

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE ELECTRICIDAD**

**DIRECCIÓN PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD
PROCESO PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS
Planificación de la Generación**

**INFORME EJECUTIVO DEL
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA
GENERACIÓN
2024 - 2040**

Noviembre 2024

(esta página intencionalmente en blanco)

INFORME EJECUTIVO

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA

2024-2040

ELABORACIÓN

El presente documento fue elaborado por el Área Planificación de la Generación, Proceso Planificación de Sistemas de la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad.

APROBACIÓN

Este documento fue aprobado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad.

REPRODUCCIÓN

Se autoriza la reproducción de la totalidad o parte de este documento, bajo la condición de que se acredite la fuente.

REFERENCIA

Marianela Ramírez Leiva (cordinadora)

Marco A, Jiménez Chaves

Yadania Solórzano Quirós

Karol Cruz Lizano

Laura Lizano Ramón

Esteban Zeledón Chaves

Arturo Molina Soto

mramirezl@ice.go.cr

mjimenezch@ice.go.cr

ysolorzanoQ@ice.go.cr

kcruz@ice.go.cr

llizano@ice.go.cr

ezeledon@ice.go.cr

amolinaS@ice.go.cr

(esta página intencionalmente en blanco)

Índice de contenido

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	2
2.1	Sistema de Generación	3
2.2	Sistema de Transmisión	7
2.3	Sistema de Distribución	8
2.4	Ventas de energía eléctrica	10
3.	DEMANDA ELÉCTRICA	11
3.1	Evolución de la demanda eléctrica	11
3.2	Proyecciones de demanda eléctrica	12
3.2.1	Metodología	12
3.2.2	Proyecciones de la demanda	13
3.2.3	Comparación con proyecciones históricas de demanda	17
3.2.4	Comportamiento horario-estacional de la demanda	18
4.	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES	19
5.	CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN	20
6.	HERRAMIENTAS DE ANALISIS	24
7.	RECURSOS DISPONIBLES PARA LA FORMULACIÓN DEL PEG 2024	25
7.1	Proyectos fijos	25
7.2	Retiro de plantas de generación del ICE	27
7.3	Modernizaciones de plantas existentes	27
7.4	Proyectos candidatos	33
7.5	Vencimiento de contratos de plantas privadas	34
8.	PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2024-2040	34
8.1	Escenarios de análisis del PEG 2024	35
8.2	Plan de Expansión Recomendado	37
8.3	Principales resultados del Plan de Expansión Recomendado	40
8.3.1	Térmico de alquiler	41
8.3.2	Capacidad requerida en el corto plazo (2024-2028)	42
8.3.3	Instalación de eólico y solar	42
8.3.4	Modernización y repotenciación de la Planta Térmica Moín	43
8.3.5	Proyecto Geotérmico Borinquen 2 y Plazoleta Geotérmica	44
8.3.6	Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff	45
8.3.7	Almacenamiento de energía	45

Índice de figuras

Figura 2-1 Capacidad instalada 2023.....	4
Figura 2-2 Generación por fuente 2023	4
Figura 2-3 Intercambios de energía	5
Figura 2-4 Generación histórica por fuente	7
Figura 2-5 Sistema Transmisión Costa Rica. 2024	8
Figura 2-6 Ventas de energía por empresa distribuidora 2023	9
Figura 2-7 Áreas de concesión de servicio de las distribuidoras	9
Figura 2-8 Líneas de distribución y subestaciones del ICE y CNFL 2024.....	10
Figura 2-9 Energía demandada por sector de consumo	11
Figura 3-1 Crecimiento histórico de la demanda de generación	12
Figura 3-2 Proyección de la demanda anual de largo plazo.	17
Figura 3-3 Proyecciones de demanda en GWh para el escenario medio.....	18
Figura 3-4. Demanda horaria de potencia promedio	19
Figura 8-1 Esquema de análisis del PEG 2024	36
Figura 8-2 Instalación por fuente: 2024-2040	39
Figura 8-3 Capacidad acumulada PEG2024.	40
Figura 8-4 Instalación eólico y solar	43

Índice de tablas

Tabla 2-1 Generación por empresa al 2023	5
Tabla 3-1 Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo	13
Tabla 3-2 Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación	15
Tabla 3-3 Proyecciones de demanda. Crecimiento anual	16
Tabla 4-1. Proyección de precios de combustibles.....	20
Tabla 5-1 Costo de racionamiento	24
Tabla 7-1 Proyectos fijos PEG 2024	26
Tabla 7-2 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2024-2026	29
Tabla 7-3 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2027-2029	30
Tabla 7-4 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2030-2032	31
Tabla 7-5 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2033-2038.....	32
Tabla 7-6 Proyectos candidatos del PEG 2024	33
Tabla 7-7 Proyectos genéricos candidatos del PEG 2024	34
Tabla 8-1 Plan de Expansión Recomendado. Incluir tabla actualizada.....	38
Tabla 8-2 Térmico alquiler 2024-2028.....	41
Tabla 8-3 Térmico alquiler 2033-2035.....	41

ABREVIATURAS

BOT: Esquema “Build, Operate, Transfer”

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

COOPEGUANACASTE: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste

COOPELESCA: Cooperativa de Electrificación de San Carlos

COOPESANTOS: Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica para la Región Centroamericana

DPS: Dirección de Planificación y Sostenibilidad

DOCSE: División de Operación y Control del Sistema Eléctrico

DOE: Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés)

EIA: Energy Information Administration

EM: Electromovilidad

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia

GD: Generación distribuida

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

INEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos

JASEC: Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago

MER: Mercado Eléctrico Regional

OPTGEN: Modelo de optimización de expansión de generación y de interconexiones regionales

PEG: Plan de Expansión de la Generación

PSR: Power System Research

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

RNA: Redes Neuronales Artificiales

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SDDP: Modelo de Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

VAI: Valor Agregado Industrial

VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado

TSL: Time Series Lab

(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. Este esfuerzo continuo busca proporcionar respuestas a los requerimientos definidos en las proyecciones de demanda eléctrica.

Los planes de expansión se formulan atendiendo los lineamientos que el país ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: seguridad energética, favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo. Los planes se diseñan considerando el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones críticas o exportaciones de los países vecinos.

El plan de expansión se formula cada dos años como parte de un ciclo de planificación en el que se actualiza la información hidrológica, proyectos candidatos, costos de tecnologías, plan de modernizaciones de plantas, precios de combustibles, entre otras variables.

El presente documento expone los elementos más importantes del Plan de Expansión de la Generación 2024-2040 (PEG 2024), próximo a ser publicado.

La preparación del PEG 2024 se enmarca en un período de recuperación de la economía posterior a la pandemia del COVID-19, caracterizado por un mayor crecimiento de la demanda eléctrica comparada con la década anterior. Después de la fuerte reducción de la demanda eléctrica experimentada en el 2020 y los primeros meses del 2021, el país ha logrado recuperarse con fuerza en el período 2022-2024 y se estima un crecimiento importante en los años inmediatos.

El PEG 2024 se preparó con la Proyección de Demanda 2024-2040, por lo que el crecimiento del año 2024 es estimado para efectos de los estudios de expansión. La incertidumbre inherente a las estimaciones de demanda fue considerada en el diseño de los estudios del plan. 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 más acelerados que los registrados históricamente.

La preparación de los planes de expansión se realiza utilizando modelos de optimización sofisticados, capaces de valorar la incertidumbre asociada a la variabilidad de las fuentes hidroeléctricas, eólicas y solares. El plan de expansión seleccionado, además de responder a un óptimo económico, debe de satisfacer los criterios de confiabilidad del suministro eléctrico en todo el horizonte de planificación.

En cada ciclo de planificación existen retos particulares que deben ser atendidos. En el presente plan de expansión, los siguientes son los principales elementos de atención:

- Un crecimiento robusto de la demanda eléctrica, mayor que el previsto en proyecciones de demanda anteriores. Dentro de este contexto, es importante verificar el balance de corto plazo, donde el margen de respuesta para hacer ajustes puede ser muy estrecho.
- Un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño, que obliga a sacar de operación por períodos prolongados una capacidad significativa. Por su aporte de energía firme al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es particularmente crítica la salida de las hidroeléctricas Cachí, Arenal, Dengo y Ventanas Garita, así como las centrales geotérmicas Miravalles 1 y 2.
- Una creciente penetración de fuentes de generación variables continúa presionando la necesidad de aumentar la limitada capacidad de regulación que dispone actualmente el sistema, tanto en embalses hidroeléctricos como en plantas térmicas.
- Capacidad de generación firme en el SEN suficiente para atender las fluctuaciones de producción de las plantas renovables variables, en un contexto en el cual este tipo de plantas tendrán una participación más importante dentro de la matriz eléctrica futura.

Para atender el corto plazo, la mayor parte de las decisiones de inversión ya han sido tomadas. Sin embargo, uno de los propósitos del PEG 2024 es verificar estas decisiones de expansión e identificar si se requieren ajustes en capacidad para ese período y cuáles son las opciones factibles. Para el mediano plazo, el PEG 2024 define la mejor secuencia de proyectos para la cual se deben establecer acciones de implementación en los próximos años. Para el largo plazo, el resultado de la expansión se utiliza como referencia.

Los principales resultados del proceso de planificación del PEG 2024 se centran en los siguientes elementos:

- En el corto plazo

Incorporación de gran cantidad de capacidad de rápida implementación, en plantas renovables eólicas y solares y en unidades térmicas de alquiler.

- En el mediano plazo

- Modernización y repotenciación de la planta térmica Moín
- Puesta en marcha del proyecto geotérmico Borinquen 2
- Proyecto geotérmico PLB-01, del complejo geotérmico Borinquen
- Desarrollo del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff
- Desarrollo de almacenamiento en baterías

2. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El SEN está conformado por los sistemas de generación, transmisión y distribución. Todos los elementos del SEN están interconectados en un único 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 el desarrollo del país demanda. Es el único agente de Costa Rica autorizado para participar en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

En el campo de la generación de energía, además del grupo ICE participan generadores privados y la mayor parte de las empresas distribuidoras de electricidad.

De igual manera, la distribución es responsabilidad de ocho empresas de servicio público, entre ellas el ICE y su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

2.1 Sistema de Generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y veintiocho generadores privados (23 plantas por el Capítulo I y 5 plantas por el Capítulo II de la Ley 7200 *Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela* y sus reformas) operando a diciembre 2023¹. Las empresas de servicio público que tienen generación son: el Instituto Costarricense de Electricidad (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 Rural de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE) y la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS).

La capacidad instalada del sistema eléctrico a diciembre del 2023 fue de 3 499 MW de potencia de placa², de los cuales un 68% corresponde a plantas hidroeléctricas, 11% a plantas térmicas, 7% a plantas geotérmicas, 12% a plantas eólicas, 2% a biomasa y 0.2% a solar³ como se observa en la Figura 2-1.

De la capacidad instalada, el ICE dispone de un 70% de plantas propias y de un 18% de plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuales un 8% corresponden a un esquema BOT (construir, operar y traspasar, por sus siglas en inglés). Las empresas distribuidoras disponen del 12% de la capacidad instalada del país.

La generación privada está regulada por la Ley 7200, “Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela” y sus reformas. El capítulo 1 norma la generación eléctrica autónoma o paralela y el capítulo 2 la compra de energía bajo el esquema BOT.

La máxima demanda registrada en el año 2023 fue de 1 864 MW y se dio el 18 de mayo a las 18:45 horas⁴. Con relación al 2022, se dio un incremento de 4.9%.

¹ ICE. (2023). Generación y demanda. Informe anual. Págs. 24-25.

² ICE. (2023). Generación y demanda. Informe anual. Pág. 27.

³ Los datos no incluyen la instalación solar asociada a generación distribuida que se ha estimado en 112 MW a diciembre 2023, según la Dirección Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE.

⁴ ICE. (2023). Generación y demanda. Informe anual. Pág. 10.

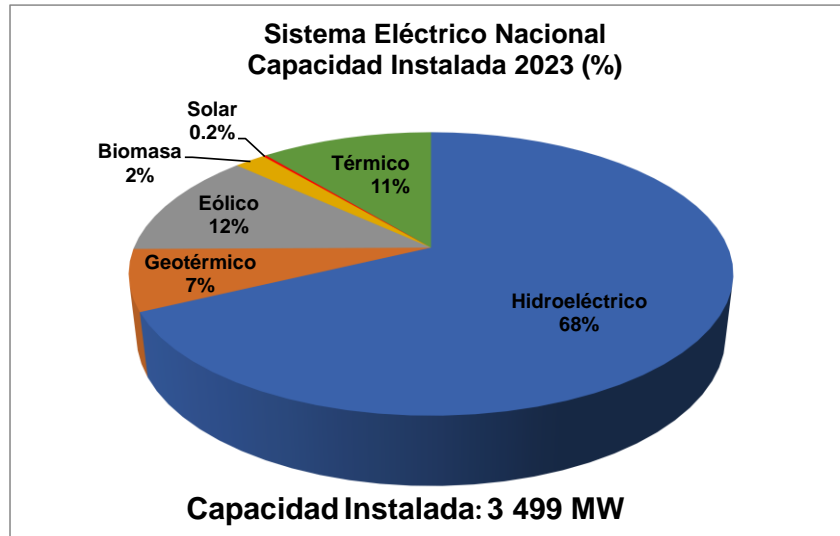


Figura 2-1 Capacidad instalada 2023
Fuente: Generación y Demanda. Informe Anual 2023, ICE_DOCSE

En el año 2023 la demanda nacional fue 12 291 GWh⁵, lo que significó un incremento de 3.6% con respecto al valor del 2022. El 97% de esa demanda fue cubierta con producción nacional (11 940 GWh⁶) que experimentó una reducción del -5.5% con respecto al año 2022. Ver Figura 2-2.

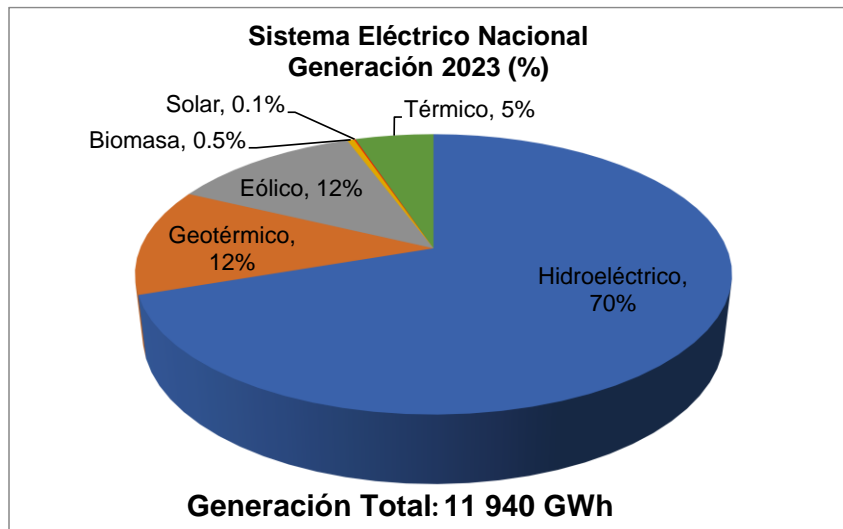


Figura 2-2 Generación por fuente 2023
Fuente: Generación y Demanda. Informe Anual 2023, ICE_DOCSE

⁵ ICE. (2023). Generación y demanda. Informe anual. Pág. 3.

⁶ ICE. (2023). Ibid.

El ICE contribuyó a la generación total con un 70%, los generadores privados con un 18%, de los cuales el 10% se generó bajo la modalidad BOT. El restante 12% fue producido por las empresas distribuidoras⁷, ver Tabla 2-1.

Tabla 2-1 Generación por empresa al 2023
Fuente: ICE. (2023). Generación y demanda. Informe Anual

GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA POR EMPRESA AÑO 2023		
Empresa	GWh	%
ICE	8 350	70%
BOT (Ley 7200 Cap II)	1 219	10%
Privadas (Ley 7200 Cap I)	949	8%
CNFL	393	3%
Coopesca	263	2%
ESPH	240	2%
Coopéguanacaste	221	2%
Coneléctricas	182	2%
JASEC	89	0.7%
Coopesantos	33	0.3%
Total	11 940	100%

Los intercambios netos en el Mercado Eléctrico Regional fueron del orden de 351 GWh, como se muestra en la Figura 2-3.

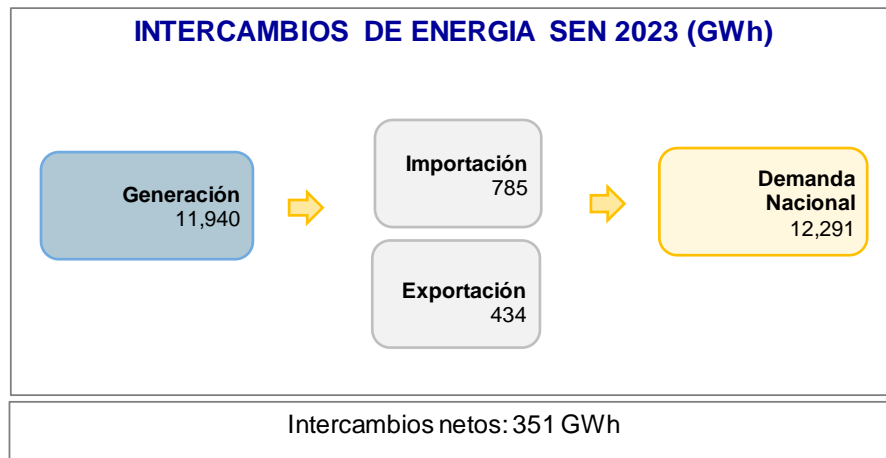


Figura 2-3 Intercambios de energía
Fuente: ICE. (2023). Generación y demanda. Informe Anual

Desde 2016, la generación eléctrica del país se mantuvo prácticamente 100% renovable, consolidándose como un ejemplo en sostenibilidad energética. En el año 2023, la generación térmica representó un 5% de la generación eléctrica nacional a pesar de haber

⁷ ICE. (2023). Generación y demanda. Informe anual. Págs. 10.

afrontado una de las hidrologías más críticas de la historia, lo que confirma el compromiso nacional con las energías limpias. Esta capacidad térmica, disponible cuando se requiere, es indispensable para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema durante períodos críticos.

La Figura 2-4 muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa como 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 17.4% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En el período comprendido entre 1996 y 2006, 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, la generación térmica fue mínima. 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 a partir del año 2015 en que la generación con hidrocarburos fue en el orden del 1% y casi nula en el año 2019 con un 0.84%. Esta caída en la generación térmica se debió 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.

Los años 2020 al 2022 se caracterizaron por una baja generación térmica inferior al 1%, debido a la disminución de la demanda eléctrica por efecto de la pandemia y de la contracción económica a nivel país. En ese período, la demanda se atendió principalmente con generación renovable. En el período pospandemia, con la recuperación de la economía, la demanda presentó un incremento pronunciado, según se explica en el apartado 3.1. Finalmente, los años 2023 y 2024 han tenido un uso más intensivo del recurso térmico, atribuible al crecimiento de la demanda y principalmente a un fenómeno de El Niño particularmente seco.

Los porcentajes mostrados en la Figura 2-4 muestran la generación anual acumulada. Se debe tener presente que aun en años de muy baja utilización, siempre habrá períodos cortos de tiempo donde es indispensable el aporte de una potencia térmica importante.

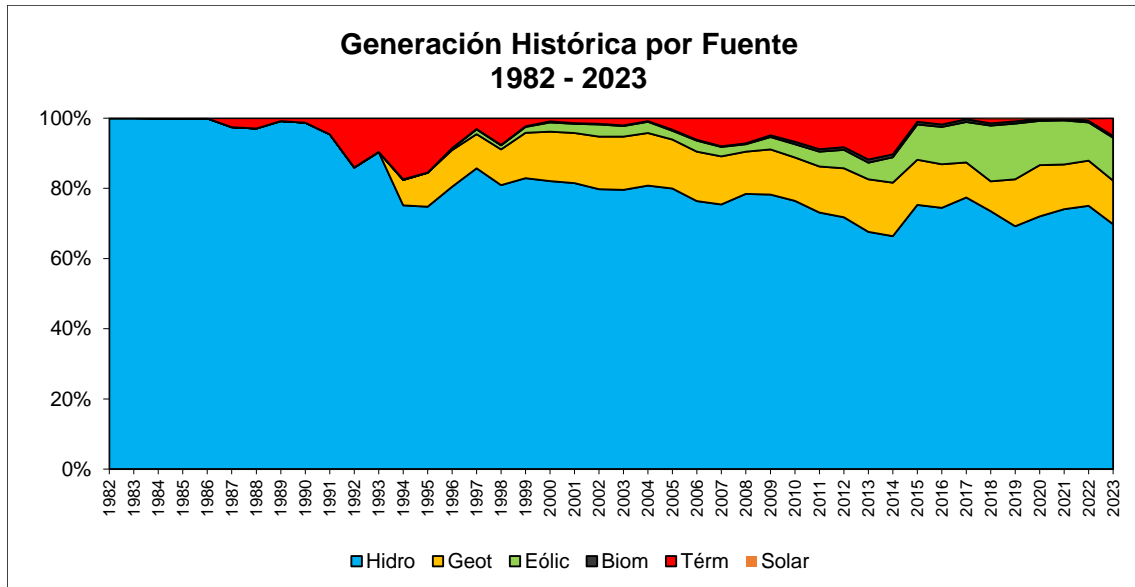


Figura 2-4 Generación histórica por fuente

2.2 Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión se extiende desde Peñas Blancas al norte (frontera con Nicaragua) hasta el sur en Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Cóbano, en el extremo de la Península de Nicoya, en el Pacífico.

Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el SEN cubre todo el país con un sistema interconectado que garantiza un suministro eléctrico eficiente y confiable.

El país se enlazó 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 del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que une los seis países de la región centroamericana.

El sistema de transmisión de Costa Rica a julio del 2024 estaba conformado de 2 995 km de líneas de transmisión, de las cuales el 82% pertenece al ICE y el 18% corresponde a Empresa Propietaria de la Red (EPR) del SIEPAC.⁸

Del total de líneas de transmisión, 2 382 km corresponden a enlaces en 230 kV y 608 km a enlaces de 138 kV.

La capacidad de transformación del sistema es de 13 074 MVA, de los cuales 5 620 MVA corresponden a transformadores reductores, 5 220 MVA a elevadores, 2 154 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

⁸ Datos aportados por Planificación de la Transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

En la Figura 2-5 se muestra el mapa con la configuración del Sistema de Transmisión, actualizado al año 2024.

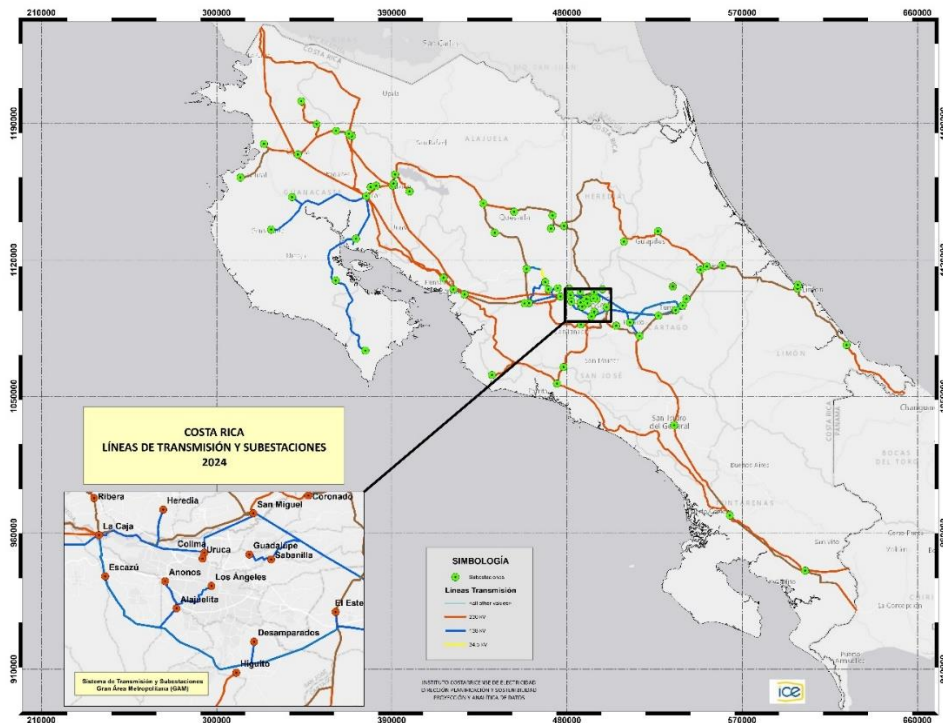


Figura 2-5 Sistema Transmisión Costa Rica. 2024

2.3 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 COOPEALFARO, respectivamente).

En la Figura 2-6 se muestra la participación de cada empresa en las ventas de energía del país en el año 2023⁹.

⁹ Instituto Costarricense de Electricidad. Elaboración propia con base en el Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo, suministrado por el Proceso Tarifas de Electricidad de Dirección Planificación Financiera.

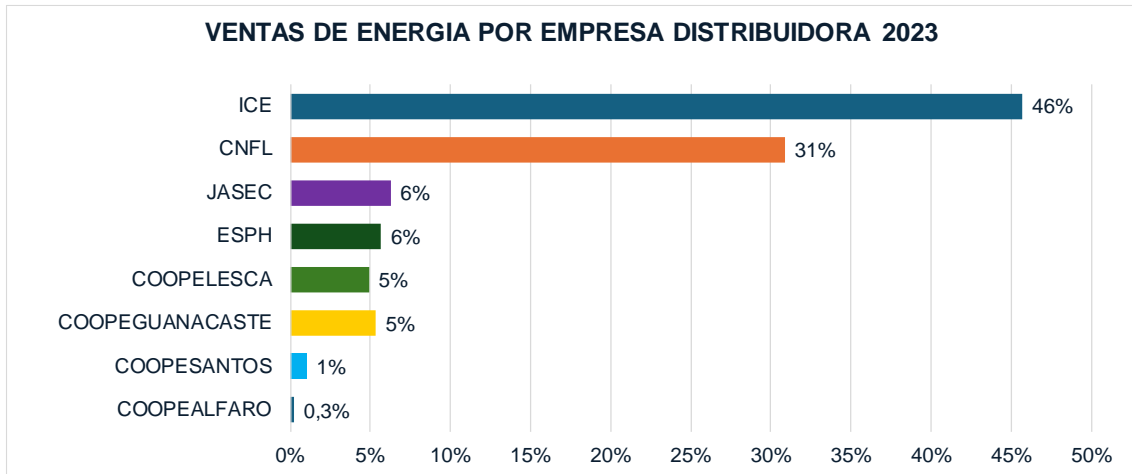


Figura 2-6 Ventas de energía por empresa distribuidora 2023

En la Figura 2-7 se muestra el área de servicio correspondiente a cada empresa distribuidora.

En la Figura 2-8 se presenta el mapa de subestaciones y las líneas de distribución de las empresas del Grupo ICE al año 2024.

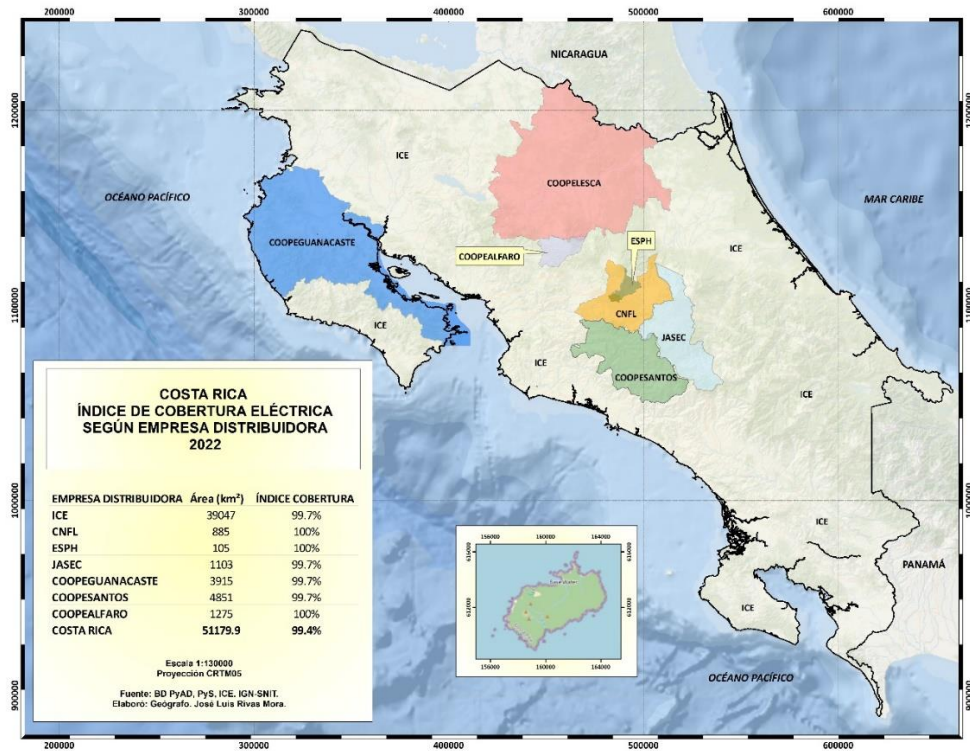


Figura 2-7 Áreas de concesión de servicio de las distribuidoras

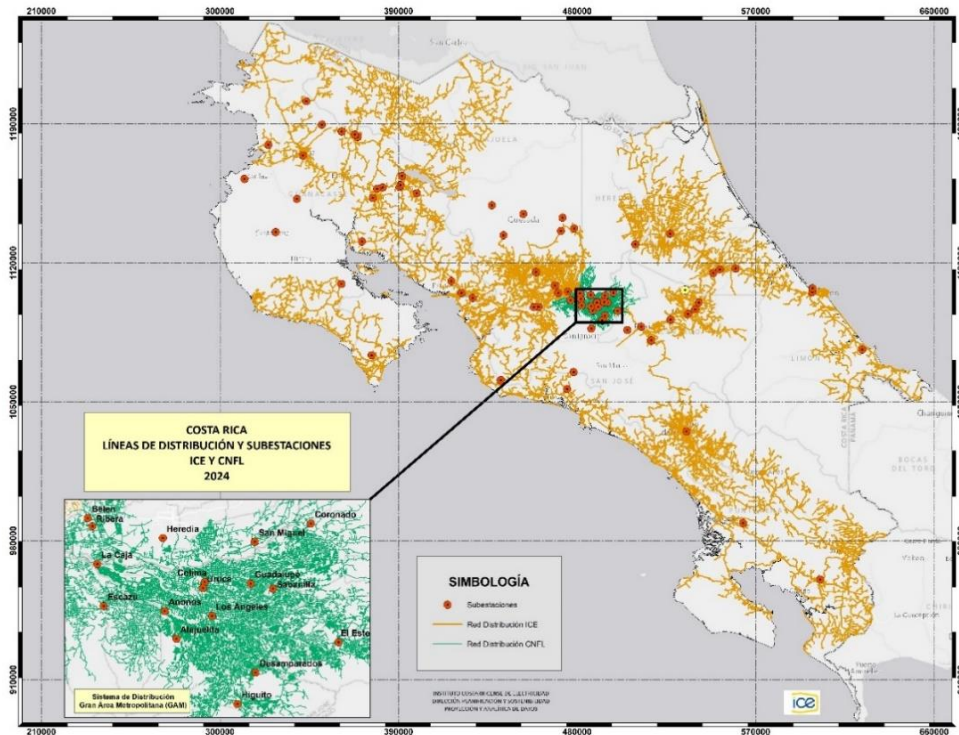


Figura 2-8 Líneas de distribución y subestaciones del ICE y CNFL 2024

2.4 Ventas de energía eléctrica

Las ventas totales de energía del país en el 2023 fueron de 11 131 GWh¹⁰. Las ventas de las empresas distribuidoras a cliente final sumaron 10 612 GWh y las ventas en alta tensión correspondieron a 519 GWh, un 4.7% del total del país. En total 16 clientes están conectados directamente al Sistema de Transmisión.

El porcentaje relativo de las ventas de unidades de energía de los sectores Residencial, General, Industria, Alta Tensión y Alumbrado Público se muestra en la Figura 2-9.

¹⁰ Instituto Costarricense de Electricidad. Elaboración propia con base en Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo, suministrado por el Proceso Tarifas de Electricidad de Dirección Planificación Financiera.

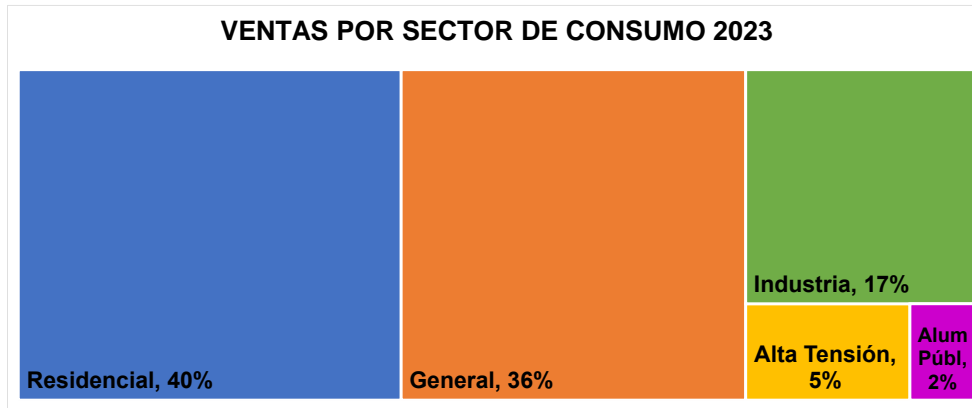


Figura 2-9 Energía demandada por sector de consumo

3. DEMANDA ELÉCTRICA

3.1 Evolución de la demanda eléctrica

Desde 1990 hasta el 2006, la demanda eléctrica en ventas al cliente final creció a un ritmo promedio anual del 5.5%.

En los siguientes 15 años la tasa de crecimiento de la demanda nacional se desaceleró fuertemente producto principalmente de los siguientes eventos: la contracción de la economía mundial que comenzó a manifestarse en el año 2007 e indujo un crecimiento negativo de la demanda eléctrica en el 2009 y la pandemia del COVID-19 que provocó la contracción más grande de la demanda en toda la historia del país con un crecimiento negativo de -3% en el 2020 en las ventas a cliente final y de -2.7% en la demanda de generación. La pandemia del COVID-19 provocó una ruptura profunda en la estructura de consumo eléctrico del país y a partir de ella, los crecimientos han sido atípicos.

Otros elementos contribuyeron a la merma del crecimiento de la demanda en la última década, 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.

A partir del año 2021 la demanda de generación ha mantenido crecimientos por encima del 3%, reflejando una recuperación de la economía nacional, posterior a la pandemia.

En la Figura 3-1 se grafica el crecimiento de la demanda de generación del país. Se observa claramente la contracción en el crecimiento a partir del 2007, el impacto de pandemia en el 2020, el efecto rebote del 2021 y la recuperación posterior.

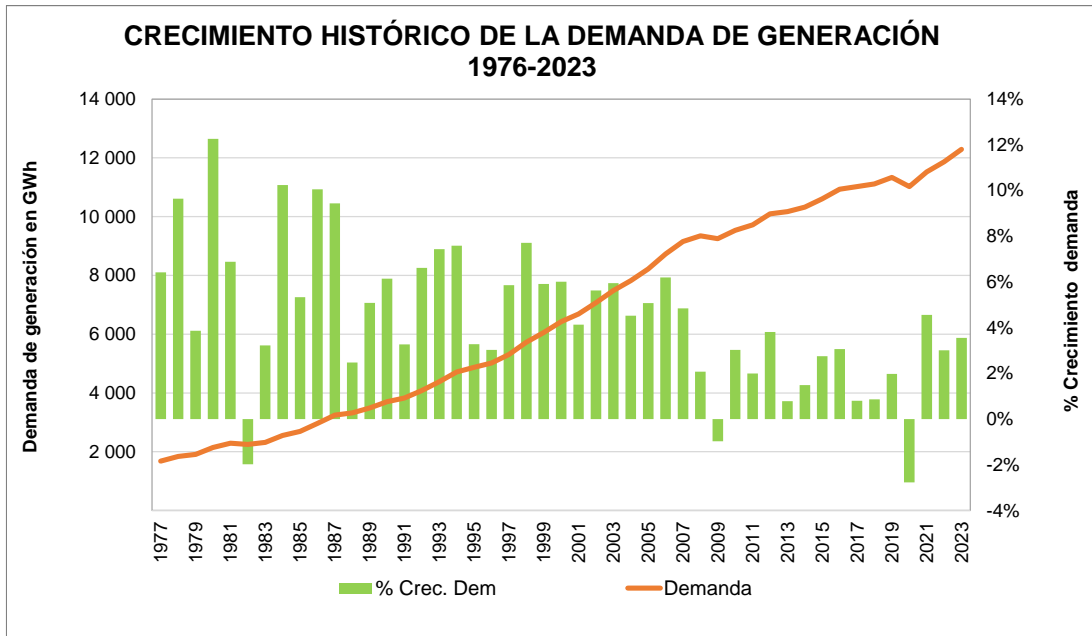


Figura 3-1 Crecimiento histórico de la demanda de generación

3.2 Proyecciones de demanda eléctrica

La actualización periódica de las proyecciones de la demanda eléctrica de largo plazo es uno de los procesos fundamentales de la planificación eléctrica nacional. Las proyecciones de demanda eléctrica alimentan los estudios de expansión de la generación y son calculadas por el ICE para cada ciclo de planificación. Las proyecciones de demanda utilizadas para la formulación del presente plan de expansión de la generación fueron elaboradas en julio del 2024¹¹.

3.2.1 Metodología

La demanda de largo plazo se estima proyectando por separado el crecimiento de cinco sectores de consumo: residencial, general, industrial, 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, demográficas y el consumo histórico de los mismos.¹²

¹¹ Informe Proyecciones de Demanda Eléctrica Nacional 2024-2040. Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Planificación de Sistemas, julio 2024.

¹² Ibid.

En las proyecciones se utilizan estimaciones del crecimiento macroeconómico del país realizadas por el Banco Central de Costa Rica para 2024-2027 y del crecimiento de población publicadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos en el 2022.

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 (VAI) y Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA)
- Demanda histórica por sector de consumo

Las variables utilizadas en cada sector de consumo se resumen en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1 Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo

VARIABLES EXPLICATIVAS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO									
Sector de consumo	Ventas históricas 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 (prom2023¢/KWh).
 VAI: Valor Agregado Industrial
 VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado

A partir de escenarios de desarrollo de la actividad económica del país, del precio de la energía y del crecimiento de la población, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando una metodología que combina modelos de simulación para el corto y largo plazo.

3.2.2 Proyecciones de la demanda

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 estimaron proyecciones para tres escenarios de crecimiento (medio, alto y bajo). Adicionalmente se incorporaron escenarios para medir sensibilidades con supuestos de evolución de la generación distribuida y la electromovilidad.

El modelo de proyección que elaboró los tres escenarios de demanda se basa en el comportamiento histórico de la demanda integrada de cada sector de consumo y, por lo tanto, tomó en consideración el crecimiento histórico de la generación distribuida y la electromovilidad al modelar las proyecciones. No obstante, por ser actividades relativamente nuevas de las que se espera un crecimiento más robusto en el futuro, se ha incluido una sensibilidad con supuestos específicos de crecimiento de estas dos

actividades. Con base en una proyección individual de la generación distribuida (demanda negativa) y de la electromovilidad (demanda positiva), se creó una sensibilidad adicionando la demanda de estos efectos a la proyección de demanda media. Según esta sensibilidad, el impacto combinado es relativamente neutro hasta finales de la presente década, pero posteriormente la electromovilidad se vuelve preponderante, acercando la demanda al escenario alto pero sin superarlo antes del 2036.

Las proyecciones de demanda de generación utilizadas en el PEG 2024 se presentan en la Tabla 3-2. En la Tabla 3-3 se muestran los porcentajes de crecimiento anual. 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 de demanda media del SEN, utilizada en el Plan de Expansión Recomendado del PEG 2024, estima un crecimiento promedio anual en el largo plazo de 2.3% en energía y de 1.9% en potencia.

Tabla 3-2 Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación
Fuente: ICE. (2024). Informe proyecciones de demanda eléctrica nacional 2024-2040

PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACION Y TRANSMISION (2024-2040)																
Año	VENTAS SEN			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN						
	Energía, GWh			Energía, GWh			Potencia, MW			Energía, GWh			Potencia, MW			
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	
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	10 644	10 644	10 644	11 672	11 672	11 672	1 747	1 747	1 747	11 869	11 869	11 869	1 776	1 776	1 776	
2023	11 131	11 131	11 131	11 996	11 996	11 996	1 819	1 819	1 819	12 291	12 291	12 291	1 864	1 864	1 864	
2024	11 437	11 598	11 762	12 326	12 500	12 677	1 843	1 869	1 896	12 629	12 807	12 988	1 889	1 915	1 943	
2025	11 797	11 991	12 168	12 715	12 923	13 114	1 890	1 921	1 949	13 027	13 241	13 436	1 936	1 968	1 997	
2026	12 146	12 354	12 540	13 090	13 315	13 515	1 931	1 964	1 994	13 412	13 642	13 847	1 979	2 013	2 043	
2027	12 527	12 672	12 829	13 501	13 657	13 826	1 980	2 003	2 027	13 833	13 993	14 166	2 028	2 052	2 077	
2028	12 763	13 022	13 268	13 755	14 035	14 300	2 001	2 042	2 080	14 093	14 380	14 652	2 050	2 092	2 132	
2029	12 990	13 366	13 707	14 000	14 405	14 773	2 032	2 091	2 144	14 345	14 760	15 136	2 082	2 142	2 197	
2030	13 197	13 695	14 144	14 223	14 760	15 243	2 055	2 133	2 203	14 572	15 123	15 618	2 106	2 185	2 257	
2031	13 379	14 011	14 562	14 420	15 101	15 694	2 076	2 174	2 259	14 774	15 472	16 080	2 127	2 227	2 315	
2032	13 544	14 320	14 972	14 597	15 434	16 136	2 089	2 209	2 309	14 956	15 813	16 533	2 140	2 263	2 366	
2033	13 704	14 621	15 374	14 770	15 758	16 569	2 116	2 258	2 374	15 133	16 145	16 977	2 168	2 313	2 432	
2034	13 864	14 915	15 760	14 942	16 075	16 985	2 137	2 300	2 430	15 309	16 470	17 403	2 190	2 356	2 490	
2035	14 010	15 196	16 118	15 099	16 377	17 371	2 158	2 341	2 483	15 471	16 780	17 798	2 211	2 399	2 544	
2036	14 143	15 460	16 458	15 243	16 662	17 738	2 172	2 374	2 527	15 618	17 072	18 174	2 225	2 432	2 589	
2037	14 267	15 705	16 777	15 377	16 927	18 082	2 196	2 417	2 582	15 755	17 343	18 526	2 250	2 477	2 646	
2038	14 369	15 932	17 057	15 486	17 171	18 383	2 211	2 452	2 625	15 867	17 593	18 835	2 265	2 512	2 689	
2039	14 458	16 139	17 327	15 583	17 394	18 675	2 224	2 483	2 665	15 966	17 821	19 134	2 279	2 544	2 731	
2040	14 544	16 327	17 575	15 675	17 597	18 941	2 231	2 504	2 695	16 061	18 029	19 407	2 286	2 566	2 762	

Tabla 3-3 Proyecciones de demanda. Crecimiento anual
Fuente: ICE. (2024). Informe proyecciones de demanda eléctrica nacional 2024-2040

PROYECCIONES DE DEMANDA- CRECIMIENTO ANUAL																
Año	VENTAS SEN			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN						
	Energía			Energía			Potencia			Energía			Potencia			
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	
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	4.0%	4.0%	4.0%	2.9%	2.9%	2.9%	0.6%	0.6%	0.6%	3.0%	3.0%	3.0%	0.8%	0.8%	0.8%	
2023	4.6%	4.6%	4.6%	2.8%	2.8%	2.8%	4.1%	4.1%	4.1%	3.6%	3.6%	3.6%	4.9%	4.9%	4.9%	
2024	2.8%	4.2%	5.7%	2.8%	4.2%	5.7%	1.4%	2.8%	4.2%	2.8%	4.2%	5.7%	1.4%	2.8%	4.2%	
2025	3.2%	3.4%	3.4%	3.2%	3.4%	3.4%	2.5%	2.8%	2.8%	3.2%	3.4%	3.4%	2.5%	2.8%	2.8%	
2026	3.0%	3.0%	3.1%	3.0%	3.0%	3.1%	2.2%	2.3%	2.3%	3.0%	3.0%	3.1%	2.2%	2.3%	2.3%	
2027	3.1%	2.6%	2.3%	3.1%	2.6%	2.3%	2.5%	2.0%	1.7%	3.1%	2.6%	2.3%	2.5%	2.0%	1.7%	
2028	1.9%	2.8%	3.4%	1.9%	2.8%	3.4%	1.1%	2.0%	2.6%	1.9%	2.8%	3.4%	1.1%	2.0%	2.6%	
2029	1.8%	2.6%	3.3%	1.8%	2.6%	3.3%	1.5%	2.4%	3.1%	1.8%	2.6%	3.3%	1.5%	2.4%	3.1%	
2030	1.6%	2.5%	3.2%	1.6%	2.5%	3.2%	1.1%	2.0%	2.7%	1.6%	2.5%	3.2%	1.1%	2.0%	2.7%	
2031	1.4%	2.3%	3.0%	1.4%	2.3%	3.0%	1.0%	1.9%	2.6%	1.4%	2.3%	3.0%	1.0%	1.9%	2.6%	
2032	1.2%	2.2%	2.8%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%	
2033	1.2%	2.1%	2.7%	1.2%	2.1%	2.7%	1.3%	2.2%	2.8%	1.2%	2.1%	2.7%	1.3%	2.2%	2.8%	
2034	1.2%	2.0%	2.5%	1.2%	2.0%	2.5%	1.0%	1.9%	2.4%	1.2%	2.0%	2.5%	1.0%	1.9%	2.4%	
2035	1.1%	1.9%	2.3%	1.1%	1.9%	2.3%	1.0%	1.8%	2.2%	1.1%	1.9%	2.3%	1.0%	1.8%	2.2%	
2036	1.0%	1.7%	2.1%	1.0%	1.7%	2.1%	0.6%	1.4%	1.8%	1.0%	1.7%	2.1%	0.6%	1.4%	1.8%	
2037	0.9%	1.6%	1.9%	0.9%	1.6%	1.9%	1.1%	1.8%	2.2%	0.9%	1.6%	1.9%	1.1%	1.8%	2.2%	
2038	0.7%	1.4%	1.7%	0.7%	1.4%	1.7%	0.7%	1.4%	1.6%	0.7%	1.4%	1.7%	0.7%	1.4%	1.6%	
2039	0.6%	1.3%	1.6%	0.6%	1.3%	1.6%	0.6%	1.3%	1.5%	0.6%	1.3%	1.6%	0.6%	1.3%	1.5%	
2040	0.6%	1.2%	1.4%	0.6%	1.2%	1.4%	0.3%	0.9%	1.1%	0.6%	1.2%	1.4%	0.3%	0.9%	1.1%	
2023-2040	1.6%	2.3%	2.7%	1.6%	2.3%	2.7%	1.2%	1.9%	2.3%	1.6%	2.3%	2.7%	1.2%	1.9%	2.3%	

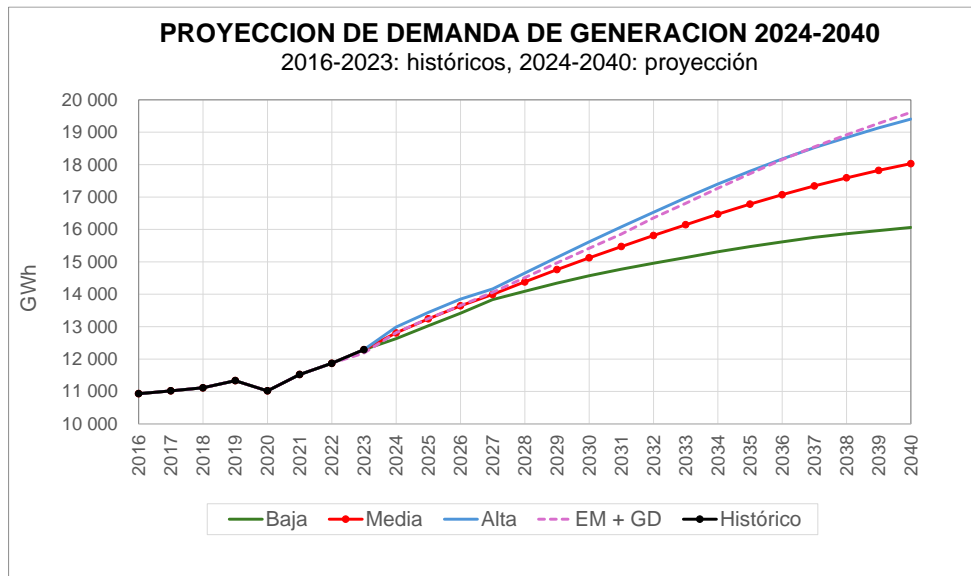


Figura 3-2 Proyección de la demanda anual de largo plazo

3.2.3 Comparación con proyecciones históricas de demanda

Como se mencionó en el apartado 3.1, la demanda eléctrica del país experimentó una desaceleración de su crecimiento desde el año 2007, manteniendo valores moderados durante toda la década del 2010. Las proyecciones de demanda eléctrica de largo plazo recogieron gradualmente esa señal del mercado eléctrico y evidenciaron un menor crecimiento esperado en los últimos años.

En la Figura 3-3 se observan los ajustes anuales en las proyecciones de demanda de generación de largo plazo. Se presentan los escenarios de demanda que generaron los planes de expansión recomendados del 2016 al 2022, así como el escenario para el presente Plan.

Esta comparación permite deducir que la Proyección 2024-2040 arroja valores de demanda para el período 2027-2029 similares a las demandas esperadas en el período 2031-2034 en la proyección de demanda utilizada en la formulación del PEG 2022-2040¹³.

¹³ ICE. (2023). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040.

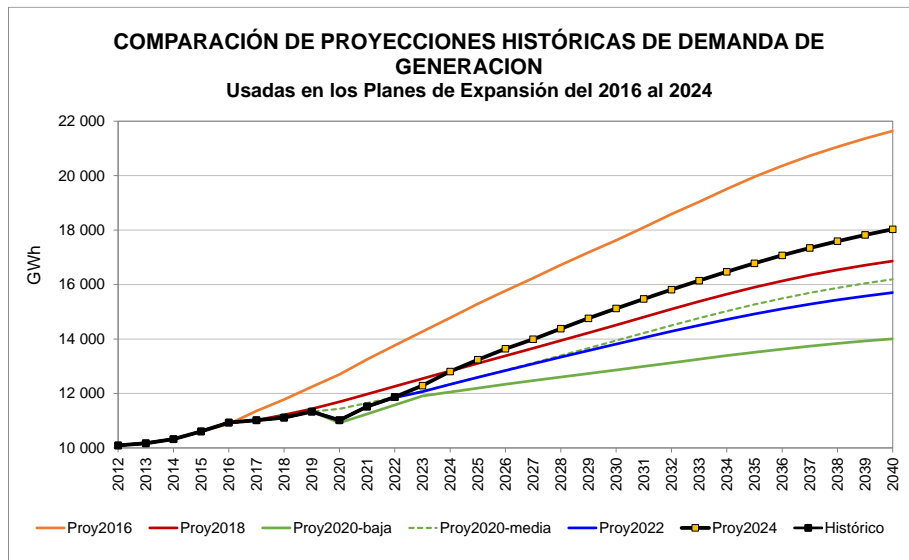


Figura 3-3 Proyecciones de demanda en GWh para el escenario medio

3.2.4 Comportamiento horario-estacional de la demanda

La demanda eléctrica agregada del país tiene un marcado patrón horario y 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. En la Figura 3-4 se presenta la curva para días laborables del 2023 y se compara con curvas de años anteriores.

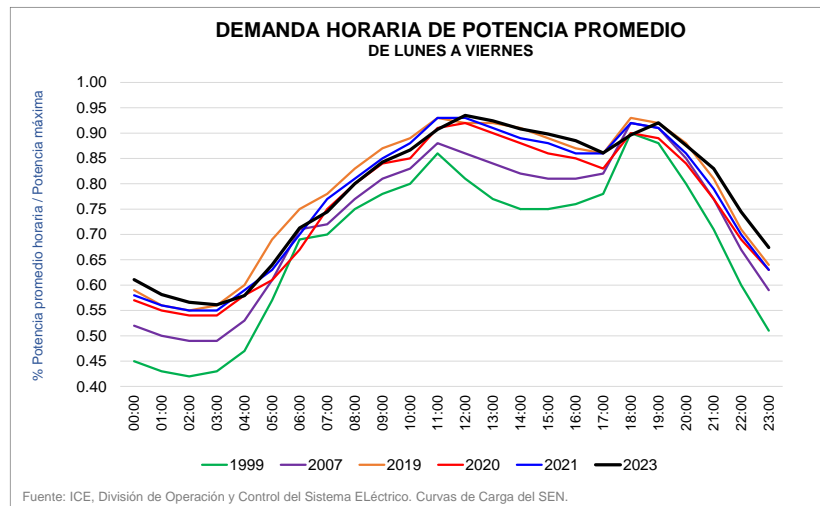


Figura 3-4 Demanda horaria de potencia promedio

4. 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 de la Energy Information Administration (EIA), organismo de estadística y de análisis del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE).

La EIA realiza proyecciones de precios para tres escenarios: base, alto y bajo. Los escenarios de precios altos y bajos consideran supuestos diferentes acerca del suministro mundial de crudo, entre otros elementos. Para la formulación del PEG 2024-2040, se utiliza el escenario base de precios.

A partir de las proyecciones publicadas por el EIA, se construyen proyecciones de precios para Costa Rica¹⁴ del diésel, búnker, gas natural licuado y carbón. Para el diésel y búnker se estiman precios con y sin impuestos¹⁵.

Los precios están expresados en dólares estadounidenses de diciembre 2023.

¹⁴ Informe Proyección de Precios de combustibles 2024-2050, de abril 2024. Elaborado por el área de Proyecciones y Análítica de Datos.

¹⁵ Ibid.

Tabla 4-1. Proyección de precios de combustibles

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES										
PRECIOS SIN IMPUESTOS										
Dólares constantes del 2023										
Año	Crudo WTI	Crudo Brent	Diésel	Búnker	GNL	Carbón	Diésel	Búnker	GNL	Carbón
	\$/bbl	\$/bbl	\$/L	\$/L	\$/m3	\$/ton	\$/mmBTU			
2023	77.6	82.5	0.80	0.46	0.39	151.4	22.1	12.0	10.5	7.3
2024	85.0	90.0	1.20	0.73	0.38	158.5	32.9	19.2	10.4	7.6
2025	85.1	89.8	1.12	0.73	0.41	158.6	30.7	19.0	11.1	7.6
2026	85.3	87.9	1.01	0.69	0.42	149.1	27.9	18.0	11.4	7.2
2027	85.5	88.3	0.95	0.69	0.41	149.3	26.3	18.0	11.2	7.2
2028	86.3	88.9	0.90	0.69	0.41	149.9	24.7	18.0	11.3	7.2
2029	86.7	89.5	0.84	0.69	0.42	149.7	23.1	18.0	11.4	7.2
2030	87.2	90.2	0.85	0.69	0.42	154.5	23.3	18.1	11.5	7.4
2031	87.7	90.7	0.85	0.70	0.43	153.5	23.5	18.2	11.8	7.4
2032	88.5	91.5	0.85	0.70	0.44	153.3	23.4	18.2	12.1	7.4
2033	88.9	92.0	0.86	0.70	0.46	155.8	23.6	18.3	12.4	7.5
2034	89.6	92.7	0.86	0.70	0.47	156.8	23.6	18.4	12.8	7.5
2035	90.0	93.6	0.86	0.71	0.48	156.7	23.7	18.4	13.0	7.5
2036	90.8	94.1	0.86	0.71	0.48	159.5	23.8	18.6	13.1	7.7
2037	91.4	94.8	0.87	0.71	0.49	160.4	23.9	18.6	13.3	7.7
2038	91.8	95.3	0.87	0.72	0.50	160.7	23.9	18.7	13.6	7.7
2039	92.3	95.9	0.87	0.72	0.50	160.8	23.9	18.8	13.6	7.7
2040	92.8	96.4	0.87	0.72	0.51	162.4	24.0	18.8	14.0	7.8
2041	93.3	96.9	0.88	0.72	0.52	163.1	24.1	18.8	14.3	7.8
2042	93.7	97.4	0.88	0.72	0.53	162.8	24.3	18.8	14.4	7.8
2043	94.1	97.8	0.88	0.72	0.53	165.6	24.3	18.7	14.4	8.0
2044	94.5	98.2	0.89	0.71	0.53	166.5	24.4	18.6	14.5	8.0
2045	94.9	98.6	0.88	0.70	0.54	167.1	24.3	18.4	14.7	8.0
2046	95.6	99.4	0.89	0.70	0.54	168.6	24.4	18.2	14.8	8.1
2047	96.0	99.8	0.90	0.70	0.55	169.5	24.7	18.4	14.9	8.1
2048	96.7	100.4	0.90	0.70	0.55	168.8	24.7	18.4	15.0	8.1
2049	97.4	101.1	0.90	0.71	0.55	169.0	24.8	18.5	15.1	8.1
2050	97.7	101.3	0.90	0.71	0.56	169.0	24.9	18.6	15.2	8.1

5. CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN

Los planes de expansión de la generación se elaboran a partir de un conjunto de lineamientos generales y criterios de planeamiento que definen las características y condiciones de las simulaciones.

- **Política Energética**

El Plan de Expansión responde a las políticas energéticas definidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 y su actualización para el período 2019-2030, ambos vigentes al momento de su formulación.

El principal objetivo del Plan Nacional de Energía es la sostenibilidad energética del país con un bajo nivel de emisiones, indicando lo siguiente:

“Con esto se entiende que 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.”

- **Horizonte de Planeamiento**

Los planes de expansión cubren un horizonte de planeamiento de largo plazo, de 15 a 20 años. El PEG 2024 se plantea para el período 2024-2040.

Conceptualmente los planes de expansión se visualizan en tres períodos, de acuerdo con el tipo de decisiones involucradas en cada uno. En la formulación del PEG 2024 se identifican los siguientes períodos de planeamiento:

- Período fijo o de obras en ejecución del 2024 al 2028: La mayor parte de las obras están definidas y se encuentran en ejecución.
- Período intermedio del 2029 al 2034: Considerado el período de las principales decisiones del Plan.
- Período de referencia del 2035 al 2040: Se prepara como referencia. Compuesto por proyectos cuya decisión de ejecución no es crítica y puede ser pospuesta para futuras revisiones.

- **Entorno Centroamericano**

El plan de expansión se refiere al 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 MER permita planear la expansión en forma integrada regionalmente. Dicha condición atiende estrictamente a un tema de seguridad energética. No obstante, el país seguirá aprovechando todos los beneficios que ofrece el MER tanto en compra de energía para el desplazamiento de consumos térmicos más caros, como en venta de energía colocando excedentes que el país no requiere y generan un beneficio adicional a la economía nacional.

- **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 han sido evaluados ambientalmente o han adquirido el compromiso de realizar esta evaluación en un plazo establecido y han incluido los respectivos costos y beneficios ambientales en sus evaluaciones.

- **Criterios de confiabilidad**

Los criterios de confiabilidad se usan 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 hidrológicos.

En sistemas predominantemente hidroeléctricos, como el de Costa Rica, es necesario utilizar un criterio de confiabilidad asociado con las probabilidades de ocurrencia de eventos

hidrológicos críticos, además de la intermitencia de las fuentes renovables variables. Las situaciones críticas usualmente se asocian con la escasez de agua en la época seca.

La capacidad para satisfacer la demanda es una combinación de la potencia instalada y la disponibilidad de agua suficiente para las plantas hidroeléctricas, más la disponibilidad simultánea de los otros recursos renovables.

- ***Diversificación de fuentes de energía eléctrica***

En el plan de expansión de la generación 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. Nuevas fuentes se integran a la cetera de proyectos candidatos cuando adquieren la madurez tecnológica y sus costos son tales que se asegure la conveniencia económica para el país.

En la conformación del plan, se favorecerán los programas de adición de obras que combinen la mayor cantidad de tecnologías diversas.

- ***Energía firme***

La energía firme, entendida como la capacidad del sistema en su conjunto de entregar en cada momento la energía que es demandada, en las diferentes escalas temporales y a lo largo del horizonte de planificación, es una de las preocupaciones centrales de la elaboración de los planes de expansión.

En sistemas basados en fuentes renovables, como es el caso de Costa Rica, el aporte de las plantas a la energía firme del sistema no es una característica propia de cada planta, sino que depende de la composición y la interacción con las demás plantas de la matriz energética y del comportamiento de la demanda. Aunque se pueden definir parámetros de energía firme para cada planta, útiles para la verificación de balances energéticos preliminares, la suma de estas energías firmes no es igual a la energía firme del sistema.

- ***Cambio climático y vulnerabilidad***

El cambio climático afectará la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. Como estas afectaciones pueden ser negativas, el efecto del cambio climático hace vulnerable un sistema basado en recursos renovables como el costarricense.

A pesar del significativo progreso alcanzado en los últimos años a nivel mundial, la determinación de los efectos del cambio climático en la disponibilidad de los recursos energéticos renovables aún revela niveles substanciales de variabilidad e incertidumbre para la comunidad científica internacional. 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 estacionarios¹⁶.

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 59 series hidrológicas (1965-2023) 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 59 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.

- **Parámetros económicos de simulación**

- 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 de forma similar, sin distinción por la propiedad o por la fuente de financiamiento. No 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 2023.
- Tasa social de descuento: Se utiliza una tasa de 12% para descontar todos los flujos de dinero en el tiempo, valor usualmente utilizado por la banca internacional para la evaluación económica de los proyectos.
- Costo de racionamiento: Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se adopta el esquema de valores propuesto para Costa Rica por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica para la Región Centroamericana (CRIE)¹⁷. El primer escalón de costos fue ajustado a un valor superior con el objeto de marcar una diferencia mayor entre la planta más cara del SEN (que define el costo marginal) y el costo de falla.

El costo del déficit se utiliza como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer la energía demandada. La Tabla 5-1 muestra los costos definidos en cuatro bloques, según la profundidad del racionamiento como porcentaje de la demanda sin atender.

¹⁶ Banco Mundial (2017). Low Hydrology Scenario for the Brazilian Power Sector 2016-2030 Impact of Climate on Greenhouse Gas Emissions. Brasilia: Banco Mundial.

¹⁷ CRIE (2018). Resolución CRIE N° 44-2023 del 14 de diciembre del 2023. Guatemala: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica para la Región Centroamericana. Disponible en www.crie.org.gt.

Tabla 5-1 Costo de racionamiento¹⁸

Costo de racionamiento		
Bloque	Profundidad de la falla (Porcentaje de la demanda)	Costo USD/MWh
1	De 0% hasta 5%	600
2	De 5% hasta 10%	1 097
3	De 10% hasta 30%	1 554
4	Mayor a 30%	2 571

Este dato es de gran interés porque influye en la cantidad de instalación requerida para evitar el racionamiento y también en la magnitud de los costos marginales de corto plazo estimados.

- **Optimo económico**

Se define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, en particular los criterios de confiabilidad, minimiza el costo total de la expansión de la generación del país.

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

6. HERRAMIENTAS DE ANALISIS

Los planes de expansión se generan utilizando los modelos computacionales OPTGEN (Modelo de planificación de la expansión de largo plazo), SDDP (Modelo de despacho estocástico de sistemas eléctricos), y TSL (Time Series Lab) elaborados y mantenidos por la empresa Power Systems Research (PSR)¹⁹.

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

¹⁸ Se modifica el costo para el primer bloque de 404 USD/MWh a 600 USD/MWh, debido a que el valor propuesto por CRIE es inferior al costo del térmico más caro que tiene Costa Rica y esto provocaría que los modelos de optimización económica prefieran un déficit sobre el uso de las térmicas más caras del país.

¹⁹ Detalles sobre estos programas se pueden consultar en www.psr-inc.com

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 sistema de generación. El problema de optimización se resuelve a través de la programación dinámica dual estocástica. Esta herramienta está especialmente formulada para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses de regulación mensual o superior, requerimiento indispensable en la formulación de planes de expansión con matrices de generación altamente renovables.

Complementariamente, el TSL modela el comportamiento de los recursos renovables variables, particularmente la energía eólica y solar. El modelo procesa la información disponible en la base de datos de información satelital ERA5²⁰, disponible desde 1980 para viento e irradiación solar, creando un registro histórico sintético de generación horaria renovable. Esta información se transforma en generación de energía según la ubicación geográfica y las características de las turbinas eólicas o de los paneles solares declarados. El modelo permite aplicar una corrección del sesgo, para ajustar los resultados obtenidos con los registros históricos de generación de las plantas disponibles en el país.

7. RECURSOS DISPONIBLES PARA LA FORMULACIÓN DEL PEG 2024

En el proceso de formulación de los planes de expansión, los modelos de simulación disponen de un conjunto de proyectos para lograr la optimización económica y cumplir con los criterios de confiabilidad del suministro eléctrico en el largo plazo. Algunos de estos proyectos son considerados fijos, porque sus decisiones de financiamiento o de construcción ya han sido tomadas o más aún, ya están en construcción. El resto de los proyectos se consideran proyectos candidatos.

7.1 Proyectos fijos

Se consideran proyectos fijos de los planes de expansión aquellos cuya decisión de ejecutarlos ya ha sido tomada. Incluye los proyectos que ya están en construcción. Estos proyectos no están sujetos a la optimización en el modelamiento de la expansión.

Dentro del grupo de proyectos fijos, se tienen desarrollos del ICE, de las empresas distribuidoras y del sector privado, contratados dentro del marco de la Ley 7200, capítulo I:

- El proyecto solar Huacas, de CoopeGuanacaste, entró en operación en abril del 2024.
- El proyecto eólico El Quijote, de la ESPH, entrará en operación en diciembre del 2025.

²⁰ Base de datos de reanálisis global ERA5 del Servicio de Cambio Climático Copernicus, gestionado por la Agencia Espacial Europea (ESA).

- La modernización de la Planta Eólica Tejona, del ICE entrará en operación en enero del 2027. El proyecto incluye una repotenciación.
- En enero del 2025 será reincorporada al sistema la unidad 10 de la Planta Moín.
- En el 2027 serán incorporados cinco proyectos solares de generadores privados adjudicados en el 2024, producto de la convocatoria N°4-2023.
- En el 2028 serán incorporados cuatro proyectos eólicos de generadores privados adjudicados en el 2024, producto de la convocatoria N°5-2023.
- El proyecto geotérmico Borinquen 1 entrará en operación en diciembre del 2029. Este proyecto estaba previsto para incorporarse en el año 2027, pero la licitación de equipo electromecánico resultó infructuosa, generando un atraso de varios años.
- El proyecto hidroeléctrico Río Piedras, o PAACUME (Proyecto Abastecimiento de Agua para la Cuenca Media del río Tempisque y Comunidades Costeras)) entrará en operación en el año 2031. Este proyecto es parte del aprovechamiento integral del recurso hídrico en el marco del Programa integral para el abastecimiento de agua para Guanacaste, con la participación del ICE y del Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenamiento (SENARA).

Los proyectos fijos para el PEG 2024 se muestran en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1 Proyectos fijos PEG 2024

PROYECTOS FIJOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2024-2040					
AÑO	MES	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA (MW)	DESARROLLADOR
2024	4	Huacas	Solar	5	COOPEGUANACASTE
2025	12	Quijote	Eólico	33	ESPH
2027	1	Tejona Repotenciación	Eólico	42	ICE
2027	1	Numu	Solar	20	Generador privado
2027	1	Los Tecaes	Solar	20	Generador privado
2027	1	Los Mangos	Solar	10	Generador privado
2027	1	Las Cañas	Solar	20	Generador privado
2027	1	Colorado	Solar	16	Generador privado
2027	9	Las Delicias	Solar	78.2	ICE
2027	9	Colorado ICE	Solar	66.6	ICE
2027	1	San Antonio	Solar	10	ICE
2028	1	Las Pavas	Eólico	20	Generador privado
2028	1	La Montosa	Eólico	20	Generador privado
2028	1	San Jorge	Eólico	20	Generador privado
2028	1	MOVASA 2	Eólico	20	Generador privado
2029	12	Borinquen I	Geotérmico	55	ICE
2031	1	Río Piedras (PAACUME)	Hidroeléctrico	7	SENARA/ICE

(*) No se muestran los bloques de alquiler de térmico que operan entre el 2024 y 2028

- **Plantas de alquiler**

En el corto plazo y hasta el 2028, será necesario mantener e incrementar el alquiler de varios bloques de generación térmica temporal. Este alquiler es la respuesta rápida y más económica para afrontar las condiciones que afrontará el sistema de generación en ese período, donde se combina la previsión de un persistente fenómeno de El Niño extremadamente seco, el atraso de varias contrataciones de plantas nuevas y la pérdida temporal del aporte de las plantas Cachi y Ventanas por trabajos de modernización.

La potencia recomendada de estos alquileres es la siguiente:

- 2024: 140 MW de alquiler
- 2025: 105 MW de alquiler²¹
- 2026: 240 MW de alquiler
- 2027-2028: 240 MW de alquiler

7.2 Retiro de plantas de generación del ICE

El plan de expansión considera la salida de operación completa por obsolescencia de la planta eólica Tejona en el año 2025. El proyecto de repotenciación de Tejona está en desarrollo y su entrada en operación está programada para el 2027 (ver Tabla 7-1).

Adicionalmente, la Planta Geotérmica Miravalles 5 está fuera de operación desde julio del 2021, por lo que en el Plan no se considera su aporte.

7.3 Modernizaciones de plantas existentes

El sistema de generación del país afronta un gran desafío en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño con indisponibilidades por períodos prolongados.

Como se observa en la Tabla 7-2, Tabla 7-4, Tabla 7-4 y Tabla 7-5, el PEG 2024 debe atender la modernización de las plantas hidroeléctricas Garita, Ventanas Garita, Cachi, Arenal, Dengo y Sandillal, así como las modernizaciones de las plantas geotérmicas Miravalles 1, 2, 3 y Boca de Pozo:

- Antes del 2030, las principales indisponibilidades corresponden a la PH Ventanas Garita (100 MW) que estará fuera de operación por dos años y la PH Cachi (160 MW) que está fuera de operación parcial o totalmente en los segundos semestres del 2026 y 2027. En el invierno del 2027 coinciden ambas indisponibilidades, con 260 MW fuera de operación.

²¹ En el 2025 se identificaron 35 MW de térmico adicional que no será posible tenerlos disponibles para la fecha indicada. Esta condición exige implementar un compromiso de importación para el verano del 2025 de 35 MW.

-
- Las plantas geotérmicas Miravalles estarán fuera de operación un año entero cada una en el 2031 y 2032 y se reincorporarán al SEN con una menor capacidad con el objeto de administrar la vida útil del campo.
 - Las plantas hidroeléctricas Arenal y Dengo tendrán una unidad fuera de operación durante tres años, de modo que un tercio de su capacidad no estará disponible (113 MW) durante ese período.
 - Para el final del período, la PH Sandillal modernizará una a una sus unidades, manteniéndose a un 50% de su capacidad durante dos años.

Tabla 7-2 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2024-2026

PLAN DE MODERNIZACIONES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																														
MODERNIZACIONES PROGRAMADAS PERÍODO 2024-2026																																														
Planta	2024												2025												2026																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12										
PH Garita							40	40	40	40	20																																			
PH Ventanas Garita																																														
Cachí																														81	81	81	81	81												
Miravalles 1																																														
Miravalles 2																																														
Miravalles 3																																														
Arenal																																														
Dengo																																														
Sandillal																																														
Echandi																																														
Boca Pozo																																														

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS PERÍODO 2024-2026																																														
Planta	2024												2025												2026																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12										
Arenal																	55				55		55																							
Dengo								58	58	58	58						58	58	58	58	58	58	58																							
Sandillal																														15	15	15	15	15												
Boca Pozo																						5	5	5																						
Garabito					18	18	18	18	18	18	18	18	18																																	

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año (potencia de placa)

Tabla 7-3 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2027-2029

PLAN DE MODERNIZACIONES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																					
MODERNIZACIONES PROGRAMADAS PERÍODO 2027-2029																																					
Planta	2027												2028												2029												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
PH Garita																																					
PH Ventanas Garita						100	100	100	100	100			100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		100	100	100	100	100	100							
Cachí						162	162	162	162	162	162																										
Miravalles 1																																					
Miravalles 2																																					
Miravalles 3																																					
Arenal																																					
Dengo																																					
Sandillal																																					
Echandi																									4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Boca Pozo																																					

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS PERÍODO 2027-2029																																					
Planta	2027												2028												2029												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Arenal																															55	55	55	55	55		
Dengo																																					
Sandillal						15	15	15	15	15																											
Boca Pozo																					5	5	5														
Garabito																																					

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año (potencia de placa)

Tabla 7-4 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2030-2032

PLAN DE MODERNIZACIONES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																					
MODERNIZACIONES PROGRAMADAS PERÍODO 2030-2032																																					
Planta	2030												2031												2032												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
PH Garita																																					
PH Ventanas Garita																																					
Cachi																																					
Miravalles 1													42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42													
Miravalles 2																									42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	
Miravalles 3																									27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
Arenal																																					
Dengo																																					
Sandillal																																					
Echandi																																					
Boca Pozo	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5																									

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS PERÍODO 2030-2032																																					
Planta	2030												2031												2032												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Arenal						55	55	55	55	55									55	55	55	55	55														
Dengo																																					
Sandillal																																					
Echandi																																					
Boca Pozo																						5	5	5													
Garabito																																					

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año (potencia de placa)

Tabla 7-5 Plan de Modernizaciones de plantas de generación para el período 2033-2038

PLAN DE MODERNIZACIONES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																						
MODERNIZACIONES PROGRAMADAS PERÍODO 2033-2035																																						
Planta	2033												2034												2035													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
PH Garita																																						
PH Ventanas Garita																																						
Cachí																																						
Miravalles 1																																						
Miravalles 2																																						
Miravalles 3																																						
Arenal	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	
Dengo	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Sandillal																																						
Echandi																																						
Boca Pozo																																						

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año

MODERNIZACIONES PROGRAMADAS PERÍODO 2036-2038																																					
Planta	2036												2037												2038												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
PH Garita																																					
PH Ventanas Garita																																					
Cachí																																					
Miravalles 1																																					
Miravalles 2																																					
Miravalles 3																																					
Arenal																																					
Dengo																																					
Sandillal	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15													
Echandi																																					
Boca Pozo																																					

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año

7.4 Proyectos candidatos

En la formulación del PEG 2024, igual que en los ciclos de planificación anteriores se consideran proyectos candidatos conocidos y bloques genéricos de proyectos eólicos, solares, hidroeléctricos, biomásicos y geotérmicos de diferentes capacidades. No se hace distinción sobre la propiedad de estos proyectos; podrían ser desarrollados por el ICE, las empresas distribuidoras y los generadores privados.

También se definieron dos tipos de sistemas de almacenamiento de energía como proyectos candidatos: plantas de turbo-bombeo y celdas electroquímicas, conocidas como baterías (BESS).

En tecnologías térmicas se consideraron turbinas de gas en ciclo simple y ciclos combinados, motores de media velocidad y bloques de plantas de alquiler, particularmente importantes estos últimos para atender de manera óptima la modernización de las plantas Arenal y Dengo.

La inclusión de un proyecto en la lista de candidatos no necesariamente indica una intención de desarrollo. Adicionalmente, en los análisis se incluyen tecnologías candidatas no compatibles con la política energética y ambiental del país, con el objeto de garantizar una exhaustiva evaluación de opciones y valorar el impacto económico de desechar una opción para satisfacer dichas políticas.

En la Tabla 7-6 y Tabla 7-7 se presentan los proyectos candidatos con fuentes renovables.

Tabla 7-6 Proyectos candidatos del PEG 2024

PROYECTOS CANDIDATOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2024-2040					
Fuente	Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de disponibilidad ⁽³⁾	Inversión (\$/kW) ⁽⁴⁾	Inversión Capitalizada (\$/kW) ⁽⁵⁾
Geotermia	Borinquen 2	55	2031	6 645	8 202
	PLB-01	12	2032	6 645	7 785
Hidroeléctrica	Fourth Cliff	53	2031	5 276	6 666
	Toro Amarillo	57	2033	3 647	4 171
	Chimirol	64	2033	4 010	5 357
	Diquís	646	2035	5 986	8 670
	RG-430 (CM 360) ⁽¹⁾	162	2035	6 317	7 719
RG-430 (CM 318) ⁽²⁾	209	2035	5 910	7 293	
<p>(1) Proyecto RG-430 con la casa de máquinas en la cota 360 msnm</p> <p>(2) Proyecto RG-430 con la casa de máquinas en la cota 318 msnm</p> <p>(3) Fecha más temprana en la que podría entrar en operación el proyecto</p> <p>(4) Inversión overnight, en dic2023USD</p> <p>(5) Inversión capitalizada, en dic2023USD</p>					

Tabla 7-7 Proyectos genéricos candidatos del PEG 2024

PROYECTOS GENERICOS CANDIDATOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2024-2040							
	Fuente	Proyecto	Bloque mínimo de potencia (MW) ⁽¹⁾	Capacidad Total disponible (MW)	Fecha de disponibilidad ⁽²⁾	Inversión (\$/kW) ⁽³⁾	Inversión Capitalizada (\$/kW) ⁽⁴⁾
Renovables	Geotermia	Bloque geotérmico	55	232	2036	6 645	8 202
	Hidro	Bloque hidroeléctrico	20	2 002	2030	4 500	5 710
		Bloque turbo bombeo	100	100	2035	5 090	6 244
	Eólico	Bloque eólico	10	2 085	2029	1 900	2 077
	Solar	Bloque solar	10	2 106	2029	1 100	1 182
		Bloque solar de seguimiento	10	100	2029	1 500	1 612
	Biomasa	Bloque biomasa	10	80	2030	1 750	1 896
	Almacenamiento	Bloque Batería	30	120	2030	1 400	1 528
Térmicos	Búnker	Motores de media velocidad	20	800	2029	1 800	2 056
	Diésel	Turbinas de gas	20	600	2029	1 200	1 371
	Diésel	Ciclos combinado	200	400	2030	1 500	1 813

(1) La potencia de los proyectos genéricos se modela en bloques por tecnología. Se muestran los tamaños de los módulos

(2) Fecha más temprana en la que podría entrar en operación el proyecto

(3) Inversión overnight, en dic2023USD

(4) Inversión capitalizada, en dic2023USD

7.5 Vencimiento de contratos de plantas privadas

Dado el crecimiento previsto en las proyecciones de demanda, es necesario adicionar constantemente nueva capacidad. En ese entorno, para efectos de la simulación del presente PEG se asume que las plantas privadas cuyos contratos vencen se mantendrán operando, sin embargo, debe aclararse que todas las contrataciones deben valorarse al final de los contratos en función de los requerimientos del SEN en ese momento.

8. PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2024-2040

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, crecimiento de la demanda, disponibilidad de nuevos estudios de proyectos en el país, evolución del Mercado Eléctrico Regional, cambios en la matriz de generación nacional, entre otros. El objetivo de cada plan de expansión es confirmar la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores y/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, desarrollados en un período de un crecimiento muy deprimido de la demanda, se realizaron fuertes ajustes en la programación de nuevas adiciones de proyectos, con el objeto de llevar a un mejor balance la oferta y demanda de generación del país. Como parte de las decisiones tomadas se eliminaron o pospusieron varios proyectos cuya entrada estaba prevista para el final de la década anterior. En el PEG 2022, se consideró una proyección de demanda con fuertes signos de recuperación de la pandemia y se propuso una mayor oferta de proyectos para el corto plazo y largo plazo.

Con la intensa recuperación de la demanda que ha tenido el país en los años posteriores de la pandemia, el PEG 2024 propone un programa de proyectos aún más exigente que los planes anteriores desde el corto plazo.

En el presente plan de expansión, los principales elementos de atención se refieren a los siguientes aspectos:

- Un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica nacional en el corto plazo, como consecuencia de la recuperación económica del país.
- Un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño, obligadas a salir de operación por períodos prolongados. Por su aporte de energía firme al SEN, es particularmente crítica la salida de las hidroeléctricas Cachí, Arenal y Dengo, así como centrales geotérmicas Miravalles 1 y 2.
- Reducción de la capacidad térmica del país originada por el retiro de dos unidades de la planta térmica Moín en el 2021. La escasa capacidad del parque térmico es indispensable para atender las fluctuaciones de la generación de las plantas renovables variables.
- Atrasos en la entrada en operación de las plantas eólicas y solares privadas, previstas para entrar en operación en los años 2024 a 2026.

8.1 Escenarios de análisis del PEG 2024

Para atender los riesgos inherentes a la incertidumbre de las proyecciones de demanda, se recurre al análisis de diferentes escenarios representativos de diferentes condiciones.

Para el PEG 2024 se analizaron cuatro escenarios de demanda:

- Escenario de demanda media
- Escenario de demanda alta
- Escenario de demanda baja
- Escenario de crecimiento de la generación distribuida y la electromovilidad

En la Figura 8-1 se muestra el esquema de análisis planteado para la definición de los diferentes escenarios de estudio del PEG 2024. La consideración de estos escenarios da mayor robustez a las decisiones de expansión de la generación.



Figura 8-1 Esquema de análisis del PEG 2024

Para analizar las implicaciones de grandes proyectos que impactan significativamente la matriz de generación, se realizó adicionalmente un ejercicio de proyección a largo plazo, extendiendo el horizonte hasta el 2050, utilizando una modelación a escala mensual. En esta proyección se estudió una senda hidroeléctrica con el proyecto Diquís y otra con plantas térmica utilizando gas natural. Los resultados de esta valoración estarán disponibles en el documento completo del PEG 2024-2040 en el 2025.

8.2 Plan de Expansión Recomendado

El Plan de Expansión Recomendado 2024-2040 se formuló para el escenario de demanda media. En este informe se presenta el Programa de Proyectos correspondiente a dicho Plan y sus principales resultados.

Los resultados de los demás escenarios de estudio se presentarán en el documento completo del PEG 2024 que estará disponible en el año 2025.

En la Tabla 8-1 se presenta el Plan de Expansión Recomendado para el período 2024 al 2040.

Tabla 8-1 Plan de Expansión Recomendado 2024-2040

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2024-2040									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Potencia MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Capacidad Instalada MW
Capacidad instalada al 31 de dic del 2023: 3499									
2024	12 807	4.2%	1 915	2.8%	4	Huacac	Solar	5	3 504
					4	Térmico Alquiler	Térmico	140	3 644
					5	Garabito	Térmico	-18	3 626
					8	Garita	Hidro	-40	3 586
					9	Corobici	Hidro	-58	3 528
					12	Garita	Hidro	20	3 548
					12	Térmico Alquiler	Térmico	-35	3 513
2025	13 241	3.4%	1 968	2.8%	1	Corobici	Hidro	58	3 571
					1	Garita	Hidro	20	3 591
					1	Reincorporación Ud 10, PT Moín	Térmico	33	3 624
					1	Importación ¹	Térmico	35	3 659
					3	Garabito	Térmico	18	3 677
					6	Arenal	Hidro	-55	3 622
					6	Corobici	Hidro	-58	3 564
					6	Importación	Térmico	-35	3 529
					7	Arenal	Hidro	55	3 584
					8	Tejona	Eólico	-10	3 574
					9	Arenal	Hidro	-55	3 519
					9	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 514
					10	Arenal	Hidro	55	3 569
					12	Arenal	Hidro	-55	3 514
					12	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 519
					12	Quijote	Eólico	33	3 552
					12	Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 532
2026	13 642	3.0%	2 013	2.3%	1	Arenal	Hidro	55	3 587
					1	Corobici	Hidro	58	3 645
					1	Térmico Alquiler	Térmico	135	3 780
					6	Térmico Alquiler	Térmico	-105	3 675
					7	Sandlillal	Hidro	-15	3 660
					7	Cachi 2	Hidro	-80	3 580
					12	Sandlillal	Hidro	15	3 595
					12	Cachi 2	Hidro	80	3 675
2027	13 993	2.6%	2 052	2.0%	1	Térmico Alquiler	Térmico	105	3 780
					1	Tejona Repotenciación	Eólico	42	3 822
					1	San Antonio	Solar	10	3 832
					1	Numa	Solar	20	3 852
					1	Los Tecaes	Solar	20	3 872
					1	Los Mangos	Solar	10	3 882
					1	Colorado GP	Solar	16	3 898
					1	Las Cañas	Solar	20	3 918
					7	Sandlillal	Hidro	-15	3 903
					7	Cachi 2	Hidro	-159	3 744
					8	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 644
					9	Colorado ICE	Solar	67	3 711
					9	Las Delicias	Solar	78	3 789
					12	Sandlillal	Hidro	15	3 804
2028	14 380	2.8%	2 092	2.0%	1	Cachi 2	Hidro	159	3 963
					1	Las Pavas	Eólico	20	3 983
					1	Montosa	Eólico	20	4 003
					1	San Jorge	Eólico	20	4 023
					1	Solar	Solar	100	4 123
					1	MOVASA 2	Eólico	20	4 143
2029	14 760	2.6%	2 142	2.4%	1	Echandi	Hidro	-5	4 138
					1	Modernización Moín	Térmico	200	4 338
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-240	4 098
					1	Eólico	Eólico	100	4 198
					1	Solar	Solar	200	4 398
					7	Arenal	Hidro	-55	4 343
					7	Ventanas-Garita	Hidro	100	4 443
					12	Arenal	Hidro	55	4 498
					12	Borinquen 1	Geotérmico	55	4 553
2030	15 123	2.5%	2 185	2.0%	1	Echandi	Hidro	5	4 558
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	4 554
					1	Biomasa	Biomasa	20	4 574
					7	Arenal	Hidro	-55	4 519
					12	Arenal	Hidro	55	4 574
2031	15 472	2.3%	2 227	1.9%	1	Baterías	Baterías	30	4 604
					1	Miravalles1	Geotérmico	-50	4 554
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	5	4 558
					1	PCH PAACUME	Hidro	7	4 565
					1	Biomasa	Biomasa	20	4 585
					1	Eólico	Eólico	150	4 735
					7	Solar	Solar	70	4 805
					7	Arenal	Hidro	-55	4 750
					12	Arenal	Hidro	55	4 805
2032	15 813	2.2%	2 263	1.6%	1	Borinquen 2	Geotérmico	55	4 860
					1	Plazoleta PLB-01	Geotérmico	12	4 872
					1	Miravalles 3	Geotérmico	-26	4 846
					1	Miravalles1	Geotérmico	35	4 881
					1	Miravalles2	Geotérmico	-50	4 831
					1	Solar	Solar	300	5 131
					1	Biomasa	Biomasa	40	5 171
2033	16 145	2.1%	2 313	2.2%	1	Arenal	Hidro	-55	5 116
					1	Corobici	Hidro	-58	5 058
					1	Térmico de Alquiler	Térmico	70	5 128
					1	Miravalles 3	Geotérmico	20	5 148
					1	Miravalles2	Geotérmico	35	5 183
2034	16 470	2.0%	2 356	1.9%	1	Fourth Cliff	Hidro	53	5 236
					1	Baterías	Baterías	90	5 326
					1	Solar	Solar	160	5 486
2035	16 780	1.9%	2 399	1.8%	1	Solar	Solar	70	5 556
2036	17 072	1.7%	2 432	1.4%	1	Arenal	Hidro	55	5 611
					1	Corobici	Hidro	58	5 669
					1	Sandlillal	Hidro	-15	5 654
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-70	5 584
2037	17 343	1.6%	2 477	1.8%	1	Eólico	Eólico	120	5 704
					1	Solar	Solar	50	5 754
2038	17 593	1.4%	2 512	1.4%	1	Sandlillal	Hidro	15	5 769
					1	Geotermico	Geotérmico	55	5 824
2039	17 821	1.3%	2 544	1.3%					5 824
2040	18 029	1.2%	2 566	0.9%	1	Eólico	Eólico	140	5 964
					1	Solar	Solar	30	5 994

Notas

¹ Los estudios de expansión de la generación se simulan considerando el sistema costarricense aislado, sin importaciones. En el 2025 se identificó un requerimiento adicional de 35 MW que no podrá ser atendido con un bloque de alquiler térmico. Esta capacidad debe ser procurada en el mercado de importación para mantener los balances energéticos.

En la Figura 8-2 se puede observar la instalación anual por tipo de fuente del Plan Recomendado. En el gráfico se incluyen los proyectos nuevos y las entradas y salidas de los bloques de alquiler. No se muestran los retiros de plantas por obsolescencia ni las modernizaciones.

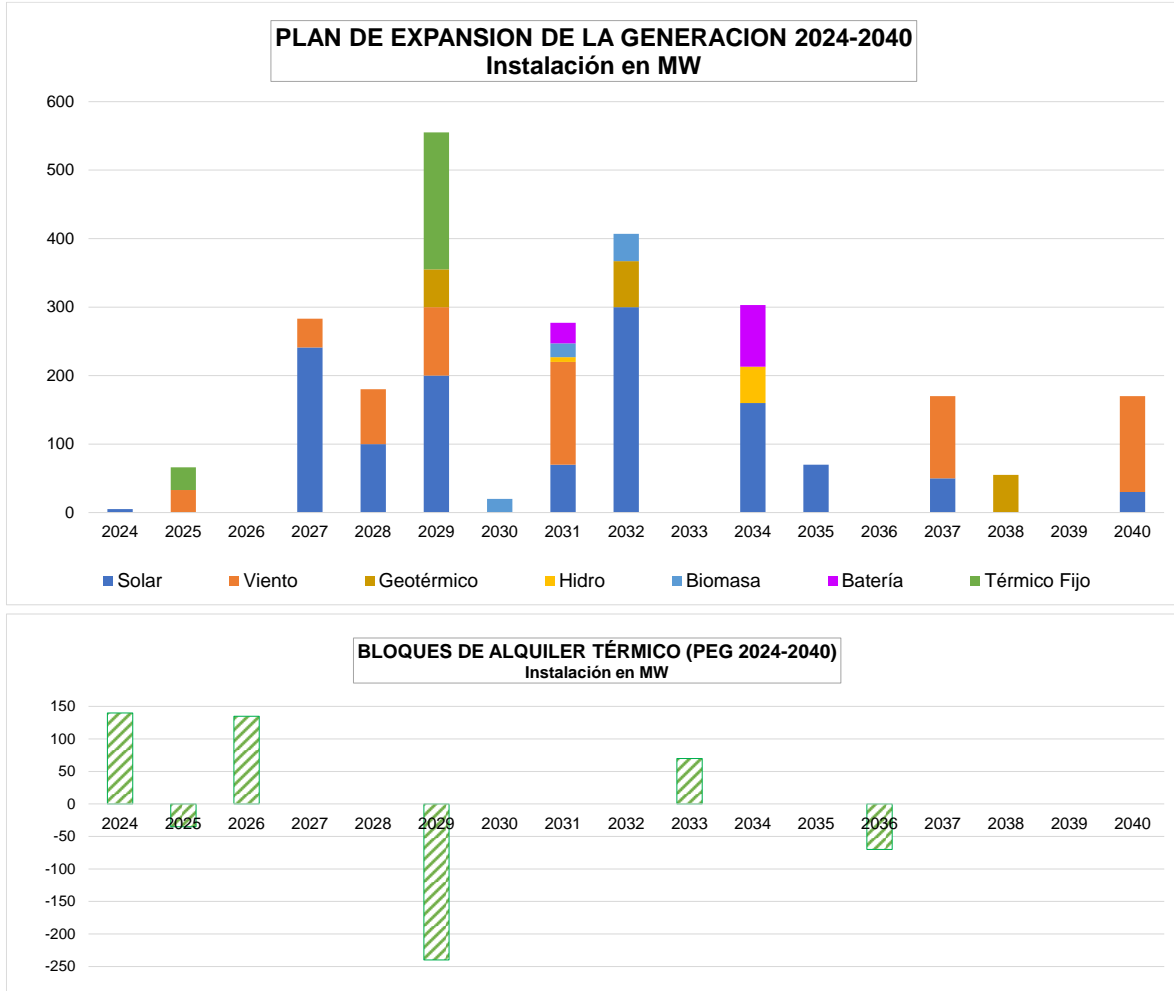


Figura 8-2 Instalación por fuente: 2024-2040

La capacidad acumulada año por año se muestra en la Figura 8-3.

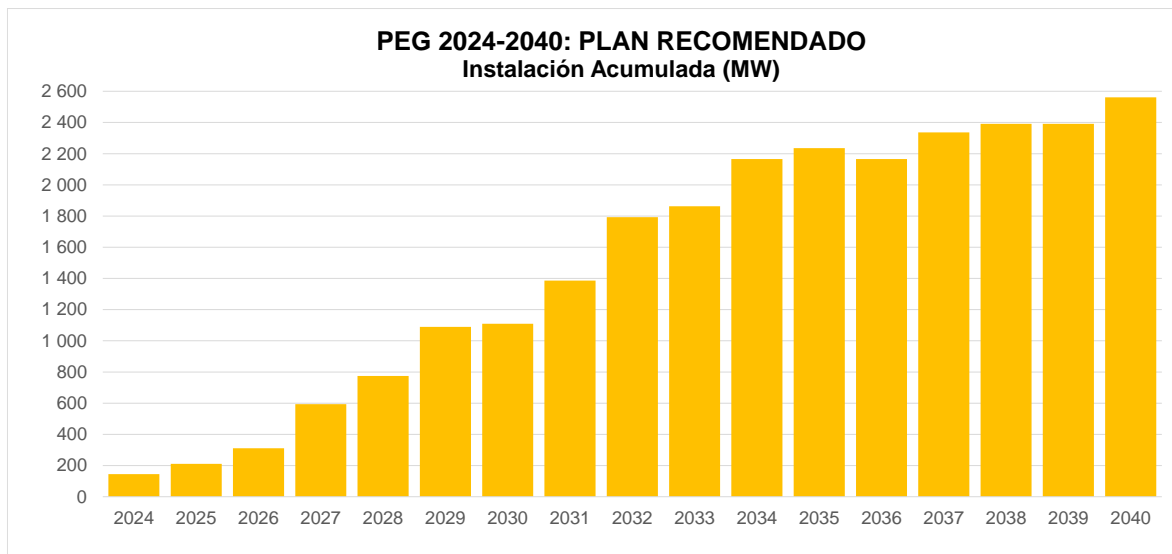


Figura 8-3 Capacidad acumulada PEG2024.

8.3 Principales resultados del Plan de Expansión Recomendado

Los principales resultados de los estudios de expansión del PEG 2024 se centran en los siguientes elementos:

- Incorporación de gran cantidad de capacidad de generación en el corto plazo, que implica un esfuerzo considerable de ejecución de proyectos.
- Incorporación de un volumen importante de fuentes eólicas y solares en todo el horizonte de planificación, impulsada por los bajos costos de inversión de estas tecnologías.
- Desarrollo geotérmico: se confirma la incorporación del PG Borinquen 2, identificado previamente en el PEG 2022 y de la plataforma PLB-01 concebida como un proyecto adicional de 12 MW en el complejo geotérmico Borinquen. Un tercer proyecto geotérmico se identifica al final de período.
- Necesidad de mayor capacidad térmica en el SEN: modernización y repotenciación de la PT Moín.
- Se confirma la incorporación del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff, identificado previamente en el PEG 2022.
- Se confirma la incorporación de bloques de almacenamiento con baterías, a lo largo del horizonte del plan.
- Adicionalmente se identifican varios bloques de térmico de alquiler en el período 2024-2028, que se mantendrán hasta la incorporación del proyecto de modernización de la PT Moín. Un segundo bloque de alquiler se propone para el

período 2033-2035 para colaborar en la atención de la demanda durante las indisponibilidades de las hidroeléctricas Arenal y Dengo por modernización.

El conjunto de proyectos del Plan 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 brinda una buena respuesta para reaccionar ante escenarios de demanda alta.

8.3.1 Térmico de alquiler

En el corto plazo se requiere de varios bloques de térmico de alquiler, tendientes a reponer la capacidad térmica retirada en el año 2021, el atraso de los concursos de generación privada publicados en el 2023 y a una manifestación del fenómeno de El Niño particularmente seca durante varios años. Se suma a ello el pujante crecimiento de la demanda explicado en el capítulo 3.

Estos bloques de alquiler se mantendrán operando hasta la incorporación del proyecto de modernización de la PT Moín en el año 2029.

Los bloques de alquiler se mantendrán como sigue:

Tabla 8-2 Térmico alquiler 2024-2028

Año	Térmico Alquiler (MW) Disponible anualmente
2024	140
2025	105
2026	240
2027	240
2028	240

Un segundo bloque de térmico de alquiler se programa para el período 2033-2035 para respaldar la salida parcial de las plantas hidroeléctricas Arenal y Dengo por modernización. Durante esos años, se indispondrán 113 MW.

Los bloques de alquiler se mantendrán como sigue:

Tabla 8-3 Térmico alquiler 2033-2035

Año	Térmico Alquiler (MW) Disponible anualmente
2033	70
2034	70
2035	70

8.3.2 Capacidad requerida en el corto plazo (2024-2028)

Los resultados para el PEG 2024 confirman las necesidades de capacidad en el corto plazo identificadas en estudios preliminares realizados durante el 2023 y en enero y julio del 2024. Estos estudios previos motivaron el inicio de procesos de contratación de proyectos de generación privada a través de la Ley 7200, así como la preparación de estudios de factibilidad de proyectos propios del ICE.

Del 2024 al 2028 se prevé la instalación de una capacidad del 534 MW, sin considerar el térmico de alquiler indicado en el inciso anterior. Prácticamente la totalidad de esta capacidad instalada corresponde a tecnologías eólicas y solares, siendo el solar más del doble de la instalación eólica.

Durante este período se tienen programados 15 proyectos de generación que serán desarrollados por ESPH, el ICE y el sector privado, lo que significa un gran desafío para el país. Se incluye en este período el proyecto eólico El Quijote de la ESPH, la modernización de la planta eólica Tejona, la entrada en operación de los proyectos solares y eólicos privados adjudicados durante el 2024 y los proyectos solares que serán desarrollados por el ICE.

La institución debe hacer un gran esfuerzo económico y dotarse de mecanismos ágiles de desarrollo y seguimiento de proyectos para asegurar la disponibilidad de esta nueva capacidad.

En este período también se reincorporará la Unidad 10 de la planta Moín, que había sido retirada en el año 2021.

8.3.3 Instalación de eólico y solar

El Plan Recomendado muestra una alta penetración de energía eólica y solar en todo el horizonte de planeación, con una instalación de 1 891 MW del total del Plan de 2 561 MW.

Entre el 2024 y 2028, el requerimiento de capacidad identificado es de 501 MW, entre el 2029 y el 2031 es de 520 MW, del 2032 al 2035 de 530 MW y para el 2036-2040 es de 340 MW. A pesar de ser tecnologías de bajo costo y rápida instalación, 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 a la red, deben preverse también tecnologías de generación capaces de regular esta variabilidad para mantener la confiabilidad del sistema.

La instalación total en fuentes eólicas y solares del presente plan es muy similar a la identificada en el PEG 2022-2040.

La capacidad acumulada en diferentes períodos se muestra en la Figura 8-4.

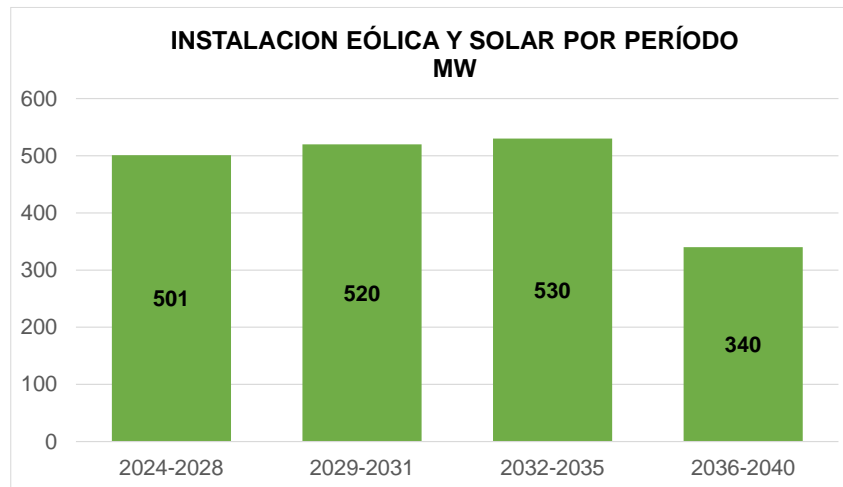


Figura 8-4 Instalación eólico y solar

8.3.4 Modernización y repotenciación de la Planta Térmica Moín

Para mantener la confiabilidad del sistema durante todo el período se requiere la adición de mayor capacidad térmica.

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 plan de expansión.

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 o la regulación de los embalses en un sistema de estas características no es medible a través del factor de planta o mediante precios medios 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 solamente viento y solar en el sistema, si estas fuentes por sí solas no pueden garantizar la continuidad del servicio.

Los estudios realizados permiten concluir lo siguiente:

- Para mantener la confiabilidad del suministro eléctrico, los casos de estudio analizados recomiendan la incorporación de mayor térmico en el sistema antes del 2030, previo a la entrada en operación de las plantas geotérmicas y de un componente adicional de regulación hidroeléctrica.
- La necesidad identificada es de 200 MW a incorporarse en el 2029. Esta solución restituye parte de la capacidad retirada en la Planta Moín en el 2021 y agrega respaldo adicional.
- La tecnología recomendada es de turbinas de gas a ciclo simple alimentadas de diésel.

- La capacidad total de la Planta Moín será con del orden de 370 MW.
- Debido al bajo factor de planta del térmico en el país, acorde con el desarrollo de una matriz renovable, la optimización de los planes de expansión selecciona tecnologías de bajo costo de inversión, aunque tengan costos variables de explotación elevados.

La optimización del plan se decanta por turbinas de gas en lugar de motores de media velocidad porque las necesidades del sistema están más asociadas a la atención de la variabilidad de corto plazo intrínseca de las fuentes renovables. A esta función se acomodan mejor las turbinas de gas, tecnología que a pesar de tener costos operativos altos asociados al precio del diésel, tiene costos de inversión menores que los motores.

Sin embargo, de forma complementaria se simularon también planes de expansión considerando motores de media velocidad para la repotenciación de la planta Moín. Los resultados fueron similares a los obtenidos con la solución con turbinas de gas en lo que respecta a las decisiones claves del plan en la década del 2030: incorporación de los geotérmicos Borinquen 2 y la plataforma PLB-01 y del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff. Considerando estos resultados, la decisión final de la tecnología requiere valorar elementos adicionales que no están considerados en el modelamiento de los planes.

La capacidad térmica del sistema se mantendrá en 10% de la capacidad total del sistema al final del período de planeamiento, pero en términos de beneficios al sistema el aporte es fundamental, dado que sirve de complemento de todas las fuentes de generación variables, inclusive la hidroeléctrica filo de agua. La generación térmica se estima para todo el período de planeación en 2.5%, siendo el máximo esperado de 5% en el año 2027 en que estarán indisponibles Cachí y Ventanas Garita.

Por lo tanto, el proyecto de modernización de la planta Moín no compromete el cumplimiento de los objetivos climáticos del país.

8.3.5 Proyecto Geotérmico Borinquen 2 y Plazoleta Geotérmica PLB-01

La geotermia es un recurso energético muy valioso en un sistema de generación renovable por su aporte de energía firme al sistema. 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 renovables.

Las tecnologías geotérmicas tienen poca flexibilidad para regular por sí mismas, pero al ser un recurso estable, libera recursos de regulación del sistema que pueden ser utilizados para compensar una mayor penetración de las fuentes variables. Estas características son valoradas en los procesos de optimización de los planes de expansión de modo que, el Plan Recomendado incluye la incorporación del PG Borinquen 2 (55 MW) y el PLB-01 (12 MW), proyecto adicional del complejo geotérmico Borinquen. El campo geotérmico Borinquen, ubicado en la zona volcánica Rincón de la Vieja en Guanacaste será explotado en dos etapas. Actualmente está en ejecución la construcción el PG Borinquen 1 (55 MW), cuya entrada en operación está prevista para finales del año 2029. El segundo desarrollo, Borinquen 2 (55 MW), está previsto en el Plan Recomendado para el año 2032.

Para los últimos años del horizonte de planeación se identifica la conveniencia de un tercer desarrollo geotérmico, por lo que es importante empezar los estudios técnicos del cuarto campo geotérmico del país, después de Miravalles, Pailas y Borinquen.

8.3.6 Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff

El Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff fue conceptualizado para funcionar como una planta en cascada con la Planta Hidroeléctrica Reventazón. Esta condición le permite aprovechar plenamente la capacidad del embalse y aportar capacidad de regulación al sistema eléctrico.

El Plan Recomendado recomienda la incorporación del Proyecto Fourth Cliff en el año 2034. Actualmente está en estudio una segunda alternativa de explotación del proyecto que deberá estar disponible en el 2025. Fourth Cliff es el único proyecto con capacidad de regulación que podría incorporarse al sistema a mediados de la década siguiente, por lo que es importante continuar impulsando los estudios técnicos que permitan recomendar su mejor configuración. Otros proyectos hidroeléctricos del país que también aportan regulación no tienen aún el nivel de estudio necesario, o requieren tiempos de ejecución mayores, por lo que no podrían incorporarse al sistema antes del 2035.

La capacidad de regulación complementa la integración de grandes cantidades de energía renovable variable y contribuiría a la seguridad operativa y de suministro eléctrico.

Históricamente, el desarrollo eléctrico del país ha considerado fuentes y tecnologías alternativas que se integran y se complementan entre sí. El Plan Recomendado continúa con esta línea estratégica de acción. Es de destacar que el Proyecto Fourth Cliff aportaría regulación a partir de fuentes renovables, que sumado a las energías renovables variables y a la geotermia, contribuyen al cumplimiento de las políticas nacionales de descarbonización y transición energética.

8.3.7 Almacenamiento de energía

Los modelos de simulación aplicados en la planificación de la expansión buscan un balance económico entre la diversidad de fuentes, la instalación redundante de capacidad de generación y la capacidad de almacenamiento.

Las baterías no agregan capacidad de generación adicional al sistema para atender el crecimiento de la demanda. Para la expansión del sistema, el beneficio 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.

Las baterías son tecnologías 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.

El Plan Recomendado incluye la incorporación de 120 MW de baterías de 4 horas de generación. Los bloques de almacenamiento se integran al SEN en el 2031 y 2034.

La incorporación de plantas térmicas de alquiler en los próximos años, la Modernización y Repotenciación de la Planta Térmica Moín prevista para el 2029 y la incorporación de la Planta Geotérmica Borinquen 1 en el 2030, reduce la presión inmediata por la disponibilidad de baterías antes del 2030. Sin embargo, debido a la gran cantidad de proyectos eólicos y solares que estarán en ejecución del 2025 al 2029 y a la posibilidad de ajustar los plazos del térmico de alquiler en función de la velocidad de ejecución de la Modernización de Moín, se recomienda continuar con el desarrollo de los estudios para una posible incorporación del primer bloque de baterías entre el 2028 y 2029.

En los estudios del PEG 2024 las baterías se utilizan para arbitraje de los costos marginales del sistema de generación. Particularmente es interesante la valorización que puede hacer de los momentáneos excedentes que normalmente presenta un sistema renovable. 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 esta evaluación.

Se debe tener presente que la capacidad de regulación de las baterías se circunscribe a períodos de carga/descarga relativamente cortos (de horas). La tecnología actual y previsible no permite considerar almacenamientos económicos para variaciones estacionales, como las que experimentan los caudales en las plantas hidroeléctricas sin grandes embalses de regulación.