sistema cerca de 800 MW de capacidad, entre desarrollos del ICE, generación privada y plantas de las empresas distribuidoras. En la Tabla 12.1 se observan las plantas de generación que entraron en operación entre el año 2015 y 2021.

Las empresas distribuidoras continuaron realizando nuevas inversiones de capacidad en proyectos de rápida instalación para evitar la compra de energía al sistema de generación del ICE, aumentando la cantidad de excedentes. Bajo la regulación tarifaria actual, esta práctica es económicamente interesante para las distribuidoras porque evita pagar la parte que les corresponde por el respaldo y estabilidad del sistema, a costa de encarecer el servicio para los demás clientes del sistema. Entre el 2016 y el 2021, las empresas distribuidoras incrementaron la capacidad disponible en cerca de 90 MW.

La combinación de todos los factores antes mencionados provocó un excedente de capacidad, entendido como aquel que no es indispensable para garantizar la continuidad del suministro. Esta holgura ha permitido alcanzar un porcentaje de generación renovable cercano al 100%, pero ha incrementado los costos fijos del sistema.

Tabla 12.1 Plantas puestas en operación en el período 2015-2021

PLANTAS PUESTAS EN OPERACION EN EL PERIODO 2015-2021					
ICE Y EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	FUENTE	PROPIETARIO	POTENCIA MW	INICIO DE EJECUCION	INICIO DE OPERACION
Cachí Ampliación (ampliación)	Hidro	ICE	53	2009	2015
Reventazón	Hidro	ICE	306	2012	2016
Bijagua	Hidro	CoopeGuanacaste	18	nd	2016
Juanilama	Solar	CoopeGuanacaste	4.4	nd	2017
Negros 2	Hidro	ESPH	28	nd	2018
Río Naranjo	Eólico	CoopeGuanacaste	9	nd	2018
El Cacao	Eólico	CoopeGuanacaste	21	nd	2018
Solar Pocosol	Solar	Coneléctricas	6	nd	2019
Pailas 2	Geotérmico	ICE	55	2012	2019
Adiciones Período 2015-2021			500		

GENERACION PRIVADA	FUENTE	ESQUEMA CONTRATACION	POTENCIA MW	INICIO PROCESO CONTRATACION	INICIO DE OPERACION
Torito	Hidro	Ley7200, cap 2	50	2008	2015
Orosí	Eólico	Ley7200, cap 2	50	2012	2015
Tilawind	Eólico	Ley7200, cap 1	20	2012	2015
Vientos del este	Eólico	Ley7200, cap 1	9	2012	2015
Chucás	Hidro	Ley7200, cap 2	50	2008	2016
Campos Azules	Eólico	Ley7200, cap 1	20	2012	2016
El Angel Ampliación	Hidro	Ley7200, cap 1	5	2012	2016
Mogote	Eólico	Ley7200, cap 1	20	2014	2016
Vientos de Miramar	Eólico	Ley7200, cap 1	20	2012	2017
Vientos de la Perla	Eólico	Ley7200, cap 1	20	2012	2017
Altamira	Eólico	Ley7200, cap 1	20	2014	2017
Adiciones Período 2015-2021			284		

Notas:
Ley 7200, capítulo 1: contratación de proyectos bajo la figura BOO: el propietario construye y opera.
Ley 7200, capítulo 2: contratación de proyectos bajo la figura BOT: el desarrollador construye, opera y transfiere al ICE

Gracias a los esfuerzos realizados por contener la oferta y a una rápida recuperación de la demanda en el período pospandemia, en el año 2022 se logra un mejor balance de oferta y demanda⁷².

Las preocupaciones que se abordan en este plan de expansión se concentran fundamentalmente en los siguientes elementos:

- Respuesta del sistema a la rápida recuperación de la demanda en período pospandemia.
- Valoración de la capacidad disponible en plantas de generación privada con contratos vencidos.
- Escasa capacidad de generación firme en el SEN para atender la variabilidad de generación de las plantas variables renovables.

⁷² Las condiciones climáticas que se presentaron en el verano del 2023 se acercaron a las condiciones críticas de diseño y el sistema mantuvo la confiabilidad de la continuidad del suministro, tal como estaba previsto bajo estas condiciones.

- Atención de un Plan de Modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran capacidad que aportan energía firme y requerirán estar fuera de operación por períodos prolongados.

12.1 RESPUESTA A LA RECUPERACIÓN DE LA DEMANDA EN PERÍODO POSPANDEMIA

La pandemia del COVID-19 desplomó la economía nacional a partir del 2020 y afectó fuertemente la demanda del sector eléctrico ese año y el primer semestre del 2021. La recuperación de esta condición ha sido relativamente rápida en el sector eléctrico de Costa Rica, aunque algunos sectores de consumo permanecen aún deprimidos.

Los índices de crecimiento del período pospandemia guardan relación con el efecto rebote de la economía después de la crisis, por lo que es esperable tener crecimientos erráticos durante los próximos años.

Considerando la rápida recuperación del país, los crecimientos estimados en las proyecciones de demanda que alimentan el PEG 2022 son superiores a los previstos en el plan de expansión anterior para el período 2024-2027, condición que obliga a tomar decisiones rápidamente, dado el poco tiempo disponible para desarrollar nuevas inversiones.

Esta incertidumbre de la demanda impregna el presente plan de expansión, particularmente en el corto plazo.

12.2 CAPACIDAD DISPONIBLE EN PLANTAS DE GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS VENCIDOS

En el PEG 2020 se introdujo por primera vez un análisis del vencimiento de los contratos de compra de energía con generadores privados de la Ley N°7200, Capítulo I. Anteriormente no había sido necesario considerar la vida de los contratos en los planes de expansión porque la presión del crecimiento continuo de la demanda permitía suponer la recontractación de cada una de las plantas existentes. Sin embargo, debido al lento crecimiento previsto en la demanda, los contratos privados que vencieron entre el 2019 y 2022 no se renovaron.

Esta medida, aplicada en un período de holgura del sistema, colaboró en mejorar el balance de oferta y demanda del país provocando también ahorros importantes por dejar de comprar energía innecesaria a generadores privados, sin afectar la confiabilidad del sistema.

Finalizado el período de holgura y con el actual crecimiento de la demanda en el corto plazo, se hace necesario valorar la capacidad disponible de plantas privadas con contratos vencidos o cuyos contratos vencen antes del 2027, que podrían ser invitados a reincorporarse al sistema con nuevos contratos. En la Tabla 12.2 se muestran las fechas de vencimiento de los contratos.

La capacidad disponible de plantas de generación privada al 2027 será de 145 MW, excluyendo las hidroeléctricas Platanar y Doña Julia que fueron adquiridas por una empresa distribuidora. Adicionalmente, debe considerarse el estado de las plantas, varias de ellas con cerca de 30 años de operación, en particular las plantas eólicas cuya tecnología se degrada más rápidamente.

En el capítulo 13 se explica el tratamiento que se da a las plantas de generación privadas en las simulaciones del presente plan.

Tabla 12.2 Fechas de vencimiento de contratos

FECHAS DE VENCIMIENTO DE CONTRATOS PLANTAS DE GENERACION PRIVADA				
Planta	Fuente	Potencia Contratada MW	Inicio de operación	Vencimiento contrato
Don Pedro	Hidroeléctrica	14	1996	2020
Volcán	Hidroeléctrica	17	1997	2020
Poas I y II	Hidroeléctrica	2	1997	2020
Plantas Eólicas	Eólica	20	1996	2020
Río Segundo II	Hidroeléctrica	1	1998	2021
El Angel	Hidroeléctrica	4	2012	2021
Platanar	Hidroeléctrica	15	1995	2021
Santa Rufina	Hidroeléctrica	0.3	1991	2022
El Embalse	Hidroeléctrica	2	1997	2022
Tapezco	Hidroeléctrica	0.2	1990	2022
Matamoros	Hidroeléctrica	5	1997	2023
Doña Julia	Hidroeléctrica	17	1998	2023
Río Lajas	Hidroeléctrica	10	1997	2024
Tierras Morenas	Eólica	20	1999	2025
Caño Grande III	Hidroeléctrica	3	1999	2025
El Viejo	Biomasa	18	1991	2026
Aeroenergía	Eólica	6	1998	2026
Taboga	Biomasa	20	2003	2026
La Rebeca	Hidroeléctrica	0.1	1995	2026
Caño Grande	Hidroeléctrica	3	1993	2026
Tila Wind I	Eólica	20	2015	2028
Suerkata	Hidroeléctrica	3	1995	2031
Vientos del Este	Eólica	9	2015	2031
Mogote	Eólica	20	2016	2032
Vara Blanca	Hidroeléctrica	3	2012	2032
Campos Azules	Eólica	20	2016	2034
Vientos de Miramar	Eólica	20	2017	2034
Vientos de la Perla	Eólica	20	2017	2034
Altamira	Eólica	20	2017	2034
El Angel Ampliación	Hidroeléctrica	5	2016	2035
Notas: Potencia aproximadas. Las plantas hidroeléctricas Platanar y Doña Julia continuarán operando como activos de una empresa distribuidora.				

12.3 ESCASA CAPACIDAD DE GENERACIÓN FIRME EN EL SEN

En el sistema eléctrico costarricense, con una matriz de generación fundamentalmente renovable, es indispensable disponer de suficiente capacidad y energía de respaldo, que sea capaz de asegurar la continuidad del servicio cuando se reducen las fuentes renovables. Por excelencia, este respaldo lo dan las plantas térmicas y las centrales hidroeléctricas con grandes embalses.

En los últimos años, el uso de la generación térmica ha sido muy reducido producto de la holgura en la oferta en el país, de condiciones hidrológicas favorables y la existencia de oportunidades de importación en el MER a precios menores que los de algunas de las plantas propias. Esto ha provocado que el aporte del parque térmico se subestime y surja la duda si es posible operar el sistema de generación con menor respaldo térmico sin afectar la calidad y confiabilidad del SEN.

El problema de la energía firme y el respaldo de la variabilidad de las fuentes renovables es muy complejo. El valor de la capacidad térmica en un sistema de estas características no es medible a través del factor de planta o mediante precios medio de generación. El enfoque es sistémico, las plantas térmicas valorizan la energía renovable y brindan resiliencia al sistema en escenarios climáticos adversos pero probables. Es de poco valor instalar viento y solar si estas fuentes por sí solas no pueden garantizar la continuidad del servicio.

La necesidad de capacidad térmica, en su función de complemento del sistema, solo puede ser evaluada considerando la volatilidad de la matriz renovable y a lo largo de varios años. Aunque en la época lluviosa las plantas térmicas no se enciendan y ocurran años con abundancia de recursos renovables que demandan pocas horas de respaldo térmico, el sistema debe estar preparado para afrontar condiciones adversas que tienen la misma probabilidad de ocurrencia.

El componente térmico instalado en el país es producto de los procesos de planificación basados en fuentes renovables. No es posible desarrollar una matriz eléctrica renovable sin los complementos térmicos adecuados que aseguren la seguridad y confiabilidad del sistema al menor costo. Esta capacidad tiene un costo y es parte fundamental de las optimizaciones económicas de los planes de expansión.

La necesidad de dotar al sistema costarricense de mayor capacidad de energía firme a costos razonables y la suficiencia de capacidad de respaldo del país para compensar la gran variabilidad de las fuentes renovables es uno de los principales focos de atención del presente plan de expansión.

12.4 ATENCIÓN DE UN PLAN DE MODERNIZACIONES MUY EXIGENTE

El PEG 2022 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones⁷³ muy exigente, que obligará a programar indisponibilidades prolongadas

⁷³ Ver Tabla 10.3 Cronograma de modernizaciones.

de plantas de generación de gran tamaño y que además aportan energía firme al sistema.

El 60% del parque de generación de Costa Rica tiene más de 20 años de operación. Las plantas hidroeléctricas cuya modernización está prevista llevan más de 40 años en operación y las geotérmicas de 23 a 29 años.

Como se observa en el Plan de Modernizaciones presentado en la sección 10.1, los períodos de indisponibilidad de cada planta se estiman en un año o más, desde el invierno del 2027 hasta el año 2037.

Por su aporte de energía firme al SEN, son particularmente críticas las indisponibilidades de las plantas hidroeléctricas Cachí, Arenal y Dengo y de las geotérmicas Miravalles 1 y Miravalles 2.

En un sistema renovable con muy poca capacidad de respaldo en generación térmica, la salida de plantas que aportan energía firme y regulación plantean una condición muy delicada. Con un parque térmico tan reducido, se hace necesario programar inversiones para cubrir la salida de estas plantas.

13 REVISIÓN DEL CORTO PLAZO

Los estudios de expansión de la generación se abordan en dos etapas. La primera etapa consiste en una revisión de las decisiones de expansión tomadas en estudios anteriores para verificar que los efectos combinados de cambios en la programación de los proyectos en ejecución, modernizaciones de plantas existentes y las variaciones en las estimaciones de demanda, queden satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución.

Según la metodología descrita en el apartado 11.3, la revisión del corto plazo es la primera de las etapas progresivas en el proceso de definición de un nuevo plan de expansión.

El PEG 2022, en particular, aborda la necesidad de programar las modernizaciones de varias plantas del ICE en operación, que por su tamaño y el rol que tienen en el SEN impactan los balances de oferta y demanda, desde los primeros años del horizonte de planificación.

En el análisis del corto plazo, se valora, al igual que en el Plan de Expansión del 2020, el vencimiento de contratos de generación privada y el requerimiento de esta energía en el sistema. Este análisis permite valorar si con la recuperación que ha mostrado el crecimiento de la demanda del país, estas plantas son necesarias para atender la demanda en el corto plazo.

13.1 REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS EN EJECUCIÓN

El propósito de la revisión de corto plazo es verificar la robustez del plan ante atrasos en el desarrollo de proyectos y escenarios de demanda críticos. El período revisado cubre del 2022 al 2027, en el cual normalmente la mayor parte de las obras fueron decididas en estudios de expansión anteriores y se encuentran en etapas de ejecución. Se muestran también los proyectos que de manera independiente están siendo ejecutados por las empresas distribuidoras.

La revisión consiste en simular la operación del corto plazo con el escenario de demanda media y verificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad.

Esta revisión considera también las indisponibilidades asociadas a los programas mayores de mantenimiento y de modernización de centrales del ICE. El intenso programa de modernizaciones previsto en esta década, que obliga a sacar de operación plantas desde el año 2024, constituye un reto importante para el país en el corto y largo plazo.

13.2 MODERNIZACIONES, MANTENIMIENTOS Y RETIRO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Las simulaciones del plan se realizan tomando en cuenta las modernizaciones y retiros descritos en el capítulo 10.

13.2.1 Modernizaciones y mantenimientos

- **Ampliaciones y modernizaciones**

El PEG 2022 afronta un gran desafío en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones⁷⁴ muy exigente de plantas de generación grandes que requieren períodos prolongados de indisponibilidad para su ejecución.

En el período 2022-2027, los análisis deben considerar las siguientes indisponibilidades de plantas hidroeléctricas y geotérmicas por modernización:

- PH Garita (40 MW): 2023 salvo el primer trimestre y el verano del 2024.
- PH Cachí (1 unidad, 40 MW): segundo semestre del 2024.
- PH Ventanas Garita (100 MW): segundo semestre del 2027.
- PG Boca de Pozo-Miravalles (4.5 MW): segundo semestre del 2027.

Otras modernizaciones contempladas en el PEG 2022 están programadas más allá del período de corto plazo.

- **Mantenimientos mayores**

No se tienen programados en el corto plazo mantenimientos mayores que afecten por períodos considerables la disponibilidad de plantas en operación.

13.2.2 Retiro de plantas de generación por obsolescencia

El plan de expansión considera la salida de operación por obsolescencia de la Planta Eólica Tejona en dos tramos, una parte en el 2025 y el restante en el 2027. Una posible repotenciación de la planta se encuentra en estudio.

La Planta Geotérmica Miravalles 5 se retira también por obsolescencia. Como se indica en el capítulo 10.1.2, la primera unidad fue retirada en el 2016 y la segunda unidad está fuera de operación desde el 2021. Considerando que en la actualización del modelo de explotación de este campo geotérmico no se prevé mantener el aporte de salmuera que alimenta la planta en el mediano plazo, la planta se retira definitivamente del sistema.

13.2.3 Retiro de plantas de generación privada al vencimiento de contratos

Para evaluar las necesidades de capacidad en el sistema en el corto plazo, el modelamiento de las plantas de generación privada bajo el Capítulo I de la Ley N°7200, se realiza tomando en consideración la finalización de los contratos de compra de energía en la respectiva fecha de vencimiento.

Al finalizar un contrato de venta de energía, en el modelo se retira la capacidad instalada de la planta correspondiente y se permite que el programa de optimización determine la

⁷⁴ Ver Tabla 10.3 Cronograma de modernizaciones.

capacidad a instalar en cada año. Este procedimiento es necesario para encontrar en cada momento la capacidad óptima, independientemente de si la demanda está creciendo o decreciendo.

Este modelamiento de los contratos de generación privada, utilizado desde el Plan de Expansión 2020-2035, representa una mejora metodológica en los análisis de expansión. Bajo este enfoque, la recontractación de plantas existentes depende de su costo y de las necesidades del sistema.

No obstante, se puede suponer que la gran mayoría de las plantas existentes que quedan sin contrato servirán para llenar al menos parte de estas necesidades de capacidad adicional señalada en el plan de expansión, dado que sus costos serán, en general, sensiblemente menores que los de una planta nueva. Si el precio de venta de la energía, ya sea fijado por la ARESEP o por concurso, es lo suficientemente atractivo, una planta existente pasa a formar parte del plan óptimo independientemente de su tecnología, modificando la matriz de generación.

La modelación de planes de expansión sin la energía que aportan los contratos de compra de generadores privados con contratos vencidos mostró que a partir del 2024 es necesario adicionar capacidad al sistema para atender la demanda nacional en el corto plazo. Dado este requerimiento, se procedió de la siguiente manera para atender las necesidades de los años 2024 y 2025:

- Año 2024: Se agrega, como proyectos fijos, la totalidad de las plantas que están ociosas, suponiendo contratos de dos años para comprar energía durante el 2024 y 2025.
- Año 2025: Se recontracta, como proyecto fijo, la compra de energía por un año a las dos centrales cuyos contratos vencen en el 2025.
- Año 2026 y subsiguientes: Se modela el retiro de las plantas conforme vencen los contratos y se deja que el programa de optimización decida las capacidades óptimas del sistema.

El modelamiento del vencimiento de los contratos de generación privada se hace para conocer con mayor precisión las necesidades de capacidad futura y no significa necesariamente el retiro o cancelación de activos que prueban ser valiosos para el sistema.

A partir del 2026 estas plantas podrán ser recontractadas para cubrir parte de los requerimientos definidos para ese año, conforme evolucione la demanda y se determine en las siguientes actualizaciones de la expansión de corto plazo. Este enfoque en la modelación permitió balancear mejor el plan al identificar claramente cuándo se requiere nuevamente capacidad adicional en el sistema y en qué cantidad.

13.3 PROYECTOS DEL PERÍODO 2022-2027

- **Proyectos fijos entre el 2022 y 2027**

Los siguientes proyectos están en ejecución y según el programa de obras entrarían en operación en el período 2022-2027:

- Planta Solar Huacas: de 5 MW propiedad de CoopeGuanacaste. Se simula su entrada en operación en enero del 2022⁷⁵.
- Planta Geotérmica Borinquen 1: de 55 MW, propiedad del ICE. Se simula su entrada en operación en enero del 2027.

- **Incorporación de nueva capacidad**

A partir del 2024 se presentan necesidades de nueva capacidad en el sistema, que por el poco tiempo disponible serán atendidas únicamente con proyectos eólicos y solares nuevos de rápida implementación, así como con la recontractación en los años 2024 y 2025 de todas las plantas de generación privada que estuvieron sin contratos durante el período de holgura del sistema.

Del 2024 al 2027 se prevé la instalación de una capacidad del orden de 500 MW, además del geotérmico Borinquen 1 previsto para el 2027. Una parte de esa energía será cubierta por plantas existentes de generadores privados con contratos vencidos, que en conjunto representan una capacidad del orden de 145 MW al año 2026.

Las decisiones de desarrollo y contratación de plantas del 2026 dependerán de la evolución de la demanda durante el 2023 y 2024. Durante los próximos años, el sistema aún está expuesto a una gran incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda propio del período pospandemia del COVID-19, por lo que proyectos eólicos, solares y biomásicos resultan muy competitivos para satisfacer los requerimientos de generación, permitiendo una instalación modular conforme evolucione la demanda.

Es de suponer que al menos una buena parte de las plantas que quedan sin contrato volverán a ser contratadas para suplir esa capacidad, por la ventaja que tienen sobre la construcción de activos nuevos.

13.4 REVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL CORTO PLAZO

Para la revisión de corto plazo se simulan varios escenarios de demanda: media, alta, baja y un escenario combinado que valora un impacto más acelerado de la generación distribuida y la electromovilidad. El caso base corresponde con el escenario de demanda media. Todas las simulaciones realizadas muestran que se satisfacen los criterios de confiabilidad para este período.

⁷⁵ La ejecución del proyecto solar Huacas ha sufrido un atraso. Al momento de publicación de este documento todavía no ha entrado en operación.

Los planes obtenidos permitieron identificar los requerimientos de inversión necesarios en cada escenario para atender la demanda de los próximos años y satisfacer los criterios de confiabilidad.

Con respecto a los otros escenarios, los requerimientos identificados con la demanda de generación distribuida y la electromovilidad son muy similares a los del caso base, hasta el 2027. Las adiciones requeridas en el escenario de demanda alta son sensiblemente mayores desde los primeros años, por lo que el seguimiento de la demanda es una actividad medular durante los próximos años. Como es de esperar, las necesidades del escenario de demanda baja se cubren ampliamente con lo definido en el plan de demanda media.

13.5 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

En la Tabla 13.1 se muestran los proyectos de generación del Plan de Corto Plazo y las fechas de entrada respectivas.

La distribución por tipo de tecnología mostrada en la Tabla 13.1, no debe considerarse como una decisión firme, la cantidad final de cada tipo dependerá de los recursos que tenga el país disponible y su costo. Este último elemento, es particularmente importante para la consideración de la capacidad de las plantas de generación privada que estarán fuera de contrato.

Tabla 13.1 Plan de Expansión de Corto Plazo PEG 2022-2027

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad instalada al 31 de dic del 2021: 3 482									
2022	11 847		1 811		1	Huacas Fin Contrato GP	Solar Hidro	5 -1.8	3 487 3 485
2023	12 068	1.9%	1 831	1.1%	1 4	Miravalles5 Garita Hidro fin contrato GP	Geot Hidro Hidro	-6.3 -40 -5	3 479 3 439 3 434
2024	12 334	2.2%	1 852	1.2%	1 4 7	Hidro recontractación GP Eólico recontractación GP Solar Garita Cachí 2	Hidro Eólico Solar Hidro Hidro	55 20 40 40.4 -40	3 488 3 508 3 548 3 588 3 548
2025	12 595	2.1%	1 883	1.6%	1 1 1 1	Cachí 2 Tejona Eólico recontractación GP Solar Eólico	Hidro Eólic Eólico Solar Eólico	40 -6 20 70 40	3 588 3 582 3 602 3 672 3 712
2026	12 843	2.0%	1 905	1.2%	1 1 1 1 1	Hidro fin contrato GP Eólico fin contrato GP Biomasa fin contrato GP Solar Biomasa recontractación GP Eólico	Hidro Eólic Biom Solar Biom Eólic	-61 -46 -38 250 20 60	3 652 3 605 3 567 3 817 3 837 3 897
2027	13 093	1.9%	1 934	1.5%	1 1 1 7 7	Biomasa recontractación GP Borinquen 1 Tejona Ventanas-Garita Boca de Pozo	Biom Geot Eólic Hidro Geot	20 55 -7 -100 -4.5	3 917 3 972 3 965 3 865 3 861

La capacidad instalada al 31 de diciembre del 2021 indicada en la Tabla 13.1 se refiere a la capacidad de placa reportada en el Informe Anual de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021. CENCE.

Los resultados de los otros escenarios de demanda se presentan en el capítulo 14 en el que se aborda el horizonte completo de planeamiento, del 2022 al 2040.

14 FORMULACIÓN DEL PEG 2022-2040

En la formulación de cada Plan de Expansión se define una estrategia de desarrollo para la matriz de generación eléctrica del país.

En cada ciclo de planificación se valoran elementos nuevos asociados a la política energética nacional, evolución de la eficiencia y costo de tecnologías, costos de combustible, nuevos proyectos, evolución del MER, entre otros.

En las últimas dos décadas, la mayor parte de los planificadores de sistemas eléctricos del mundo han estado concentrados en reducir las emisiones de carbono de su matriz de generación eléctrica. En este marco, los entes responsables de la planificación eléctrica han desarrollado políticas y acciones concretas para migrar hacia una matriz más renovable y menos dependiente de combustibles fósiles.

Como se mostró en el capítulo 4, la generación eléctrica renovable del país ha sido del orden del 90% desde 1980 y en particular en los últimos ocho años este porcentaje fue superior al 98%. Este alto nivel de ejecución se ha logrado además, con una matriz muy diversa, compuesta de energía hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomásica y solar, con una alta confiabilidad en el suministro.

En Costa Rica, la consolidación de una matriz eléctrica baja en emisiones es una etapa superada hace cuatro décadas, pero medidas fuertes de control de emisiones son urgentes en el sector de transporte. El VII Plan Nacional de Energía establece varios objetivos estratégicos orientados a modernizar la flota vehicular y la electrificación del transporte. Esas medidas las recoge el PEG en la proyección de demanda, como se explica en el capítulo 6.

Mantener la matriz renovable en el país es un esfuerzo permanente del sector eléctrico, pero no se requiere de grandes ajustes en su estrategia para continuar en esta línea. Los grandes retos del sector eléctrico se centran en cómo aprovechar los beneficios de costo y facilidad de implementación de las tecnologías eólicas y fotovoltaicas, sin que la variabilidad intrínseca de estas fuentes degrade la confiabilidad del sistema. Para poder aprovechar estas fuentes variables, es necesario proveer simultáneamente al sistema de adecuada y suficiente capacidad de respaldo para compensar esas variaciones.

Las políticas energéticas del país conducen hacia una generación renovable con un respaldo térmico limitado. Técnicamente esto solo es posible con una cuota importante de energía firme como la geotermia (que no compita por la capacidad de respaldo) y con embalses hidroeléctricos con suficiente capacidad de regulación para compensar las variaciones del agua, del viento y de la radiación solar. Tecnologías de almacenamiento también pueden colaborar con la atención del problema.

Los graves problemas afrontados en regiones que desarrollaron políticas muy agresivas de incorporación de fuentes variables renovables, como California, España y Alemania, mostraron que no existe una matriz renovable confiable sin una planificación adecuada de los respaldos.

Los proyectos renovables tienen costos operativos muy bajos, pero su valor en un sistema eléctrico depende de la previsión de capacidad de regulación para cubrir su variabilidad. En

matrices de generación renovables, esta regulación la proveen las plantas hidroeléctricas con embalse, cuyas inversiones se traducen en costos fijos altos. De igual manera, las plantas geotérmicas tienen costos mayores a las renovables variables, pero su aporte energético no se ve afectado por condiciones climatológicas.

Dentro de este contexto, la formulación del PEG 2022 se centra en la valoración de largo plazo de los elementos descritos en el capítulo 12 de este informe:

- Respuesta del sistema a la rápida recuperación de la demanda en período pospandemia.
- Valoración de la capacidad disponible en plantas de generación privada con contratos vencidos.
- Escasa capacidad de generación firme en el SEN para atender la variabilidad de generación de las plantas variables renovables.
- Atención de un Plan de Modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran capacidad, que aportan energía firme y requerirán estar fuera de operación por períodos prolongados.

Como los eventos futuros son inherentemente inciertos e imposibles de pronosticar con precisión o exactitud, se recurre al análisis de diferentes escenarios de demanda que engloben las condiciones esperadas más representativas.

Tal como se detalló en el Capítulo 6, para el presente estudio se analizaron cuatro escenarios de demanda:

- Escenarios de demanda media, alta y baja.
- Escenarios de crecimiento de la generación distribuida y la electromovilidad, que valora un impacto más acelerado de estas actividades al ser impulsadas leyes especiales con estímulos en costos y regulación.

Dentro de los escenarios de demanda se definieron adicionalmente varias ramas de análisis.

En la Figura 14.1 se muestra el esquema de análisis planteado para la definición de los diferentes escenarios de estudio del PEG 2022. Cada componente de la llave presentada en la figura generó un caso de estudio, que a su vez definió la optimización de varios planes de expansión.

El Plan de Expansión se optimiza para el escenario de demanda media. Los resultados se sensibilizan posteriormente con escenarios de demanda complementarios.

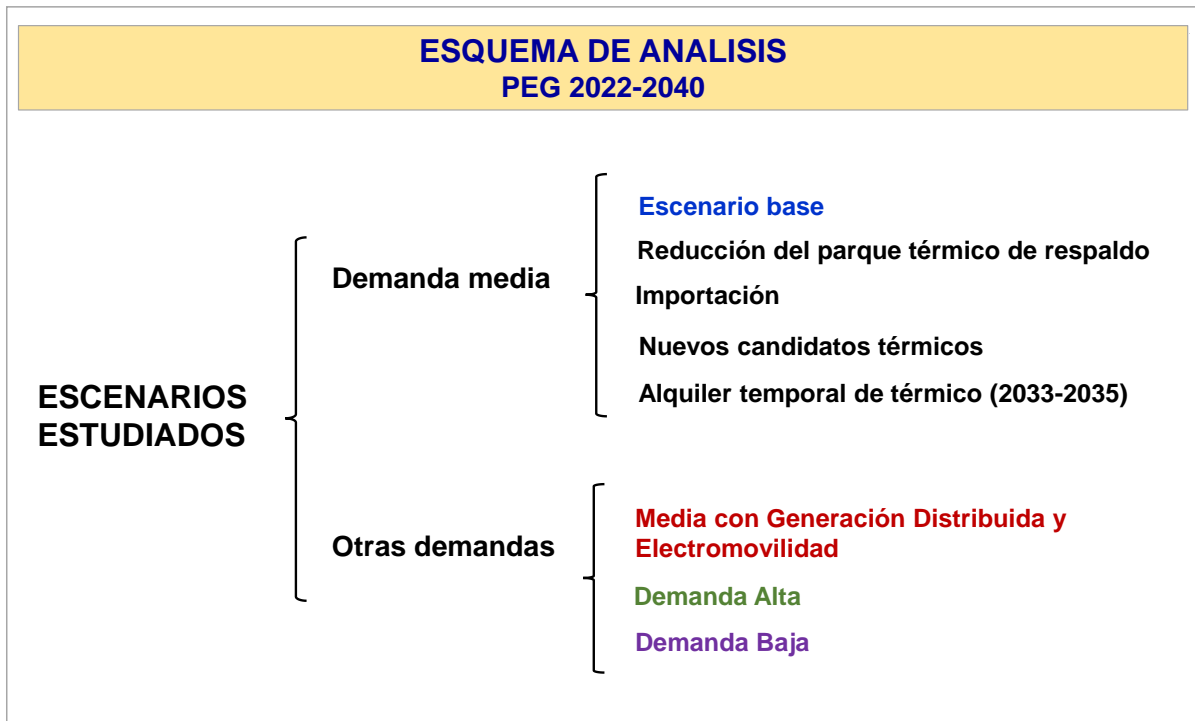


Figura 14.1 Esquema de análisis del PEG 2022-2040

14.1 ESTUDIOS PRELIMINARES

La primera parte de los estudios de expansión del PEG 2022 se orientó al análisis del beneficio que podría tener el almacenamiento dentro del sistema con el uso de baterías. Como se indicó en capítulos anteriores, en este ejercicio de planificación se analiza por primera vez esta tecnología.

Las simulaciones realizadas con varios casos de estudio mostraron que este tipo de tecnología de almacenamiento aporta un valor muy importante en la regulación de la variabilidad de las fuentes renovables, específicamente de la eólica y la solar. Las baterías permiten durante períodos cortos, trasladar energía entre bloques horarios, compensando las variaciones de las fuentes y permitiendo, también, el seguimiento de la demanda en los períodos más exigidos.

En esa función de arbitraje, esta tecnología resultó particularmente atractiva para el sistema, a diferencia del turbo-bombeo que, si bien proporciona estas mismas funciones, no resulta tan atractivo porque el costo es mayor.

14.2 PLANES SIMULADOS EN ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA

A partir del plan base del PEG 2022 con el escenario de demanda media se desarrollaron varias ramas de análisis. Los casos evaluados se describen seguidamente:

- **Plan Base:** corresponde a la simulación del Plan de Expansión con demanda media, considerando los proyectos candidatos descritos en el capítulo 10, excepto los proyectos térmicos. Las plantas de generación privada se simulan conforme se explica en el capítulo 13.
- **Reducción del parque térmico de respaldo:** los casos de estudio simulan los efectos que tendría sobre el sistema una eventual reducción del parque térmico que sirve de complemento a la generación renovable del país. Este caso permite evaluar el valor del parque térmico durante todo el horizonte de planeación considerando períodos con recurso hídrico, eólico y solar abundante y otros con condiciones más críticas. Se modela la salida de las plantas térmicas Moín, Guápiles y Orotina, correspondiendo a un retiro de 158 MW.
- **Importación:** se simularon casos de estudio considerando un contrato fijo de importación durante el verano, de febrero a mayo, de todo el horizonte de planeación del plan. Se simula bajo un plan escalonado de disponibilidad de importaciones:
 - 2022-2024: 30 MW
 - 2025-2029: 50 MW
 - 2030-2040: 100 MW
- **Disponibilidad de candidatos térmicos:** los planes simulados incluyen los candidatos térmicos descritos en el capítulo 10. Aun cuando este caso de estudio se aleja de la política nacional de mantener una limitada participación térmica en el sistema, los resultados permiten valorar el esfuerzo económico que hace el país por continuar con el desarrollo de una matriz de generación basada en fuentes renovables.
- **Alquiler temporal de plantas térmicas (2033-2035):** el programa de modernizaciones de plantas existentes pone una presión muy fuerte al sistema de generación durante todo el horizonte del plan, pero el período más crítico corresponde a los años 2033-2035 en que se indisponen simultáneamente una unidad de Arenal y otra de Dengo. En este caso de estudio se considera la posibilidad de alquilar 120 MW de turbinas de gas alimentadas con diésel.

Todos los casos fueron modelados para el horizonte del 2022 al 2040 y optimizados, generando un plan de mínimo costo a partir de las condiciones de simulación. Todos los planes satisfacen los criterios de confiabilidad.

Seguidamente se muestran los resultados obtenidos.

14.2.1 Resultados del Plan Base

El Plan Base se definió para el escenario de demanda media. La primera parte de la evaluación consistió en el análisis de corto plazo. De este proceso de optimización se obtiene el programa de proyectos definido para el período 2022-2027, que conforma el Plan de Corto Plazo del PEG 2022 que se presenta en el capítulo 13 y alimenta el Plan Base.

En la Figura 14.2 se puede observar la instalación anual por tipo de fuente correspondiente al Plan Base. En el gráfico se incluyen únicamente los proyectos nuevos, no se muestran los retiros de plantas ni las modernizaciones.

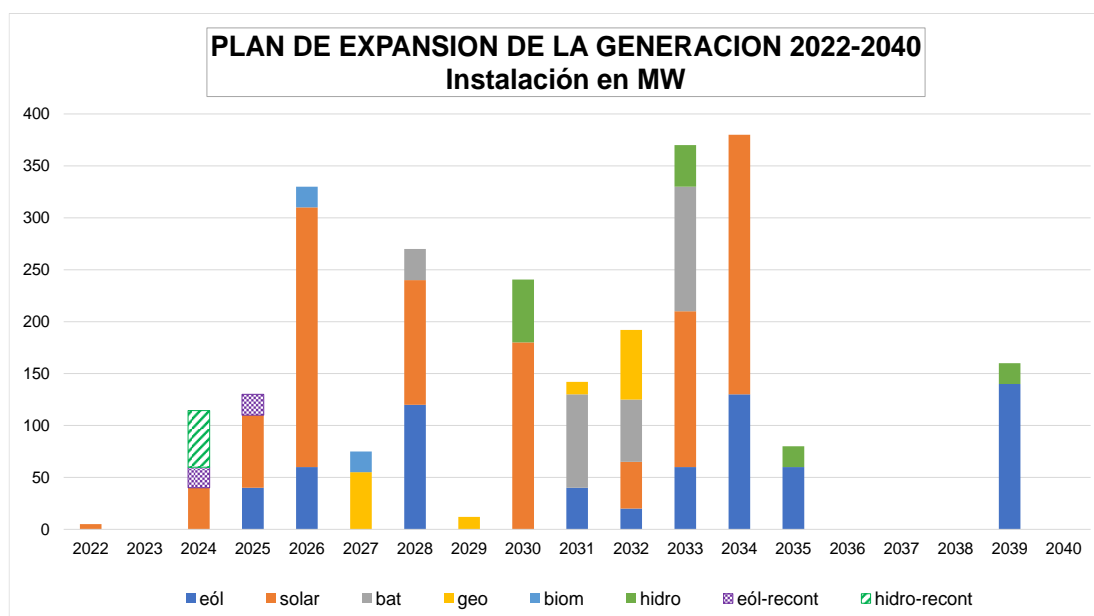


Figura 14.2 Plan de Expansión de la Generación 2022-2040 (instalación en MW)⁷⁶

Como se puede observar, este plan de expansión incorpora una cantidad muy importante de nueva capacidad a partir del 2024, reflejando la recuperación de la demanda eléctrica posterior a la pandemia. Se incorporan cerca de 2 400 MW en todo el período de planificación.

También se muestra la variedad de tecnologías que conforman el plan de proyectos: eólico, solar, geotermia, biomasa, hidroelectricidad y almacenamiento con baterías.

14.2.2 Reducción del parque térmico de respaldo

Para visualizar la importancia de la capacidad térmica actualmente instalada, se realizó un estudio hipotético para valorar los impactos que tendría sobre el sistema una eventual reducción del parque térmico que sirve de complemento a la generación renovable del país.

⁷⁶ Las instalaciones biomásicas corresponden a reconstrucciones en todos los casos.

El caso de estudio permite valorar todo el horizonte de planeación, considerando períodos con recurso hídrico, eólico y solar abundante y otros con condiciones más críticas.

El parque térmico del Sistema de Generación tiene actualmente una capacidad instalada de 354 MW, constituido por las plantas térmicas Garabito (búnker, 195 MW), Moín (diésel 135 MW), Guápiles (búnker, 14 MW) y Orotina (búnker, 10 MW).

Para efecto del análisis se simula el retiro de las turbinas de gas de Moín y los motores de media velocidad de Orotina y Guápiles en el año 2023. Estas plantas suman una capacidad instalada de 159 MW, un 45% del total de la capacidad térmica actual. El resto de la capacidad térmica la aporta la planta Garabito.

Los resultados de este análisis arrojaron los siguientes resultados:

- El retiro de las plantas provoca en muy corto plazo (2023-2024) un problema de confiabilidad en el sistema que obliga a un incremento muy importante de las inversiones previstas en el Plan Base y pone una gran presión logística para lograr esa capacidad en tan corto tiempo.
- La salida de las plantas obliga a poner en operación más de 700 MW entre el 2023 y 2024, adicionales a la reconstrucción de todas las plantas privadas con contratos con fecha de vencimiento en el período 2019-2040. Además del enorme impacto sobre el costo de la expansión en el corto plazo, resulta difícil, sino imposible, desarrollar esta capacidad en un período tan corto.
- Aun cuando en el año 2023 o algunos años después sea viable incorporar grandes cantidades de nueva capacidad de plantas de rápido desarrollo como las solares o las eólicas, este conjunto de plantas no podrá resolver el problema de regulación que se plantea en el sistema al reducir la capacidad de complemento que aporta el parque térmico actual.
- En el largo plazo, el retiro de las plantas térmicas también requiere una importante instalación hidroeléctrica con capacidad de regulación entre el 2034 y 2039, correspondiente a 250 MW aproximadamente. Este requerimiento de nuevos embalses en el sistema no solo encarece el plan en el largo plazo, sino que demanda grandes esfuerzos de coordinación y planificación en el corto plazo para garantizar el desarrollo de los proyectos y su incorporación al sistema en los años en que se requieren.
- El Plan hipotético con el retiro de 159 MW del parque térmico actual plantea un sobre costo de 538 millones USD sobre el PEG Base.

Los resultados del análisis confirman la importancia del componente térmico para la confiabilidad de la matriz renovable del país y la importancia de mantener un porcentaje de capacidad térmica de respaldo.

En la Figura 14.3 se muestra la instalación resultante de este caso.

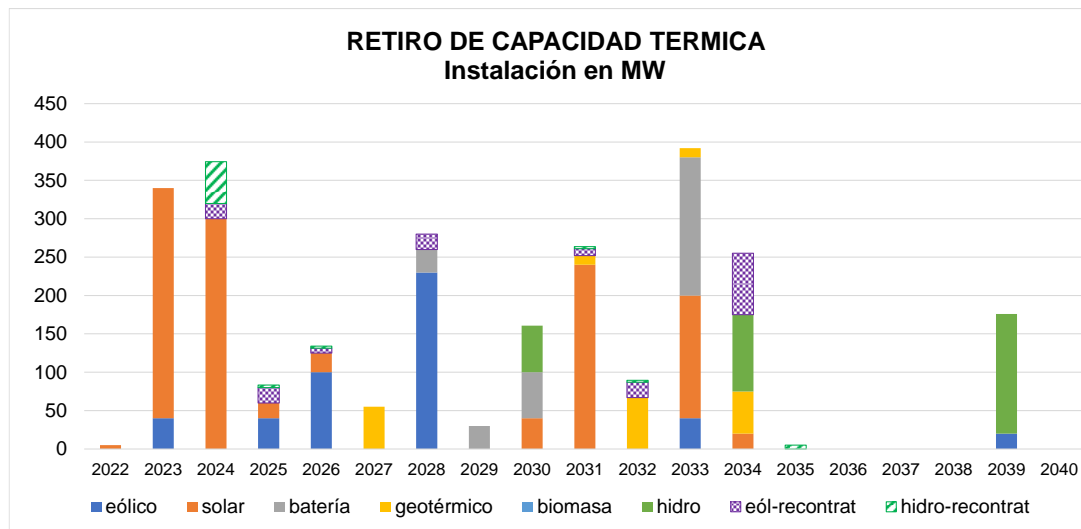


Figura 14.3 Retiro de capacidad térmica (instalación en MW)

14.2.3 Contrato de importación fija en el largo plazo

La participación de Costa Rica en el MER es muy valiosa y aprovecha los intercambios de energía regional, con compras y ventas de oportunidad. Con esta actividad, se logra monetizar al menos una parte de los excedentes de generación y reducir los costos operativos térmicos a través de la sustitución por importaciones.

El MER fue establecido como un séptimo mercado de venta de excedentes, donde cada país planea sus inversiones con el objetivo del autoabastecimiento. Esto determina el carácter de corto plazo y de oportunidad del mercado. Si bien es cierto que el MER aspira a tener proyectos regionales de gran capacidad, su estructura no crea el entorno necesario para estas inversiones.

No obstante, para valorar el impacto que tendría un contrato fijo de largo plazo de importación sobre la expansión del sistema de generación, se formuló un caso de análisis con las siguientes características:

- Suscripción de contratos de importación que garantizan la disponibilidad de capacidad de generación y de transmisión durante todos los veranos, de febrero a mayo, para todo el horizonte de planeación.
- Los contratos de importación solo se utilizan entre febrero y mayo de cada año, período en el cual está siempre disponible, de ser requerida, la potencia contratada. Esta época del año es la que estadísticamente presenta las condiciones climáticas más adversas para el sistema de generación.
- Se simula bajo un plan escalonado de contratación de capacidad garantizada de importaciones:
 - 2022-2024: 30 MW
 - 2025-2029: 50 MW (20 adicionales)

- 2030-2040: 100 MW (50 adicionales)
- El costo de la importación se modela usando los precios históricos por MWh de las compras de oportunidad, sin incluir ningún otro costo, como podría ser la reserva de garantía de la capacidad que se usa en otros mercados. El precio por MWh utilizado para cada año se indica en la Tabla 14.1. Los precios fueron facilitados por el Proceso Comercialización de la DOCSE. A partir del 2028 se utiliza un precio calculado con el promedio de los últimos años.

Tabla 14.1 Precios proyectados de importación de electricidad (USD\$/MWh)

PRECIOS PROYECTADOS DE IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD (USD\$/MWh)							
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2040
Precio	175.5	138.8	157.9	180.9	208.4	241.4	172.2
Fuente: Comercialización, DOCSE, 2022.							

- El costo estimado de este plan de expansión es 313 millones de USD menor que el costo del Plan Base. Este resultado es esperable dado que, bajo el supuesto de simulación, la importación representa energía firme fija, capaz de sustituir un volumen importante de inversiones en generación variable renovable. Adicionalmente el precio de importación utilizado en la simulación es inferior al costo operativo de las turbinas diésel del ICE.

A pesar del posible ahorro esperado, este escenario no es aceptable como una opción de desarrollo confiable para Costa Rica. El supuesto de tener contratos de largo plazo confiables en el MER es incompatible con la realidad del mercado y con las exigencias de seguridad energética del país.

La dependencia de importaciones para cubrir la demanda del país adolece de los siguientes problemas:

- **Diseño y madurez del mercado:** el MER está constituido como un séptimo mercado donde se comercializan excedentes de la planificación de autoabastecimiento de los países. Lo anterior hace que al mercado se le dificulte ofrecer contratos de largo plazo y ante situaciones de emergencia los países incumplen con la normativa existente y los contratos pactados, lo que evidencia poca madurez.
- **Contratos de largo plazo en el MER:** dada la conformación del parque de generación nacional, las importaciones de energía son atractivas durante unos pocos meses del año (período de transición verano-invierno). Estas importaciones se logran concretar de manera muy efectiva con transacciones de corto plazo o de oportunidad y no se ha considerado necesario pactar contratos de más largo plazo que requieran comprar derechos de transmisión anuales. Sin embargo, ante condiciones climáticas de sequía extrema que compromete la capacidad de recurso de generación de los países, se presentan dificultades para encontrar en el MER la energía faltante para solventar las necesidades energéticas.
- **Fenómenos climáticos regionales:** los fenómenos climáticos afectan a toda la región normalmente de manera simultánea, por lo que es de esperar que en períodos críticos no haya excedentes en la región y sea imposible cubrir las necesidades identificadas en los diferentes países.

- **Limitaciones de capacidad de transmisión norte-sur, sur-norte y afectación a la seguridad energética:** las limitaciones a la capacidad de transferencias regionales para importaciones desde el norte o desde el sur persisten. La capacidad efectiva de 300 MW para transferencias regionales requiere valoraciones periódicas los sistemas eléctricos con el objetivo de hacer las inversiones necesarias.
- **Riesgo político:** la región centroamericana está expuesta a riesgos políticos y económicos que pueden afectar el sistema eléctrico comprometiendo el abastecimiento de energía a través de transacciones regionales.
- **Volatilidad de precios:** dada la incertidumbre generada por el diseño de mercado y por los contratos existentes en donde el plazo más largo es de un año, se hace difícil pensar en la definición de precios para la planificación de los países de la región donde haya horizontes de planeamiento de diez años o más. Esto provoca que decisiones relacionadas con la atención de la demanda a través del MER sean de alto riesgo y requieran estar respaldadas de alguna otra forma.

El escenario de recurrir a importaciones para sustituir instalación térmica adolece de falta de garantía, que lo hace imposible de considerar como una opción válida para la confiabilidad del sistema costarricense. Al respecto, lo ocurrido en el verano del 2023 es representativo de esta falta de confiabilidad, cuando confluyeron varios factores que incidieron en una altísima demanda de recursos de generación de respaldo en el país:

- Se presentaron flujos críticamente bajos de agua y de viento que obligaron a encender la totalidad de las plantas térmicas y a comprar energía en el MER.
- Como los fenómenos macroclimáticos que inciden en las sequías y la fuerza del viento afectan simultáneamente a toda la región, los demás países también sufrieron una disminución de generación, provocando una escasez de recurso y una elevación abrupta de los precios marginales del sistema centroamericano, a pesar de que hasta hace poco se consideraba a la región como superavitaria en capacidad de generación.
- A esta condición crítica se sumó que la limitada capacidad de las interconexiones eléctricas provocó una saturación de las líneas e impidió aumentar los trasiegos.

La respuesta del MER este verano demuestra que, aun cuando se considere que en la región sobran recursos de generación, es posible que surjan situaciones críticas provocando que las importaciones se reduzcan o se imposibiliten.

En la Figura 14.4 se muestra la instalación resultante de este caso.

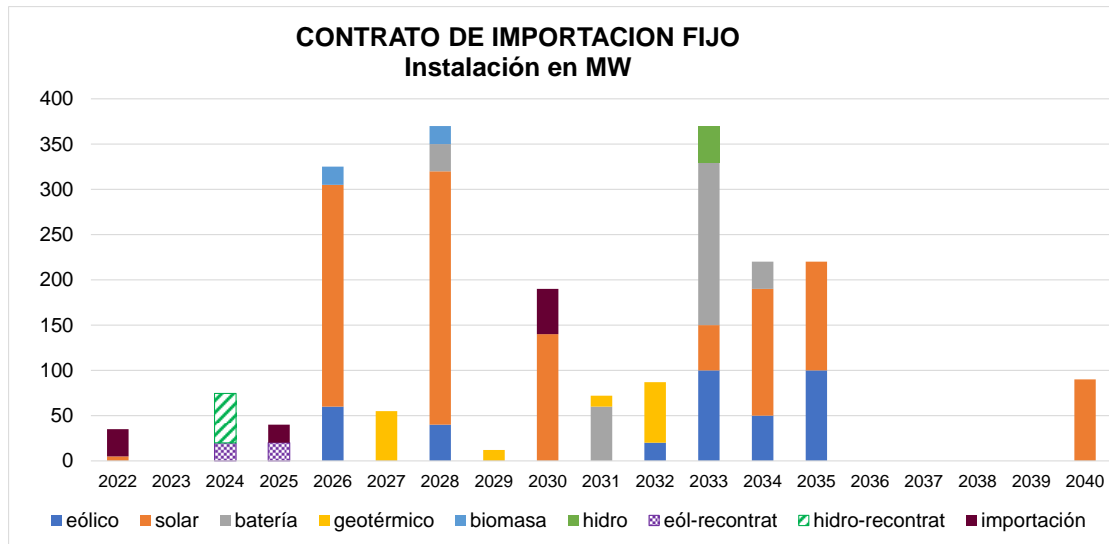


Figura 14.4 Contrato de importación fijo (instalación en MW)

14.2.4 Disponibilidad de nuevos candidatos térmicos

La formulación de este caso de análisis permite valorar el esfuerzo económico que hace el país por continuar con el desarrollo de una matriz de generación basada en fuentes renovables.

El caso se simula considerando la disponibilidad de los proyectos candidatos térmicos descritos en el capítulo 10. Aun cuando las condiciones de este caso no son compatibles con la política nacional de mantener una limitada participación térmica en el sistema, es importante dimensionar el impacto de dicha política.

Seguidamente se presenta la información del caso de estudio:

- Se consideraron varios tipos de proyectos térmicos candidatos, específicamente turbinas de gas alimentadas con diésel, motores de media velocidad alimentados con búnker y ciclos combinados con diésel. Los proyectos están disponibles a partir del 2028 y los modelos de simulación pueden seleccionar libremente cualquiera de las opciones disponibles, si estas representan una opción de desarrollo más económica que la de las fuentes renovables.
- En total se incorporan 320 MW de plantas térmicas entre el 2028 y el 2034, la mayor parte turbinas de gas alimentadas con diésel.
- El promedio de generación térmica anual en todo el horizonte de planeamiento es de 1.4%.
- Este caso instala cerca de 1 000 MW menos que el Plan Base y también representa una reducción de 360 millones de USD.
- Este caso se corrió libremente, sin ninguna restricción sobre la capacidad térmica instalada y muestra la avidez del sistema por un complemento térmico más

abundante. La diferencia del costo de este plan con respecto al Plan Base representa el costo que tiene para el país mantener una matriz de generación con un mínimo de capacidad térmica instalada.

En la Figura 14.5 se muestra la instalación resultante de este caso.

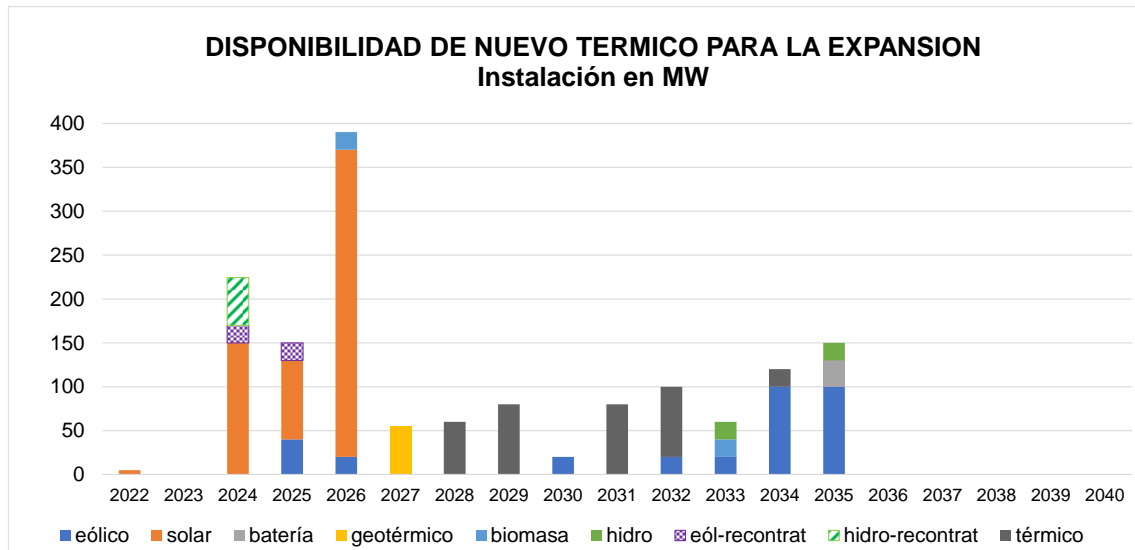


Figura 14.5 Disponibilidad de nuevo térmico para la expansión (instalación en MW)

14.2.5 Resultados del caso de alquiler temporal de plantas térmicas

El programa de modernizaciones de plantas existentes que debe atenderse en el horizonte del plan no solo es exigente para la operación del sistema, sino que requiere adelantar un volumen muy importante de inversiones para cubrir la indisponibilidad de las plantas. El período más crítico se presenta con la salida parcial de las plantas hidroeléctricas Arenal y Dengo del 2033 al 2035, por la función de regulación y respaldo que el complejo de plantas de Arenal aporta al sistema. La capacidad que estará indisponible durante los tres años es de 113 MW.

Para tratar de mitigar el requerimiento de instalación de esos años y minimizar los riesgos del sistema, se valoró la posibilidad de alquilar plantas térmicas durante ese período. Se preparó un caso de análisis que considera el alquiler de 120 MW de turbinas de gas alimentadas con diésel que operan de enero 2033 a diciembre 2035, conforme a las consignas del planeamiento operativo.

Los resultados del análisis son los siguientes:

- La capacidad instalada que se requiere en el período 2033-2040 es muy similar al caso base, pero con el alquiler de las plantas se distribuyen mejor las adiciones a lo largo del período, como se observa en la Figura 14.6.



Figura 14.6 Instalación en MW 2033-2040 Plan base (arriba), Alquiler de térmico (abajo)

- La dosificación de las inversiones entre el 2033 y 2040 provoca una reducción en el costo de plan, estimada en 47 millones de USD, además de generar un plan más robusto y de menor riesgo durante los años en que estará indisponible Arenal y Dengo.

En la Figura 14.7 se muestra la instalación resultante de este caso.

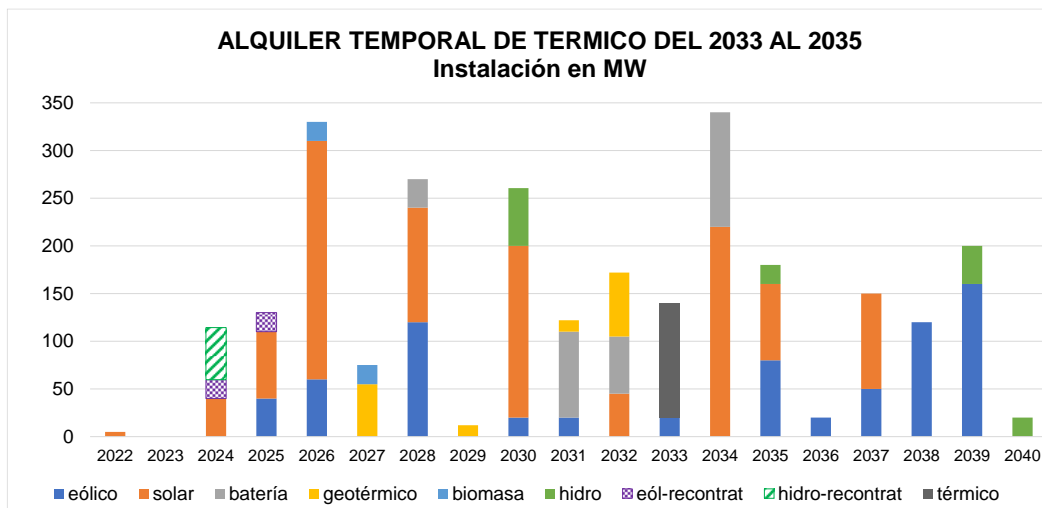


Figura 14.7 Alquiler temporal de térmico del 2033 al 2035 (instalación en MW)

En la Figura 14.7 no se muestran las salidas de plantas, pero conforme al diseño del caso de estudio, las plantas alquiladas se retiran en enero del 2036.

14.3 PLANES CON OTRAS SENSIBILIDADES DE DEMANDA

En el ejercicio de planificación del PEG 2022 se formularon, además de los análisis de demanda media, una serie de estudios asociados a tres sensibilidades de demanda:

- Valoración del impacto de la generación distribuida y la electromovilidad sobre el escenario de demanda media;
- Escenario de demanda alta;
- Escenario de demanda baja.

El análisis de los escenarios indicados permite visualizar cómo podría verse modificado el Plan Base si alguno de los escenarios mostrados llegara a concretarse. La consideración de diferentes escenarios de demanda proporciona información para monitorear el entorno y adecuar más oportunamente la capacidad del sistema a mayor o menor crecimiento.

El detalle y resultados de los escenarios de demanda complementarios se presentan seguidamente.

14.3.1 Escenario de demanda con generación distribuida y electromovilidad

Las proyecciones de demanda nacional tienen embebida la señal de crecimiento de la generación distribuida (GD) y la electromovilidad (EM), porque los aumentos o reducciones que estas variables provocan en la demanda ya han sido capturadas por las demandas anuales históricas que alimentan los modelos de simulación.

El siguiente caso de estudio toma como referencia la sensibilidad de demanda que se presentó en el capítulo 6, en donde se supone que la GD y la EM son demandas nuevas en el país.

El caso de análisis para el plan de expansión consideró el efecto combinado de la electromovilidad y la generación distribuida, conforme se explicó en el capítulo 6. Ambas actividades afectan la demanda en direcciones contrarias: la generación distribuida reduce la señal de crecimiento de demanda, mientras que la electromovilidad presiona por un crecimiento mayor.

Los resultados del análisis son los siguientes:

- La instalación del plan resultante es un poco menor a la del Plan Base hasta el 2025. Hasta ese período la generación distribuida tiene mayor impacto que la electromovilidad y por lo tanto hay una ligera reducción en las necesidades de capacidad.

- Para el 2026 y 2027, la instalación acumulada de ambos planes es muy similar y a partir del 2028 la electromovilidad aumenta sustancialmente, por lo que se requiere una mayor instalación.
- A partir del 2030 la demanda de este caso se acerca al escenario de demanda alta, sobrepasándolo al final del período. Consecuentemente, la instalación de este caso en la siguiente década es muy exigente, requiriendo de mucha mayor capacidad de energía firme que el Plan Base.
- El plan obtenido muestra una instalación adicional de 300 MW sobre el Plan Base y prevé dos proyectos geotérmicos de 55 MW, después de la incorporación de Borinquen 2 y un proyecto de turbo bombeo de 100 MW para el final del período de estudio.
- El costo de atender este escenario de demanda es superior al costo del Plan Base, en el orden de 200 millones de USD.

En la Figura 14.8 se muestra la instalación resultante de este caso.

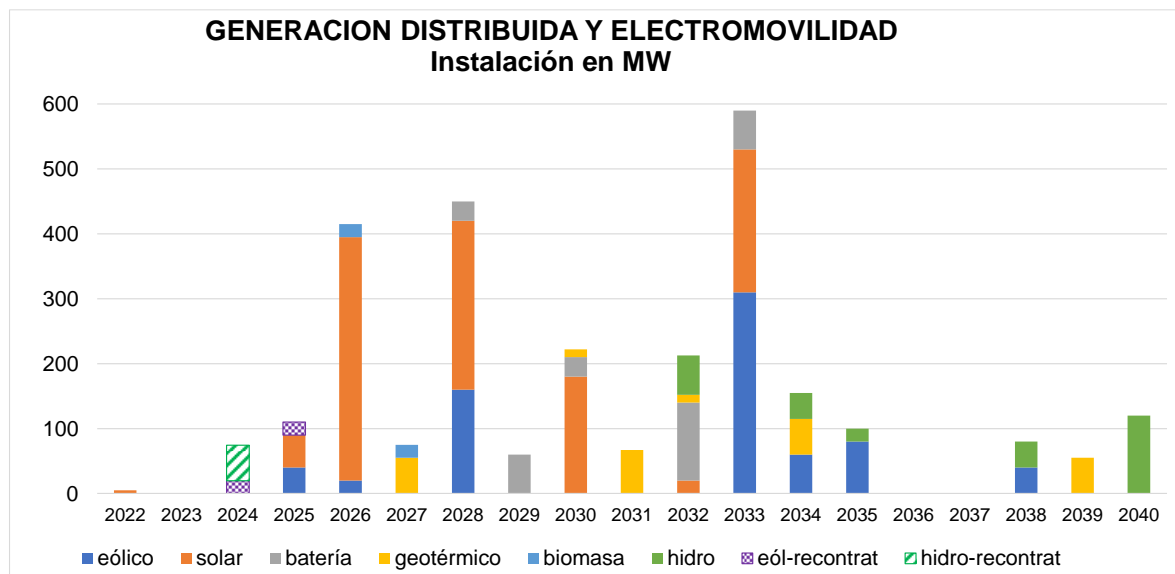


Figura 14.8 Generación distribuida y electromovilidad (instalación en MW)

14.3.2 Sensibilidad con demanda alta

El caso de análisis para el escenario de demanda alta se construyó como sigue:

- Se fijó la instalación del PEG Base hasta el año 2027, dado que la mayor parte de las necesidades del período 2022-2027 deben ser atendidas en muy corto plazo.
- Los modelos de optimización completan las necesidades del 2022 al 2027 para atender el escenario de demanda alta y simulan libremente las necesidades del 2028 en adelante.

Los resultados del análisis son los siguientes:

- La instalación es sustancialmente mayor que la del Plan Base y muy similar en el largo plazo a la instalación del escenario con generación distribuida y electromovilidad.
- La instalación total del caso requiere cerca de 350 MW adicionales que el Plan Base y tiene un costo adicional estimado del orden de 533 millones de USD.
- El plan de proyectos optimizado prevén dos proyectos geotérmicos de 55 MW, después de la incorporación de Borinquen 2 y un proyecto de turbo-bombeo de 100 MW.

En la Figura 14.9 se muestra la instalación resultante de este caso.

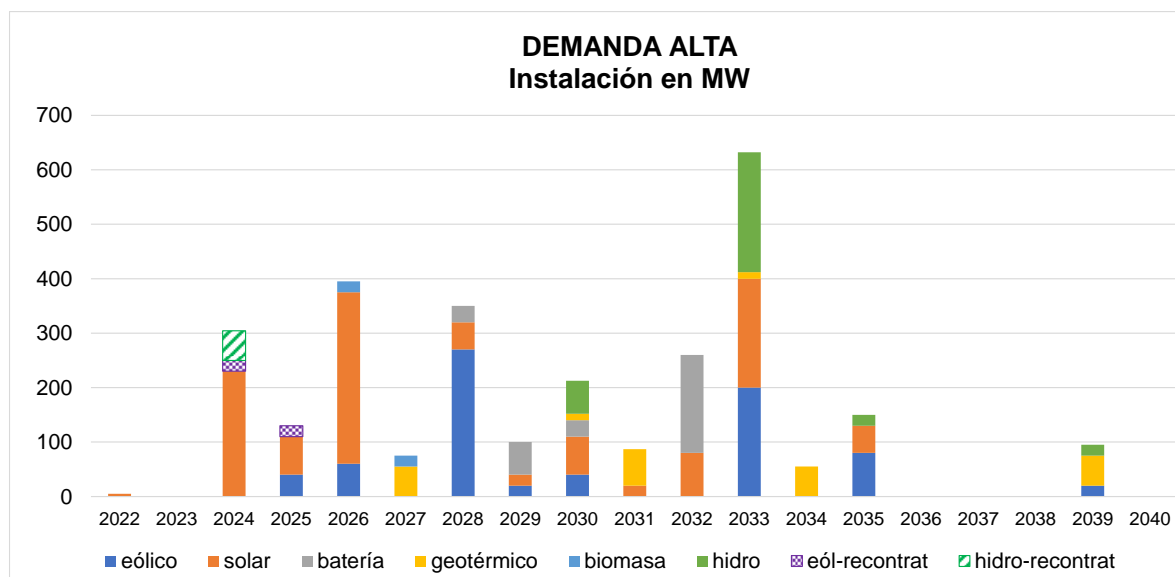


Figura 14.9 Demanda alta (instalación en MW)

14.3.3 Sensibilidad con demanda baja

El caso se construye con la proyección de demanda baja. El modelo simula libremente un plan óptimo para todo el período.

Los resultados del análisis son los siguientes:

- Las primeras adiciones de nueva capacidad se retrasan para el 2026. La instalación de capacidad es sustancialmente menor que la del Plan Base. Se requiere cerca de 800 MW menos.
- Es el único escenario analizado en que no se incorpora el proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff.

- El plan optimizado genera un costo inferior al Plan Base estimado en el orden de 527 millones de USD de diferencia.

En la Figura 14.10 se muestra la instalación resultante de este caso.

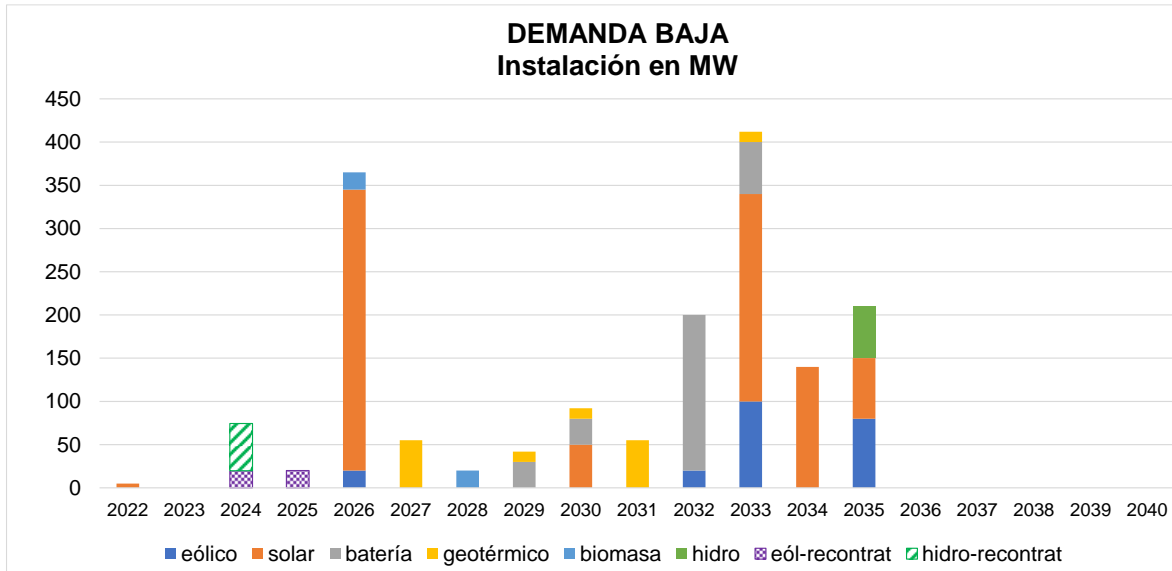


Figura 14.10 Demanda baja (instalación en MW)

14.4 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS CON DEMANDA MEDIA

14.4.1 Requerimientos de capacidad

En la Tabla 14.2 y la Figura 4.11 se muestran los requerimientos de capacidad acumulada para el horizonte de planeamiento para el Plan Base y los cuatro casos de análisis definidos para la demanda media.

Los planes simulados muestran que el país tiene garantizada la atención de la demanda eléctrica hasta el año 2023. Las primeras adiciones de capacidad se requieren en el 2024 en todos los planes estudiados, con excepción del escenario en que se retira una parte del parque térmico instalado.

Se observa que en los casos en que se dispone de mayor regulación a través de importaciones o nuevas plantas térmicas, la instalación requerida es sustancialmente menor a la del plan base. Por el contrario, el retiro de una parte del térmico instalado provoca una instalación mucho mayor que el resto de los planes estudiados a lo largo de todo el horizonte de planeación.

El Plan Base tiene una instalación total de 2 403 MW.

Tabla 14.2 Planes con escenario de demanda media (instalación acumulada en MW)

PLANES CON ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA INSTALACION ACUMULADA EN MW					
Año	Plan Base	Reducción parque térmico	Disponibilidad opciones de térmico	Importación	Alquiler temporal de térmico
2022	5	5	5	35	5
2023	5	345	5	35	5
2024	119	719	229	109	119
2025	249	803	379	149	249
2026	482	937	672	377	482
2027	557	992	727	432	557
2028	827	1 272	787	802	827
2029	839	1 302	867	814	839
2030	1 079	1 462	887	1 004	1 099
2031	1 221	1 726	967	1 076	1 221
2032	1 413	1 816	1 067	1 163	1 393
2033	1 783	2 208	1 127	1 533	1 533
2034	2 163	2 463	1 247	1 753	1 873
2035	2 243	2 468	1 397	1 973	2 053
2036	2 243	2 468	1 397	1 973	1 953
2037	2 243	2 468	1 397	1 973	2 103
2038	2 243	2 468	1 397	1 973	2 223
2039	2 403	2 644	1 397	1 973	2 423
2040	2 403	2 644	1 397	2 063	2 443

Nota: La importación se agrega como instalación porque es considerado un recurso fijo.

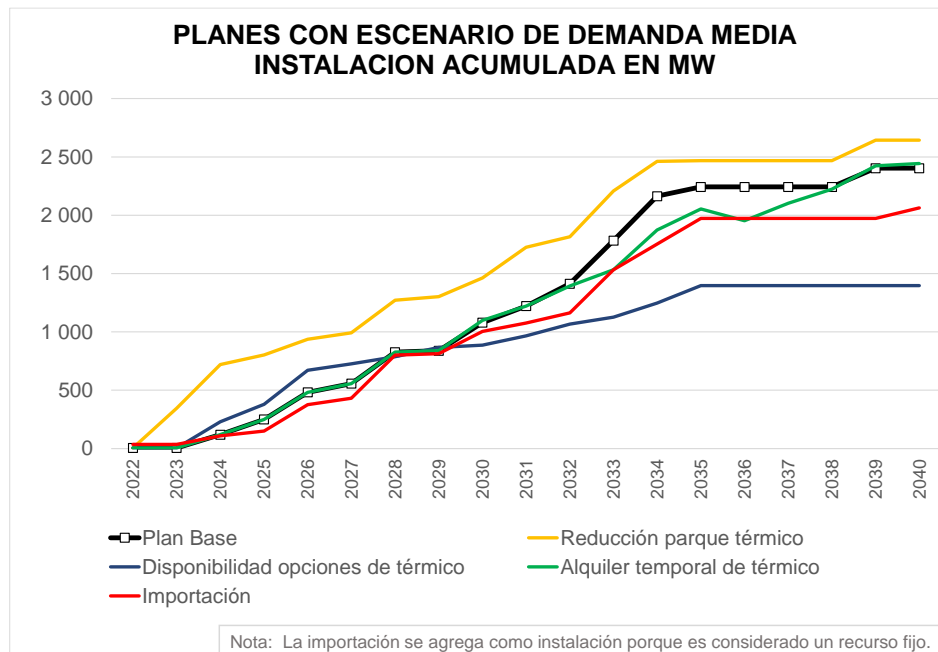


Figura 14.11 Planes con escenario de demanda media (instalación acumulada en MW)

14.4.2 Costos de los planes de expansión

El valor presente del Plan de Expansión Base es de 1 425 millones de USD. Este valor es la suma de tres componentes: costo de inversión, costo de operación y costo de déficit. Este último constituye el costo de la energía no servida.

En la Figura 14.12 se muestra el costo total de los planes estudiados, correspondiente al valor presente neto, expresado en millones de dólares de diciembre 2021 (USDdic2021). Se observa claramente la reducción de los costos de los escenarios con incorporación de mayor capacidad de regulación, correspondiente a los casos con importación y nuevas adiciones térmicas.

El costo del plan que simula la reducción de la capacidad instalada del parque térmico actual es mucho más alto que el resto de los planes estudiados. Debe considerarse adicionalmente, que el valor mostrado no incluye el costo de los contratos de generación privada que se mantienen durante todo el horizonte de planificación. La consideración de estos costos aumentaría aún más el valor presente de este plan de expansión.

En la Figura 14.13 se muestra el costo anual de los planes estudiados, incluido el Plan Base. Se observa la reducción en el costo de inversión en el período 2033-2037 que genera el alquiler de plantas térmicas durante la salida parcial de las hidroeléctricas Arenal y Dengo. También es visible el sobre costo del escenario en que se reduce el parque térmico desde los primeros años del horizonte de planeación.

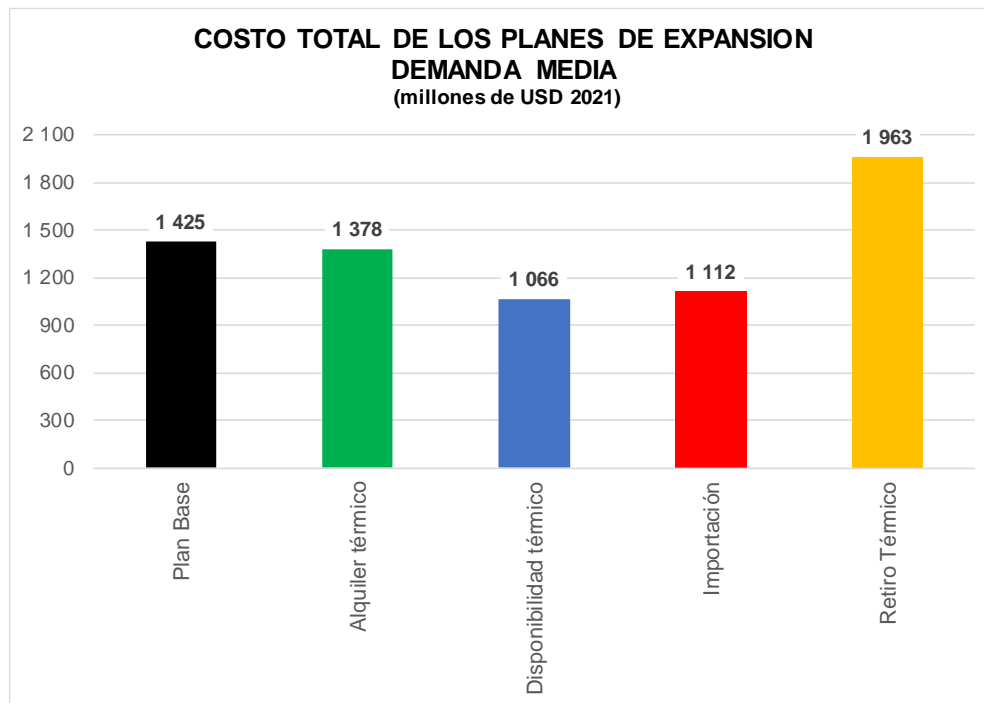


Figura 14.12 Costo total de los planes de expansión – Demanda media (millones de USD 2021)

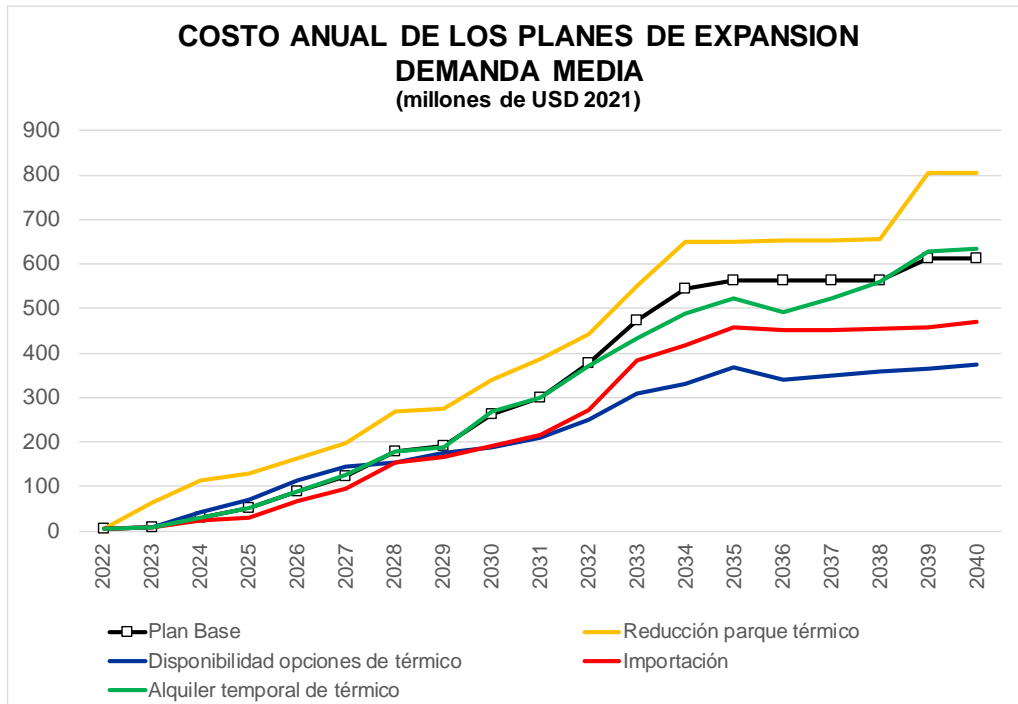


Figura 14.13 Costo anual en los planes de expansión - Demanda media (millones de USD 2021)

En la Figura 14.14 se presenta el valor presente neto de los planes evaluados en demanda media en cortes parciales del horizonte de planeación. Se observa que hasta el 2030 el costo de los planes analizados en demanda media no presenta diferencias sustanciales, con excepción del caso con reducción del parque térmico. A partir del 2030, el costo de los planes con importación y mayor incorporación de generación térmica es por mucho menor.

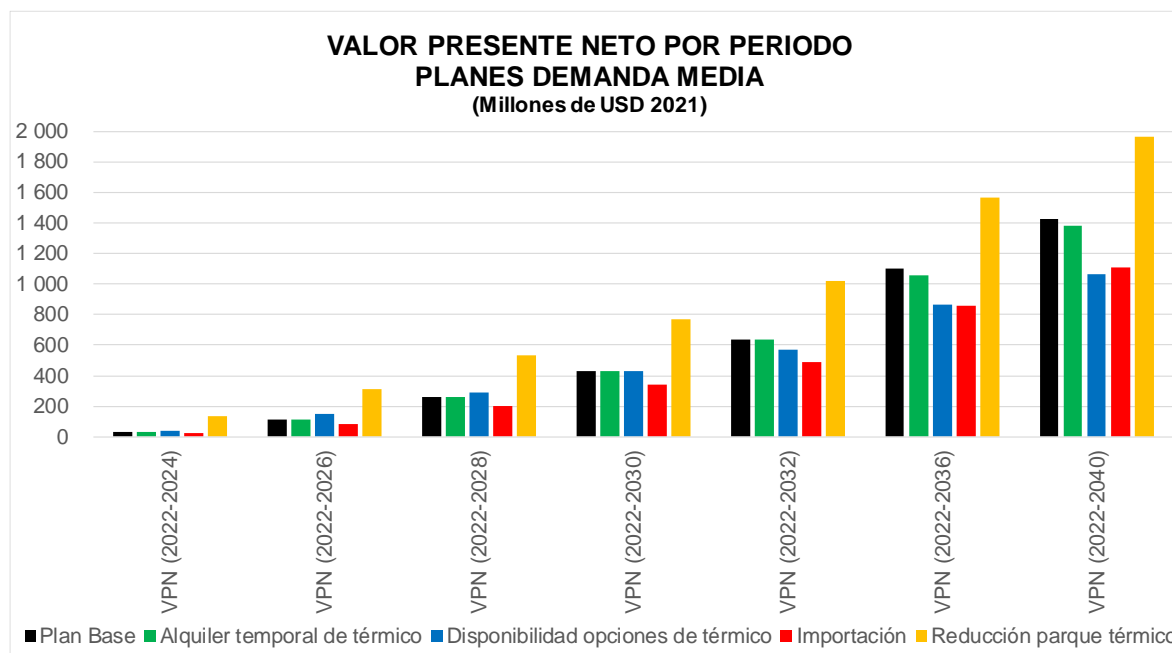


Figura 14.14 Valor Presente Neto por período – Planes demanda media (millones de USD 2021)

14.5 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS CON OTROS ESCENARIOS DE DEMANDA

14.5.1 Requerimientos de capacidad

En la Tabla 14.3 y la Figura 14.15 se muestran los requerimientos de capacidad acumulada en los planes simulados para las diferentes sensibilidades de demanda estudiadas en este ejercicio de planificación.

Como es de esperar, la mayor capacidad instalada a lo largo del período se presenta para el escenario de demanda alta, que requiere desde los primeros años del período de gran adición de instalaciones.

Nótese que el escenario combinado de generación distribuida y electromovilidad muestra una instalación similar a la del Plan Base hasta el año 2027. En los primeros años del plan, el impacto de la generación distribuida y la electromovilidad se tienden a anular, afectando marginalmente las estimaciones de demanda y la instalación necesaria para cubrirla. A partir del 2028, la instalación de este caso se aleja del Plan Base hasta alcanzar al final del período una exigencia cercana a la del plan con demanda alta.

Finalmente, el escenario de demanda baja tiene una instalación muy poco exigente en todo el horizonte de planificación.

Tabla 14.3 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada en MW)

PLANES CON OTRAS SENSIBILIDADES DE DEMANDA INSTALACION ACUMULADA EN MW				
Año	Plan Base	Generacion distribuida- electromovilidad	Demanda alta	Demanda baja
2022	5	5	5	5
2023	5	5	5	5
2024	119	79	309	79
2025	249	189	439	99
2026	482	507	737	367
2027	557	582	812	422
2028	827	1 032	1 162	442
2029	839	1 092	1 262	484
2030	1 079	1 314	1 474	576
2031	1 221	1 381	1 561	631
2032	1 413	1 593	1 821	831
2033	1 783	2 183	2 453	1 243
2034	2 163	2 338	2 508	1 383
2035	2 243	2 438	2 658	1 593
2036	2 243	2 438	2 658	1 593
2037	2 243	2 438	2 658	1 593
2038	2 243	2 518	2 658	1 593
2039	2 403	2 573	2 753	1 593
2040	2 403	2 693	2 753	1 593

Nota: El Plan Base simulado con demanda media. Se agrega a la tabla para efectos comparativos

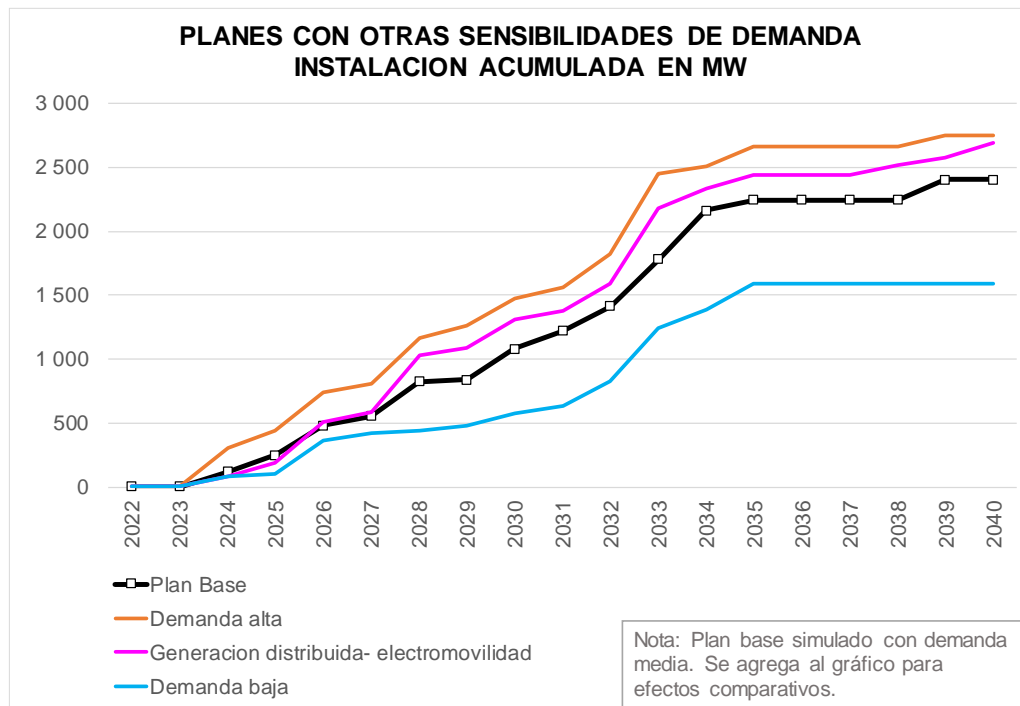


Figura 14.15 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada en MW)

14.5.2 Costos de los planes de expansión

En la Figura 14.16 se muestra el costo total de los planes estudiados para las diferentes sensibilidades de demanda.

El plan con demanda alta muestra un costo muy superior que el de las otras opciones en todo el horizonte del plan, pero los grandes aumentos se dan a partir del 2033, período en que se indisponen parcialmente las plantas Arenal y Dengo por modernización.

En la Figura 14.17 se muestra el costo anual de los planes estudiados. El plan que considera la generación distribuida y la electromovilidad muestra un costo muy similar al plan base hasta el 2032, a pesar de que la instalación es mucho mayor a partir del 2027.

El escenario con demanda baja muestra un costo sustancialmente menor que el resto de los escenarios valorados.

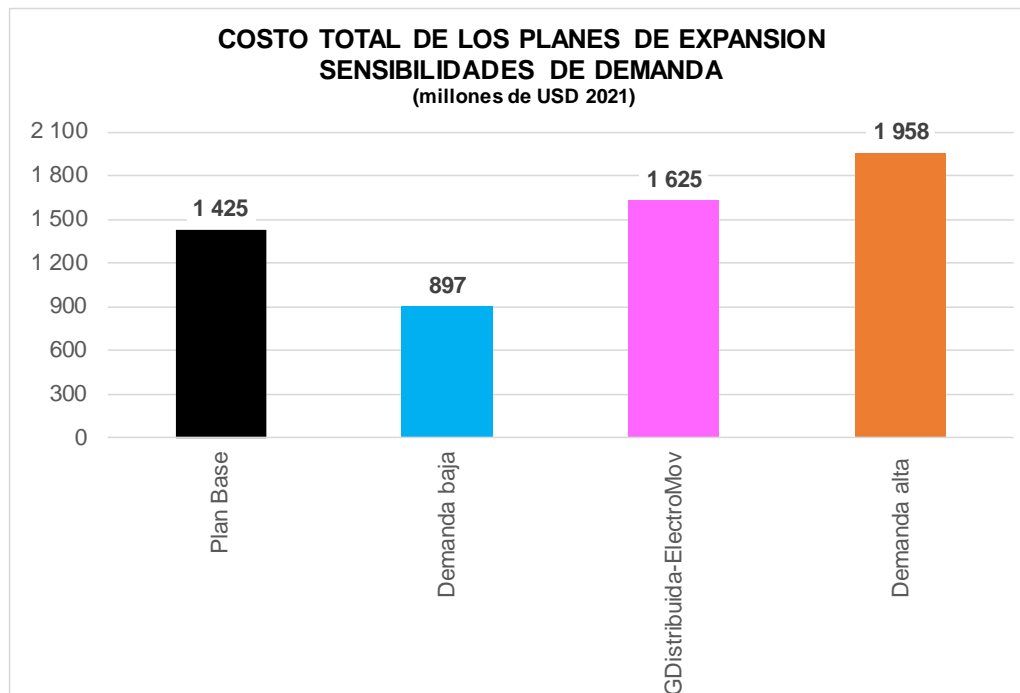


Figura 14.16 Costo total de los planes de expansión – Sensibilidades de demanda (millones de USD 2021)

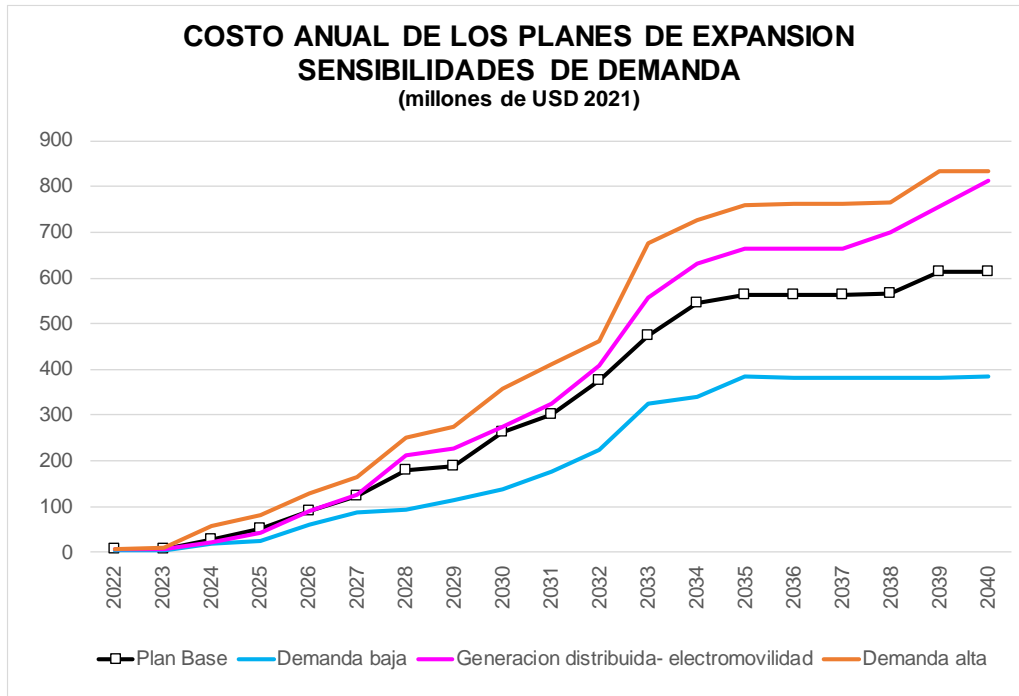


Figura 14.17 Costo anual de los planes de expansión – Sensibilidades de demanda (millones de USD 2021)

En la Figura 14.18 se presenta el valor presente neto de los planes con diferentes sensibilidades de demanda, en cortes parciales del horizonte de planeación.

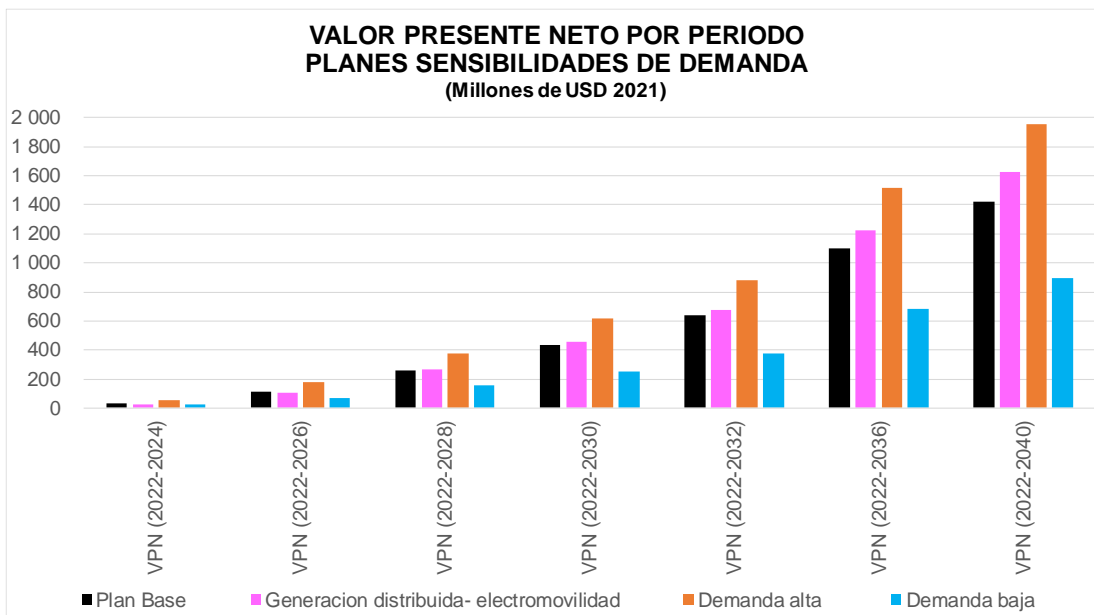


Figura 14.18 Valor presente neto por periodo – Planes sensibilidades de demanda (millones de USD 2021)

14.6 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂ POR ESCENARIO

Para complementar los resultados de los análisis económicos, se calculó el volumen de emisiones de cada caso de análisis en el horizonte de planeamiento.

Esta estimación permite valorar la capacidad de cada caso de análisis para responder a las metas de reducción de las emisiones de CO₂ del país, formuladas en el VII Plan Nacional de Energía.

En la Figura 14.19 se muestran las emisiones totales de los casos antes indicados para todo el horizonte de planeamiento y en la Figura 14.20 el comportamiento de las emisiones de cada caso durante dicho período.

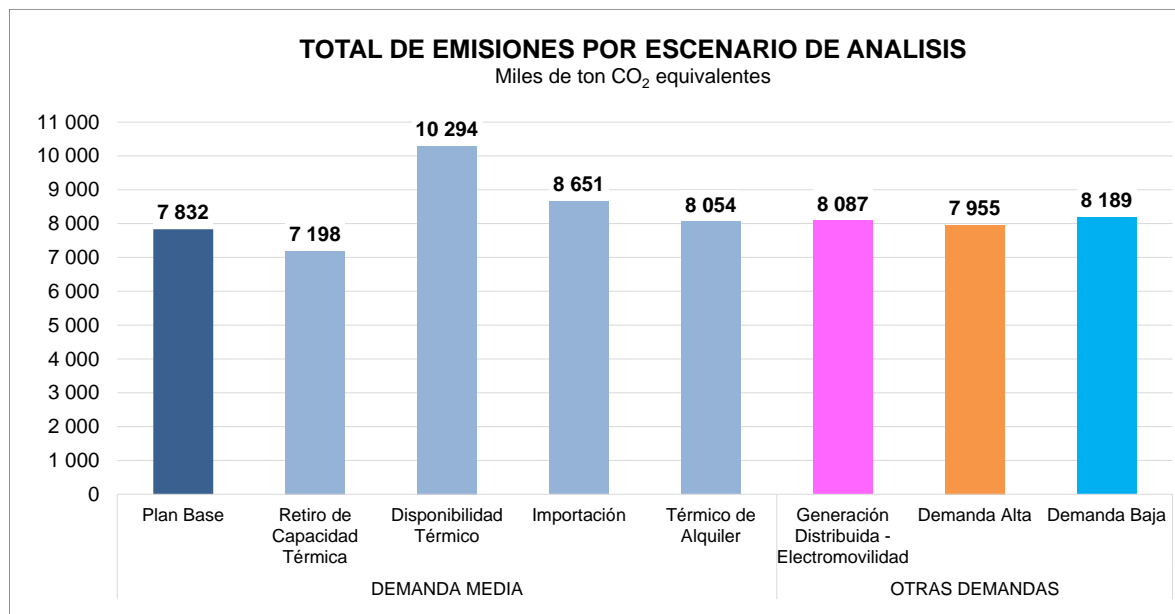


Figura 14.19 Total de emisiones por escenario de análisis

Debido a la conformación de la matriz de generación del país, casi 100% renovable, todos los casos de análisis presentan índices muy similares de emisiones unitarias, con excepción del escenario con disponibilidad de térmico nuevo.

Como es de esperarse el escenario con el retiro de la capacidad térmica muestra el menor aporte de emisiones y el de disponibilidad de térmico los mayores índices.

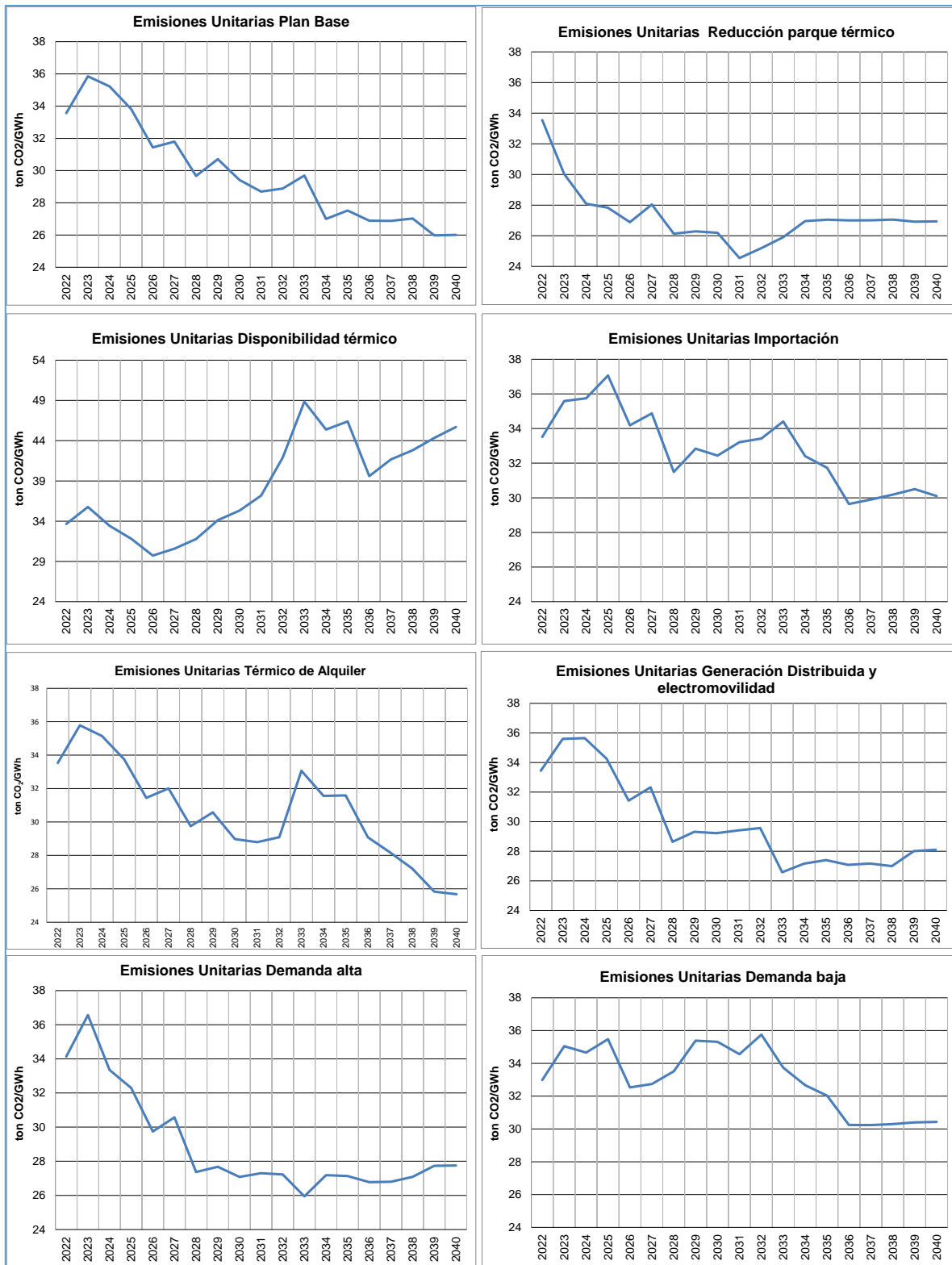


Figura 14.20 Emisiones unitarias por escenario de análisis – periodo 2022-2040

14.7 PRINCIPALES RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los principales resultados del proceso de planificación del PEG 2022 se centran en los siguientes elementos:

- Incorporación de gran cantidad de generación en el corto plazo;
- Incorporación de un volumen importante de fuentes eólicas y solares;
- Incorporación del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff;
- Incorporación del proyecto geotérmico Borinquen 2;
- Incorporación de almacenamiento con baterías;
- Importancia del parque térmico de respaldo.

El conjunto de proyectos del Plan Base muestra que la incorporación de energías renovables variables (ERV) al sistema es muy atractiva por su bajo costo, pero es necesario simultáneamente dotar al sistema de tecnologías de regulación que permitan gestionar la variabilidad de las fuentes y, de energía firme que no dependa de condiciones climáticas. La incorporación del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff y el geotérmico Borinquen 2 son fundamentales en el esquema óptimo de expansión de la generación en los próximos años.

El conjunto de proyectos del Plan Base es consistente con la política nacional de electrificación renovable de la economía. La complementariedad entre las fuentes de energía firme y las variables es fundamental para dar sostenibilidad a las políticas de transición energética del país y brindan una buena respuesta para reaccionar ante escenarios de demanda alta.

14.7.1 Incorporación de gran capacidad en el corto plazo

En todos los planes de expansión analizados, excepto en el caso de demanda baja, se presentan importantes requerimientos de capacidad en el corto plazo. A partir del 2024 se identifican necesidades de nueva capacidad en el sistema, que por el poco tiempo disponible serán atendidas únicamente con proyectos eólicos y solares nuevos de rápida implementación, así como con la recontractación en los años 2024 y 2025 de todas las plantas de generación privada que estuvieron sin contratos durante el período de holgura del sistema.

Para el Plan Base, del 2024 al 2027 se prevé la instalación de una capacidad del orden de 600 MW, además del geotérmico Borinquen 1 previsto para el 2027. Una parte de esa energía será cubierta por plantas existentes de generadores privados con contratos vencidos, que en conjunto representan una capacidad del orden de 150 MW al año 2026.

Al finalizar cada contrato de compra a generadores privados, la eventual recontractación dependerá de si el sistema requiere de capacidad adicional para satisfacer los criterios de confiabilidad.

Las decisiones de desarrollo y contratación de plantas del 2026 dependerán de la evolución de la demanda durante el 2023 y 2024.

14.7.2 Instalación de eólico y solar

Todos los planes estudiados muestran una altísima penetración de fuentes de energía solar y eólica en el período analizado.

Entre el 2024 y 2027, en el Plan Base se identifica una capacidad de 460 MW y entre el 2028 y el 2035 de 1 175 MW. A pesar de ser tecnologías de bajo costo, debido a su alta variabilidad, el potencial de energía de las fuentes eólica y solar no es comparable con el potencial de energía de las fuentes hidráulica, geotérmica y térmica. Al incorporar un alto componente de fuentes de energía renovable variable a la red, deben preverse también tecnologías de generación capaces de regular esa variabilidad para mantener la confiabilidad del sistema.

La capacidad acumulada para el Plan Base en diferentes períodos se muestra en la Figura 14.21.

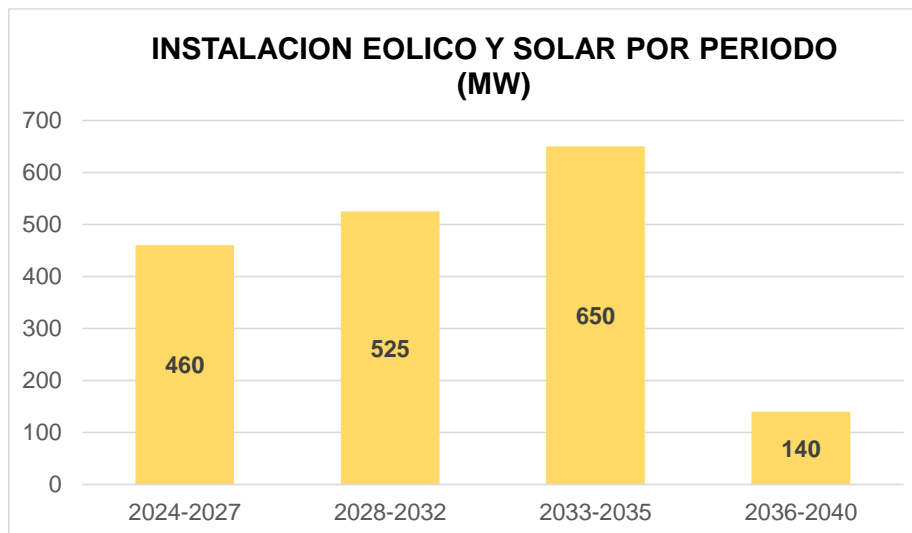


Figura 14.21 Instalación eólico y solar por período (MW)

14.7.3 Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff

El proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff forma parte de los proyectos candidatos del PEG 2022. El proyecto fue conceptualizado para funcionar como un proyecto en cascada con la Planta Hidroeléctrica Reventazón, aprovechando la capacidad de regulación de ésta.

Fourth Cliff forma parte del programa de proyectos en los planes estudiados con excepción de los escenarios de demanda baja, importación y disponibilidad de mayor capacidad térmica.

Este proyecto es parte del programa óptimo de expansión del sistema en el Plan Base, donde está prevista su entrada en operación para el año 2030. Es el único proyecto que aporta capacidad de regulación al sistema ya que al funcionar en cascada con la planta Reventazón, aprovecha plenamente la capacidad reguladora del embalse (volumen útil de 120 hm³).

Como el proyecto toma directamente las aguas de la restitución de la casa de máquinas de Reventazón, no requiere la construcción de estructuras adicionales para regulación de caudales, ni la construcción de una nueva represa sobre el río Reventazón.

Además de cumplir una función muy importante de regulación del sistema, la entrada en operación del proyecto en el 2030 permite reducir el impacto en el SEN por el agresivo plan de modernizaciones previsto, fundamentalmente ante la salida de las plantas Miravalles (2031-2032), Arenal y Dengo (2033-2035).

Desde la perspectiva de las políticas energéticas nacionales, Fourth Cliff contribuye a la promoción de los recursos energéticos a partir de fuentes renovables y apoya la transición energética hacia la electromovilidad. La incorporación de Fourth Cliff, al igual que la del proyecto geotérmico Borinquen 2, son importantes para la seguridad operativa del SEN.

La energía firme que aportan la hidroelectricidad y la geotermia se ven impactadas durante la salida por mantenimiento mayor de plantas con grandes capacidades de reserva.

14.7.4 Proyecto Geotérmico Borinquen 2

La geotermia es un recurso energético muy valioso en un sistema de generación renovable por su aporte de energía firme. La producción de las plantas geotérmicas es independiente de las condiciones climáticas y no sufre las variaciones aleatorias ni los ciclos estacionales de las demás fuentes.

Las tecnologías geotérmicas tienen poca flexibilidad para regular por sí mismas, pero como es un recurso estable, libera recursos de regulación del sistema que pueden ser utilizados para compensar una mayor penetración de las fuentes variables. Esta consideración es crítica en un sistema que aspira a ser casi en un 100% renovable y, por lo tanto, no tiene acceso a soluciones convencionales como la generación térmica.

Costa Rica tiene una historia de casi tres décadas de desarrollo continuo de la geotermia. Desde los estudios iniciales de identificación de yacimientos geotérmicos en la década de 1970, el ICE ha investigado reservorios y ha ejecutado proyectos geotérmicos exitosos. Estos estudios fueron la base para que el ICE concluyera con éxito la puesta en marcha de su primera planta de energía geotérmica de 55 MW en Miravalles, en 1994.

Los esfuerzos actuales están dirigidos a la explotación del campo geotérmico Borinquen ubicado en la zona volcánica Rincón de la Vieja, provincia de Guanacaste, cantón de Liberia distrito de Curubandé.

El campo geotérmico tiene un potencial de aproximadamente 110 MW, que será explotado en dos etapas. Actualmente está en ejecución la construcción del PG Borinquen 1 de 55 MW, cuya entrada en operación está prevista para el año 2027.

El proyecto geotérmico Borinquen 2 y las ampliaciones del campo Miravalles y Borinquen (tres proyectos de 12 MW cada uno) forman parte del programa de proyectos en todos los planes estudiados con excepción del escenario de disponibilidad de mayor capacidad térmica. Para el Plan Base el proyecto geotérmico Borinquen 2 está previsto para el año 2032. Estos proyectos optimizan los costosos y escasos recursos de regulación que tiene el sistema.

La entrada en operación de Borinquen 1 y 2, así como las ampliaciones previstas del campo Miravalles serán fundamentales para atender el plan de modernizaciones de plantas en la siguiente década y liberar recursos de regulación.

14.7.5 Almacenamiento de energía

En el presente plan de expansión se introduce la consideración de baterías como parte integral del sistema de generación. En ciclos de planificación anteriores, se consideraban sólo proyectos de turbo-bombeo.

En el PEG 2022 se modelaron dos tipos de sistemas de almacenamiento: plantas de turbo-bombeo y las celdas electroquímicas. En este documento, las celdas electroquímicas se denominan con el nombre genérico de batería.

El turbo-bombeo y las baterías son herramientas para gestionar la gran volatilidad de las fuentes de generación eólica y solar. En el caso del sistema de generación de Costa Rica, es particularmente crítica la gestión económica de la volatilidad de las fuentes renovables para garantizar la seguridad energética. Soluciones convencionales como incrementar la potencia de respaldo térmico no son consideradas, por la política nacional de adhesión a las fuentes renovables y la oposición social a la construcción de centrales hidroeléctricas con grandes embalses de regulación. Al crecer la demanda del sistema, la capacidad existente de los embalses y del respaldo térmico se tornará insuficiente para asegurar la confiabilidad del sistema y serán necesarias medidas compensatorias.

El beneficio del turbo-bombeo o de una batería es el arbitraje que realiza entre los instantes de costo marginal bajo y los instantes de costo marginal alto. Particularmente es interesante la valorización que puede hacer de los momentáneos excedentes que normalmente presenta un sistema renovable.

Se debe tener presente que la capacidad de regulación de las baterías y las plantas de turbo-bombeo se circunscribe a períodos de carga/descarga relativamente cortos (de horas en el caso de baterías y no más de una semana en el caso de turbo-bombeo). Las tecnologías actuales no permiten considerar almacenamientos económicos para variaciones estacionales, como las que experimentan los caudales en las plantas hidroeléctricas sin grandes embalses de regulación.

En los estudios del PEG 2022 solo se analizan las baterías para arbitrar los costos marginales del sistema de generación. Aplicaciones de baterías para gestionar congestiones de transmisión o de distribución no forman parte del alcance del plan, y son beneficios adicionales no cuantificados en las evaluaciones.

En todos los planes estudiados, la incorporación de almacenamiento con baterías resultó económicamente adecuado.

En el Plan Base se introducen conforme a las siguientes fechas:

- 2028: 30 MW
- 2031: 90 MW
- 2032: 60 MW
- 2033: 120 MW

14.7.6 Importancia del parque térmico de respaldo

El rol del parque térmico en el sistema de generación ha sido evaluado por los equipos técnicos de planificación de la expansión y de la operación de la Gerencia de Electricidad en diferentes períodos. Los estudios desarrollados han concluido que el componente térmico del sistema de generación cumple una función fundamental en la confiabilidad del suministro eléctrico del país. Con una matriz de generación casi en un 100% renovable, la mayor parte en recursos variables, la seguridad energética nacional depende de los embalses de regulación y de la reducida capacidad térmica instalada para atender la variabilidad de las fuentes.

Los resultados del análisis del PEG 2022, además de confirmar los riesgos que tendría el sistema al reducir la capacidad firme y de regulación que aporta el ya disminuido parque térmico del país, han identificado un sobrecosto superior a 500 millones USD en el escenario de retiro de capacidad térmica sobre el Plan Base.

14.7.7 Limitaciones de los modelos de simulación

El adecuado diseño del sistema de generación eléctrica debe garantizar que en todo momento la generación y la demanda estén balanceadas. Esto significa que en cada instante la potencia de las fuentes debe estar garantizada para dicha demanda. Adicionalmente, esta condición se debe mantener a lo largo del tiempo para que no se produzca un desabastecimiento. Las decisiones de inversión del sistema deben asegurar la atención de estas condiciones a mínimo costo.

Cuando las fuentes incorporadas al sistema son intermitentes con gran variabilidad, la optimización de un sistema que garantice, tanto el balance instantáneo como el suministro futuro, se vuelve un problema extremadamente complejo.

Los modelos de optimización y simulación que utiliza el ICE son de última generación y permiten modelar y resolver un sistema muy complejo de variabilidad hidrológica, pero tienen limitaciones para modelar detalladamente una cantidad tan importante de fuentes intermitentes como la que se está considerando en los planes de expansión. La simulación con períodos semanales ha permitido significativos avances en las simulaciones de todas las fuentes, pero aún deben realizarse mejoras para valorar adecuadamente la intermitencia del eólico y solar y las necesidades de flexibilidad del parque de generación.

Esta consideración impone prudencia al evaluar fuentes renovables con alta variabilidad.

15 CARACTERÍSTICAS DEL PLAN RECOMENDADO

15.1 PLAN RECOMENDADO 2022-2040

El Plan Recomendado se presenta en la Tabla 15.1. Este plan corresponde al programa de obras para atender el escenario de demanda media descrito anteriormente como Plan Base. El valor presente del plan para el período 2022-2040 es de 1 425 millones de USD, de los cuales 1 379 millones de USD corresponden al costo de inversión, 45 millones de USD al costo operativo y 1 millón de USD al costo de energía no suministrada (costo de déficit). Todos los costos están expresados en dólares del 2021.

El conjunto de proyectos del plan recomendado muestra que la incorporación de energías renovables variables al sistema es muy atractiva por su bajo costo, pero su desarrollo obliga a dotar al sistema de tecnologías de regulación que permitan gestionar la variabilidad de las fuentes y, de energía firme que no dependa de condiciones climáticas. Por este motivo, la incorporación del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff y el geotérmico Borinquen 2 son fundamentales en el esquema óptimo de expansión de la generación en los próximos años.

El plan de expansión recomendado es consistente con la política nacional de electrificación renovable de la economía. La complementariedad entre las fuentes de energía firme y las variables es fundamental para dar sostenibilidad a las políticas de transición energética del país y brindan una buena respuesta de reacción ante escenarios de demanda alta.

Tabla 15.1 Plan de expansión de la generación 2022-2040 recomendado

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2022-2040									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía (GWh)	% crecimiento	Potencia (MW)	% crecimiento	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Capacidad instalada al 31 de dic del 2021:									3 482
2022	11 847		1 811		1	Huacas	Solar	5	3 487
						Hidro fin Contrato GP	Hidro	-1.8	3 485
2023	12 068	1.9%	1 831	1.1%	1	Mravalles5	Geotérmico	-7	3 479
					4	Garita	Hidro	-40	3 438
						Hidro fin Contrato GP	Hidro	-5	3 433
2024	12 334	2.2%	1 852	1.2%	1	Hidro recontractación GP	Hidro	55	3 488
					4	Eólico recontractación GP	Eólico	20	3 508
					7	Solar	Solar	40	3 548
					4	Garita	Hidro	40.4	3 588
					7	Cachí 2	Hidro	-40	3 548
2025	12 595	2.1%	1 883	1.6%	1	Cachí 2	Hidro	40	3 588
					1	Tejona	Eólico	-6	3 582
					1	Eólico recontractación GP	Eólico	20	3 602
					1	Solar	Solar	70	3 672
					1	Eólico	Eólico	40	3 712
2026	12 843	2.0%	1 905	1.2%	1	Hidro fin contrato GP	Hidro	-61	3 652
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-46	3 605
						Biomasa fin contrato GP	Biomasa	-38	3 567
						Solar	Solar	250	3 817
						Biomasa recontractación GP	Biomasa	20	3 837
					1	Eólico	Eólico	60	3 897
2027	13 093	1.9%	1 934	1.5%	1	Biomasa recontractación GP	Biomasa	20	3 917
					7	Tejona	Eólico	-7	3 910
					7	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 810
					7	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 806
					1	Boringuen 1	Geotérmico	55	3 861
2028	13 336	1.9%	1 955	1.1%	1	Ventanas-Garita	Hidro	100	3 961
					7	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 965
						Cachí 2	Hidro	-159	3 806
					1	Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 786
					1	Eólico	Eólico	120	3 906
					1	Batería	Baterías	30	3 936
					1	Solar	Solar	120	4 056
2029	13 576	1.8%	1 987	1.6%	1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 068
					4	Ventanas-Garita	Hidro	-50	4 018
					4	Cachí 2	Hidro	159	4 177
					10	Ventanas-Garita	Hidro	-50	4 127
2030	13 814	1.8%	2 013	1.3%	1	Fourth Cliff	Hidro	60.6	4 188
					7	Ventanas-Garita	Hidro	50	4 238
					1	Solar	Solar	180	4 418
2031	14 049	1.7%	2 038	1.2%	1	Ventanas-Garita	Hidro	50	4 468
					1	Miravalles1	Geotérmico	-50	4 418
						Hidro fin contrato GP	Hidro	-2.7	4 415
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-9	4 406
					1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 418
					1	Batería	Baterías	90	4 508
					1	Eólico	Eólico	40	4 548
2032	14 281	1.6%	2 062	1.2%	1	Mravalles1-Modern	Geotérmico	35	4 583
					1	Mravalles 3	Geotérmico	-26	4 557
					1	Mravalles2	Geotérmico	-50	4 507
					1	Boringuen 2	Geotérmico	55	4 562
					1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 574
					1	Eólico	Eólico	20	4 594
					1	Baterías	Baterías	60	4 654
					1	Solar	Solar	45	4 699
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	4 679
						Hidro fin contrato GP	Hidro	-2.5	4 677
2033	14 505	1.6%	2 094	1.6%	1	Arenal	Hidro	-55	4 622
					1	Corobicí	Hidro	-58	4 564
					1	Mravalles2-Modern	Geotérmico	35	4 599
					1	Mravalles3-Modern	Geotérmico	20	4 619
					1	Eólico	Eólico	60	4 679
					1	Solar	Solar	150	4 829
					1	Hidro	Hidro	40	4 869
					1	Baterías	Baterías	120	4 989
2034	14 720	1.5%	2 120	1.3%	1	Eólico fin contrato GP	Eólico	-80	4 909
					1	Solar	Solar	250	5 159
					1	Eólico	Eólico	130	5 289
2035	14 922	1.4%	2 144	1.1%	1	Eólico	Eólico	60	5 349
					3	Ampliación El Ángel	Hidro	-5	5 344
					1	Hidro	Hidro	20	5 364
2036	15 108	1.3%	2 160	0.7%	1	Arenal	Hidro	55	5 419
					1	Dengo	Hidro	58	5 477
					1	Sandillal	Hidro	-15	5 462
2037	15 280	1.1%	2 185	1.2%					5 462
2038	15 435	1.0%	2 206	1.0%	1	Sandillal	Hidro	15	5 477
2039	15 576	0.9%	2 224	0.8%	1	Hidro	Hidro	20	5 497
					1	Eólico	Eólico	140	5 637
2040	15 703	0.8%	2 235	0.5%					5 637

La capacidad instalada al 31 de diciembre del 2021 indicada en la Tabla 15.1 se refiere a la capacidad de placa reportada en el Informe Anual de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021. CENCE.

15.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

La Figura 15.1 muestra la instalación anual por tipo de fuente del plan recomendado. Se incluyen únicamente los proyectos nuevos, no se muestran los retiros de plantas ni las modernizaciones.

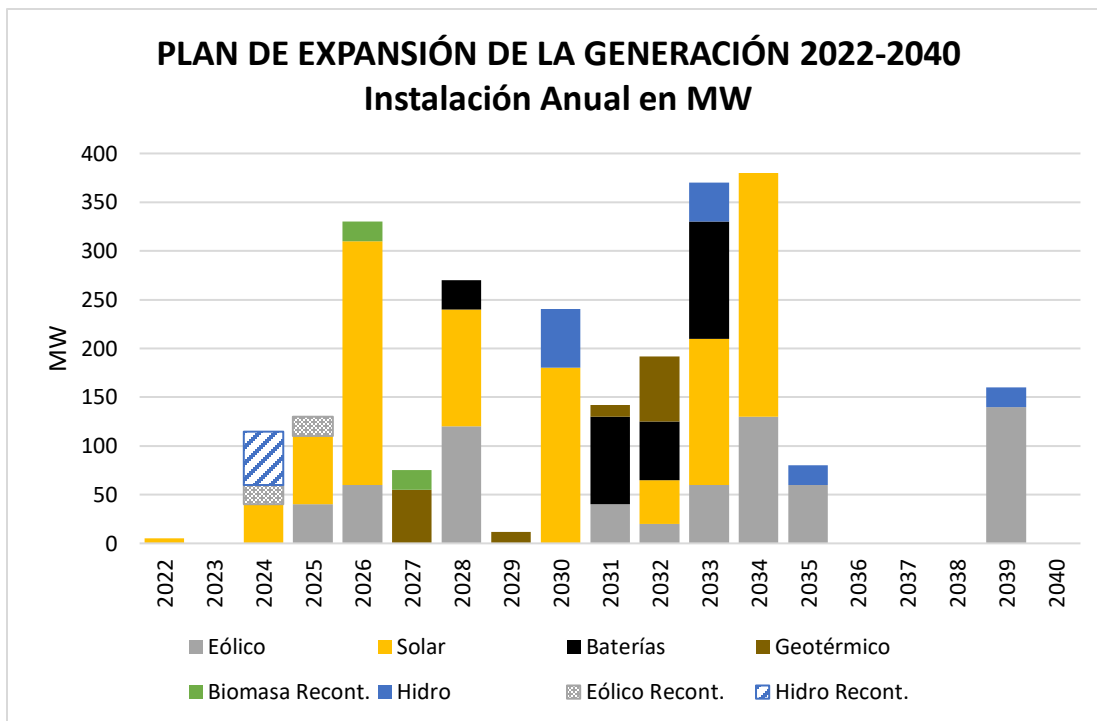


Figura 15.1 Plan de expansión de la generación 2022-2040 (instalación anual en MW por tipo de fuente)

El tipo de tecnología indicado para los bloques genéricos es una referencia. La conveniencia de cada bloque dependerá de los resultados de los precios asociados a todas las opciones que se tengan disponibles en el momento de desarrollar o contratar cada uno de ellos. Una fracción de la generación requerida del 2026 en adelante podrá ser cubierta por bloques hidro y eólicos recontractados a los generadores privados cuyos contratos vencieron.

La instalación acumulada anual se muestra en la Figura 15.2. Obsérvese la gran instalación de capacidad identificada en los años 2028, 2030, 2033 y 2034 para atender las modernizaciones de plantas cuya generación tiene un gran impacto en el SEN: Cachá, Miravalles 1, 2 y 3, Arenal y Dengo, respectivamente.

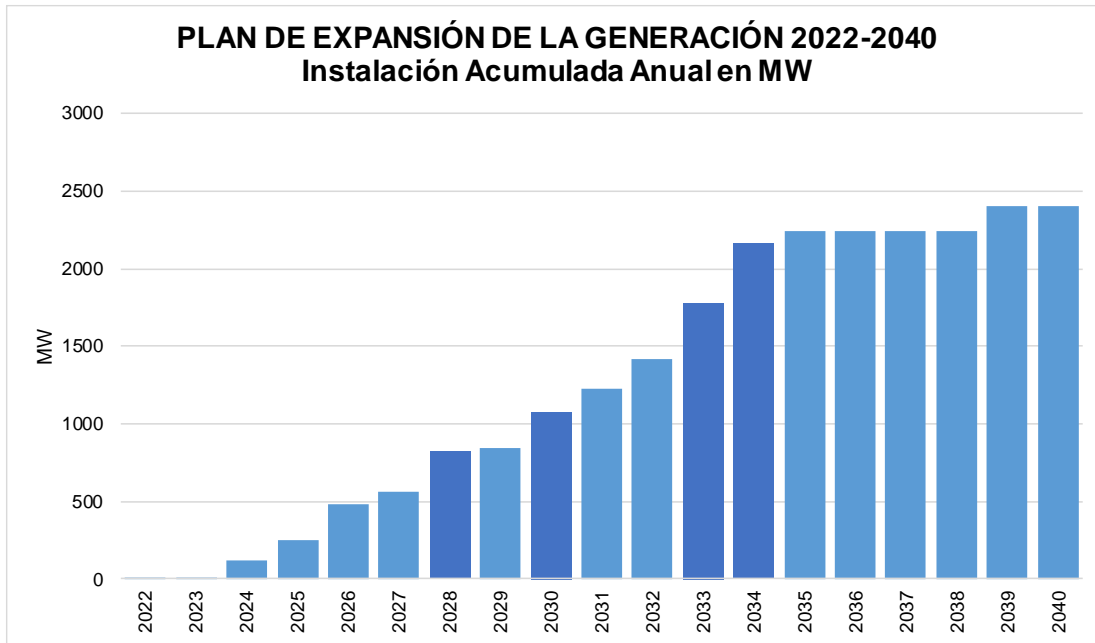


Figura 15.2 Plan de expansión de la generación 2022-2040 (instalación acumulada anual en MW)

El crecimiento esperado de la capacidad instalada por fuente se muestra en la Figura 15.3. La capacidad instalada alcanza 5 637 MW para el 2040, con un crecimiento interanual promedio de 2.6% en el período 2022-2040.

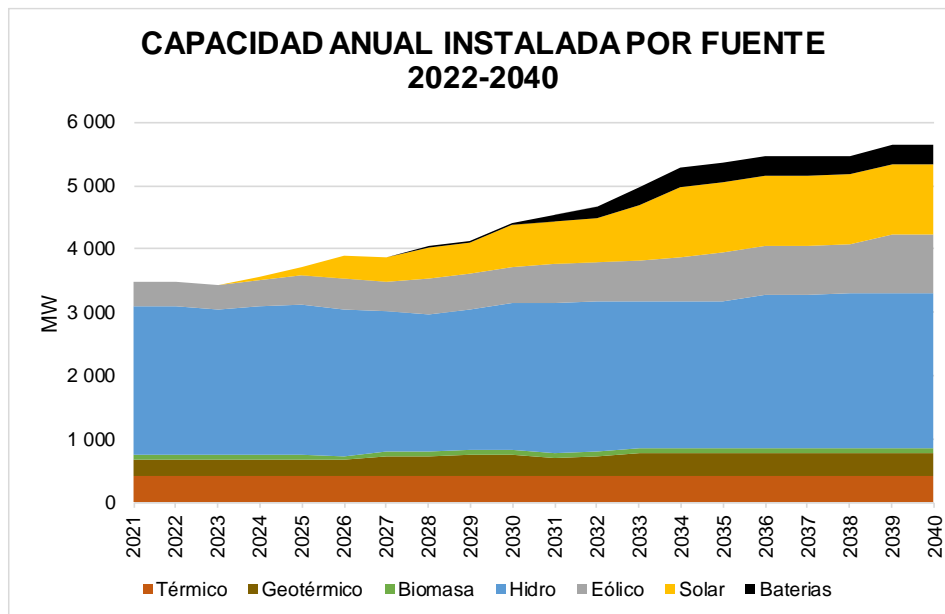


Figura 15.3 Capacidad anual instalada por fuente 2022-2040

La capacidad en operación entre los años 2021 y 2023 es decreciente debido al vencimiento de los contratos de generación privada. A partir de 2024 hay un crecimiento en la capacidad instalada debido a la recontractación de plantas de generación privada y la adición de proyectos eólicos y solares. La incorporación de los proyectos Borinquen 1 (55 MW) en

2027, Fourth Cliff (60.6 MW) en 2030 y Borinquen 2 (55 MW) en 2032 es notoria. A partir del 2028 se observa el crecimiento de la capacidad instalada en baterías.

La Tabla 15.2 y la Figura 15.4 muestran el porcentaje de la capacidad instalada anual para las diferentes fuentes en el período 2022-2040.

Tabla 15.2 Capacidad anual instalada en 2022-2040

CAPACIDAD ANUAL INSTALADA 2022-2040								
Año	MW							
	Baterías	Biomasa	Eólico	Geotérmico	Hidro	Solar	Térmico	Total
2021	0	71	390	259	2 331	5	426	3 482
2022	0	71	390	259	2 329	10	426	3 486
2023	0	71	390	252	2 284	10	426	3 434
2024	0	71	410	252	2 329	50	426	3 538
2025	0	71	444	252	2 369	120	426	3 682
2026	0	53	458	252	2 308	370	426	3 868
2027	0	73	451	303	2 208	370	426	3 831
2028	30	73	551	307	2 149	490	426	4 027
2029	30	73	551	319	2 208	490	426	4 098
2030	30	73	551	319	2 319	670	426	4 388
2031	120	73	582	281	2 366	670	426	4 519
2032	180	73	582	307	2 364	715	426	4 647
2033	300	73	642	362	2 291	865	426	4 959
2034	300	73	692	362	2 291	1 115	426	5 259
2035	300	73	752	362	2 306	1 115	426	5 334
2036	300	73	752	362	2 404	1 115	426	5 432
2037	300	73	752	362	2 404	1 115	426	5 432
2038	300	73	752	362	2 419	1 115	426	5 447
2039	300	73	892	362	2 439	1 115	426	5 607
2040	300	73	892	362	2 439	1 115	426	5 607
Año	Porcentaje de instalación por fuente							
	Baterías	Biomasa	Eólico	Geotérmico	Hidro	Solar	Térmico	Total
2021	0%	2%	11%	7%	67%	0%	12%	100%
2022	0%	2%	11%	7%	67%	0%	12%	100%
2023	0%	2%	11%	7%	67%	0%	12%	100%
2024	0%	2%	12%	7%	66%	1%	12%	100%
2025	0%	2%	12%	7%	64%	3%	12%	100%
2026	0%	1%	12%	7%	60%	10%	11%	100%
2027	0%	2%	12%	8%	58%	10%	11%	100%
2028	1%	2%	14%	8%	53%	12%	11%	100%
2029	1%	2%	13%	8%	54%	12%	10%	100%
2030	1%	2%	13%	7%	53%	15%	10%	100%
2031	3%	2%	13%	6%	52%	15%	9%	100%
2032	4%	2%	13%	7%	51%	15%	9%	100%
2033	6%	1%	13%	7%	46%	17%	9%	100%
2034	6%	1%	13%	7%	44%	21%	8%	100%
2035	6%	1%	14%	7%	43%	21%	8%	100%
2036	6%	1%	14%	7%	44%	21%	8%	100%
2037	6%	1%	14%	7%	44%	21%	8%	100%
2038	6%	1%	14%	7%	44%	20%	8%	100%
2039	5%	1%	16%	6%	43%	20%	8%	100%
2040	5%	1%	16%	6%	43%	20%	8%	100%

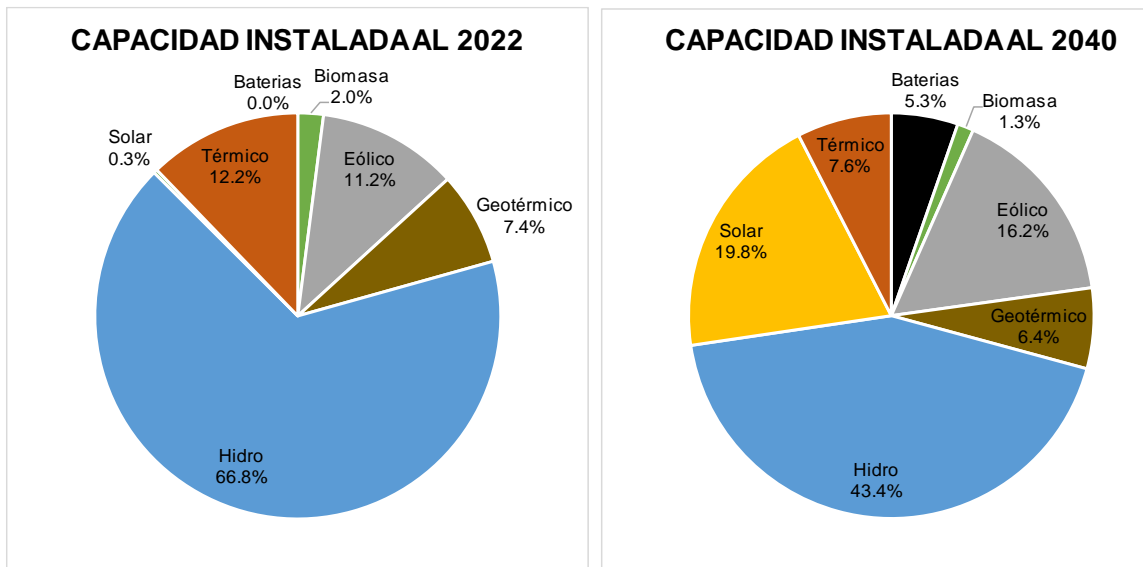


Figura 15.4 Capacidad instalada por fuente al inicio y final del horizonte de estudio del PEG 2022-2040

La generación esperada acumulada del período 2022-2040 es de 56% hidroeléctrica, 17.6% eólica, 17.3% geotérmica, 8.4% solar y 0.6% biomásica. El térmico, utilizado sólo como complemento de las renovables, cubrirá el 0.2% de la generación acumulada. La Tabla 15.3 y la Figura 15.5 muestran la generación esperada por tipo de fuente.

Tabla 15.3 Generación anual esperada 2022-2040

GENERACIÓN ANUAL ESPERADA 2022-2040							
Año	GWh						
	Biomasa	Eólico	Geotérmico	Hidro	Solar	Térmico	Total
2022	74	1 572	1 890	8 256	18	37	11 847
2023	74	1 575	1 836	8 482	18	83	12 068
2024	74	1 652	1 836	8 600	91	81	12 334
2025	74	1 813	1 836	8 584	219	69	12 595
2026	77	1 905	1 836	8 302	673	49	12 843
2027	78	1 883	2 288	8 137	675	32	13 093
2028	78	2 305	2 307	7 755	874	17	13 336
2029	78	2 262	2 410	7 922	873	31	13 576
2030	78	2 269	2 410	7 865	1 174	18	13 814
2031	78	2 440	2 112	8 211	1 181	26	14 049
2032	78	2 439	2 361	8 131	1 251	20	14 281
2033	78	2 636	2 832	7 402	1 523	33	14 505
2034	78	3 011	2 832	6 837	1 952	10	14 720
2035	78	2 977	2 832	7 065	1 949	19	14 922
2036	78	2 973	2 832	7 271	1 949	4	15 108
2037	78	2 980	2 832	7 432	1 954	3	15 280
2038	78	2 977	2 832	7 590	1 951	6	15 435
2039	78	3 512	2 832	7 193	1 956	5	15 576
2040	78	3 520	2 832	7 314	1 952	5	15 703
Total	1 473	46 700	45 781	148 348	22 232	547	265 085
Año	Porcentaje de generación por fuente						
	Biomasa	Eólico	Geotérmico	Hidro	Solar	Térmico	Total
2022	0.6%	13.3%	16.0%	69.7%	0.1%	0.3%	100%
2023	0.6%	13.0%	15.2%	70.3%	0.1%	0.7%	100%
2024	0.6%	13.4%	14.9%	69.7%	0.7%	0.7%	100%
2025	0.6%	14.4%	14.6%	68.2%	1.7%	0.5%	100%
2026	0.6%	14.8%	14.3%	64.6%	5.2%	0.4%	100%
2027	0.6%	14.4%	17.5%	62.1%	5.2%	0.2%	100%
2028	0.6%	17.3%	17.3%	58.2%	6.6%	0.1%	100%
2029	0.6%	16.7%	17.8%	58.4%	6.4%	0.2%	100%
2030	0.6%	16.4%	17.4%	56.9%	8.5%	0.1%	100%
2031	0.6%	17.4%	15.0%	58.4%	8.4%	0.2%	100%
2032	0.5%	17.1%	16.5%	56.9%	8.8%	0.1%	100%
2033	0.5%	18.2%	19.5%	51.0%	10.5%	0.2%	100%
2034	0.5%	20.5%	19.2%	46.4%	13.3%	0.1%	100%
2035	0.5%	20.0%	19.0%	47.3%	13.1%	0.1%	100%
2036	0.5%	19.7%	18.7%	48.1%	12.9%	0.0%	100%
2037	0.5%	19.5%	18.5%	48.6%	12.8%	0.0%	100%
2038	0.5%	19.3%	18.3%	49.2%	12.6%	0.0%	100%
2039	0.5%	22.5%	18.2%	46.2%	12.6%	0.0%	100%
2040	0.5%	22.4%	18.0%	46.6%	12.4%	0.0%	100%
Total	0.6%	17.6%	17.3%	56.0%	8.4%	0.2%	100%

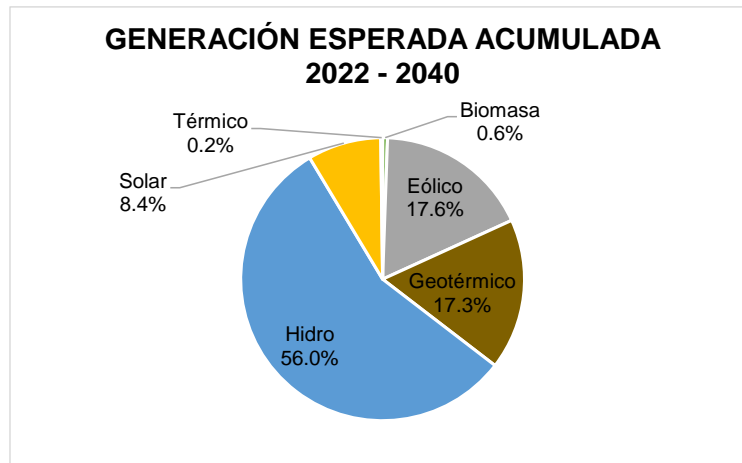


Figura 15.5 Generación esperada acumulada 2022-2040 (porcentaje)

Los valores indicados en la Tabla 15.3 representan la generación esperada a partir del promedio de los resultados obtenidos con 57 escenarios climáticos (1965-2021) mediante el modelo de simulación SDDP. La generación hidroeléctrica y térmica, por su carácter de respaldo, dependen de las condiciones climáticas imperantes.

El Anexo A5 muestra la generación estimada para cada una de las plantas del SEN. El Anexo A6 muestra el consumo de combustibles estimado de las plantas térmicas y el Anexo A7 muestra el cálculo del costo operativo unitario de las plantas térmicas. Estas proyecciones son estimaciones para el planeamiento de largo plazo. Pronósticos detallados del corto plazo son elaborados por la División de Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) para el planeamiento operativo.

15.3 DÉFICIT DE ENERGÍA

El déficit o energía no servida como porcentaje de la demanda semanal, para las 57 series climáticas, se muestra en la Figura 15.6. Se observa que durante todo el período se presentan déficits de energía. Sin embargo, se satisfacen los criterios de confiabilidad explicados en la sección 9.5.

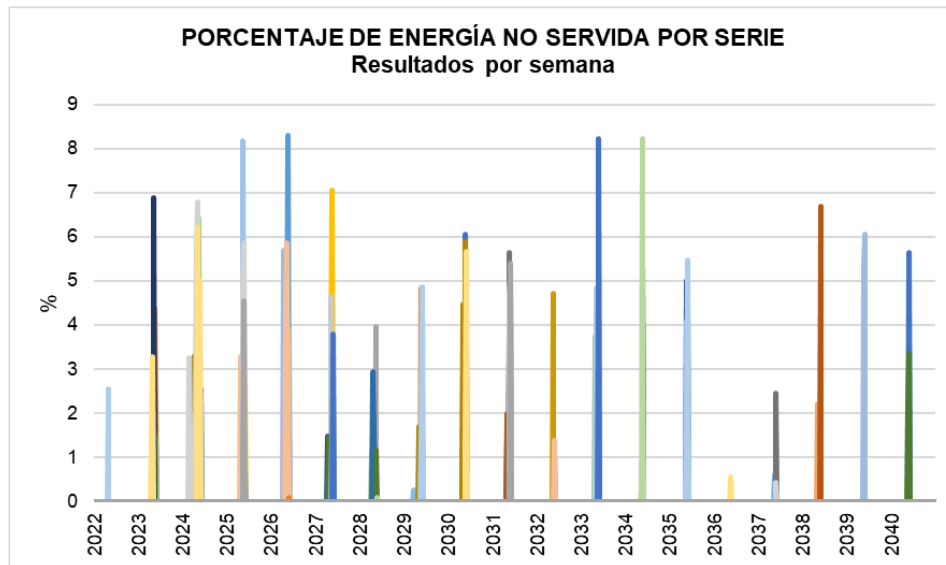


Figura 15.6 Porcentaje de energía no servida por serie (resultados por semana)

15.4 EMISIONES

Las emisiones del sistema dependen de la composición y utilización del parque generador. Para calcular las emisiones de CO₂ equivalente se recurre a coeficientes medios por tecnología⁷⁷. Para las tecnologías presentes en el PEG, las emisiones se calculan usando los índices de la Tabla 7.4. Con estos coeficientes y la generación por tipo de tecnología se calcula el índice de emisiones para el sistema de generación. Los datos y los resultados se muestran en la Tabla 15.4. El comportamiento anual de las emisiones se ilustra en la Figura 15.7.

⁷⁷ ICE (2020). Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional 2019. San José, ICE.

Tabla 15.4 Cálculo de emisiones de CO₂ equivalente por año

CALCULO DE EMISIONES CO ₂ equivalente																	
Año	Generación GWh								Emisiones Miles de ton CO ₂ equiv								Emisiones Unitarias
	Hidro	Eólico	Biom	Solar	Bunker	Geoter	Diesel	Total	Hidro	Eólico	Biom	Solar	Bunker	Geoter	Diesel	Total	ton CO ₂ /GWh
2022	8 256	1 572	74	18	35	1 890	2	11 847	248	0.0	1.3	0.0	25	123	1	398	34
2023	8 482	1 575	74	18	76	1 836	7	12 068	254	0.0	1.3	0.0	53	119	4	433	36
2024	8 600	1 652	74	91	73	1 836	8	12 333	258	0.0	1.3	0.0	51	119	5	434	35
2025	8 584	1 813	74	219	63	1 836	6	12 594	258	0.0	1.3	0.0	44	119	4	426	34
2026	8 302	1 905	77	673	44	1 836	5	12 843	249	0.0	1.4	0.0	31	119	3	404	31
2027	8 137	1 883	78	675	29	2 288	3	13 093	244	0.0	1.4	0.0	20	149	2	416	32
2028	7 755	2 305	78	874	16	2 307	1	13 336	233	0.0	1.4	0.0	11	150	0	396	30
2029	7 922	2 262	78	873	29	2 410	2	13 576	238	0.0	1.4	0.0	20	157	1	417	31
2030	7 865	2 269	78	1 174	17	2 410	1	13 814	236	0.0	1.4	0.0	12	157	1	406	29
2031	8 211	2 440	78	1 181	24	2 112	2	14 049	246	0.0	1.4	0.0	17	137	1	403	29
2032	8 131	2 439	78	1 251	19	2 361		14 281	244	0.0	1.4	0.0	13	153	0	413	29
2033	7 402	2 636	78	1 523	31	2 832	2	14 505	222	0.0	1.4	0.0	22	184	1	431	30
2034	6 837	3 011	78	1 952	9	2 832	1	14 720	205	0.0	1.4	0.0	6	184	0	397	27
2035	7 065	2 977	78	1 949	18	2 832	1	14 922	212	0.0	1.4	0.0	13	184	1	411	28
2036	7 271	2 973	78	1 949	4	2 832		15 108	218	0.0	1.4	0.0	3	184	0	406	27
2037	7 432	2 980	78	1 954	3	2 832		15 280	223	0.0	1.4	0.0	2	184	0	411	27
2038	7 590	2 977	78	1 951	5	2 832		15 435	228	0.0	1.4	0.0	4	184	0	417	27
2039	7 193	3 512	78	1 956	5	2 832		15 576	216	0.0	1.4	0.0	3	184	0	405	26
2040	7 314	3 520	78	1 952	5	2 832		15 703	219	0.0	1.4	0.0	3	184	0	408	26

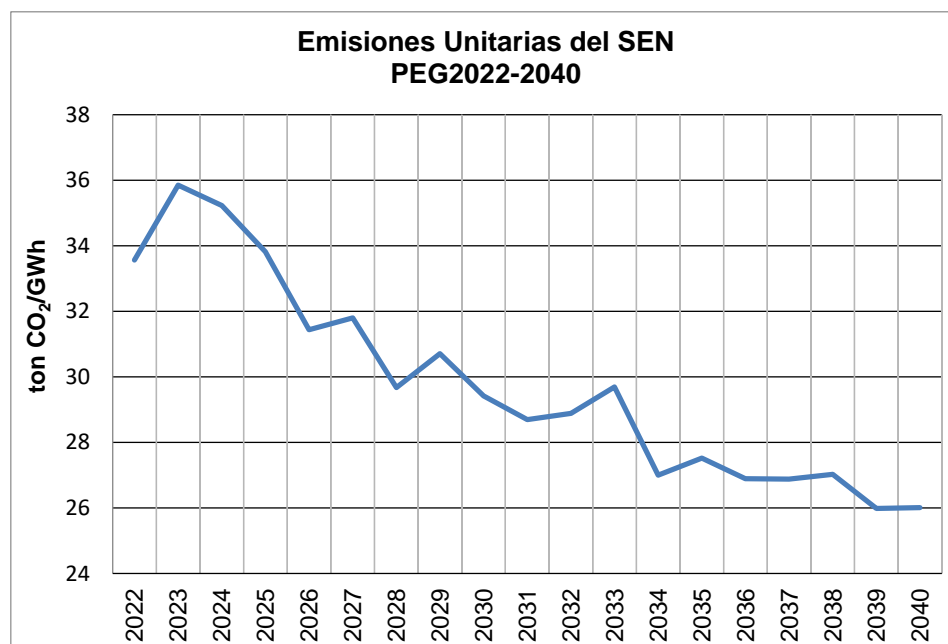


Figura 15.7 Emisiones unitarias del SEN, PEG 2022-2040 (ton CO₂ equivalente/GWh)

15.5 COSTOS MARGINALES

15.1.1 Costo marginal de corto plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP) representa el comportamiento del costo operativo del SEN durante todo el horizonte de planificación. En sistemas eléctricos con expansiones renovables, a medida que se progresa hacia una mayor penetración de estas fuentes, el CMCP presenta una tendencia decreciente, por la penetración de fuentes renovables con costos marginales de corto plazo nulos. La Figura 15.8 muestra los costos marginales para el plan recomendado. Los datos representan el promedio semanal de los resultados obtenidos con 57 escenarios climáticos (1965-2021) mediante el modelo de simulación SDDP.

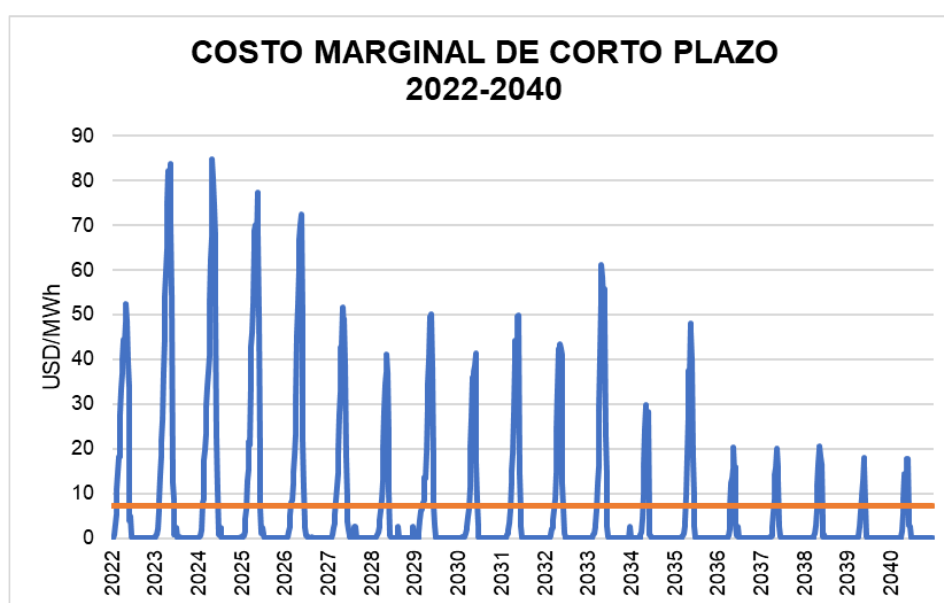


Figura 15.8 Costo marginal de corto plazo, PEG 2022-2040

El comportamiento del CMCP es cíclico, con valores altos durante los meses más secos del año y tendientes a cero durante los meses húmedos. El valor promedio semanal para el horizonte 2022-2040 es de 7.1 USD/MWh.

Los primeros años del Plan se presentan los CMCP más altos del período, que disminuyen con la incorporación de la energía firme del PG Borinquen 1 en el 2027, las baterías a partir del 2028 y los proyectos Fourth Cliff y Borinquen 2 entre el 2030 y 2032. En el 2033, el CMCP tiende a aumentar con la indisponibilidad de Arenal y Dengo, pero ese incremento se mitiga con la gran cantidad de energía renovable, no hidroeléctrica, prevista para ese período.

A partir del 2036 se observa una gran contracción de los CMCP debido a la recuperación total de las plantas Arenal y Dengo y de la gran capacidad renovable instalada en años anteriores para cubrir la indisponibilidad de estas plantas

Reagrupando los CMCP por períodos semanales, se obtienen los valores medios para cada semana mostrados en la Figura 15.9. Obsérvese el comportamiento del CMCP en época seca contrastado con la época húmeda, donde se visualiza el mayor costo del componente térmico necesario para respaldar las bajas hidrologías durante el verano. Esta gran volatilidad también es propia de los sistemas altamente renovables.

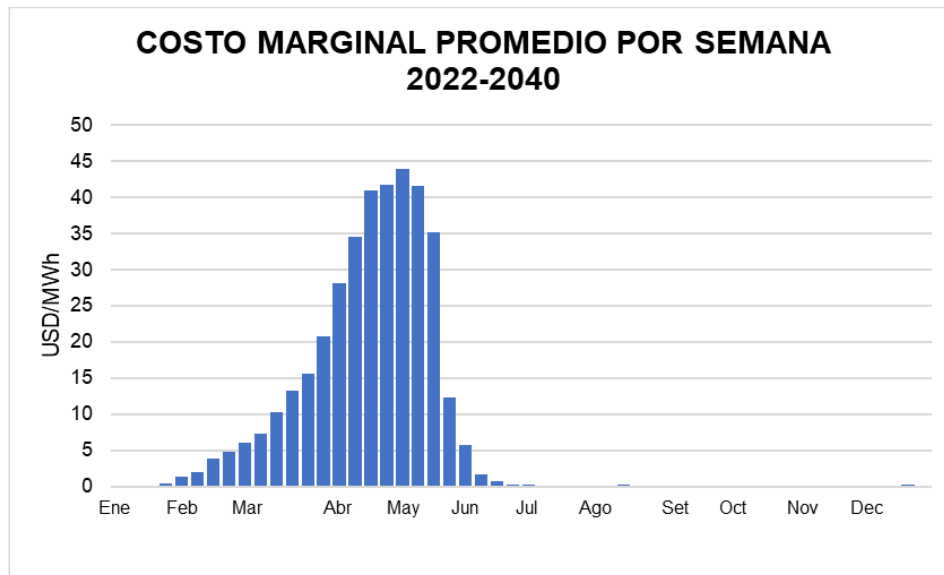


Figura 15.9 Costo marginal promedio por semana

15.1.2 Costo marginal de largo plazo de generación

El costo marginal promedio de largo plazo de generación se estima de forma práctica asimilándolo al concepto del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de Generación (CILP). Este valor indica el costo medio que representa atender un incremento unitario de demanda en el sistema de generación en el largo plazo.

El cálculo del CILP se realiza bajo el siguiente procedimiento:

- Se proyecta la demanda a abastecer en el período de expansión considerado.
- Se determina el plan de expansión, como el programa de costo mínimo de proyectos de generación necesarios para cubrir el crecimiento de la demanda de electricidad proyectada y que cumple con los criterios de confiabilidad.
- Utilizando un modelo de despacho hidrotérmico, en este caso el SDDP, se calcula un despacho optimizado de donde se obtienen los costos de combustible, los costos variables de operación y mantenimiento y los costos de falla del sistema para cada uno de los años analizados, promediados para los 57 escenarios climáticos considerados (1965-2021).
- Se calcula el costo total anual como la suma del costo de inversión anualizado de las obras contempladas en el plan de expansión, incluyendo los costos fijos de operación y mantenimiento, los costos variables de operación y mantenimiento, los costos de combustibles y el costo de falla.

El costo incremental de largo plazo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$CILP = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta D_t}{(1+i)^t}}$$

Donde ΔC_t representa la variación del costo total del año t respecto al año t-1, i, representa a la tasa social de descuento, n, representa los años de análisis y ΔD_t representa la variación de la energía demandada, del año t respecto al año t-1.

El CILP es el costo de producción del kWh marginal del sistema eléctrico en su conjunto. Para su estimación, es necesario realizar un análisis de largo plazo, para que los costos de inversión queden correctamente reflejados.

La Tabla 15.5 muestra el cálculo del CILP considerando precios constantes de diciembre 2021. El CILP estimado es de 0.135 USD/kWh para el horizonte de tiempo 2022-2040.

Tabla 15.5 Costo Incremental de Largo Plazo a diciembre de 2021

COSTO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO A DICIEMBRE 2021										
Año	Demanda		Costos Fijos	Costos Variables			Costo Total		Costo Total Ajustado	
	Total (GWh)	Incremental (GWh)	Inversión y Operación (millones USD)	Combustibles (millones USD)	Falla (millones USD)	Total (millones USD)	Anual (millones USD)	Incremental (millones USD)	Anual (millones USD)	Incremental (millones USD)
2022	11847		1	5.21	0.01	5.22	6		12	
2023	12068	221	-5	11.58	0.35	11.93	7	1	10	-2
2024	12334	266	17	12.02	0.33	12.35	29	22	22	12
2025	12595	261	42	10.33	0.27	10.60	52	23	45	23
2026	12843	248	81	7.50	0.43	7.93	89	37	78	33
2027	13093	250	119	4.92	0.04	4.97	124	35	120	42
2028	13336	243	177	2.51	0.00	2.51	179	55	168	48
2029	13576	240	185	4.66	0.06	4.72	190	11	221	53
2030	13814	238	261	2.72	0.05	2.76	264	74	277	56
2031	14049	235	296	4.08	0.16	4.24	300	36	333	57
2032	14281	231	373	2.99	0.00	2.99	376	76	389	56
2033	14505	224	469	5.24	0.05	5.28	474	98	443	53
2034	14720	215	543	1.55	0.04	1.59	545	71	491	49
2035	14922	202	560	2.97	0.02	2.99	563	18	534	43
2036	15108	187	562	0.56	0.00	0.56	562	-1	569	35
2037	15280	171	562	0.49	0.00	0.49	562	0	593	25
2038	15435	156	564	0.89	0.00	0.89	565	3	607	13
2039	15576	141	611	0.80	0.00	0.80	612	47	606	0
2040	15703	127	611	0.80	0.00	0.80	612	0	591	-16
Valor Presente:		1679	1379	45	1	46	1425	236	1425	227
Costo incremental de largo plazo con curva de costos ajustada:						0.135 USD/kWh				

Es importante recalcar que el supuesto básico para la aplicación de los principios marginalistas es que exista un balance óptimo de oferta y demanda, condición que normalmente no se presenta.

El CILP representa un promedio del costo de generación a largo plazo, incluyendo los diferentes tipos de proyectos del plan de expansión: proyectos hidroeléctricos de embalse, proyectos hidroeléctricos de filo de agua, proyectos térmicos, proyectos geotérmicos, proyectos eólicos, proyectos solares, entre otros. El costo o beneficio de un proyecto particular no puede obtenerse directamente del CILP, pues dependerá de la contribución que ese proyecto haga al sistema de generación de acuerdo con su patrón de generación y el resto de opciones disponibles para la expansión.

La utilización del CILP como parámetro tarifario presenta problemas de definición. La imposibilidad de cumplir todos los supuestos de la teoría marginalista hace que el cálculo de este parámetro produzca resultados inestables. En la Figura 15.10 se muestra la fluctuación el CILP según sea el período de años que se tome en consideración y si se usan los datos crudos de costo o una curva suavizada de mejor ajuste⁷⁸.

Aunque no se recomienda su utilización para estudios de detalle, el CILP puede usarse con cautela en estudios muy preliminares.

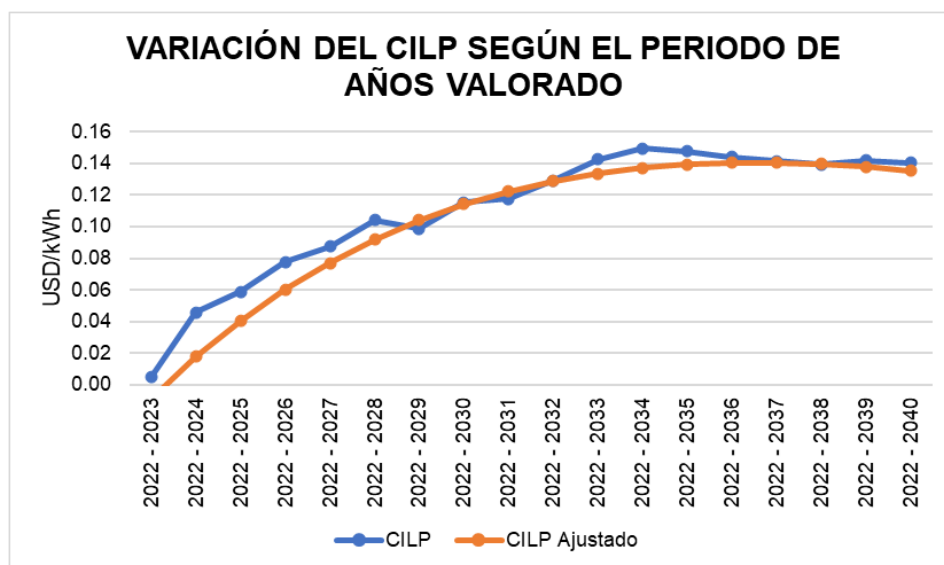


Figura 15.10 Variación del CILP según el período de años valorado

15.1.3 Estructura estacional

Para estimar la variación estacional y horaria de los costos de la energía, se utilizan costos marginales de corto plazo. Para este efecto se ha considerado la estructura horario estacional mostrada en la Tabla 15.6.

Tabla 15.6 Definición de períodos horario-estacionales

ESTRUCTURA ESTACIONAL			
Temporada Alta	Enero - Mayo		
Temporada Baja	Junio - Diciembre		
ESTRUCTURA HORARIA			
Horario	Punta	Media Punta	Fuera Punta
Día Hábil	10:00 - 12:30	06:00 - 10:00	20:00 - 06:00
	17:30 - 20:00	12:30 - 17:30	
Fin de semana		06:00 - 20:00	20:00 - 06:00
Horas por día	Punta	Media Punta	Fuera Punta
Día Hábil		5	9
Fin de semana		0	14
Horas por semana		25	73

⁷⁸ Los valores ajustados se obtienen a partir de una curva de ajuste polinómica de los costos totales del plan mientras que los valores reales se refieren a los valores tal y como se presentan en el plan.

Los costos marginales de corto plazo del plan recomendado se promediaron para cada una de las bandas horario-estacionales del período 2022-2040 y para los 57 escenarios climáticos considerados (1965-2021). Los resultados se muestran en la Tabla 15.7. Según la teoría económica clásica, la remuneración por energía que deberían recibir las plantas que son despachadas en un hipotético mercado perfecto, resulta de la multiplicación de su generación por el costo marginal de corto plazo. Sin embargo, en sistemas eléctricos con expansiones renovables, la remuneración por costos marginales presenta problemas de definición, por la tendencia decreciente hacia un sistema de costos marginales nulos o casi nulos ante la mayor penetración de fuentes renovables de cero costos marginales.

Tabla 15.7 Costos marginales de demanda

COSTO MARGINAL DE DEMANDA A DICIEMBRE 2021 (USD/MWh)				
Periodo	Punta	Media Punta	Fuera Punta	Promedio Ponderado
Estación Alta (enero - mayo)	17.06	17.07	14.12	15.84
Estación Baja (junio - diciembre)	0.54	0.54	0.53	0.54
Promedio Ponderado	7.42	7.43	6.19	6.91

Cuando la instalación de un sistema requiere reservas de capacidad para cumplir con criterios de confiabilidad, se debe agregar un reconocimiento de la potencia disponible. Para evaluaciones muy preliminares de los proyectos de generación se puede utilizar el costo marginal de potencia estimado en la Tabla 15.8, correspondiente a 233.39 USD/kW-año.

Para estimar el costo marginal de potencia se utilizó el costo de inversión en la tecnología al margen para cubrir necesidades de potencia (normalmente turbinas de gas) menos los ingresos que obtendría esta tecnología a través de la tarifa de energía por la aplicación de los CMCP. Aunque no se recomienda su utilización para estudios de detalle, el costo marginal de potencia puede usarse con cautela en estudios muy preliminares.

En la Tabla 15.8, se presenta la estimación de este cargo, y los supuestos utilizados para el cálculo. Nótese que al costo de la turbina de gas se le restó 1.96 USD/kW-año, que corresponde al ingreso por generación que la turbina ganaría siempre que los precios de la energía fuesen mayores que su costo variable (al ser ésta la tecnología al margen, sería la energía no suministrada). En caso contrario se podría producir una sobreinversión en este tipo de tecnología.

Tabla 15.8 Cálculo del costo marginal de potencia

COSTO MARGINAL DE POTENCIA A DICIEMBRE 2021	
DATOS DESCRIPTIVOS	
Máquina marginal	Turbina de Gas Industrial
Potencia Efectiva Por Unidad MW	70
Combustible	Diesel
Densidad kg/lt	0.83
Eficiencia Térmica %	30%
Poder calórico kJ/litro	36462
Rendimiento calórico de la planta ^a kJ/kWh	12195
Consumo Específico kWh/litro	3
Costo O&M variable USD/MWh	4
DATOS DE CALCULO	
Costos Fijos de O&M	
Costo Fijo O&M USD/kW-año	24
Costos Fijos de Capital	
Costo Construcción (sin IDC) \$/kW	1294
Vida Util años	20
Período de Construcción meses	17
Tasa de descuento %	12%
Factor Recuperación Capital	0.13
Factor Capitalización-IDC	1.08
Costo Fijo Anual USD/kW-año	188
Costo Fijo Total USD/kW-año	212
Disponibilidad	0.9
Costo Fijo Total con disponibilidad USD/kW-año	235
Ingreso por generación ^a USD/kW-año	1.96
COSTO MARGINAL DE POTENCIA USD/kW-año	233.39
a. <i>Plant Heat Rate.</i>	
b. A partir de la generación estimada en el plan recomendado para las turbinas de gas. de la planta Moín 3 y los CMCP	

15.6 VULNERABILIDAD HIDROLÓGICA

La variabilidad climática afecta la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. Como estas afectaciones pueden reducir el recurso disponible y la matriz de generación nacional es casi totalmente renovable, es muy importante valorar la vulnerabilidad del sistema ante esas variaciones.

Dado que la hidroelectricidad constituye la mayor participación de la generación del SEN, interesa en mayor grado analizar los efectos derivados de la variabilidad hidrológica.

La variabilidad hidrológica es considerada en la formulación del PEG 2022. La operación de mínimo costo considera el comportamiento hidroeléctrico a partir de la modelación operativa de 57 series hidrológicas históricas, utilizando el registro histórico 1965-2021. Se determina la operación del sistema con cada una de las series hidrológicas y se obtiene un caso base de hidrología media que toma los resultados promedios de todas las series modeladas.

La operación del SEN se modela realizando una optimización estocástica de un despacho hidrotérmico con el programa Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) de la empresa Power Research Systems (PSR).

La modelación del comportamiento hidroeléctrico a partir de series hidrológicas también permite valorar la vulnerabilidad hidrológica del sistema. Para ello se realiza un análisis de un subconjunto de series seleccionadas⁷⁹, porque representan las situaciones más críticas de variabilidad hidrológica que podrá atender el Plan Recomendado. Los resultados promediados del subconjunto de series seleccionadas conforman el caso de hidrología baja.

Para el Plan Recomendado, el análisis de vulnerabilidad hidrológica muestra que el subconjunto de series representativas de un caso de hidrología baja está comprendido en el período de 1973 a 1996.

La Figura 15.11 y la Figura 15.12 muestran la generación hidroeléctrica y térmica respectivamente, para las 57 series hidrológicas históricas, el caso de hidrología media y el caso de hidrología baja.

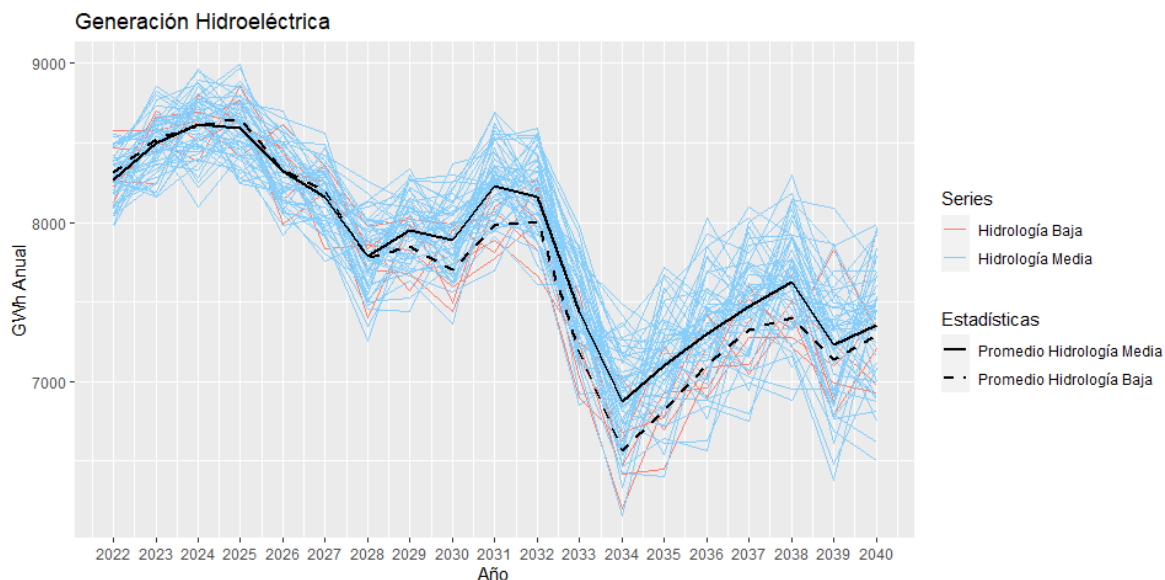


Figura 15.11 Generación hidroeléctrica anual en el horizonte de estudio de 57 series hidrológicas históricas. Promedio Caso de hidrología baja, Promedio caso de hidrología media

⁷⁹ Los criterios de selección de las series que representan las afectaciones negativas de la variabilidad hidrológica siguen la metodología del estudio *Low Hydrology Scenario for the Brazilian Power Sector 2016-2030 Impact of Climate on Greenhouse Gas Emissions*

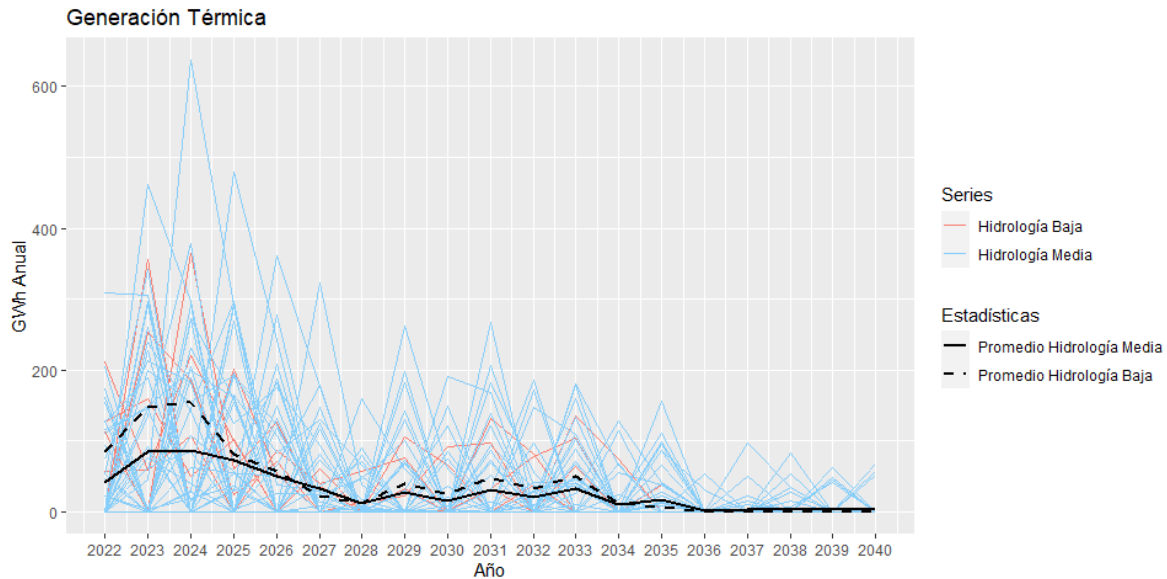


Figura 15.12 Generación térmica anual en el horizonte de estudio de 57 series hidrológicas históricas. Promedio caso de hidrología baja y promedio caso de hidrología media

Al comparar los resultados del caso de hidrología baja con el de hidrología media, se observa que las series del caso de hidrología baja poseen los mayores costos operativos por uso de combustible. Esto es consecuencia de la mayor generación térmica por reducción de la generación hidroeléctrica, limitada por las aportaciones hidrológicas, particularmente entre el 2022 y el 2025, cuando el sistema se encuentra más exigido. Bajo un escenario de hidrología baja, se estima un aumento del costo operativo del Plan Recomendado de 21.3 millones USD.

Con relación a la confiabilidad del suministro ante variaciones hidrológicas, el Plan Recomendado satisface los criterios de confiabilidad descritos en el Capítulo 9 para las 57 series hidrológicas históricas evaluadas. El escenario más crítico de déficit alcanza 25 GWh anuales, concentrados en las semanas más críticas del año, entre finales de abril y principios de mayo. Este caso corresponde con la hidrología de los años 2019 y 1969 que muestran los períodos secos más críticos de todo el registro hidrológico y además, fueron precedidos por periodos lluviosos con aportaciones inferiores al promedio.

16 BIBLIOGRAFÍA

1. AMM. (s.f.). *Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala*. Obtenido de https://www.amm.org.gt/portal/?page_id=17
2. Banco Central de Costa Rica. (2022). *Informe de Política Monetaria enero 2022*. San José.
3. Banco Mundial. (2017). *Low Hydrology Scenario for the Brazilian Power Sector 2016-2030 Impact of Climate on Greenhouse Gas Emissions*. Brasilia: Banco Mundial.
4. CEPAL. (31 de diciembre de 2022). *CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas*. Obtenido de <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/index.html>
5. CEPAL. (2022). *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021*. Ciudad de México.
6. Coopeguanacaste R.L. (2021). Obtenido de <https://coopeguanacaste.com/2021/05/28/aprobada-viabilidad-ambiental-a-proyecto-de-gasificacion-de-desechos-solidos/>
7. CRIE. (2018). *Resolución CRIE N°34-2018 del 23 de febrero del 2018*. Guatemala: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica para la Región Centroamericana. Obtenido de Comisión Regional de Interconexión Eléctrica: www.crie.org.gt
8. EIA. (2022a). *Annual Energy Outlook 2022*. Obtenido de chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcgclclefindmkaj/https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIIF_carbonfee/pdf/carbon_fee_analysis.pdf
9. EIA. (2022b). *Short-Term Energy Outlook*. Obtenido de <chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcgclclefindmkaj/https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/feb22.pdf>
10. Empresa Propietaria de la Red EPR. (9 de mayo de 2023). *INTERCONEXIÓN PANAMÁ-COLOMBIA*. Obtenido de <https://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>
11. Ente Operador Regional - EOR. (2022). *Estudio de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control de SER diciembre 2022. Resultados Finales*. San Salvador.
12. Ente Operador Regional EOR. (22 de mayo de 2023). *Máximas Transferencias*. Obtenido de https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/maximas-transferencias/#elf_l1_Lw

13. Gerencia de Planificación del Sistema, ODS Honduras. (s.f.). *Plan indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*.
14. ICE. (2013). *Estudios de Potencial Eólico Terrestre*. San José.
15. ICE. (2014). *Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica*. San José.
16. ICE. (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*. San José.
17. ICE. (2017). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Venado y Unión*. San José.
18. ICE. (2019). *Estudio de potencial eólico marino para la generación eléctrica en Costa Rica*. San José.
19. ICE. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Cachí*. San José.
20. ICE. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Congo*. San José.
21. ICE. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo La Cruz*. San José.
22. ICE. (2019). *Índice de Cobertura Eléctrica*. San José: Planificación y Desarrollo Eléctrico, Expansión del Sistema.
23. ICE. (2019). *Prefactibilidad proyecto almacenamiento por bombeo Venado*. San José.
24. ICE. (2020). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional 2019*. San José.
25. ICE. (2020). *Portafolio y potencial de recursos energéticos*. San José.
26. ICE. (2021). *Informe Anual de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021*. Centro Nacional de Control de Electricidad. Obtenido de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
27. ICE. (2022). *Actualización del Potencial Geotérmico de Costa Rica*. San José.
28. ICE. (2022). *Crecimiento e impacto de la generación distribuida. Actualización a diciembre 2021*. San José.
29. ICE. (2022). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*. San José.

30. ICE. (2022). *Generación y demanda. Informe mensual julio 2022*. San José: Centro Nacional de Control de Energía.
31. ICE. (2022). *Informes mensuales de ventas del año 2021 del Proceso Tarifas de Electricidad*. San José: Dirección Planificación Financiera.
32. ICE. (2022). *Proyecciones de la Demanda Eléctrica de Costa Rica 2022-2040*. San José: Dirección Planificación y Sostenibilidad.
33. ICE. (2023). *Producción de energía a partir de biogás 2022*. San José.
34. ICE. (s.f.). Datos mensuales de ventas de energía por empresa distribuidora y sector de consumo 2015-2022. San José.
35. MIDEPLAN. (2022). *Plan estratégico nacional 2050*. San José.
36. MIDEPLAN. (2022). *Plan nacional de desarrollo e inversión pública "Rogelio Fernández Güell" 2023-2026*. San José.
37. MINAE. (2015). *VII Plan nacional de energía 2015-2030*. San José.
38. MINAE. (2019). *VII Plan nacional de energía 2015-2030, actualización del plan periodo 2019-2030*. San José.
39. Ministerio de Energía y Minas. (2022). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052*. Guatemala: MEM.
40. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. (2021). *Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2022-2052*. Guatemala.
41. Ministerio de Relaciones Exteriores de Panamá. (9 de mayo de 2023). *PANAMÁ Y COLOMBIA AVANZAN EN PROYECTO BINACIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA*. Obtenido de <https://mire.gob.pa/panama-y-colombia-avanzan-en-proyecto-binacional-de-interconexion-electrica/>
42. RECOPE. (2022). *Datos Abiertos RECOPE*. Obtenido de Ventas totales por producto en barriles desde el 2005: <https://datosabiertos.recope.go.cr/conjunto/ventas/recurso/9c3e7d48-6bec-4650-b709-05f06e04b8d6>
43. RECOPE. (2022). *RECOPE contribuye a la recuperación económica del país*. Obtenido de <https://www.recope.go.cr/recope-contribuye-a-la-recuperacion-economica-del-pais/>
44. Secretaría de Relaciones Exteriores. (8 de mayo de 2023). *Gobierno de México*. Obtenido de Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla (Mecanismo de Tuxtla): <https://www.gob.mx/sre/acciones-y-programas/mecanismo-de-dialogo-y-concertacion-de-tuxtla-mecanismo-de-tuxtla>

45. SEPSE-MINAE. (2021). *Balance Energético Nacional de Costa Rica 2021*. Obtenido de Secretaría Planificación Subsector Energía: <https://sepse.go.cr/balances-energeticos/>
46. US Department of Energy. (2021). *2030 Solar Cost Targets*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets>

17 ANEXOS

(Esta página intencionalmente en blanco)

ANEXO A1 – PLANTAS Y PROYECTOS DE GENERACIÓN



Anexo A1 – Figura 1 Plantas existentes



Anexo A1 - Figura 2 Proyectos candidatos

ANEXO A2

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS E INFORMACIÓN HIDROLÓGICA

INFORMACIÓN HIDROLÓGICA DE LAS PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas en Operación		Proyectos Futuros	
Nombre	Estación Hidrológica	Nombre	Estación Hidrológica
Arenal	Arenal	Diquis	Diquis
Corobici	CM-Arenal	Diquis Minicentral	MiniDiquis
Sandillal	- ^a	Toro Amarillo	General ^c
Cachí	Cachí	Hidro Genericos	General ^c
La Joya	- ^a	Hidro Genericos	Los Negros ^c
Angostura	Angostura	Hidro Genericos	D.Gutierrez ^c
Torito	- ^a	Hidro Proy G3	D.Gutierrez ^c
Reventazón	Reventazon	Hidro Genericos	Pocosol ^c
Reventazón Minicentral	Mini Reventazon	Fourth Cliff	- ^a
Garita	Garita	RG-430	RG430
Ventanas-Garita	Ventanas G.	Chimirol	Chimirol
Echandi	Ventanas G. ^c	Hidro Genericos Desc.	Volcan ^c
Toro 1	Toro 1	Hidro Genericos Desc.	Platanar ^c
Toro 2	Toro 2	Hidro Genericos Desc.	D. Julia ^c
Toro 3	Toro 3	Hidro Genericos Desc.	Volcan ^c
Pirris	Pirris	Venado	- ^a
Peñas Blancas	P. Blancas		
Cariblanco	Cariblanco		
Daniel Gutiérrez	D.Gutierrez		
Platanar	Platanar		
Río Lajas	Lajas		
Doña Julia	D. Julia		
General	General		
Chocosuela	Chocosuela		
JASEC Menores	Cach ^c		
Carrillos	Ventanas G. ^c		
Los Negros	Los Negros		
Canalete	Canalete		
Cote	Cote		
El Encanto	El Encanto		
Pocosol	Pocosol		
Chucás	Chucas		
Cubujuquí	General ^c		
Balsa Inferior	- ^a		
Tacares	Ventanas G. ^c		
Río Macho	R.Macho		
San Lorenzo	Pocosol ^c		
Bijagua	Canalete ^c		
Los Negros II	Los Negros		
Aguas Zarcas	HidroZarcas		
Esperanza	Pocosol ^c		
Volcan	Volcan		
Poas 1 y 2	Volcan ^c		
Embalse	Platanar ^c		
Tapezco	Platanar ^c		
Rebeca	Platanar ^c		
Río Segundo	Volcan ^c		
San Rufina	Volcan ^c		
Matamoros ^b			
El Angel ^b			
Ampliación El Ángel ^b			
Belen ^b			
Birris 1 ^b			
Birris 3 ^b			
Brasil ^b			
Caño Grande ^b			
Caño Grande III ^b			
Electriona ^b			
Don Pedro ^b			
Río Segundo CNFL ^b			
Suerkata ^b			
Vara Blanca ^b			
Ventanas CNFL ^b			

a. Algunas plantas no tienen asociada una estación hidrológica porque el agua que reciben proviene directamente del turbinamiento o vertimiento de la planta aguas arriba.

b. Plantas modeladas con registros históricos de generación por falta de información hidrológica.

c. Se toma el régimen hidrológico de la estación, y se escalan los parámetros de la planta para estimar la producción.

ANEXO A3

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS EÓLICAS E
INFORMACIÓN DE VIENTO

INFORMACIÓN DE VIENTO DE PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas en Operación		Proyectos Futuros	
Nombre	Estación Renovable	Nombre	Estación Renovable
Eólico GP Arenal-PESA	CR_E_PESA	Eólico Genéricos	CR_E_Guanaca
Eólico GP Arenal-Aeroenergía	CR_E_AEROENE	Eólico Genéricos Desc.	CR_E_AEROENE
Tejona	CR_E_Tejona	Eólico Genéricos	CR_E_AEROENE
Tierras Morenas	CR_E_MOVASA	Eólico Genéricos Desc.	CR_E_Guanaca
Guanacaste	CR_E_Guanaca	Eólico Genéricos Desc.	CR_E_Orosi
Los Santos	CR_E_LSantos	Eólico Genéricos Desc.	CR_E_Chiripa
Valle Central	CR_E_VCentra	Eólico Genéricos Desc.	CR_E_Tejona
TilaWind	CR_E_Tilawin	Eólico Genéricos	CR_E_Chiripa
Orosí	CR_E_Orosi		
Vientos del Este	CR_E_V.Este		
Mogote	CR_E_Mogote		
Altamira	CR_E_Altamir		
Campos Azules	CR_E_CAzules		
Vientos de Miramar	CR_E_VMirama		
Vientos de la Perla	CR_E_VPerla		
Chiripa	CR_E_Chiripa		
El Cacao-CoopeG	CR_E_CACAO		
Río Naranjo-CoopeG	CR_E_RNAR		

ANEXO A4

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS FOTOVOLTAICAS E INFORMACIÓN SOLAR

INFORMACIÓN SOLAR DE PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas en Operación		Proyectos Futuros	
Nombre	Estación Renovables	Nombre	Estación Renovables
Solar Miravalles	CR_S_Miraval	Solar Genéricos	CR_S_Liberia
Juanilama	CR_S_Juanila	Solar Genericos	CR_S_Juanila
		Solar Genericos	CR_S_Cacao
		Solar Genéricos	CR_S_Filadel
		Huacas	CR_S_Huacas
		Solar Genericos Desc.	CR_S_Garabit

ANEXO A5

GENERACIÓN DE PLANTAS EN OPERACIÓN Y PROYECTOS SEGÚN PLAN RECOMENDADO PERÍODO 2022-2040

Anexo A5-Tabla 1

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																								
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS (GWh)																								
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Maximo	2022	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
Existente	Aguas Zarcas-Cpls	24	34	41	35	38	39	38	41	39	38	37	35	38	39	29	24	25	32	30	30	28	34	
	Amplificación El Angel	1	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	1						
	Angostura	644	785	858	852	858	845	857	774	833	843	839	825	747	713	814	747	766	679	758	790	730	644	
	Arenal	411	552	669	567	637	619	621	632	612	582	588	552	669	660	411	457	468	489	494	488	457	494	
	Balsa Inferior	58	88	112	93	107	112	105	106	110	102	100	87	101	93	73	60	58	74	70	74	65	77	
	Belen	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
	Bilaqua (CoopG)	68	72	74	73	74	74	74	74	74	74	74	73	73	73	70	88	69	71	70	71	70	71	
	Bimis 1	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	
	Bims 3	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
	Brasil	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	
	Cachi2	136	401	568	568	483	459	498	449	501	136	453	453	339	314	432	363	401	346	369	407	366	290	
	Canalete	65	71	75	72	75	75	74	75	75	75	74	73	73	72	68	65	66	69	68	69	67	70	
	Caño Grande	16	17	17	17	17	17	17	17	16														
	Caño Grande III	20	20	20	20	20	20	20	20															
	Cariblanco	122	176	213	188	207	212	202	213	200	197	190	176	204	199	151	122	128	154	145	152	141	170	
	Carrillos	13	18	21	20	21	21	21	21	20	19	20	19	20	19	16	13	13	16	15	16	14	15	
	Chocosuella	34	51	62	53	57	60	57	62	58	59	55	50	59	58	42	34	35	46	44	45	41	51	
	Chucús	67	100	128	111	128	119	115	123	117	116	117	108	103	102	82	67	70	87	82	88	77	84	
	Corobici	437	589	715	613	693	674	672	683	664	625	630	594	705	715	437	454	479	514	521	514	478	517	
	Cole	9	10	11	10	11	10	10	11	11	11	10	11	10	10	10	9	9	10	10	10	9	9	
	Cubujuqui	88	93	97	94	96	97	96	97	97	96	96	93	95	94	92	88	89	91	91	92	89	90	
	Daniel Gutiérrez	76	88	100	91	100	99	97	95	98	92	92	86	89	92	84	76	77	83	82	84	77	82	
	Don Pedro	48	48	48		48	48																	
	Doña Julia	101	107	112	108	110	112	110	111	110	110	109	108	110	110	105	101	101	106	105	106	103	106	
	Echandi	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
	El Angel	17	17	17		17	17																	
	El Encanto	56	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57	56	56	57	56	56	56	56	56	56	56	56	
	Electrona	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
	Embalse	3	3	4	3	4	4	4																
	Esperanza-Cpls	27	29	31	27	31	31	30	30	30	30	30	30	30	30	28	27	28	29	28	29	27	28	
	Garita	39	134	181	158	39	148	177	178	181	175	166	151	145	140	121	87	91	113	119	121	110	122	
	General	169	177	182	181	182	182	182	182	181	180	180	179	180	180	176	169	171	173	174	175	170	172	
	JASEC Menores	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
	La Jove	60	173	249	249	213	201	218	197	217	60	196	196	146	135	184	154	169	148	156	173	153	123	
	Los Negros	73	80	85	83	84	84	83	84	84	85	84	82	83	82	77	73	74	77	76	78	75	78	
	Los Neaños II (ESPH)	102	111	117	111	116	116	115	116	116	117	115	112	112	111	107	102	104	108	108	109	107	112	
	Matamoros	10	20	23	23	10	23	23																
	Peñas Blancas	156	158	160	158	160	160	159	160	159	159	159	159	159	159	157	156	156	157	157	157	156	157	
	Pirris	201	289	343	283	333	328	296	342	324	332	302	270	333	343	235	201	204	289	245	254	246	333	
	Platanar	67	73	77	75	76	77	76	76	75	75	75	73	76	75	71	67	68	70	71	71	68	71	
	Poas 1 y 2	4	4	4	4	4	4	4																
	Pocosol	134	135	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	135	134	134	135	135	135	134	135	
	Rebeca	0	0	0	0	0	0	0																
	Reventazón	951	1141	1220	1218	1220	1198	1217	1126	1206	1209	1189	1172	1096	1110	1154	1097	1120	1011	1146	1146	1095	951	
	Reventazón Minicentr	36	52	64	57	64	61	60	63	62	57	58	53	52	51	45	36	38	45	44	46	40	46	
	Rio Lajas	39	42	44	39	42	44	42																
	Rio Macho 2	202	314	385	331	385	358	339	373	349	362	327	300	375	376	255	202	214	293	257	269	256	339	
	Rio Segundo	2	2	2		2	2																	
	Rio Segundo CNFL	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
	San Lorenzo	69	75	79	78	79	79	78	78	79	77	77	76	77	79	73	69	70	72	72	73	71	73	
San Rufina	0	0	1	0	1	1																		
Sandillal	69	99	122	107	122	115	116	119	115	109	110	103	121	122	75	76	81	69	69	88	81	88		
Suerkata	8	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	8											
Tacares	32	34	35	34	35	35	35	35	35	35	34	34	34	33	32	32	32	33	33	33	33	33		
Tapezco	0	0	0	0	0	0	0																	
Torito	170	211	233	230	233	229	232	209	226	228	227	222	200	190	218	198	203	180	203	211	194	170		
Toro 1	46	66	81	67	78	79	74	81	74	73	69	66	79	79	54	46	46	60	55	55	52	67		
Toro 2	87	144	182	147	175	178	165	182	165	165	151	138	178	179	112	87	91	129	112	115	108	152		
Toro 3	64	107	136	109	130	132	122	136	124	126	114	104	133	135	84	64	66	98	84	87	79	112		
Vana Blanca	5	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	5										
Ventanas-Garita	121	275	360	312	352	356	344	360	121	339	182	123	326	334	257	218	227	290	284	271	252	279		
Ventanas CNFL	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11		
Volcan	50	51	53		53	50																		
Subtotal	6468	7585	8600	8256	8482	8600	8584	8302	8137	7755	7922	7577	7954	7872	6994	6468	6652	6854	6990	7142	6730	6853		
Futura	CR_HidProyR1	42	49	55												50	42	43	52	50	51	47	55	
	CR_HidProyR2	35	47	61													35	51	44	46	44	61		
	CR_HidProyR3	58	67	74												74	58	60	70	69	70	62	71	
	CR_HidProyR4	47	50	54																			54	
	Fourth Cliff	221	266	289										288	257	259	284	269	275	245	279	281	264	221
Subtotal	257	384	463										288	257	259	284	269	275	245	279	281	264	221	
Total	6726	7970	9063	8256	8482	8600	8584	8302	8137	7755	7922	7865	8211	8131	7402	6837	7065	7271	7432	7590	7193	7314		

Anexo A5-Tabla 2

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																								
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS EÓLICOS (GWh)																								
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Máximo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Existente	Altamira	77	96	98	98	98	98	98	97	98	98	97	98	98	98	98	77							
	Campos Azules	46	93	97	97	97	97	97	96	97	97	96	97	97	97	97	46							
	Chiripa	259	260	260	260	260	260	259	259	259	259	259	259	259	259	260	260	259	259	259	260	260	260	260
	El Cacao-CoopeG	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
	Eólico GP Arenal-Aeroenergía	5	21	25	25	25	25	25	5															
	Eólico GP Arenal-PESA	75	75	75		75	75																	
	Guanacaste	190	191	191	191	191	191	190	190	191	191	190	191	190	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
	Los Santos	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	Mogote	43	79	83	83	83	83	82	82	82	82	82	82	83	82	43								
	Orosí	233	234	234	234	234	234	233	233	233	233	233	233	234	233	234	234	233	233	233	234	233	233	234
	Río Naranjo-CoopeG	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
	Tejona	19	36	48	48	48	48	19	19															
	Tierras Morenas	70	70	70	70	70	70																	
	TilaWind	39	69	75	74	74	75	74	74	74	39													
	Valle Central	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
	Vientos de la Perla	77	100	103	102	102	103	102	102	102	102	102	102	102	102	102	77							
	Vientos de Miramar	65	87	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89								
Vientos del Este	44	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	44										
	Subtotal	837	1230	1652	1572	1575	1652	1616	1451	1429	1393	1352	1356	1348	1268	1223	1102	838	837	839	838	838	840	
Futura	Eólico Proy 1	76	76	76																				
	Eólico Proy 10	104	104	104					104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	
	Eólico Proy 3	190	191	191							191	190	191	190	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
	Eólico Proy 4	191	191	191														191	191	191	191	191	191	191
	Eólico Proy 5	77	77	77														77	77	77	77	77	77	77
	Eólico Proy 7	77	77	77															77	77	77	77	77	77
	Eólico Proy 8	77	77	77																				77
	Eólico Proy 9	93	93	94				93	93	93	93	93	93	94	93	94	93	93	93	93	93	94	93	93
	Eólico Proy D1	190	191	191								191	190	191	190	191	191	191	191	191	191	191	191	191
	Eólico Proy D2	191	191	191																				191
	Eólico Proy D3	76	76	76														76	76	76	76	76	76	76
	Eólico Proy D4	104	104	104					104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	Eólico Proy G1	191	191	191																				191
	Eólico Proy G2	76	76	76							76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
	Eólico Proy G3	76	76	76														76	76	76	76	76	76	76
	Eólico Proy G4	77	77	77															77	77	77	77	77	77
	Eólico Proy G5	77	77	77																				77
	EProyR1	77	77	77					77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
	EProyR2	77	77	77					77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
	EProyR3	73	73	73														73	73	73	73	73	73	73
EProyR4	76	76	76														76	76	76	76	76	76	76	
EProyR5	76	76	76															76	76	76	76	76	76	
EProyR6	93	93	94														93	93	93	93	94	93	93	
EProyR7	104	104	104												104	104	104	104	104	104	104	104	104	
EProyR8	76	76	76														76	76	76	76	76	76	76	
EProyR9	76	76	76														76	76	76	76	76	76	76	
	Subtotal	197	1458	2681				197	454	455	912	910	913	1092	1171	1412	1909	2140	2137	2141	2139	2674	2681	
	Total	1034	2688	4332	1572	1575	1652	1813	1905	1883	2305	2262	2269	2440	2439	2636	3011	2977	2973	2980	2977	3512	3520	

Anexo A5-Tabla 5

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																								
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS SOLARES (GWh)																								
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Máximo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Existente	Juanilama	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
	Solar Miravalles	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Subtotal	9	9	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	9	10	9	9	9	10	9	10	9
Futura	Huacas	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
	Solar- Descuento en costo	40	40	40												40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Solar-1_20	36	36	36										36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	Solar-1_50	91	92	92				91	91	92	91	91	91	91	92	91	92	92	91	91	92	91	92	92
	Solar-10_50	82	82	82								82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
	Solar-2_20	37	37	37										37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Solar-2_50	91	92	92					91	92	91	91	91	91	92	91	92	92	91	91	92	91	92	92
	Solar-3_20	37	37	37								37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Solar-3_50	89	89	90					89	89	89	89	89	89	90	89	90	89	89	89	89	89	89	90
	Solar-4_20	37	37	37			37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Solar-4_50	91	92	92					91	92	91	91	91	91	92	91	92	92	91	91	92	91	92	92
	Solar-5_20	37	37	37			37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Solar-5_50	91	92	92					91	92	91	91	91	91	92	91	92	92	91	91	92	91	92	92
	Solar-6_20	37	37	37				37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Solar-6_50	91	92	92					91	92	91	91	91	91	92	91	92	92	91	91	92	91	92	92
	Solar-7_20	33	33	33										33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
	Solar-7_50	82	82	82										82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
	Solar-8_20	33	33	33										33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
	Solar-8_50	82	82	82										82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
	Solar-9_50	82	82	82							82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
	SolarA_20	37	37	37													37	37	37	37	37	37	37	37
	SolarA_50	91	92	92													92	92	91	91	92	91	92	92
	SolarB_20	33	33	33													33	33	33	33	33	33	33	33
	SolarB_50	82	82	82													82	82	82	82	82	82	82	82
	SolarC_20	36	36	36													36	36	36	36	36	36	36	36
	SolarC_50	89	89	90													89	89	89	89	89	89	89	90
	SolarD_20	37	37	37													37	37	37	37	37	37	37	37
	SolarD_50	91	92	92													92	91	91	92	91	92	91	92
	SolarE_20	33	33	33													33	33	33	33	33	33	33	33
SolarE_50	82	82	82													82	82	82	82	82	82	82	82	
SolarF_20	36	36	36													36	36	36	36	36	36	36	36	
SolarF_50	89	89	90													89	89	89	89	89	89	89	90	
	Subtotal	8	1161	1947	8	8	81	209	664	665	864	863	1164	1172	1242	1514	1942	1940	1940	1944	1942	1947	1943	
	Total	18	1170	1956	18	18	91	219	673	675	874	873	1174	1181	1251	1523	1952	1949	1949	1954	1951	1956	1952	

Anexo A5-Tabla 6

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																								
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS (GWh)																								
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Máximo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Existente	BÚNKER																							
	Garabito	3	25	72	34	72	69	59	41	27	15	27	16	23	18	30	9	17	4	3	5	4	5	
	Guápiles	0	1	3	1	3	3	2	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0		0	0	0	0	
	Orotina	0	1	2	1	2	2	2	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0		0	0	0	0	
	Subtotal	3	27	76	35	76	73	63	44	29	16	29	17	24	19	31	9	18	4	3	5	5	5	
	DIÉSEL																							
	Moin 2a	0	1	2	0	2	2	2	2	1	0	1	0	1	0	1	0	0					0	0
	Moin 2b	0	0	0																				
	Moin 3	0	2	5	1	4	5	4	3	2	1	1	1	1	0	1	0	1			0	0	0	0
	Subtotal	0	2	8	2	7	8	6	5	3	1	2	1	2	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0
	Total	3	29	83	37	83	81	69	49	32	17	31	18	26	20	33	10	19	4	3	6	5	5	

ANEXO A6

CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																						
CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLE																						
Planta	Combustible	Potencia MW	Rendimiento kWh/lt	Millones de litros																		
				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Garabito	Búnker	194.7	4.5	7.51	15.99	15.30	13.22	9.26	6.09	3.39	6.09	3.61	5.19	4.07	6.64	1.97	3.83	0.83	0.63	1.14	0.95	1.01
Guápiles	Búnker	13.6	4.1	0.21	0.63	0.65	0.45	0.32	0.21	0.12	0.16	0.08	0.15	0.12	0.23	0.06	0.11	0.00	0.03	0.04	0.04	0.03
Orotina	Búnker	9.5	4.2	0.17	0.48	0.48	0.38	0.26	0.18	0.08	0.16	0.07	0.12	0.10	0.17	0.05	0.09	0.00	0.02	0.03	0.03	0.03
Moín 2a	Diésel	65.3	2.9	0.15	0.86	0.84	0.83	0.86	0.41	0.06	0.20	0.16	0.28	0.05	0.19	0.07	0.14	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00
Moín 3	Diésel	70.0	2.9	0.50	1.51	1.78	1.39	1.03	0.70	0.20	0.48	0.19	0.33	0.11	0.47	0.13	0.18	0.00	0.05	0.08	0.13	0.07
Totales:																						
Búnker				7.89	17.10	16.42	14.05	9.83	6.47	3.60	6.41	3.77	5.47	4.29	7.04	2.08	4.03	0.83	0.68	1.21	1.01	1.07
Diésel				0.65	2.37	2.62	2.22	1.88	1.10	0.26	0.67	0.35	0.61	0.16	0.66	0.20	0.32	0.00	0.05	0.08	0.15	0.08

ANEXO A7

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN TÉRMICO

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																						
COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN ^a																						
Planta	Fuente	Potencia MW	Rendimiento kWh/lt	(\$/MWh)																		
				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Garabito	Búnker	194.7	4.5	132	128	136	138	139	143	144	145	146	148	149	151	151	151	151	151	153	153	155
Guápiles	Búnker	13.6	4.1	144	139	148	150	152	156	157	158	159	162	163	164	165	165	165	165	167	167	169
Orotina	Búnker	9.5	4.2	141	136	144	146	148	152	153	154	155	158	159	160	160	161	160	161	162	162	164
Moín 2a	Diésel	65.3	2.9	279	259	265	257	249	243	245	247	247	250	251	252	253	255	257	259	261	261	264
Moín 3	Diésel	70.0	2.9	273	253	259	251	243	237	240	241	242	244	245	246	247	249	251	254	255	256	258

a. Solo incluye costos variables de operación por uso de combustible. No incluye otros costos variables.

Proyección del Precio de Combustible																					
Escenario Medio de Precios, sin impuestos - Marzo 2022																					
Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
Búnker	0.527	0.507	0.543	0.551	0.558	0.574	0.581	0.585	0.588	0.599	0.603	0.609	0.610	0.611	0.610	0.612	0.619	0.618	0.627		
Diésel	0.799	0.740	0.757	0.733	0.710	0.693	0.700	0.705	0.706	0.713	0.717	0.719	0.723	0.727	0.734	0.741	0.745	0.747	0.755		

(Esta página intencionalmente en blanco)