

Instituto Costarricense de
Electricidad

Gerencia de Electricidad

División Operación y Control del Sistema Eléctrico

**“Estudio de Planeamiento Operativo Energético
para el periodo 2023-2027”**

Elaborado por:

Planeación de la Operación

30 de enero de 2023

No. de revisión	Fecha	Motivo	Realizado por:	Revisado por:	Aprobado por:
1	2023-01-30	Estudio de planeamiento operativo energético para determinar las estrategias de optimización del SEN para el periodo 2023-2027.	Ing. Daniel Alvarado R. Ing. Silvia Lira S. Ing. Rebeca Sánchez M. Ing. Edgardo Solís H.	Ing. Jorge Sancho Ch.	Ing. Jorge Sancho Ch.





ÍNDICE

<u>1.</u>	<u>INTRODUCCIÓN</u>	1
<u>2.</u>	<u>OBJETIVOS</u>	5
<u>3.</u>	<u>DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO</u>	6
<u>3.1</u>	<u>Aspectos Generales</u>	6
<u>3.2</u>	<u>Datos de Entrada</u>	8
<u>3.3</u>	<u>Método de Análisis Utilizado</u>	11
<u>4.</u>	<u>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA PARA EL AÑO 2023</u>	16
<u>4.1</u>	<u>Balances de Energía Eléctrica</u>	16
<u>4.2</u>	<u>Optimización del Embalse de Arenal</u>	18
<u>4.3</u>	<u>Reserva de Seguridad Energética para la Operación del SEN</u>	21
<u>4.4</u>	<u>Proyección de los Costos Marginales de Demanda</u>	25
<u>4.5</u>	<u>Proyecciones de Importaciones de Electricidad y Excedentes</u>	27
<u>4.6</u>	<u>Análisis de Riesgos</u>	34
<u>5.</u>	<u>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA EL PERIODO 2023-2027</u>	40
<u>5.1</u>	<u>Balances de Energía Eléctrica</u>	40
<u>5.2</u>	<u>Proyecciones de Importaciones de Electricidad y Excedentes</u>	42
<u>5.3</u>	<u>Optimización del Embalse de Arenal</u>	44
<u>5.4</u>	<u>Análisis de Riesgos</u>	45
	<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	47



<u>APÉNDICES</u>	50
<u>APÉNDICE A. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PROYECCIONES DE DEMANDA – ACTUALIZACIÓN 2022-2028</u>	51
<u>APÉNDICE B. PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES DE LAS PLANTAS TÉRMICAS</u>	52
<u>APÉNDICE C. PRONÓSTICOS METEOROLÓGICOS ESTACIONALES 2023</u>	54
<u>APÉNDICE D. BALANCES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL 2023, SIN PROYECCIÓN DE TRANSACCIONES EN EL MER</u>	56
<u>APÉNDICE E. BALANCES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL 2023, CON PROYECCIÓN DE TRANSACCIONES EN EL MER</u>	60
<u>APÉNDICE F. BALANCES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2024-2027</u>	64



RESUMEN

Se realizó el estudio de planeamiento operativo energético para el periodo de 2023 a 2027. Los resultados obtenidos son aplicables para el planeamiento de mediano plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En el estudio se considera el pronóstico de crecimiento de la demanda eléctrica nacional para el quinquenio, elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad y que toma en cuenta la contracción que causó la pandemia por el Covid-19 y la posterior recuperación. También se consideran las nuevas obras incluidas en los planes vigentes de expansión de la generación y transmisión del ICE. Además, se utiliza el registro histórico de los últimos 57 años, de los caudales promedio semanales afluentes a los embalses de las plantas hidroeléctricas.

Con base en los resultados obtenidos se obtuvieron las proyecciones de generación para todas las plantas del país para el periodo de interés, así como la valoración de la suficiencia de recursos de generación para el suministro eléctrico nacional.

Para el año 2023 y considerando la estimación de las importaciones de electricidad por 107 GWh, la proyección anual de la generación termoeléctrica es de 161 GWh, lo que representa en conjunto un 2,23% de la demanda total del SEN, con un gasto estimado de USD 43 millones. La proyección anual de las exportaciones por medio del MER de los excedentes de generación hidroeléctrica que tienen mayor grado de seguridad es de 84 GWh, concentrados principalmente en el segundo semestre y que representarían un ingreso estimado de USD 6,2 millones.



No obstante, no se descarta la materialización en 2023 de un escenario de hidrología inferior (seco), con una proyección anual de la generación complementaria (termoeléctrica más importaciones de electricidad) de 448 GWh y un gasto asociado a USD 77 millones. Esta generación complementaria representaría el 3,71% de la demanda eléctrica nacional, proyectándose incluso la necesidad de utilizar las plantas térmicas de mayor costo variable (Moín II y Moín III), durante los meses de mayo y junio.

En caso que se desarrolle un escenario seco, similar al de hidrología inferior, se tendrían que enfrentar dos retos: (1) administrar la reserva de seguridad energética del SEN para evitar un déficit de energía en el primer semestre del 2023 y (2) recuperar el embalse de Arenal durante el segundo semestre del año, para almacenar el volumen necesario para atender la demanda eléctrica en la estación seca del 2024. Por consiguiente, un factor clave es el suministro de combustibles fósiles para la generación térmica, así como la optimización de los mantenimientos de las plantas generadoras del ICE.

La generación hidroeléctrica continuará siendo la fuente de producción de electricidad más importante del SEN, proyectándose un aporte del 69,7% de la generación total en el quinquenio 2023-2027. La energía geotérmica será la segunda fuente en importancia con un aporte del 13,2% y la eólica será la tercera con 12,2%. Por su parte, se proyecta que la electricidad producida con combustibles fósiles representará en promedio el 3,1% de la demanda eléctrica quinquenal del SEN, que es una magnitud baja, pero con un alto costo operativo.

Para el periodo 2024-2027, se determinó un faltante de capacidad instalada de generación para atender la totalidad de la demanda eléctrica, específicamente en escenarios hidrológicos muy secos. En caso de materializarse estos escenarios, los déficits se podrían subsanar con importaciones de electricidad por medio del MER y/o incorporando más capacidad instalada de generación.



En lo particular, la incertidumbre del crecimiento de la demanda eléctrica nacional debe valorarse y tomarse en cuenta en los análisis.

Se recomienda para el año 2023 utilizar como referencia los resultados de la optimización energética del escenario de hidrología media, pero valorando periódicamente si el escenario cambia hacia el de hidrología inferior, para aplicar los ajustes que se determinen en la optimización del SEN de corto plazo y alejarse de un riesgo de déficit en los meses críticos, que son abril y mayo.

Se recomienda hacer una valoración en la planificación de expansión de la generación, así como en el planeamiento operativo energético, considerando un mayor crecimiento de la demanda eléctrica, para determinar la suficiencia de los recursos de generación en el mediano plazo y la generación firme que requiere el SEN.



1. INTRODUCCIÓN

El planeamiento operativo energético tiene por objetivo efectuar los estudios técnicos para determinar las políticas operativas óptimas para satisfacer la demanda de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de forma segura y al costo mínimo, durante el horizonte de estudio, que puede ser de corto (1 año) o de mediano plazo (5 años).

En los estudios de planeamiento energético se incluye el concepto de seguridad operativa, porque de manera complementaria se realizan los estudios de planeamiento operativo eléctrico, que permiten determinar las restricciones de operación del SEN (para mantener la operación segura). Los valores de estas restricciones se utilizan como insumos para los estudios de planeamiento energético.

Para realizar los estudios de planeamiento operativo energético se utiliza el algoritmo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming)¹, que realiza la optimización hidrotérmica modelando los sistemas de generación y de transmisión de electricidad y sus restricciones operativas. El modelo de optimización energética calcula la política operativa óptima y luego realiza la simulación operativa del sistema hidrotérmico.

El resultado final es un balance energético en etapas semanales, donde la sumatoria de la generación de todas las plantas generadoras en una semana específica es igual a la demanda de energía eléctrica de esa semana, más las pérdidas de transmisión.

¹ Propiedad intelectual de la empresa PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.



La solución obtenida puede ser determinística o estocástica. Si la solución obtenida es estocástica no se obtiene un único balance de energía eléctrica, sino un conjunto de balances energéticos, uno por cada serie hidrológica histórica (o sintética) considerada en la simulación.

En la actualidad se cuenta con datos históricos de caudales de los últimos 57 años. Así, en una simulación basada en caudales históricos, se obtienen 57 posibles resultados (uno por cada serie hidrológica), teóricamente todos equiprobables. Esa historia se considera suficiente para realizar el análisis de manera estocástica y por ello no se obtienen soluciones con series sintéticas.

Por otra parte, es importante mencionar que debido a las características del parque de generación del SEN, no todas las plantas generadoras se pueden optimizar, pues algunas son generación que se utiliza en la base de la curva de demanda (plantas geotérmicas) y otras presentan una operación muy variable (plantas eólicas y solares). Las plantas de generación que son optimizables son las hidroeléctricas (se cuenta con la historia de los caudales afluentes a los embalses y se pueden hacer proyecciones para el futuro) y las termoeléctricas (aquellas cuyo costo variable de operación se puede proyectar en el futuro). Adicionalmente, hay que mencionar que las transacciones de energía eléctrica usando el Mercado Eléctrico Regional (MER), se pueden modelar como generación optimizable.

El período que comprende el presente estudio de planeamiento operativo energético es de enero de 2023 a diciembre de 2027, resolviéndose en etapas semanales. En el análisis de resultados se le da especial atención al año 2023, porque dichos resultados se utilizan para proyectar las compras de corto plazo de los combustibles fósiles necesarios para la generación de electricidad, así como las proyecciones de las importaciones/exportaciones de electricidad en el MER.



Otros productos importantes del planeamiento energético para el año 2023 son: la proyección de nivel para el embalse de Arenal y las metas de generación o de nivel de los embalses de las plantas hidroeléctricas (embalses estacionales o de mediana capacidad de almacenamiento), que serán usados posteriormente como entradas para obtener la solución de los predespachos de generación semanales y diarios con resolución horaria. Además, es importante obtener las proyecciones de los costos marginales de demanda, para usarlos como uno de los insumos para establecer la estrategia de compra/venta de electricidad en el MER.

Por su parte, el análisis de los resultados para el periodo 2023-2027 se concentra en las proyecciones de mediano plazo de: la generación termoeléctrica, la distribución de la generación por fuente, el nivel del embalse de Arenal y el riesgo de tener déficit futuro de recursos de generación para abastecer la totalidad de la demanda eléctrica nacional.

Es importante indicar que uno de los insumos más importantes es el plan de expansión de la generación, que incluye la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica nacional ². En lo particular, el crecimiento de la demanda a partir del 2023 es difícil de pronosticar, porque en 2020 hubo una contracción de -2,77% por los efectos sobre la economía de la pandemia por Covid-19, en 2021 la recuperación fue del 4,56% (con respecto a la demanda contraída del 2020) y en 2022 la demanda continuó incrementándose a una tasa del 3,0%. Por tanto, es difícil pronosticar el crecimiento para el periodo 2023-2027, porque además del crecimiento económico del país, hay otros factores que introducen incertidumbre, como la tasa de instalación de generación distribuida y el ritmo con que se electrifique la economía (transporte eléctrico, vehículos eléctricos, uso de calderas

² Plan de expansión de la generación 2020-2035: revisión de corto plazo, Proceso Expansión del Sistema, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, ICE, junio, 2021.



eléctricas en la industria, uso de cocinas de inducción, industrias electrointensivas, entre otros).

En el capítulo 2 se encuentran los objetivos del presente estudio de planeamiento operativo energético. En el capítulo 3 está la descripción de la forma en que se elaboró el análisis técnico. En el capítulo 4 se encuentra el análisis de los resultados obtenidos para el año 2023. En el capítulo 5 se encuentra el análisis de los resultados obtenidos para el periodo 2023-2027.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio de planeamiento energético para el periodo 2023-2027.



2. OBJETIVOS

El objetivo de este estudio es definir la estrategia para la optimización energética del SEN para el periodo 2023-2027.

Los objetivos específicos son:

- a) Determinar la estrategia operativa óptima para el año 2023, obteniendo las proyecciones de generación por fuente, la curva de referencia para el nivel del embalse de Arenal, las proyecciones de las importaciones de electricidad y de los excedentes de generación hidroeléctrica.
- b) Determinar las proyecciones de generación por fuente para el periodo 2023-2027 y para el nivel del embalse de Arenal y evaluar la suficiencia de recursos para atender la demanda eléctrica nacional en el mediano plazo.



3. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

3.1 Aspectos Generales

El sistema eléctrico de Costa Rica es un sistema hidrotérmico, con predominancia de la generación con plantas hidroeléctricas, con las cuales se suministra entre el 65% y el 75% de la demanda eléctrica anual. En los últimos 20 años se han agregado nuevas fuentes de generación, como la geotérmica (242 MW de capacidad instalada), eólica (400 MW), termoeléctrica a partir de biomasa (40 MW) y la solar fotovoltaica (11 MW).

Además, desde la década de 1980 se inició con un proceso de desarrollo de las interconexiones eléctricas entre los países de América Central, que culminó en el año 2001 cuando los seis países ya operaban todos interconectados. Esta interconexión eléctrica posteriormente alcanzó un nivel mayor de desarrollo con la construcción de la línea del Proyecto SIEPAC³ y con la instauración del Mercado Eléctrico Regional de América Central (MER)⁴.

Lo indicado en el párrafo anterior significa que desde la década de 1980, el ICE, aprovecha las interconexiones eléctricas para importar o exportar energía eléctrica en función del régimen hidrológico imperante y con el objetivo de optimizar el suministro eléctrico nacional al minimizar el costo operativo total. En esa época los acuerdos de compra/venta de electricidad eran del tipo bilateral; en la actualidad se aplican las reglas establecidas por el MER.

³ Línea de interconexión a 230 kV que enlaza a los seis países de América Central y que constituye la segunda línea de interconexión.

⁴ El MER es un mercado eléctrico mayorista que funciona como un séptimo mercado, superpuesto a los seis mercados/sistemas eléctricos de América Central.



En el sistema eléctrico nacional, el ICE es el actor con la mayor capacidad instalada de generación y por ley de la República (ley 449) es el encargado de garantizar el suministro eléctrico a nivel nacional. Hay otros actores como las empresas de distribución de electricidad que tienen plantas de generación (sobre todo hidroeléctricas y eólicas) y como los generadores privados cuya generación proveniente de fuentes renovables solo puede ser adquirida por el ICE (al amparo de la ley de la República 7200, Capítulo I y Capítulo II).

Como se indicó en el capítulo 1 del presente informe, para realizar la optimización de la operación energética del SEN se utiliza un algoritmo (el SDDP) que utiliza modelos matemáticos que permiten analizar las relaciones entre las variables involucradas, efectuando un balance entre la demanda y los recursos disponibles para la generación de electricidad, para determinar la operación de costo mínimo viable dentro de las restricciones impuestas por variables como: la energía hidroeléctrica disponible, la energía termoeléctrica disponible, las compras de energía a los generadores privados, las capacidades y restricciones operativas de la red de transmisión y las posibilidades de importación y exportación de electricidad por medio del MER, entre otras.

La solución del problema de optimización energética que se obtiene con el programa SDDP es para un horizonte de cinco años en el futuro, con solución en etapas semanales. Debido a ello, uno de los principales productos es la recomendación para el uso óptimo de los embalses con capacidad de almacenamiento multianual y estacional, como los de las plantas Arenal, Pirrís, Cachí y Reventazón, utilizando el concepto del “valor del agua”, ya que dicho uso está relacionado directamente con la minimización del costo operativo futuro asociado con el despacho de las plantas termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles.



A continuación se explican los datos de entrada utilizados para realizar el estudio de planeamiento operativo energético para el periodo 2023-2027.

3.2 Datos de Entrada

Debido a las características del parque de generación del SEN, no todas las plantas generadoras se pueden optimizar, utilizándose los siguientes criterios para el modelado de las mismas:

- Geotérmica: generación de base.
- Termoeléctrica con biomasa: generación de base estacional.
- Eólica: generación no optimizable.
- Solar: generación no optimizable.
- Hidroeléctrica: generación optimizable.
- Termoeléctrica con combustibles fósiles: generación optimizable.
- Intercambios regionales de energía eléctrica: se pueden modelar como generación optimizable o como una generación/carga fija.

Se utilizaron los siguientes modelos y datos de entrada para preparar la simulación con el programa SDDP, para obtener los resultados de la optimización energética del SEN:

- a) Sistema Eléctrico Regional de América Central: no se modela porque el estudio de planeamiento operativo energético se realiza de forma autónoma. Esto significa que solo se considera el sistema eléctrico de Costa Rica, pero con la posibilidad de modelar exportaciones/importaciones de energía eléctrica en los nodos frontera.



- b) Características técnicas de las plantas generadoras: modelos hidráulicos, el factor de productividad energética, la potencia efectiva, la potencia mínima técnica, la eficiencia térmica, la confiabilidad histórica y los tipos de combustibles utilizados, entre otros.
- c) Caudales históricos: caudales afluentes promedio semanales a los embalses de las plantas hidroeléctricas desde el año 1965, incluyendo los caudales afluentes para los embalses futuros⁵.
- d) Plan de expansión de la generación: se utiliza la actualización de corto plazo del plan de expansión de la generación⁶ vigente al momento de realizar el presente estudio, el cual se encuentra en el apéndice A. Dicho plan contempla un conjunto de adiciones y retiros de generación en el periodo 2023-2028.
- e) Proyección de la demanda eléctrica: se utiliza la proyección de la demanda de energía eléctrica de la actualización del último plan de expansión de la generación (apéndice A), discretizando la demanda mensual en periodos semanales.
- f) Modelo de la demanda eléctrica: se modela la demanda eléctrica en etapas semanales y utilizando una distribución en cinco bloques de demanda.
- g) Distribución nodal de la demanda eléctrica: se utilizan los factores de distribución calculados por Planeación de la Operación, DOCSE.

⁵ La información de los caudales históricos es suministrada por el área de HidroClimatología-EBI, Dirección de Servicios No Regulados, Gerencia de Electricidad del ICE.

⁶ Plan de expansión de la generación 2020-2035: actualización de corto plazo para 2022-2028, Proceso Expansión del Sistema, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, ICE, junio, 2022.



- h) Proyecciones de los precios de los combustibles fósiles y rendimiento de las plantas térmicas: la proyección de precios la realiza la Dirección de Planificación Financiera del ICE y se encuentra en el apéndice B. Ahí mismo se aclara que para el caso específico del 2023, se utilizaron los costos variables de las plantas térmicas reportados por el Negocio de Generación del ICE, esto hasta que con base en las proyecciones de generación se determine el agotamiento del combustible almacenado en los tanques.
- i) Plantas de generación privada: se modelan como “fuera de servicio” las plantas de generación privada cuyo contrato esté vencido al iniciar el año 2023 y se toman en cuenta los retiros y adiciones contemplados en el plan de expansión de la generación para el periodo 2023-2027.
- j) Costo unitario de la energía eléctrica no servida: se valora a 455 USD/MWh, para fallas en el suministro de hasta un 5% de la demanda eléctrica, a 898 USD/MWh para fallas en el suministro que comprendan entre el 5% y el 10% de la demanda, a 1242 USD/MWh para la franja comprendida entre el 10% y el 30% de la demanda y a 2291 USD/MWh para fallas en el suministro del restante 70% de la demanda de energía eléctrica.
- k) Mantenimientos programados de las plantas de generación: se utiliza la información suministrada por la División de Generación del ICE. Por el volumen alto de la información, no se muestra en este informe.
- l) Topología de la red de transmisión: se modela la red eléctrica actual de 138 y 230 kV y los cambios futuros con base en el plan de expansión de transmisión⁷ que está vigente al momento de realizar el presente estudio.

⁷ Instituto Costarricense de Electricidad, División de Transmisión. Plan de expansión de la transmisión 2021-2031, mayo, 2021 (actualización de noviembre 2022).



- m) Características técnicas de la red de transmisión: se modela la red eléctrica por medio de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, sus capacidades máximas, así como los límites de transmisión definidos por medio de los estudios de planeamiento operativo eléctrico.

- n) Reserva de seguridad energética para la operación del SEN: usualmente la reserva de seguridad energética del SEN son las plantas termoeléctricas (sobre todo en la estación seca), que se modelan como generación disponible y optimizable. Además, siguiendo la práctica operativa utilizada desde el año 2012, se modela la reserva de seguridad energética como el volumen almacenado en los embalses de las plantas Pirrís y Cachí, de tal forma que en la estación seca, se aplica una restricción a los niveles de dichos embalses (1203 m.s.n.m. para Pirrís y 988 m.s.n.m. para Cachí). Esta reserva energética es necesaria para reducir al mínimo posible el riesgo de un racionamiento eléctrico y se utiliza en la operación en tiempo real para atender las variaciones de potencia de las plantas eólicas, de manera que no sea necesario utilizar generación termoeléctrica para compensar dichas variaciones. La planta hidroeléctrica Reventazón también forma parte de la reserva energética del SEN, con una contribución que depende de los caudales de entrada al embalse, porque el suministro del caudal de compensación de 40 m³/s es la prioridad, lo que implica mantener al menos una generación constante de 53 MW en la base de la curva de demanda.

3.3 Método de Análisis Utilizado

La metodología aplicada por el programa SDDP considera el uso de la programación dinámica estocástica (minimización del costo inmediato y del costo futuro), usando como variables de estado el almacenamiento en los embalses y la hidrología.



El programa calcula una función de costo de la generación termoeléctrica para satisfacer la demanda inmediata, tomando en cuenta que a mayor producción hidroeléctrica inmediata, menor costo (menor uso de las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles). También calcula el costo de la generación termoeléctrica para satisfacer la demanda futura, tomando en cuenta que a mayor producción hidroeléctrica en el presente, mayor costo en el futuro (por el mayor uso del agua en el presente), para lo cual calcula el “valor del agua” embalsada.

De esta manera el programa SDDP determina una política óptima de uso de los embalses con capacidad de almacenamiento multianual y estacional y luego efectúa una simulación de la operación en el período de estudio para las secuencias de caudales, incluyendo las restricciones de transmisión en la red eléctrica de alta tensión, así como el conjunto de restricciones que se hayan incluido en el modelo de optimización.

Finalmente, el modelo calcula la generación óptima por planta generadora hidroeléctrica y termoeléctrica, que conduce al costo mínimo total de producción en el período de estudio, los niveles y el costo de oportunidad del agua de los embalses de almacenamiento multianual y estacional, los costos marginales promedio de mediano plazo, los déficits y los excedentes de energía, entre otros.

Para obtener la proyección del balance de energía eléctrica para los 5 años siguientes en el futuro, se utiliza un enfoque estocástico. Como se utilizan las series históricas para la simulación de la operación (y no las series sintéticas), se obtienen 57 balances energéticos distintos. Para realizar el análisis de resultados se seleccionan varios subconjuntos de estos 57 balances energéticos, considerando la historia hidrometeorológica reciente y los pronósticos hidrometeorológicos disponibles⁸ (véase el apéndice C).

⁸ Área de HidroClimatología-EBI, Pronóstico estacional enero 2023, Dirección de Servicios No Regulados, Gerencia de Electricidad, ICE, 17 de enero de 2023.



Lo anterior significa que los balances de energía eléctrica resultantes se obtienen calculando el promedio de un subconjunto de resultados. Lo que se hace es ordenar los 57 balances energéticos en función de la hidrología, del escenario más húmedo al más seco. Con base en la historia reciente y en los pronósticos hidrometeorológicos extendidos se seleccionan tres subconjuntos de estos 57 balances energéticos, que para el presente estudio se denominan así:

- 1) Balance energético para hidrología superior: corresponde al promedio de los cuantiles comprendidos entre el 48 y 68%. Este representa un escenario favorable en cuanto a las precipitaciones (lluvioso).
- 2) Balance energético para hidrología media: corresponde al promedio de los cuantiles comprendidos entre el 77 y 84%.
- 3) Balance energético para hidrología inferior: corresponde al promedio de los cuantiles comprendidos entre el 88 y 98%. Este representa un escenario desfavorable en cuanto a las precipitaciones (seco).

La selección antes descrita de los tres escenarios se hizo tomando en cuenta que los pronósticos hidrometeorológicos señalan que para el primer cuatrimestre del 2023 se espera una hidrología con tendencia normal, típica de la estación seca y que en las primeras semanas del año los frentes y empujes fríos traerían poca humedad al territorio nacional por la vertiente del Caribe. Por su parte, a partir del segundo cuatrimestre del año, el pronóstico hidrológico es de una estación lluviosa normal (alrededor del promedio histórico). Adicionalmente, como criterio propio del grupo técnico de planeamiento energético, se tomó en cuenta que de mantenerse en el primer cuatrimestre de 2023 las condiciones hidrológicas deficitarias que se han presentado desde la segunda quincena de octubre de 2022, se agravaría la condición ya reducida de los caudales afluentes a los embalses de las plantas hidroeléctricas. Esto sumado a la transición de la fase fría del ENOS (fenómeno de



La Niña) hacia la fase neutra, o hacia la fase caliente (fenómeno de El Niño), que está pronosticada durante el primer cuatrimestre, podría causar reducciones sustanciales en los caudales o afectar incluso el inicio de la estación lluviosa.

Para los tres escenarios antes indicados, se calculan todas las variables de interés para el análisis, como la proyección de la generación termoeléctrica con combustibles fósiles, la proyección del nivel del embalse de Arenal y la proyección de costos marginales de demanda, entre otros.

Las estimaciones de las importaciones de electricidad para el 2023 también se identifican durante esta etapa de análisis de resultados. Se determinan con base en el análisis de la posibilidad de sustituir la generación térmica que usa combustibles fósiles, sobre todo en las horas de demanda media y baja donde es mayor la oportunidad de conseguir energía a precios competitivos en el Mercado Eléctrico Regional.

Por otra parte, para proyectar los excedentes de generación hidroeléctrica (y por lo tanto para determinar si existe la posibilidad de exportarlos por medio del MER), se efectúa el análisis de los resultados de todos los escenarios hidrológicos (57 escenarios distintos). Con base en el análisis estocástico, se determina la magnitud de los excedentes que tengan el mayor grado de seguridad. Es importante mencionar que no necesariamente se puede exportar por medio del MER el 100% de los excedentes de generación. Entre los factores que pueden limitar la colocación están la competencia con Agentes Generadores de Guatemala y Panamá, la reducción de las compras que han estado realizando los Agentes de El Salvador y las limitaciones de la red de transmisión regional.

En lo que respecta al análisis de los resultados para el periodo 2023-2027 (mediano plazo), estos se basan en el cálculo del promedio de las series hidrológicas utilizadas para el escenario de hidrología media del año 2023. Ello



significa que la definición de hidrología inferior, media o superior es válida solo para los resultados del 2023, pues para los años subsiguientes (por usarse series hidrológicas históricas) los caudales pueden ser sustancialmente diferentes con respecto a los del año de referencia (2023). Así que, para una serie hidrológica histórica específica, los caudales con que se simula el 2023 pueden ser bajos (hidrología seca), pero los del 2024 o 2025 podrían ser los correspondientes a un año muy lluvioso. Esto significa que el patrón histórico del comportamiento de los caudales en periodos de cinco años fue respetado en el análisis de los resultados del mediano plazo.

Finalmente, hay que mencionar que el planeamiento de la operación energética del Sistema Eléctrico Nacional es un proceso dinámico, ello debido a la incertidumbre de las variables que intervienen en el mismo, de manera que se puede requerir el ajuste periódico de las estimaciones para el corto y mediano plazo (usualmente cada tres meses), para considerar los cambios observados en las variables críticas, principalmente en el régimen hidrológico.



4. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA PARA EL AÑO 2023

Como se explicó en el capítulo 3, el análisis de resultados se concentra en tres escenarios, denominados hidrología superior, media e inferior. Las simulaciones de optimización energética se realizaron partiendo de los niveles reales de los embalses de las plantas hidroeléctricas al 1 de enero de 2023 a las 0:00 horas. Los principales resultados obtenidos se describen a continuación.

4.1 Balances de Energía Eléctrica

En el apéndice D se encuentran las proyecciones de los balances energéticos para el año 2023, para todas las plantas hidroeléctricas, termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles, eólicas, geotérmicas, generación privada, entre otros, según los resultados obtenidos con el SDDP. Se detallan los valores mensualizados de la energía eléctrica en unidades físicas (GWh), aclarando que estos fueron calculados en etapas semanales. Con base en estos resultados, se identifica que hay suficiencia de recursos para el suministro eléctrico a nivel nacional. También se determina que en el escenario de hidrología inferior, durante los meses de mayo y junio se utilizaría la reserva de seguridad energética (generación térmica y con embalses estacionales), por el bajo nivel que podría alcanzar el embalse de Arenal.

En el gráfico 4.1 se resumen los resultados de las proyecciones de la generación termoeléctrica, sin considerar en el cálculo las estimaciones de las importaciones de electricidad usando el MER. La proyección de la generación termoeléctrica varía entre 122 GWh para el escenario lluvioso (hidrología superior) y 448 GWh para el escenario seco (hidrología inferior); siendo 270 GWh para el escenario intermedio entre estos (hidrología media).



Proyección de generación térmica total - Año 2023 (sin sustitución con transacciones regionales de energía)

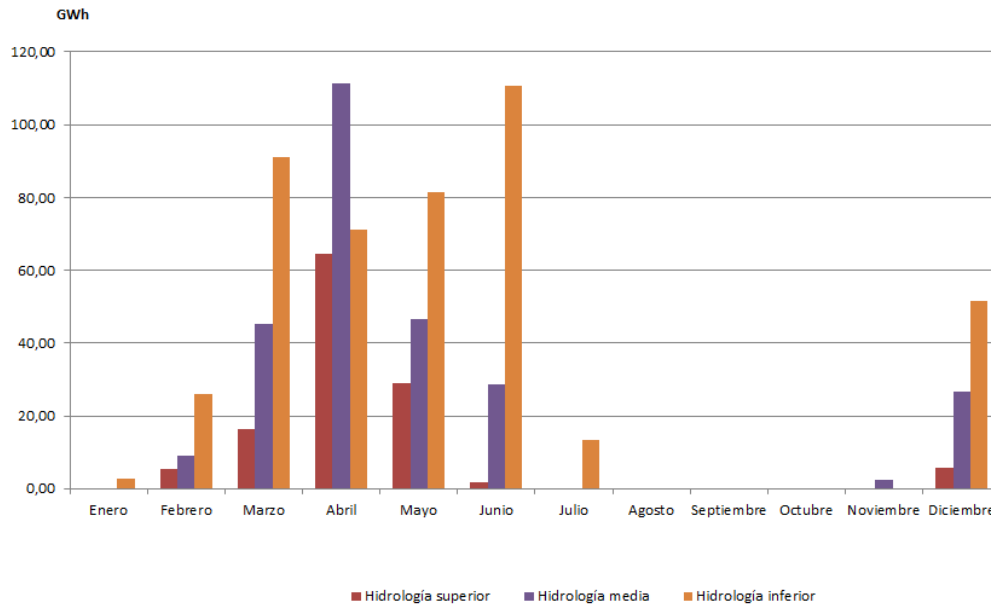


Gráfico 4.1. Generación termoeléctrica total mensualizada para el año 2023 y para los tres escenarios analizados. No se consideran las transacciones regionales de electricidad (importaciones).

De acuerdo con las proyecciones del gráfico anterior, la generación con combustibles fósiles suministraría entre el 1,01% (escenario de hidrología superior) y el 3,71% (escenario de hidrología inferior) de la demanda eléctrica nacional. En el escenario de hidrología media la proyección es de 2,23%.

La proyección de generación termoeléctrica para el año 2023, de una magnitud del orden del 2,2% con respecto a la demanda eléctrica nacional, no es un valor alto, pero si puede ser significativo el incremento en el costo operativo del SEN.

Las proyecciones de generación térmica con combustibles fósiles se podrían reducir en un orden 40%, al considerar la posibilidad de sustituirla con importaciones de electricidad usando el MER, lo cual se explica en la sección 4.5.

En el gráfico 4.2 se muestra la proyección del uso de las distintas fuentes de generación para el 2023 (solo para el escenario de hidrología media). La generación hidroeléctrica es el recurso predominante (71,0%), seguido de la generación geotérmica (13,1%) y de la eólica (12,9%).

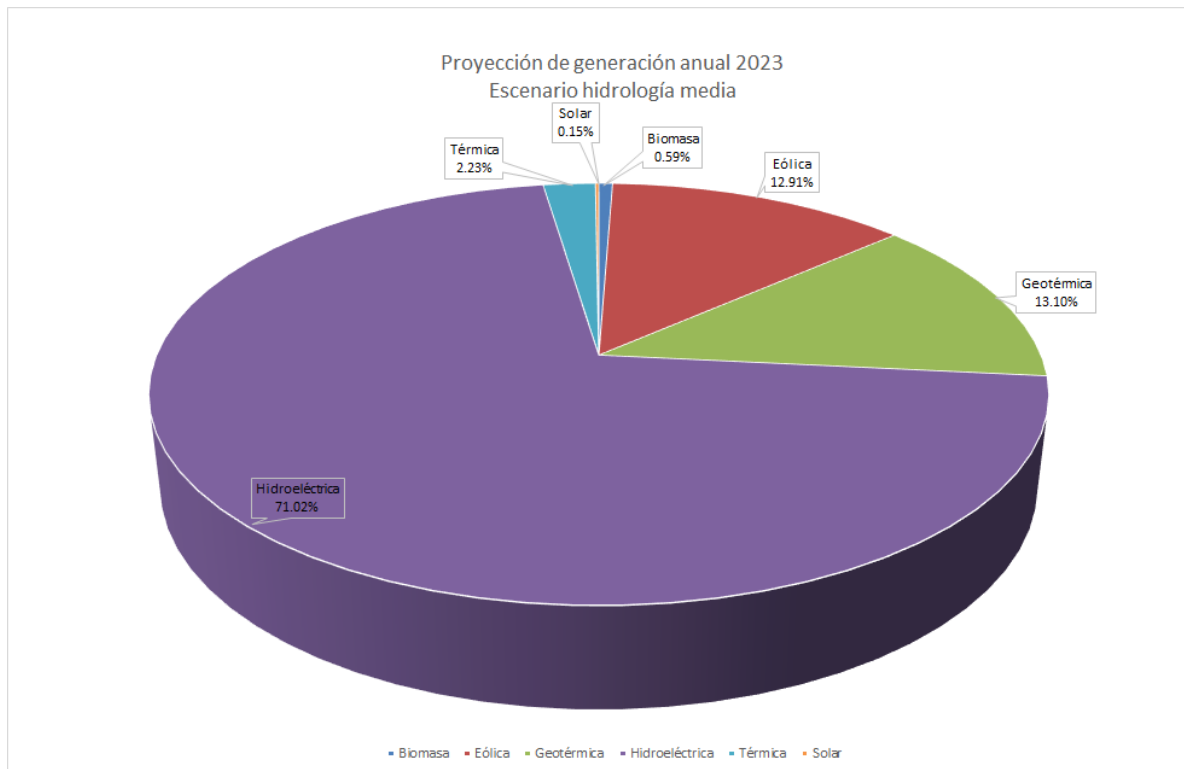


Gráfico 4.2. Proyección de generación anual para el año 2023 por tipo de fuente para el escenario de hidrología media (sin transacciones regionales).

4.2 Optimización del Embalse de Arenal

En el gráfico 4.3 se muestran las proyecciones del nivel del embalse de Arenal para los tres escenarios hidrológicos considerados en este estudio. La administración de este embalse es un factor clave para la optimización energética del SEN, por ser el de mayor capacidad de almacenamiento (uso plurianual).



Para tomar decisiones operativas, inicialmente se usará la proyección de nivel para el embalse de Arenal correspondiente al escenario de hidrología media, aunque a lo largo del año se podría cambiar la decisión y usar alguna de las otras proyecciones de nivel, según sea el régimen hidrológico real.

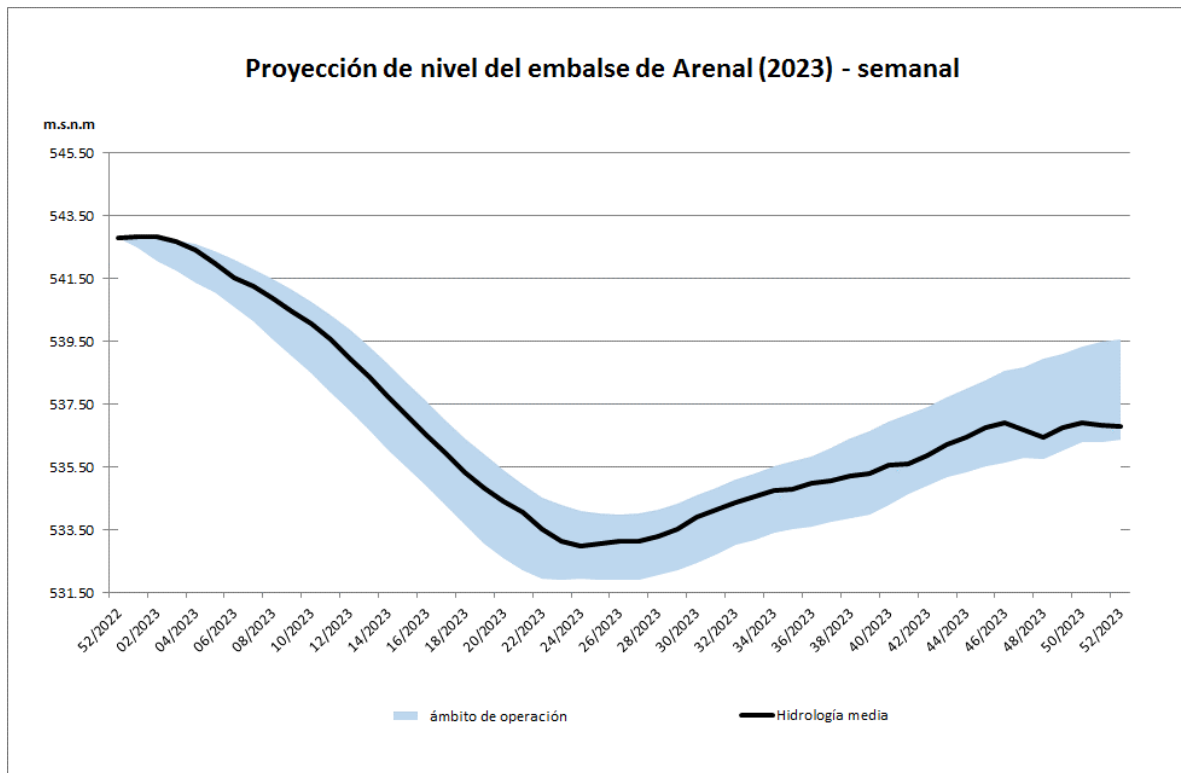


Gráfico 4.3. Ámbito de operación proyectado del nivel del embalse de Arenal para el año 2023, con base en los tres escenarios hidrológicos.

Un aspecto importante es que, a mediados del mes de junio, en el escenario de hidrología inferior, el nivel del embalse alcanzaría su cota mínima (532 m.s.n.m.) y se mantendría cerca de dicho valor por al menos 5 semanas. En el caso del escenario de hidrología media, quedaría 1,5 metros más alto. La administración óptima del volumen almacenado en el embalse de Arenal permite reducir el consumo de combustibles fósiles para la generación térmica, así como también contribuye con la apropiada administración del volumen almacenado en los embalses estacionales (como reserva de seguridad energética para la estación seca).



Debe ser motivo de atención especial, la proyección del nivel mínimo para el embalse de Arenal en el escenario de hidrología inferior, puesto que alcanzar dicha cota es una señal de recursos de generación limitados para atender la totalidad de la demanda eléctrica nacional. Esto porque con base en la reducción de los caudales que se ha presentado desde la segunda quincena de octubre de 2022 y en la transición pronosticada hacia la fase neutra o caliente del ENOS en 2023, es factible que ocurra un escenario como el de hidrología inferior.

Es imperativo recuperar el nivel del embalse de Arenal durante el II semestre del año, preferiblemente para que al final el año en curso termine sobre la curva del escenario de hidrología media. Esto porque como se verá en el capítulo 5, se puede comprometer la atención de la demanda eléctrica total en el 2024.

En el gráfico 4.4 se muestran las proyecciones de generación para la planta Arenal. El despacho previsto es alto durante la estación seca y bajo para la estación lluviosa. Un despacho intensivo de la planta, que coincida con un bajo caudal de entrada al embalse, tendría como consecuencia que el nivel del mismo pueda llegar a su límite operativo inferior.

También se realizó el cálculo de la probabilidad de vertimiento del embalse durante el 2023, obteniéndose un valor general de 30% (considerando todas las series hidrológicas históricas); así como un 0% para los escenarios de hidrología media e inferior. Con estos resultados y considerando el pronóstico hidrometeorológico extendido (apéndice C), no se anticipa que se vayan a requerir medidas para evitar los vertimientos durante el 2023, o para controlarlos. Es más probable que se apliquen medidas de control para almacenar el volumen apropiado para enfrentar la futura estación seca del 2024; ello en función de los caudales afluentes reales al embalse.



Proyección de generación de P.H. Arenal - 2023

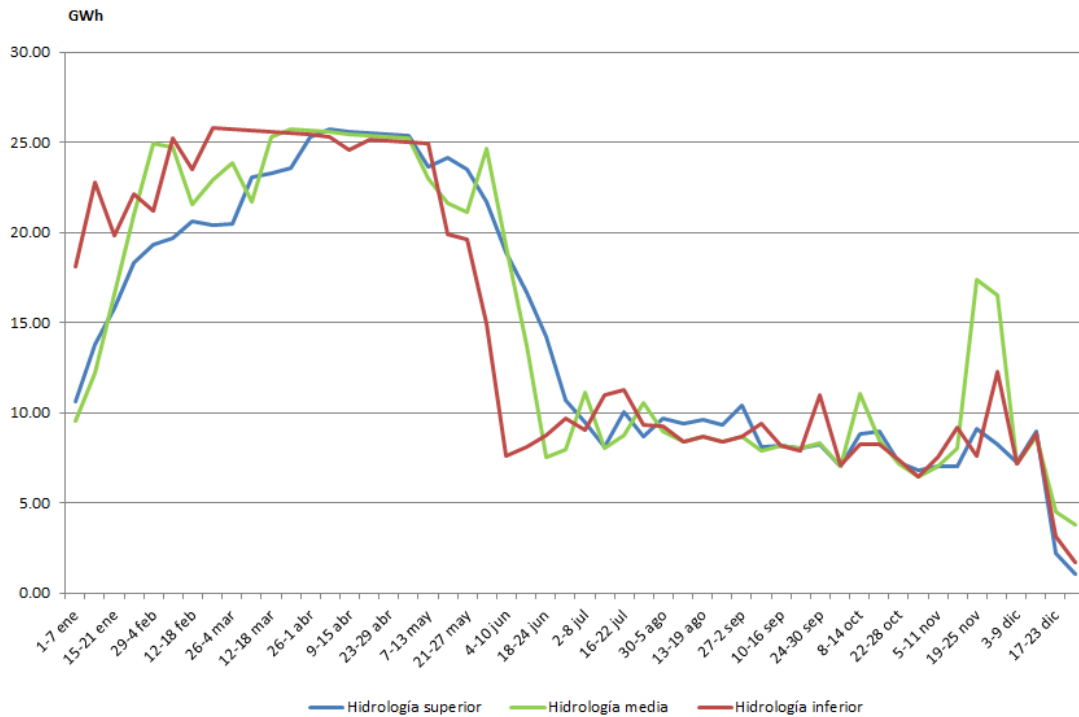


Gráfico 4.4. Proyecciones del despacho de la planta Arenal para el año 2023.

4.3 Reserva de Seguridad Energética para la Operación del SEN

Históricamente durante los meses con las hidrologías más secas (marzo-abril), se han presentados eventos que ponen en riesgo el abastecimiento de la totalidad de la demanda de electricidad. Estos eventos son la combinación de varios factores y se les conoce como los “días críticos” (véase un mayor detalle en la sección 4.6). Conforme se ha incrementado la capacidad instalada de las plantas eólicas, se le ha prestado mayor atención a este tipo de eventos, donde se pueden combinar bajos caudales con baja velocidad del viento, lo que reduce sustancialmente la generación de electricidad con fuentes renovables.



La forma eficaz para hacerle frente a estos eventos es con la administración apropiada de los embalses con capacidad de almacenamiento estacional, cuyo volumen acumulado forma parte de la reserva de seguridad energética para la operación del SEN. Estos embalses son los de las plantas hidroeléctricas Cachí y Pirrís del ICE y con el complemento que podría brindar la planta Reventazón, que depende del caudal real de entrada a su embalse.

La otra parte de la reserva energética es la que brindan las plantas termoeléctricas, que tiene la característica de ser firme y que según los resultados de este estudio, dicha reserva tendrá en general, una alta disponibilidad a lo largo del año, con la excepción de los meses de marzo, abril y mayo donde se proyecta una magnitud importante de generación térmica, que difícilmente se podrá reemplazar con importaciones desde el MER (véase la sección 4.5).

Como punto de partida, en las simulaciones de optimización energética se consideró la estrategia utilizada en los años anteriores, que consiste en mantener durante la estación seca una cota fija de 1203 m.s.n.m. en el embalse de Pirrís y de 988 m.s.n.m. en el embalse de Cachí.

El volumen almacenado en el embalse de Pirrís equivale a 60,9 GWh, o 19,6 días de autonomía para generar continuamente 140 MW. El volumen almacenado en el embalse de Cachí equivale a una producción total de 47,8 GWh, o 8,1 días de autonomía para generar continuamente 103 MW⁹ en dicha planta y considerando también que el caudal turbinado se usa en todas las plantas en cascada, con la siguiente distribución: La Joya (50 MW), Angostura (54 MW), Torito (20 MW) y Reventazón (53 MW).

⁹ Se limita a 103 MW para que todo el volumen turbinado por P.H. Cachí sea también turbinado por P.H. La Joya.



El equivalente energético del volumen almacenado en estos embalses es suficiente para respaldar durante 20 días, la pérdida o faltante de 253 MW de generación. El criterio utilizado para calcular el respaldo energético hidroeléctrico necesario corresponde a: (1) respaldar la salida de la planta térmica de Garabito durante 15 o más días y (2) respaldar el 100% de la generación eólica durante 10 o más días.

A lo largo de la estación seca, el volumen almacenado se utiliza conforme sea necesario para respaldar los eventos que se presenten y sobre todo se usa al finalizar dicha estación, cuando las plantas eólicas reducen sustancialmente su producción de electricidad y las plantas térmicas de los ingenios El Viejo y Taboga dejan de generar porque ha terminado la temporada de la zafra.

Las simulaciones realizadas con el programa SDDP confirman que esta estrategia operativa es apropiada y en los gráficos 4.5, 4.6 y 4.7 se presentan las proyecciones de nivel para los principales embalses. En el gráfico 4.5 se aprecia que el nivel del embalse de Pirrís llega al nivel mínimo, lo cual se requiere para efectuar un mantenimiento programado de esta planta. De los gráficos 4.6 y 4.7, queda claro que hay desembalses programados de Cachí, Angostura y Reventazón.

Se aclara que, a lo largo de un año, el nivel real de estos embalses suele presentar variaciones importantes con respecto a las proyecciones, debido al efecto del régimen hidrológico que se presente en la realidad y a los posibles cambios en la programación de los desembalses y mantenimientos de las plantas.

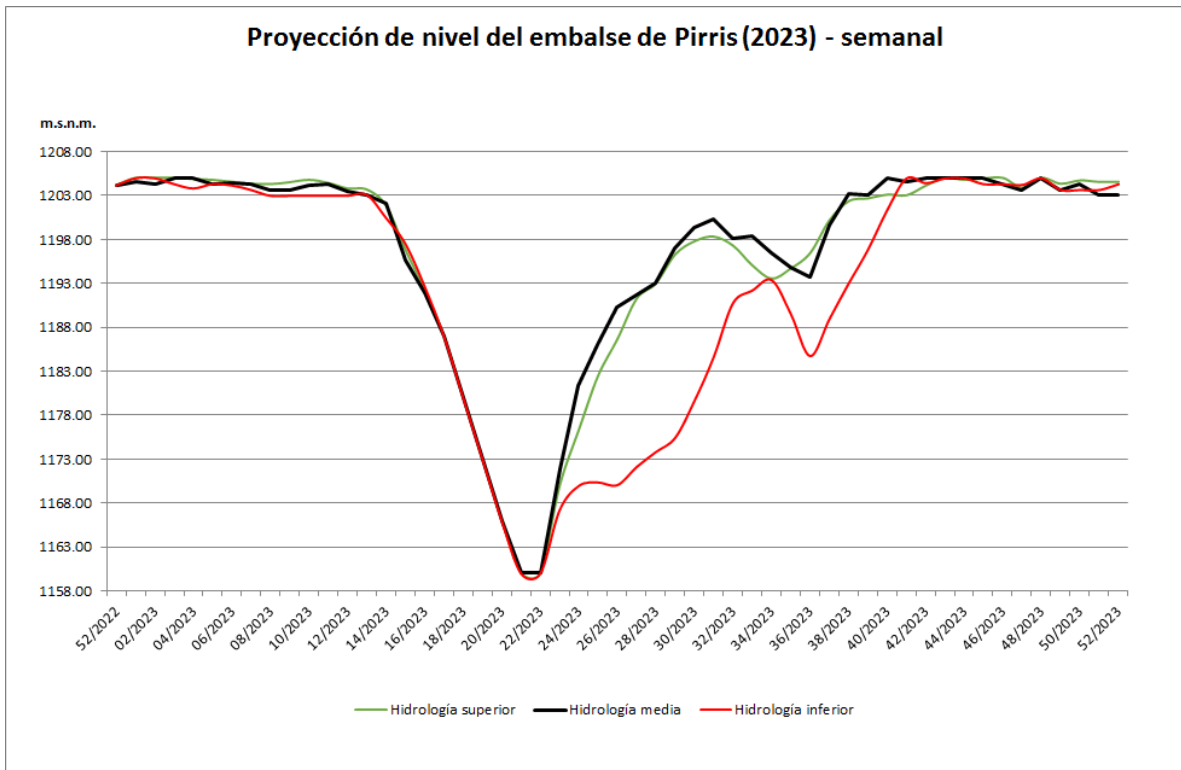


Gráfico 4.5. Curvas de referencia para el nivel del embalse de Pirris (2023).

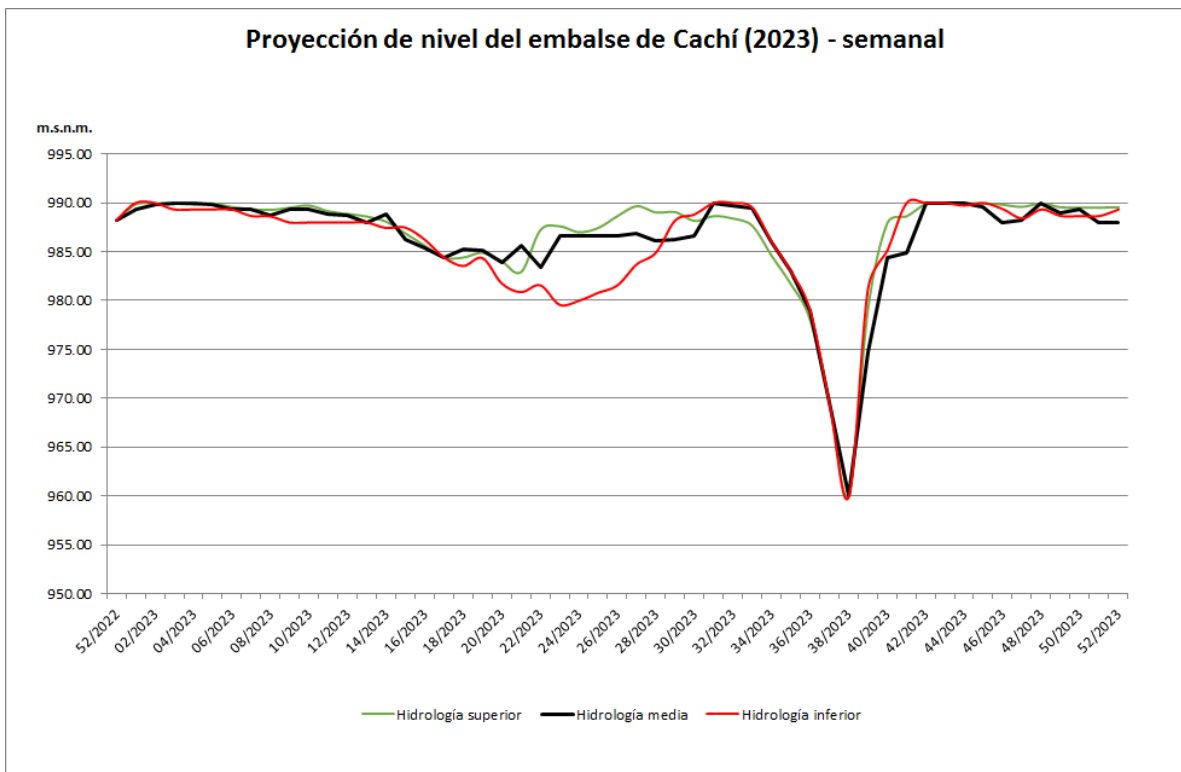


Gráfico 4.6. Curvas de referencia para el nivel del embalse de Cachí (2023).

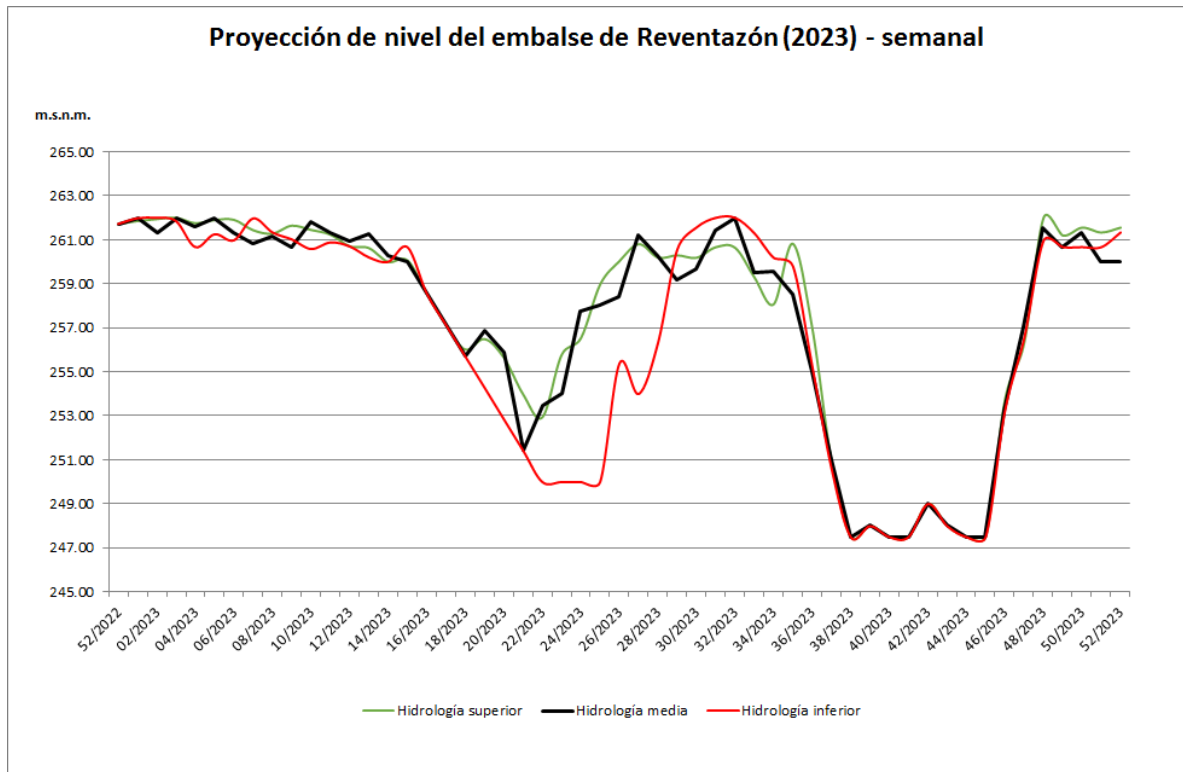


Gráfico 4.7. Curvas de referencia para el nivel del embalse de Reventazón (2023).

4.4 Proyección de los Costos Marginales de Demanda

En el gráfico 4.8 se encuentran los valores proyectados de los costos marginales promedio semanales de la demanda, para las 52 semanas del 2023 y para los tres escenarios hidrológicos considerados en este estudio. Si se toma en cuenta que conforme a los pronósticos hidrometeorológicos, el escenario de hidrología media es el más probable, se infiere con base en los valores de los costos marginales de demanda para dicho escenario, que la necesidad de complementar la generación con fuentes renovables, se presenta entre febrero y mayo.



Ese complemento puede ser con generación térmica o con importaciones de electricidad, cuando los costos marginales superen los 160 USD/MWh, que es el costo variable de la planta térmica de Garabito (utilizando combustible búnker).

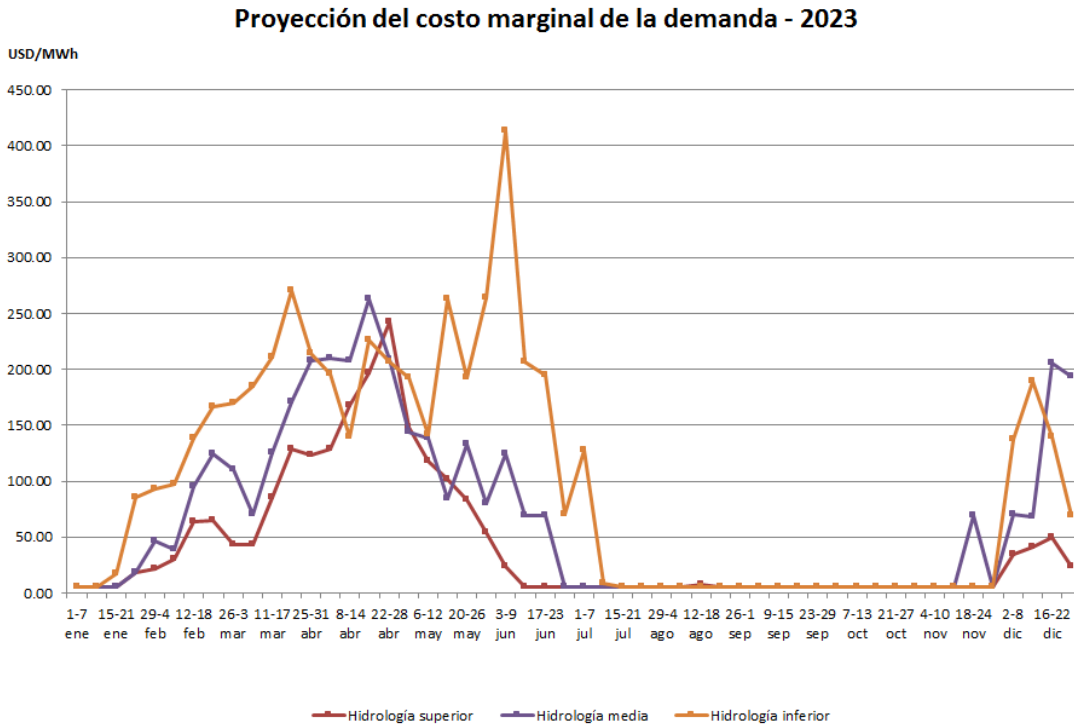


Gráfico 4.8. Proyección de los costos marginales promedio semanales de la demanda para el año 2023, para los tres escenarios hidrológicos analizados.

En el caso del escenario de hidrología inferior, se requeriría el despacho de generación térmica con diésel, en los meses de mayo y junio, donde los costos marginales alcanzan los valores del costo variable de la planta térmica Moín II (393 USD/MWh). Además, se proyecta que en el segundo semestre del 2023 la condición cambie, al disponer de excedentes de generación de origen hidráulico durante la estación lluviosa, exportables usando el Mercado Eléctrico Regional. Esto porque los costos marginales de demanda son cercanos a cero, lo que se confirma con el cálculo de esos excedentes (véase la sección 4.5).



4.5 Proyecciones de Importaciones de Electricidad y Excedentes

Las proyecciones de las importaciones de electricidad se determinaron con base en las estimaciones de la generación termoeléctrica para el 2023 y usando como una referencia general el cálculo de los costos marginales promedio semanales de la demanda.

En lo que corresponde al cálculo de los excedentes de generación hidroeléctrica para el 2023, la proyección anual es de 84,3 GWh, concentrados principalmente en el segundo semestre del año. Aquí hay que aclarar que esta magnitud se calculó con base los caudales excedentes turbinables de las plantas hidroeléctricas, pero solo para la fracción que tiene un alto grado de seguridad, donde el análisis se hace considerando las 57 series hidrológicas históricas.

Un factor que limita los excedentes de generación es la salida total de la planta hidroeléctrica Garita, en la segunda quincena de mayo y durante todo el 2023. También hay una salida completa de la planta hidroeléctrica Peñas Blancas durante varias semanas y mantenimientos de las plantas geotérmicas e hidroeléctricas del ICE a lo largo del segundo semestre, a lo que se suman los desembalses a lo largo del río Reventazón. Otro factor que afecta, es la incertidumbre asociada a la competencia con los Agentes Generadores de Panamá y de Guatemala y por la menor demanda a nivel regional derivada de la instalación en 2022 de la planta de generación con gas natural en El Salvador, que era el principal comprador de energía eléctrica en el MER.

Entonces, de acuerdo con el gráfico 4.9, la proyección de las importaciones de electricidad para el escenario específico de hidrología media es de 107,2 GWh, que se concentrarían principalmente en el periodo de marzo a mayo. Por su parte, la proyección de las exportaciones es de 84,3 GWh, que se concentran en el segundo semestre del 2023.

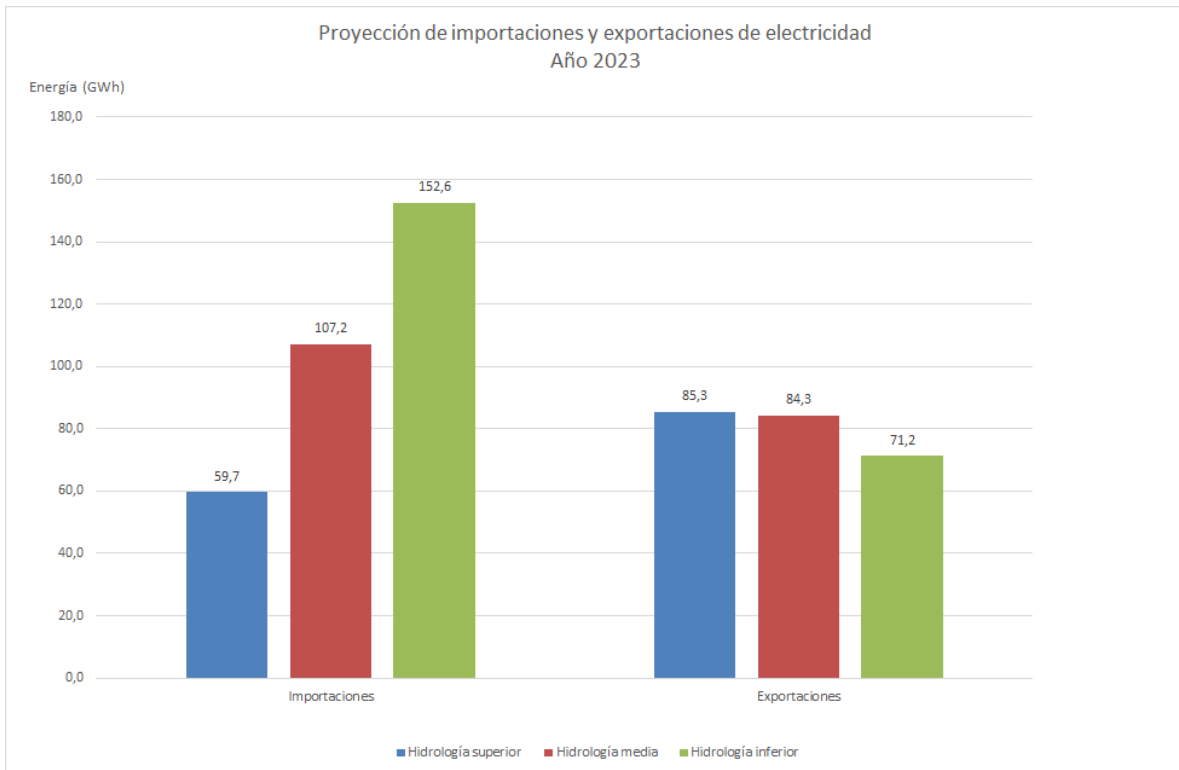


Gráfico 4.9. Proyección anual de las importaciones y exportaciones de electricidad por medio del MER para el año 2023, para los tres escenarios hidrológicos analizados.

Para mayor información, en el apéndice E se encuentran los balances energéticos que incluyen las proyecciones de las importaciones y de las exportaciones de electricidad para el año 2023.

Es importante notar que, al incorporar las proyecciones de las importaciones y exportaciones, su efecto es que la estimación de la generación térmica anual con combustibles fósiles se reduce con respecto a lo reportado en la sección 4.1 y la producción hidroeléctrica se incrementa. Así, en el gráfico 4.10 se encuentra la proyección del uso de las distintas fuentes de generación para el 2023 (solo para el escenario de hidrología media), cuando ya se considera la participación en el Mercado Eléctrico Regional.

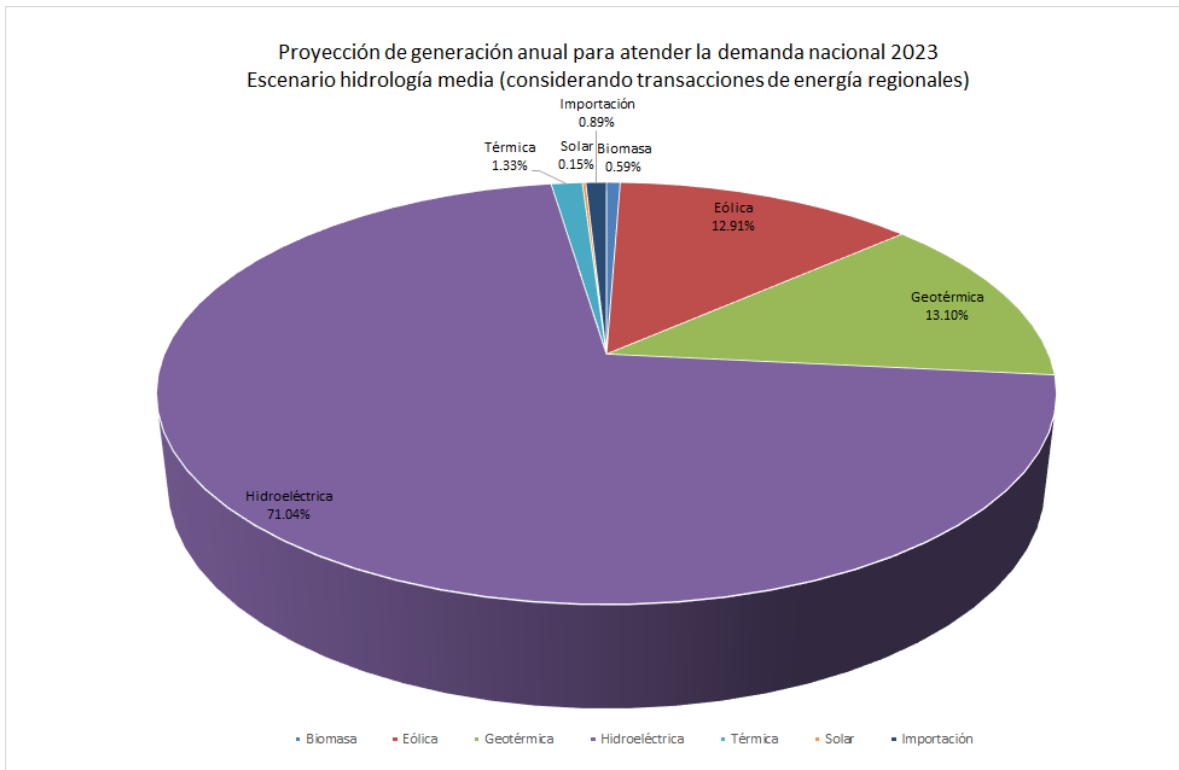


Gráfico 4.10. Proyección de generación anual para el año 2023 por tipo de fuente para el escenario de hidrología media (considerando la proyección de las transacciones regionales de electricidad).

La generación hidroeléctrica mantiene la participación del 71,04% (no se consideran en este cálculo las exportaciones que atienden demanda regional). Lo mismo aplica para la generación geotérmica (13,10%) y la eólica de 12,91%, mientras que la generación térmica con combustibles fósiles baja a 1,33% (se reduce como consecuencia de las importaciones). Estos cálculos porcentuales se realizan con respecto a la generación más las importaciones, que se utilizarían exclusivamente para atender la demanda anual de energía eléctrica nacional.

Por otra parte, en el gráfico 4.11 se resumen los resultados de las proyecciones de la generación termoeléctrica para los tres escenarios hidrológicos, considerando las estimaciones de las importaciones de electricidad, que podrían realizarse principalmente desde Guatemala. La proyección anual de la generación



termoeléctrica varía entre 61,5 GWh para el escenario lluvioso (hidrología superior) y 290,2 GWh para el escenario seco (hidrología inferior); siendo 161,0 GWh para el escenario de hidrología media.

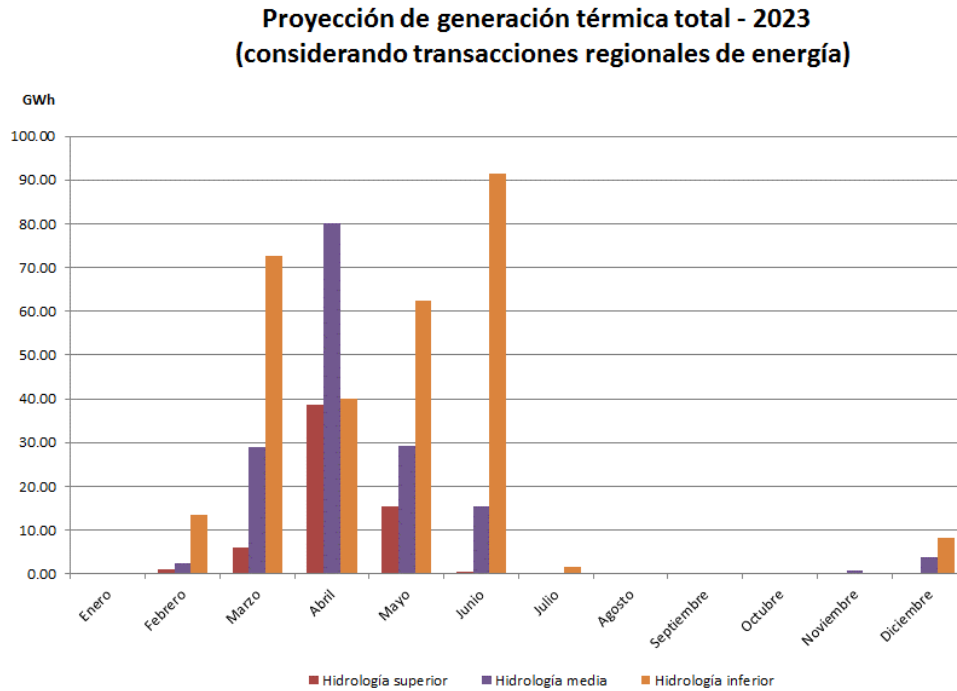


Gráfico 4.11. Proyecciones de la generación termoeléctrica total mensualizada para el año 2023 y para los tres escenarios analizados. Se consideran las proyecciones de las transacciones regionales (importaciones) de electricidad.

Como resumen, para las proyecciones de generación térmica considerando las importaciones de electricidad, el gasto anual estimado es:

- Escenario de hidrología superior: USD 11,1 millones para la generación térmica y USD 8,3 millones para las importaciones de electricidad.
- Escenario de hidrología media: USD 28,1 millones para la generación térmica y USD 14,9 millones para las importaciones de electricidad.



- Escenario de hidrología inferior: USD 55,6 millones para la generación térmica y USD 21,2 millones para las importaciones de electricidad.

Finalmente, a continuación se presenta gráficamente, la información mensualizada de los gastos e ingresos proyectados para el escenario de hidrología media, así como del consumo de búnker para generación de electricidad.

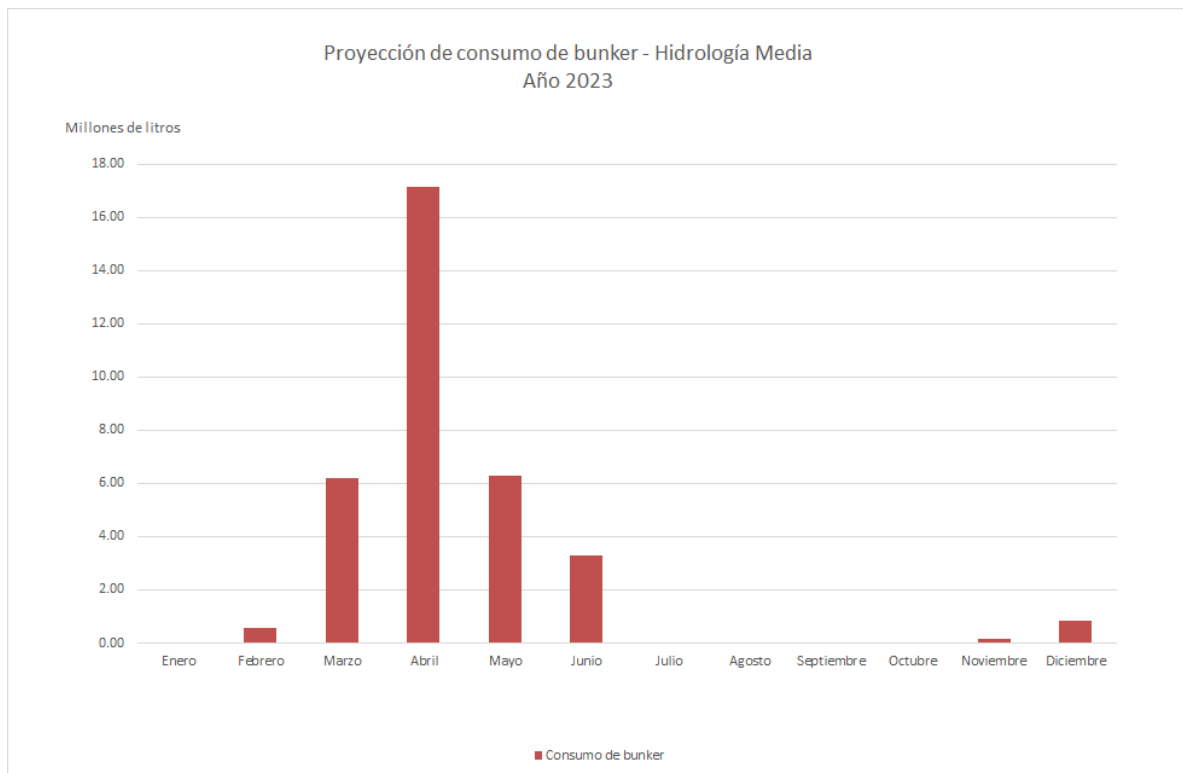


Gráfico 4.12. Proyección mensualizada del consumo de búnker para la generación térmica total, para el escenario de hidrología media en el 2023.

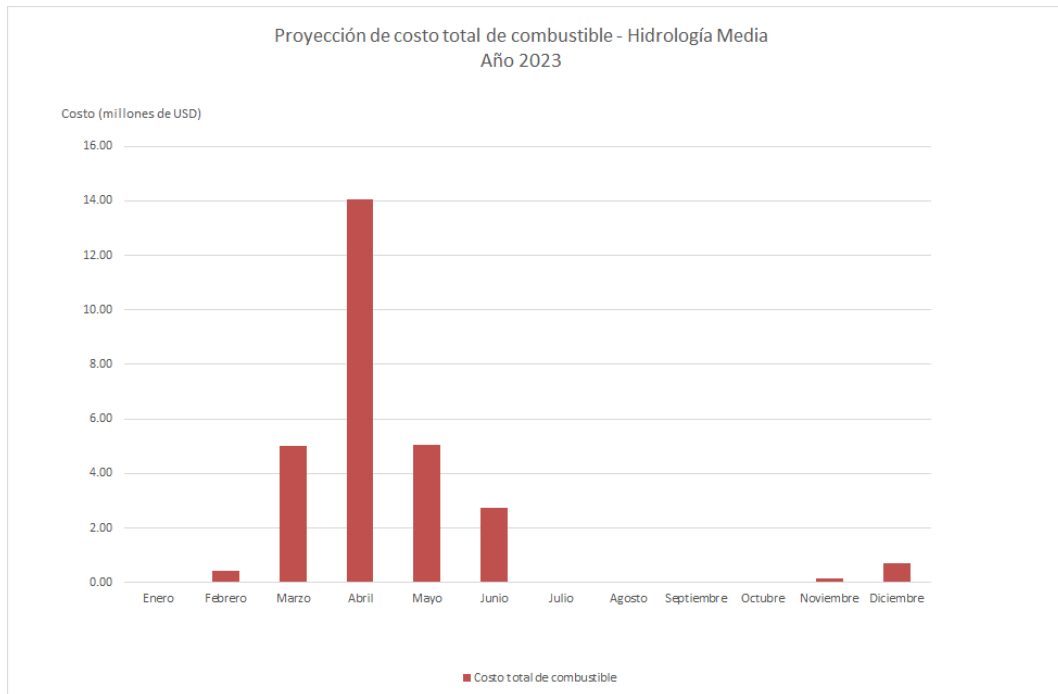


Gráfico 4.13. Proyección mensualizada del costo total del combustible para la generación térmica, para el escenario de hidrología media en el 2023.

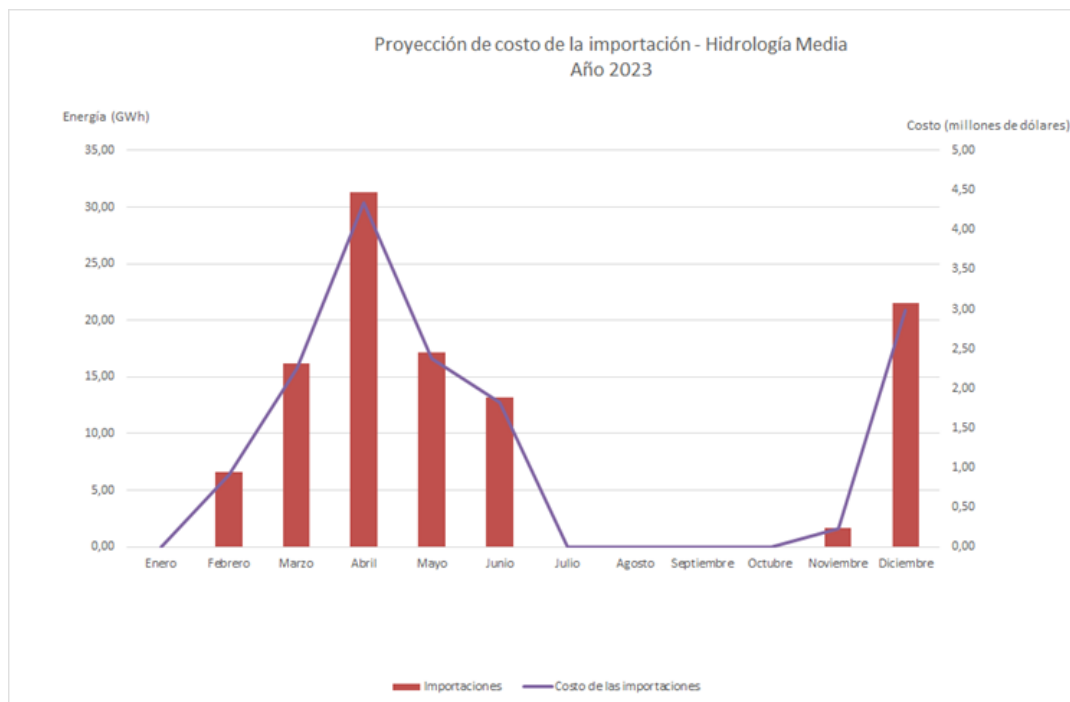


Gráfico 4.14. Proyección mensualizada del costo total de la importación de electricidad, para el escenario de hidrología media en el 2023.

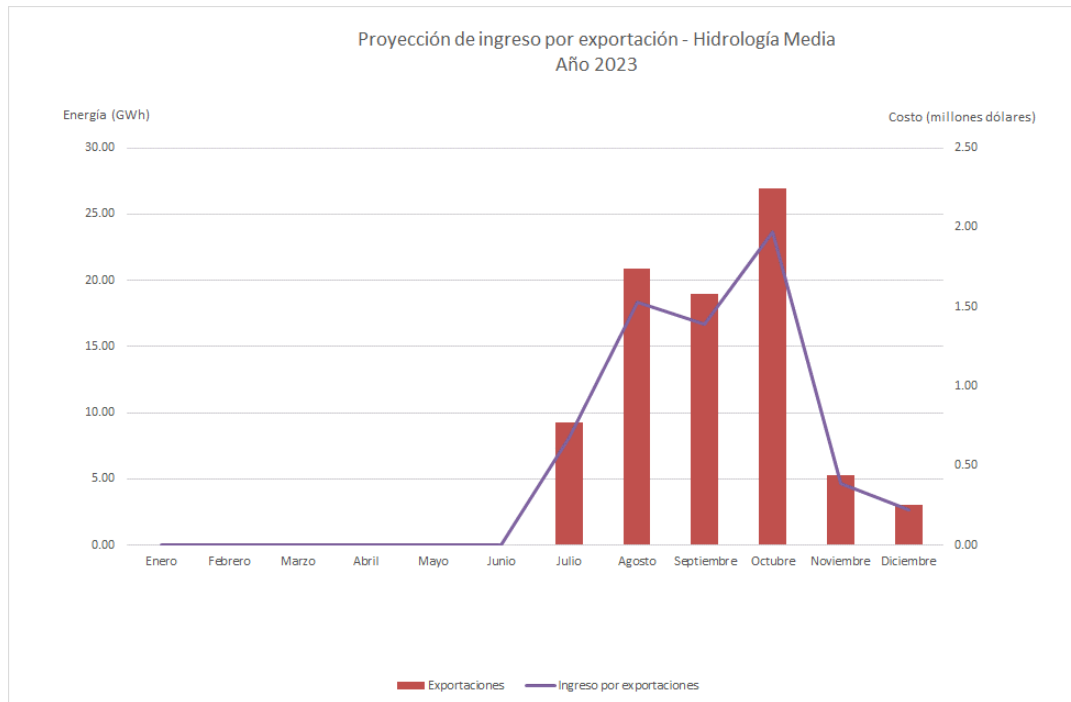


Gráfico 4.15. Proyección mensualizada de los ingresos totales por exportación de electricidad, para el escenario de hidrología media en el 2023.

El resumen de las proyecciones para el escenario de hidrología media durante el 2023, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.1. Resumen de las proyecciones para el año 2023.

Resumen proyección anual, 2023		
Exportaciones	(GWh)	84,33
Ingreso total por exportaciones	(millones de dólares corrientes)	6,19
Generación térmica	(GWh)	161,01
Costo total de generación térmica	(millones de dólares corrientes)	28,13
Importaciones	(GWh)	107,24
Costo total de las importaciones	(millones de dólares corrientes)	14,89
Consumo de diesel total anual	(millones de litros)	1,4
Consumo de bunker total anual	(millones de litros)	34,42
Costo total térmico+importaciones	(millones de dólares corrientes)	43,02

(*) Datos para las proyecciones del escenario de hidrología media, considerando las transacciones de energía regionales.



Finalmente, es importante recalcar que el costo total de la generación térmica y de las importaciones sería de USD 43 millones, para el escenario de hidrología media. Este costo se incrementaría hasta los USD 77 millones para el escenario de hidrología inferior. En ambos casos, el costo se incrementaría aún más en función de que haya retrasos en la adquisición de búnker para la generación con plantas térmicas, o de que el precio de la electricidad importada desde el MER supere el valor que se ha estimado para los cálculos.

4.6 Análisis de Riesgos

Parte I: Análisis con base en la optimización energética en etapas semanales

La primera parte del análisis de riesgos corresponde a la evaluación de los resultados de la optimización energética, determinando la cantidad de series hidrológicas en las cuales se identifica un déficit de energía para atender el 100% de la demanda eléctrica nacional del año 2023. La evaluación se hace de manera autónoma, sin tomar en cuenta la posibilidad de complementar con importaciones de electricidad.

El resultado obtenido es solo en 3 de las 57 series hidrológicas históricas evaluadas se identificaron déficits energéticos, siendo estos de muy baja magnitud y subsanables en la práctica con importaciones de electricidad desde el MER. Esto señala que el respaldo energético que brindan las plantas térmicas es suficiente, para el año 2023.

No obstante, hay que acotar que el riesgo es nulo, mientras el ICE pueda garantizar el suministro de combustible para las plantas termoeléctricas, tanto búnker, como diésel (y como mínimo el diésel). Este tema es determinante, por las siguientes razones:



- 1) La reducción de recursos de generación hidroeléctrica en América Central (por las características estimadas para la estación seca del 2023) y el incremento del costo de los combustibles fósiles a nivel mundial. Ello derivará en el incremento de los precios para la oferta de energía eléctrica en el MER, que se estima, superarán al costo variable de P.T. Garabito.

- 2) No está garantizado que los Agentes Generadores de Panamá podrán ofertar en el MER, ya que algunos de estos agentes han adquirido derechos de transmisión anuales para importar de electricidad. Lo mismo aplica para el caso de Nicaragua. Estos agentes se convertirían en competidores directos, tanto por la oferta regional de electricidad, como por la capacidad de porteo de potencia de Honduras-Nicaragua (en promedio limitada a 170 MW). Tales factores limitarán el acceso del ICE a la oferta de generación del MER.

Con el panorama antes explicado es necesario garantizar el abastecimiento de combustibles, sobre todo en caso que el escenario hidrológico sea similar al de hidrología inferior considerado en este análisis.

Parte II: Análisis del día crítico

La segunda parte del análisis de riesgos corresponde a la comprobación de la suficiencia de recursos para atender la demanda de energía eléctrica durante los días críticos de la estación seca. Esto se hace con el programa NCP (Nuevo Corto Plazo)¹⁰, que efectúa la optimización energética diaria o semanal, en etapas horarias.

De acuerdo con los datos históricos de la operación del SEN, los días críticos se presentan en el mes de abril y tienen las siguientes características:

¹⁰ Propiedad intelectual de la empresa PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.



- a) Las plantas eólicas no producen energía eléctrica (porque la velocidad del viento es muy baja).
- b) Los ingenios terminaron la zafra y no producen energía eléctrica.
- c) Las plantas hidroeléctricas de empresas privadas y de empresas distribuidoras producen electricidad solamente durante un corto periodo del día (de 2 a 5 horas).
- d) Los caudales afluentes a las plantas hidroeléctricas del ICE son los más bajos del año.

Para la simulación del día crítico del año 2023 con el programa NCP, se consideró lo siguiente:

- i) Crecimiento de la demanda de energía: un aumento de 1,87% con respecto a la demanda del miércoles 23 de marzo de 2022.
- ii) Ausencia total de generación eólica: las plantas eólicas no producen energía eléctrica debido a la baja velocidad de viento.
- iii) Ausencia total de generación con biomasa: las plantas generadoras de los ingenios azucareros El Viejo y Taboga no producen energía eléctrica debido a la finalización de la zafra.
- iv) Caudales afluentes a los embalses de las plantas hidroeléctricas del ICE: corresponden con los valores registrados en la primera semana de abril de 2014 (escenario crítico).
- v) Generación privada y de las empresas distribuidoras: ajustada conforme al registro del 25 de abril de 2019 (escenario crítico).



- vi) Restricciones para el uso del volumen almacenado en los embalses: se permite al algoritmo de optimización reducir los niveles de los embalses de Pirrís 2 m, Cachí 1 m y Reventazón 0,5 m; esto como máximo diario.
- vii) Disponibilidad de la generación termoeléctrica con combustibles fósiles: todas las unidades generadoras de las plantas se consideran disponibles.
- viii) Importaciones de electricidad: no se consideraron en el análisis.

En el del gráfico 4.16 se resume el despacho de generación obtenido para atender la demanda eléctrica nacional en el día crítico. Este despacho se puede optimizar más, considerando para ello las importaciones de electricidad.

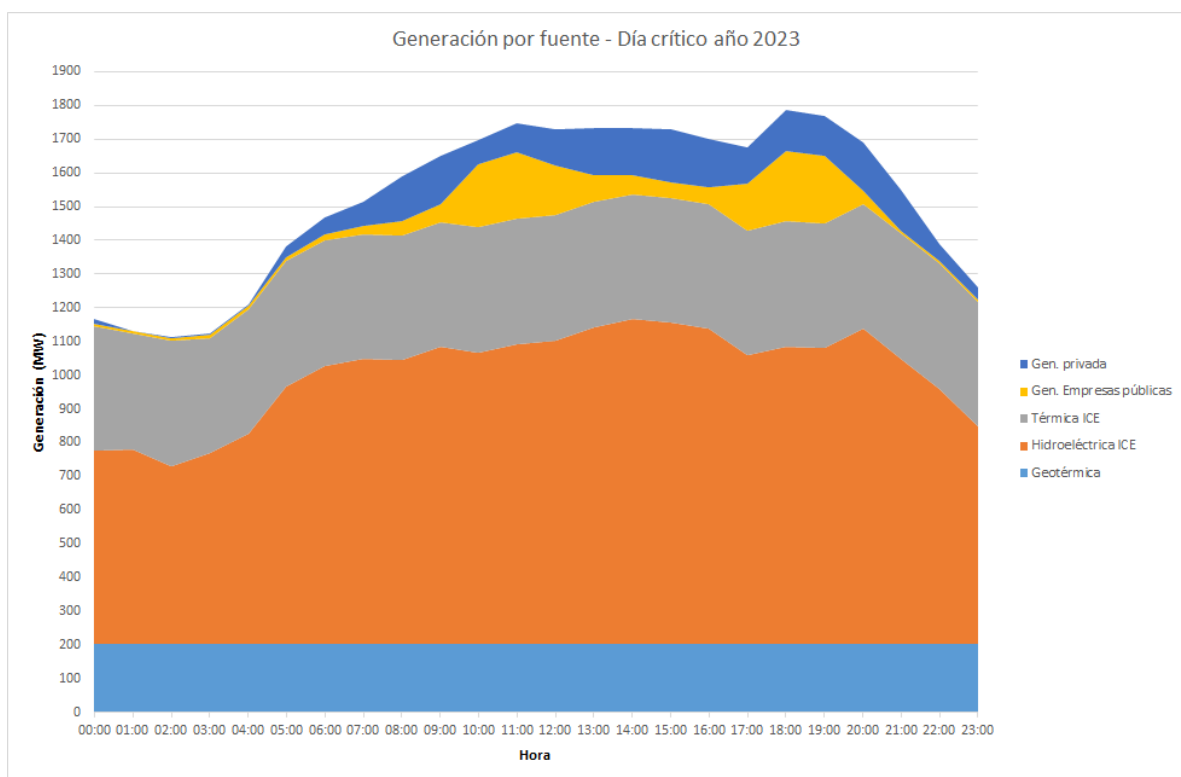


Gráfico 4.16. Resultados de la optimización energética para el día crítico del 2023.



La producción diaria de energía eléctrica con el complejo hidroeléctrico Arenal-Dengo-Sandillal sería alta (8203 MWh), así como el uso de la reserva de seguridad energética para la operación del SEN (plantas hidroeléctricas con embalse estacional y plantas térmicas que usan combustibles fósiles), pero dentro de las restricciones establecidas.

Se obtuvo el siguiente despacho diario: 8838 MWh de generación térmica, 3252 MWh de Pirrís, 1262 MWh de Cachí y 3072 MWh de Reventazón. Hay que recordar que la generación con Cachí, significa un aumento de la producción con todas las plantas que están aguas abajo, en el río Reventazón.

A lo largo del día se requiere despachar a todas las plantas térmicas del ICE a plena carga, no quedando reserva fría en las plantas térmicas, solo en las plantas hidroeléctricas Cachí y Reventazón. En lo que respecta a la reserva rodante para la regulación primaria de la frecuencia, se obtiene el siguiente resultado:

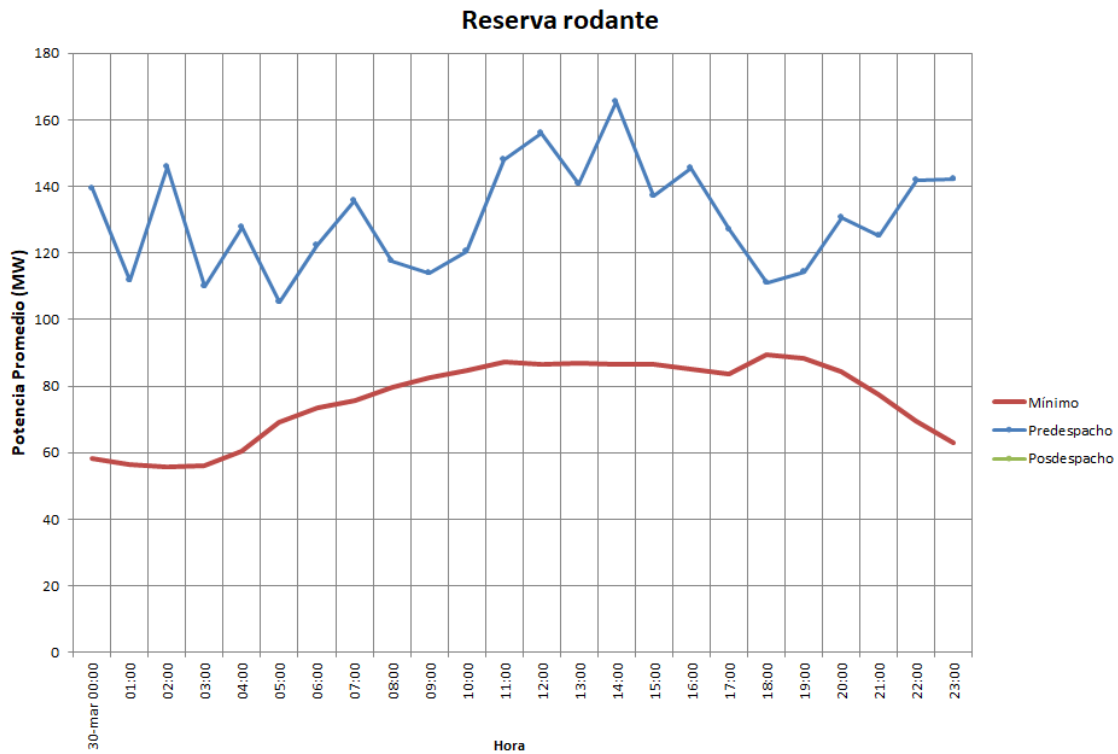


Gráfico 4.17. Reserva rodante de generación para el día crítico del 2023.



Con el análisis de riesgos se concluye que la posibilidad de tener déficits de energía en el 2023 es nula, en la medida que se administren apropiadamente los embalses estacionales para enfrentar los días críticos, que pueden ser eventos extendidos por varios días en función de la disponibilidad del recurso eólico. Queda claro que ya no se cuenta con la holgura de años anteriores, siendo aspectos críticos:

- a) El suministro de combustibles fósiles para la generación térmica.
- b) La disponibilidad del parque generador que brinda firmeza en su despacho (geotérmico y termoeléctrico con combustibles fósiles).
- c) La tasa de crecimiento real de la demanda eléctrica nacional.
- d) El aprovechamiento de los recursos disponibles en el Mercado Eléctrico Regional.
- e) La administración apropiada de los embalses estacionales y en general de la reserva de seguridad energética del SEN.
- f) La revisión y optimización de los mantenimientos programados de las unidades generadoras de las plantas del ICE.



5. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA EL PERIODO 2023-2027

Los resultados para el periodo 2023-2027 se obtienen solo para una condición hidrológica, que corresponde al cálculo a lo largo de 5 años del promedio de las series hidrológicas utilizadas para el escenario de la hidrología media del año 2023 (promedio de los cuantiles comprendidos entre el 77 y 84% para el 2023). Esto significa que en el análisis de resultados se respeta el patrón histórico del comportamiento de los caudales en periodos de cinco años (mediano plazo).

5.1 Balances de Energía Eléctrica

En el apéndice F se encuentran los balances energéticos para el periodo 2023-2027, para todas las plantas hidroeléctricas, termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles, eólicas, geotérmicas, generación privada, entre otros y conforme a los resultados obtenidos con el SDDP. Se detallan los valores mensualizados de la energía eléctrica en GWh, que fueron calculados por el SDDP en etapas semanales.

En el gráfico 5.1 se muestra la proyección de la generación por fuente para el periodo 2023-2027. En la proyección de este periodo, tal y como es de esperar, la generación hidroeléctrica es la predominante (69,7%), seguida por la geotérmica (13,2%) y por la eólica (12,2%). La generación térmica con combustibles fósiles corresponde al 3,1% de la generación total del SEN. Para el periodo se mantiene una proyección de baja magnitud para la generación térmica, manteniendo la predominancia las fuentes renovables (alrededor del 97%), que como ya se mencionó anteriormente su magnitud puede ser baja porcentualmente, pero su costo operativo es alto.

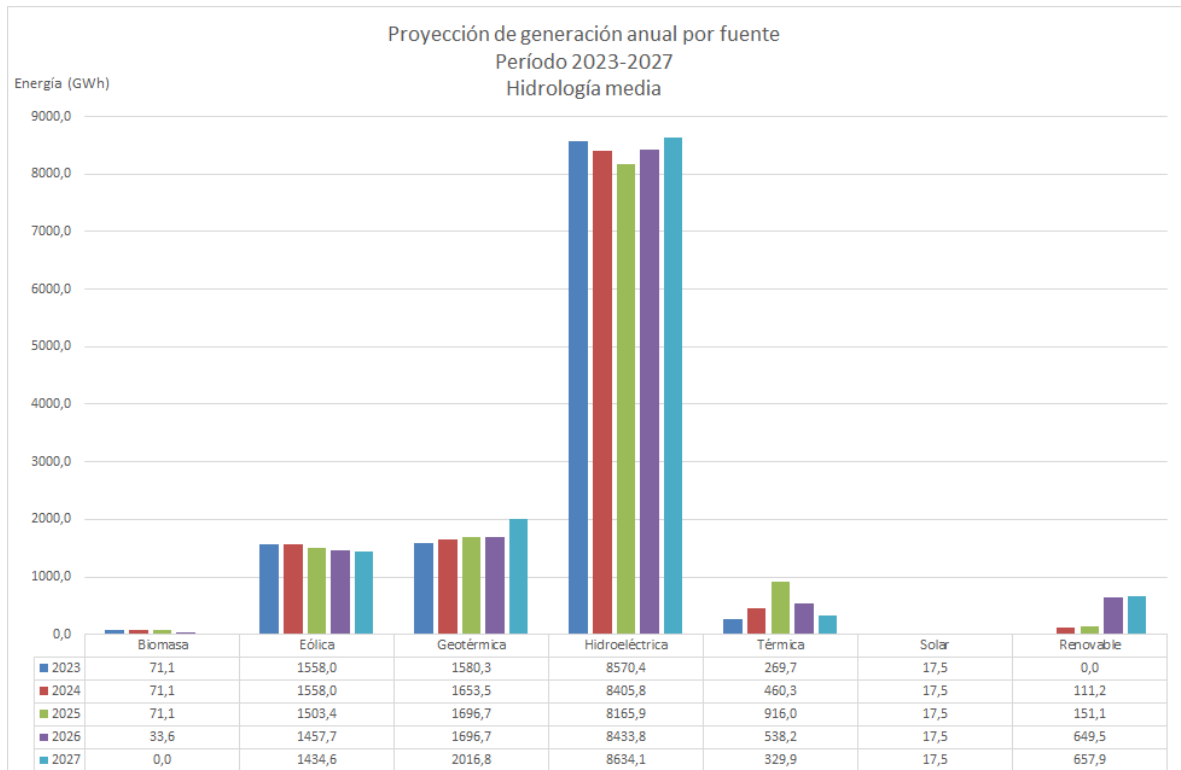


Gráfico 5.1. Proyección de generación anual para el periodo 2023-2027 por tipo de fuente.

Observando el gráfico 5.1, se puede determinar que la proyección de la generación térmica anual del periodo tiene un mínimo de 269,7 GWh (2023) y un máximo de 916,0 GWh (2025), siendo la suma total del periodo 2514,1 GWh. Obviamente la magnitud de la generación termoeléctrica con combustibles fósiles que se utilice en el futuro dependerá el régimen hidrológico real, porque al tener predominancia la producción hidroeléctrica en el despacho de generación, es la fuente que determina la necesidad de emplear las plantas térmicas de respaldo energético para la operación del SEN. Otros factores que pueden influir son el crecimiento real de la demanda eléctrica y el grado de penetración de la generación solar fotovoltaica, sobre todo de la generación distribuida.



5.2 Proyecciones de Importaciones de Electricidad y Excedentes

Las proyecciones de las importaciones de electricidad para el periodo 2023-2027 dependen de varios factores, como: la oferta de electricidad en el MER a precios que sean inferiores a los costos variables de las plantas térmicas del ICE, la competencia de los Agentes del Mercado Regional interesados también en comprar energía y la capacidad técnica de la red de transmisión regional. En general, las importaciones sustituyen generación termoeléctrica que utiliza combustibles fósiles, puesto que el objetivo de la optimización energética es minimizar el costo operativo del SEN.

Por otra parte, para estimar las exportaciones de electricidad para el periodo 2023-2027 se calculó primero los excedentes de generación hidroeléctrica que tengan un alto grado de seguridad (los que se identifican en la mayoría de los escenarios). Luego, para determinar la magnitud de las exportaciones promedio semanales, se aplicaron factores de ajuste a los excedentes de generación, considerando la limitación de porteo de potencia que tienen los sistemas eléctricos de Nicaragua y Honduras, la competencia con los Agentes Generadores de Panamá y de Guatemala (que usualmente disponen de recursos para colocar en el MER en el II semestre del año) y la reducción sustancial de la demanda en el MER por la instalación de generación renovable variable y de plantas de gas natural licuado en El Salvador y Panamá.

En el gráfico 5.2 se encuentran las proyecciones anuales de importaciones y exportaciones de electricidad para el periodo de interés. Se hace la observación que estas proyecciones tienen una gran incertidumbre relacionada con el régimen hidrológico, el crecimiento de la demanda, la evolución de la capacidad de transmisión regional y la dinámica propia del MER.

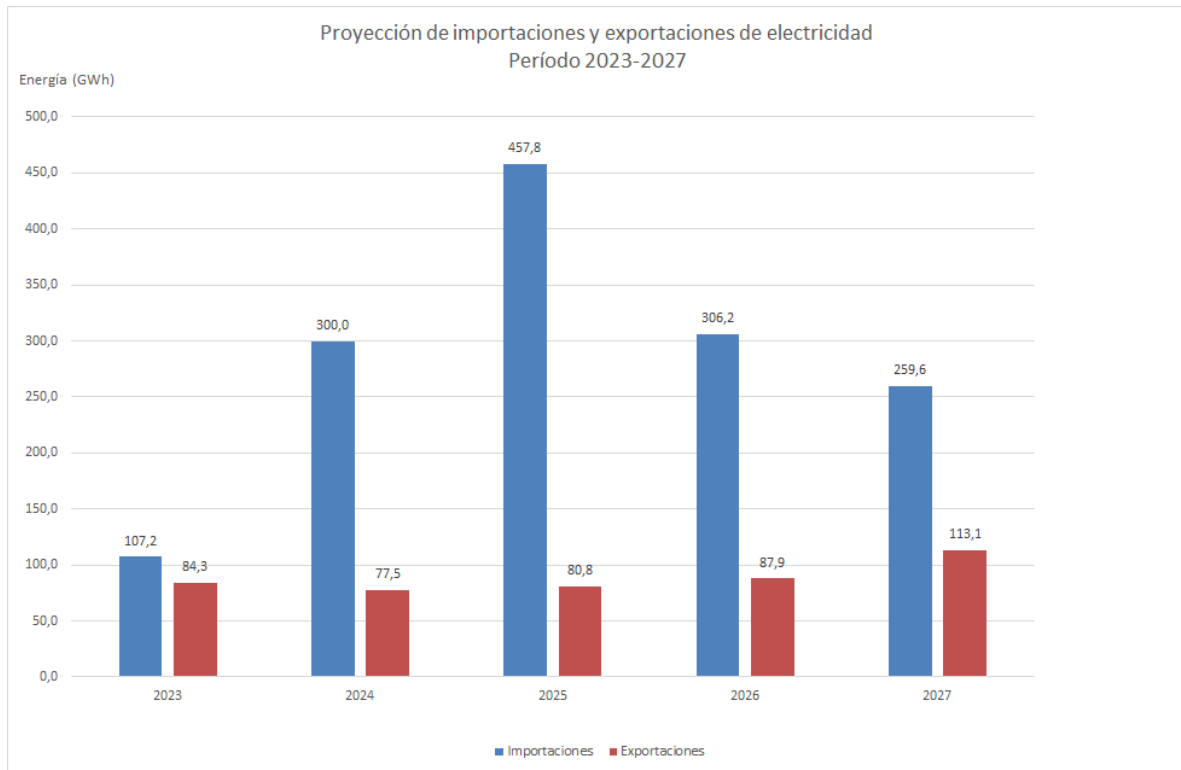


Gráfico 5.2. Proyección anual de las importaciones y exportaciones de electricidad por medio del MER para el periodo 2023-2026.

Se puede observar en el gráfico anterior que los excedentes turbinables que tienen el mayor grado de seguridad, no crecen significativamente en el periodo 2023-2027.

Por otra parte, se observa también, que las importaciones de electricidad se podrían utilizar como estrategia de optimización, para sustituir generación térmica. A partir del 2024, posiblemente en el II semestre, la entrada en operación de la planta de gas natural Gatún en Panamá (670 MW), sería un factor que puede potenciar la ejecución de un volumen importaciones de electricidad a precios competitivos.



5.3 Optimización del Embalse de Arenal

El gráfico 5.3 muestra la proyección de mediano plazo para el nivel del embalse de Arenal, producto de la optimización energética del SEN.

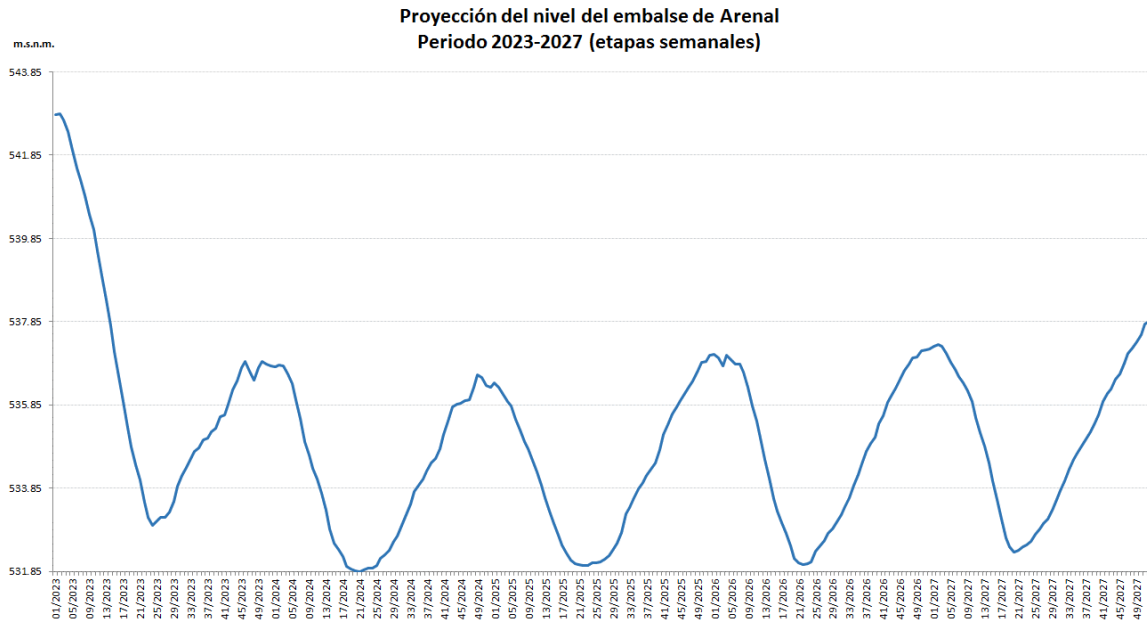


Gráfico 5.3. Proyección del nivel del embalse de Arenal para el periodo 2023-2027.

Para el 2023 se proyecta un uso intensivo de este recurso, lo que propicia alcanzar el menor nivel del periodo en la estación seca (532,97 m.s.n.m.), evidenciándose la dificultad para recuperar el nivel durante la estación lluviosa. Para los años subsiguientes la optimización energética recomienda regular el ciclo de uso y recuperación, manteniendo los niveles entre magnitudes medias y el mínimo operativo, lo cual es una señal de posible falta de suficiencia de recursos de generación para atender la demanda eléctrica nacional a partir del 2024.



5.4 Análisis de Riesgos

Para el periodo 2023-2027 se identificaron déficits de generación de una magnitud y recurrencia no despreciables, particularmente a partir del año 2024. Estos déficits representan un riesgo significativo para atender la totalidad de la demanda eléctrica nacional, donde se dependería de complementar con importaciones por medio del MER.

El riesgo de déficit se mide para las estaciones secas del periodo 2023-2027, con base en la cantidad de series hidrológicas donde se identifica un déficit de generación para atender la demanda eléctrica. Entre el 2024 y 2026 la cantidad de series hidrológicas donde se identifican déficits de energía supera el 20% y en 2027 se reduce por la entrada de plantas de generación renovable y de Borinquen, según lo establece el plan de expansión de generación.

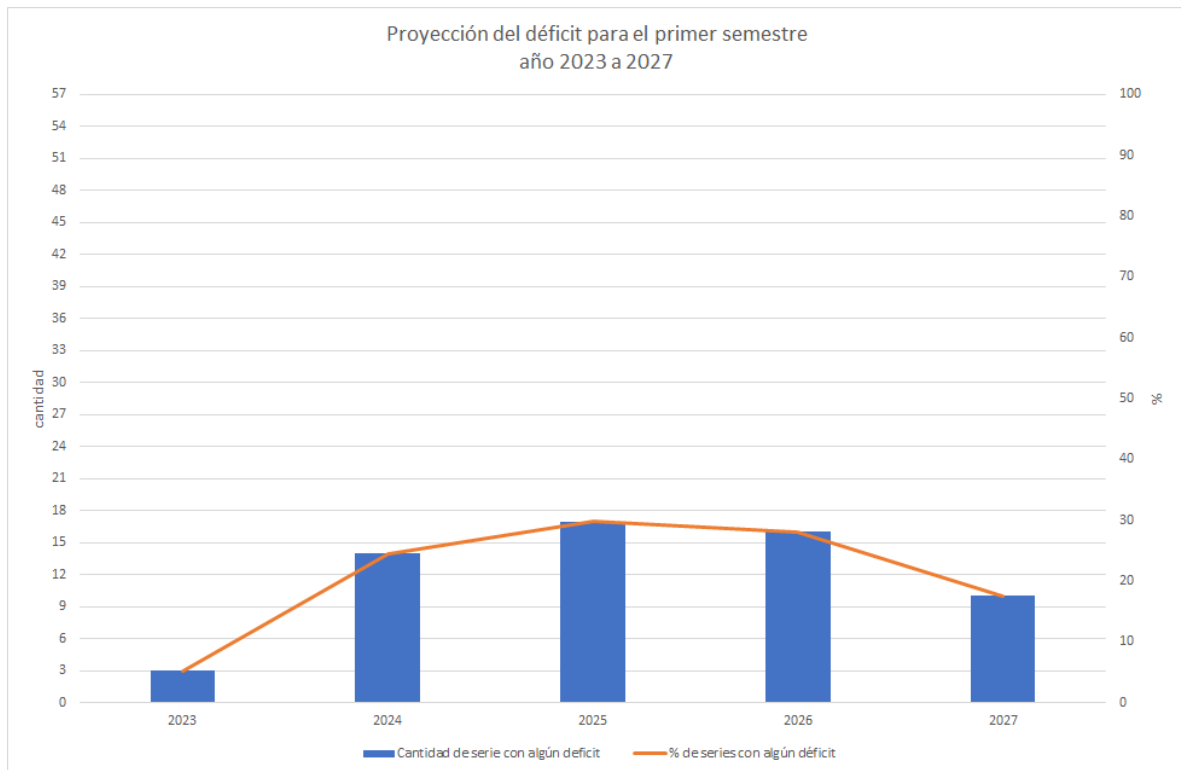


Gráfico 5.4. Proyección del déficit de energía para el periodo 2023-2027.



Los déficits de energía identificados para al menos el 20% de las series hidrológicas consideradas en este estudio, se pueden materializar en el futuro, sobre todo si se presentan escenarios hidrológicos muy secos. Por ello, se recomienda hacer una valoración en la planificación de expansión de la generación, así como en el planeamiento operativo energético, considerando un mayor crecimiento de la demanda eléctrica, para determinar la suficiencia de los recursos de generación en el mediano plazo y la generación firme que requiere el SEN, sin dejar de lado la posibilidad de efectuar importaciones de electricidad por medio del MER.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en tres escenarios hidrológicos, se determinó la estrategia operativa óptima para el 2023, obteniéndose las proyecciones de generación por fuente, la curva de referencia para el nivel del embalse de Arenal, las proyecciones de las importaciones de electricidad y de los excedentes de generación hidroeléctrica.

El pronóstico hidrometeorológico para el 2023 es el de un año normal (similar al promedio histórico). Pero la valoración propia del grupo de planeamiento energético es que no se puede descartar que los caudales sean deficitarios, con base los registros de los dos últimos meses y en el pronóstico del ENOS, que iniciaría la transición de la fase fría (La Niña) hacia la fase neutra o la caliente (El Niño).

Para el escenario de hidrología media del 2023, la proyección anual de la generación termoeléctrica con combustibles fósiles es de 161 GWh (1,33% de la demanda total) y la proyección anual de las importaciones de electricidad es de 107 GWh (0,90% de la demanda total), concentrándose en el periodo de marzo a mayo. La estimación del gasto asociado es de USD 43 millones.

Para el caso del escenario de hidrología inferior (seco) del 2023, la proyección anual de la generación complementaria (termoeléctrica más importaciones de electricidad) sube a 448 GWh y el gasto asociado a USD 77 millones. Esta generación complementaria representa el 3,71% de la demanda eléctrica nacional y se proyecta la necesidad de utilizar las plantas Moín II y Moín III durante los meses de mayo y junio.



Se estima que una buena proporción de la generación térmica no podrá sustituirse con importaciones de electricidad, porque los derechos anuales de transmisión fueron adquiridos por agentes de Panamá y Nicaragua, quedando poco margen en la transmisión regional.

Se proyecta que en el segundo semestre del 2023 haya excedentes de generación de origen hidráulico exportables usando el Mercado Eléctrico Regional, pero de una magnitud mucho menor que la de los años previos. La proyección de la exportación de los excedentes con mayor grado de seguridad es de 84,3 GWh, para un ingreso estimado de USD 6,2 millones. Los excedentes pueden ser mayores, dependiendo del régimen hidrológico, componente que se confirma en el corto plazo.

Un aspecto imperativo es lograr en el II semestre de 2023 la mayor recuperación posible del nivel del embalse de Arenal, ya que el volumen que se almacena en este embalse es muy importante para la atención de la demanda eléctrica en la estación seca del 2024.

Para el 2023 se determinó que la posibilidad de tener déficits de energía es nula, requiriendo una administración apropiada de los embalses estacionales y en el caso de un escenario de hidrología inferior un alto despacho de generación térmica en los meses de mayo y junio. En tal sentido es un factor clave el suministro de combustibles fósiles para la generación térmica y la optimización de los mantenimientos de las unidades generadoras de las plantas del ICE.

También se determinó la optimización energética para el quinquenio 2023-2027, obteniéndose las proyecciones de generación por fuente, la administración del embalse de Arenal y se evaluó la suficiencia de recursos para atender la demanda eléctrica nacional en el mediano plazo.



Para el periodo 2023-2027 la generación hidroeléctrica continuará siendo el recurso predominante de producción de electricidad en el SEN, representando el 69,7%% de la generación quinquenal. La energía geotérmica será la segunda fuente en importancia con un aporte del 13,2% y la eólica será la tercera con 12,2%.

Se proyecta que la electricidad producida con combustibles fósiles en el quinquenio representará en promedio el 3,1% de la demanda eléctrica. Esta proyección para la generación térmica es de baja magnitud, pero representa un alto costo operativo.

Se determinó para el periodo 2024-2027, un faltante de capacidad instalada de generación para atender la totalidad de la demanda eléctrica en escenarios hidrológicos secos. En caso de materializarse estos escenarios, los déficits se podrían subsanar con importaciones de electricidad por medio del MER y/o incorporando más capacidad instalada de generación. En lo particular, la incertidumbre del crecimiento de la demanda eléctrica nacional debe valorarse y tomarse en cuenta en los análisis.

Se recomienda para el año 2023 utilizar como referencia los resultados de la optimización energética del escenario de hidrología media, pero valorando periódicamente si el escenario cambia hacia el de hidrología inferior, para aplicar los ajustes que se determinen en la optimización del SEN de corto plazo (predespachos semanales y diarios) y alejarse de un riesgo de déficit en los meses críticos (abril y mayo principalmente).

Se recomienda hacer una valoración amplia en la planificación de expansión de la generación, así como en el planeamiento operativo energético, considerando un mayor crecimiento de la demanda eléctrica, para determinar la suficiencia de los recursos de generación en el mediano plazo y la generación firme que requiere el SEN.



APÉNDICES



APÉNDICE A. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PROYECCIONES DE DEMANDA – ACTUALIZACIÓN 2022-2028

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION														
Año	DEMANDA				OFERTA									
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Capacidad instalada (MW)					
									Capacidad Efectiva en MW (dic 2021): 3.584					
2022	11.847		1.811		1	Huacas	Solar	5,0	3.589					
					1	Miravalles5	Geot	-6,0	3.583					
					5	Hidro GP2 Existente	Hidro	-0,3	3.583					
					11	Hidro GP1 Existente	Hidro	-1,5	3.581					
					12	Hidro GP1 Existente	Hidro	-0,2	3.581					
2023	12.068	1,9%	1.831	1,1%	6	Garita	Hidro	-40,4	3.541					
					6	Hidro GP1 Existente	Hidro	-4,9	3.536					
2024	12.334	2,2%	1.852	1,2%	1	Hidro GP2 Existente	Hidro	20,0	3.556					
					1	Eólico GP Arenal-PESA	Eólic	19,0	3.575					
					4	Garita- Modern	Hidro	40,4	3.615					
					4	Hidro GP3 Existente	Hidro	-10,0	3.605					
					7	Cachi 2	Hidro	-40,0	3.565					
2025	12.595	2,1%	1.883	1,6%	1	Hidro GP1 Existente	Hidro	6,6	3.572					
					1	Hidro GP2 Existente	Hidro	16,2	3.588					
					1	Cachi 2	Hidro	40,0	3.628					
					1	Tejona	Eólic	-6,0	3.622					
					3	Tierras Morenas	Eólic	-20,0	3.602					
					12	Hidro GP2 Existente	Hidro	-3,3	3.599					
2026	12.843	2,0%	1.905	1,2%	1	EProyR1	Eólic	20,0	3.619					
					1	EProyR4	Eólic	20,0	3.639					
					1	Solar- Descuento en costo	Solar	25,0	3.664					
					1	Eólico Proy 9	Eólic	20,0	3.684					
					1	Eólico Proy 10	Eólic	20,0	3.704					
					1	Eólico Proy D4	Eólic	20,0	3.724					
					1	Ingenio El Viejo	Biom	-18,0	3.706					
					2	Eólico GP Arenal-Aeroenergía	Eólic	-6,4	3.699					
					9	Ingenio Taboga	Biom	-20,0	3.679					
					12	Hidro GP2 Existente	Hidro	-2,6	3.677					
					2027	13.093	1,9%	1.934	1,5%	1	Boca de Pozo	Geot	-5,0	3.672
										1	Tejona	Eólic	-7,0	3.665
3	Borinquen 1	Geot	55,0	3.720										
7	Ventanas-Garita	Hidro	-100,0	3.620										
2028	13.336	1,9%	1.955	1,1%	1	Ventanas-Garita	Hidro	100,0	3.720					
					1	Boca de Pozo Modern	Geot	5,0	3.725					
					1	Eólico Proy 7	Eólic	20,0	3.745					
					1	Eólico Proy 8	Eólic	20,0	3.765					
					1	EProyR3	Eólic	20,0	3.785					
					4	TilaWind	Eólic	-20,0	3.765					
					7	Cachi 2	Hidro	-159,0	3.606					

Fuente: Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, ICE.

Notas:

- Actualización de corto plazo del PEG 2020-2035, realizada en junio de 2022.
- Se incluyen los proyectos solares fotovoltaicos sin ubicación definida. Para los efectos del presente estudio se considera que todos están localizados en la provincia de Guanacaste.



APÉNDICE B. PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES DE LAS PLANTAS TÉRMICAS

Para el estudio se utilizaron las proyecciones del tipo de cambio del colón con respecto al dólar de los Estados Unidos de América que se encuentran en el siguiente cuadro:

Instituto Costarricense de Electricidad Proyecciones 2022-2026					
	2022	2023	2024	2025	2026
Inflación de Costa Rica (final del año)	5.9%	4.5%	3.0%	3.0%	3.0%
Inflación de EE.UU. (final del año)	5.3%	2.3%	2.1%	2.0%	2.0%
Tipo de cambio de venta final a diciembre de cada año (USD/CRC)	700	721	743	765	789
Variación de tipo de cambio final (USD/CRC)	8.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Tipo de cambio de venta promedio (USD/CRC)	685	719	758	764	771
Variación de tipo de cambio promedio (USD/CRC)	6.6%	5.0%	5.4%	0.9%	0.9%

Nota:
 La inflación, tanto de Costa Rica como de los Estados Unidos de América (EE.UU.), se refiere al Índice de Precios al Consumidor (IPC) de cada país.
 Las estimaciones de inflación local para el período 2022-2026, se realizaron considerando proyecciones y objetivos inflacionarios planteados por el BCCR.
 En la inflación proyectada para EE.UU. entre 2022-2026, se utilizó encuestas de firmas especializadas y meta de inflación de la Fed.

Fuente: Dirección de Planificación Financiera, Gerencia de Finanzas, ICE.

Para el periodo 2023-2027 las proyecciones utilizadas de los precios de los combustibles son:

PROYECCION DE PRECIOS DEL DIESEL Y BUNKER - ICE								
ESCENARIO BASE								
PRECIO SIN IMPUESTOS			Impuestos			PRECIO CON IMPUESTOS		
(2021\$/L)			(2021\$/L)			(2021\$/L)		
	Diesel	Bunker		Diesel	Bunker		Diesel	Bunker
2021	0.57	0.42	2021	0.24	0.04	2021	0.81	0.46
2022	0.80	0.53	2022	0.24	0.04	2022	1.04	0.57
2023	0.74	0.51	2023	0.24	0.04	2023	0.98	0.55
2024	0.76	0.54	2024	0.24	0.04	2024	1.00	0.58
2025	0.73	0.55	2025	0.24	0.04	2025	0.97	0.59
2026	0.71	0.56	2026	0.24	0.04	2026	0.95	0.60
2027	0.69	0.57	2027	0.24	0.04	2027	0.93	0.61

Fuente: Dirección de Planificación Financiera, Gerencia de Finanzas, ICE.



En el cuadro siguiente se muestran los costos variables de las plantas térmicas del ICE, con base en el precio de adquisición del combustible almacenado actualmente en los tanques. Este es el costo variable que se usa en el estudio de planeamiento operativo energético, hasta que las proyecciones de generación señalen el agotamiento del combustible en cuestión. A partir de ese momento se calculan con base en las proyecciones de precios de los combustibles.

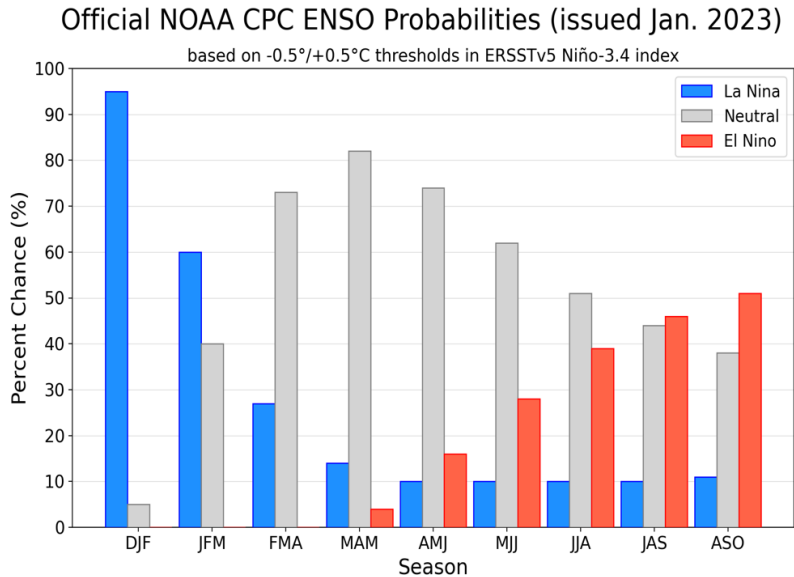
Plantas térmicas según costo variable		
Ubicación	Planta	USD/MWh
1	Garabito	160,8
2	Orotina	152,0
3	Guápiles	154,3
4	Moín III	385,4
5	Moín II	393,8

Fuente: División de Generación, Gerencia de Electricidad, ICE.



APÉNDICE C. PRONÓSTICOS METEOROLÓGICOS ESTACIONALES 2023

Pronóstico del ENOS



El pronóstico oficial de NOAA, aumenta las probabilidades de formación de Niño conforme avanzan los meses de año.

Gerencia Electricidad

Fuente: Área de HidroClimatología-EBI, Dirección Servicios No Regulados, Gerencia de Electricidad, ICE.

Pronóstico para precipitaciones (febrero 2023 a enero 2024)

Mes	Arenal	Toro	Cariblanco	Cachí	Pirrís	Virilla
Febrero	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Marzo	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Abril	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal



Mes	Arenal	Toro	Cariblanco	Cachí	Pirrís	Virilla
Mayo	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Junio	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Julio	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

Mes	Arenal	Toro	Cariblanco	Cachí	Pirrís	Virilla
Agosto	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Setiembre	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Octubre	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

Mes	Arenal	Toro	Cariblanco	Cachí	Pirrís	Virilla
Noviembre	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Diciembre	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
Enero	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

Fuente: Área de HidroClimatología-EBI, Dirección Servicios No Regulados, Gerencia de Electricidad, ICE.



**APÉNDICE D. BALANCES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL
2023, SIN PROYECCIÓN DE TRANSACCIONES EN EL MER**



Tabla D.1. Balance de energía eléctrica para el año 2023, escenario de hidrología inferior (sin considerar transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2023 (GWh)															
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	1,9	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	2,0	3,0	3,2	3,0	3,0	33,16
Angostura	Hidro	ICE	39,5	32,0	29,0	39,0	57,1	71,8	70,3	91,8	65,9	85,8	48,1	65,1	695,53
Arenal	Hidro	ICE	92,0	97,7	113,2	107,4	98,4	39,2	44,7	38,4	38,8	33,7	36,8	24,4	790,65
Cachi	Hidro	ICE	36,6	27,8	20,1	30,5	45,7	61,1	60,4	69,6	58,7	69,3	65,0	45,9	590,68
Cariblanco	Hidro	ICE	13,4	11,6	11,2	11,0	11,9	15,8	22,2	15,9	16,1	18,9	17,3	12,4	177,61
Dengo	Hidro	ICE	101,0	108,2	126,9	122,1	108,7	45,5	51,8	44,3	44,7	38,5	41,9	34,7	868,31
Garía	Hidro	ICE	14,8	12,6	13,3	13,1	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,35
Peñas Blancas	Hidro	ICE	6,8	7,1	6,4	6,3	6,5	2,6	0,0	0,0	6,8	12,5	9,6	7,4	71,59
Pirirí	Hidro	ICE	20,7	16,6	12,3	42,5	40,8	19,0	9,8	38,7	57,2	75,2	61,7	35,0	429,44
Reventazón	Hidro	ICE	52,3	42,4	37,8	55,2	75,8	81,7	93,6	108,0	117,9	50,6	72,3	62,9	850,69
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	5,7	10,0	10,0	9,7	4,6	9,7	9,7	108,15
Río Macho	Hidro	ICE	18,5	12,7	8,3	11,6	29,1	46,6	41,0	12,1	29,3	39,7	41,8	21,0	311,61
Toro I	Hidro	ICE	6,5	4,6	3,6	3,7	4,7	6,5	9,1	11,1	7,4	11,2	11,2	8,0	87,53
Toro II	Hidro	ICE	16,1	11,3	8,7	8,9	11,6	16,6	23,7	27,8	18,8	28,5	28,0	22,3	222,31
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	10,9	7,7	6,0	6,1	7,9	11,2	15,9	18,7	12,7	19,1	18,8	14,9	149,87
Ventanas Garita	Hidro	ICE	21,6	16,6	22,4	21,8	27,2	29,9	27,4	36,1	41,5	48,7	28,9	24,5	346,64
Boca Pozo	Geotér	ICE	3,4	3,0	3,4	3,3	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	37,81
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	29,9	30,9	30,9	29,9	30,9	12,2	0,0	315,07
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	16,5	27,1	28,9	29,8	28,9	28,9	334,04
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	19,4	10,7	17,9	19,4	234,67
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pailas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	11,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	291,38
Pailas II	Geotér	ICE	2,1	32,8	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	7,8	30,0	38,7	37,4	37,4	377,27
AeroEnergía	Eólica	PRIV	3,3	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	0,7	1,9	2,9	24,05
Altamira	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,3	5,9	5,3	9,8	7,5	3,9	3,9	11,4	11,4	9,2	99,29
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32
Chiripa	Eólica	BOT	29,3	30,0	30,0	29,1	16,8	14,6	24,5	18,5	11,0	10,2	21,2	29,1	254,42
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,8	51,23
Guacacaste	Eólica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96
Los Santos	Eólica	COOPESANTOS	5,2	4,7	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	1,0	31,58
Mogote	Eólica	PRIV	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	8,0	5,4	2,3	3,2	7,9	10,5	89,96
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,0	9,8	6,9	3,7	2,7	4,9	2,9	1,5	1,3	4,4	7,7	64,13
Orasí	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Peñas	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,3	1,3	1,3	1,0	1,0	33,87
Tejona	Eólica	ICE	4,9	4,1	5,5	4,0	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,2	4,6	35,22
Tilavind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,1	3,1	7,8	11,1	95,79
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	92,43
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85
El Viejo	Biomás	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	36,82
Talagña	Biomás	PRIV	8,6	8,2	9,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,33
Huacasa	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,5	0,8	8,79
Juanilama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	5,7	4,2	3,4	2,8	3,3	5,4	8,0	8,5	10,1	11,6	10,4	8,6	82,09
Bjajuga	Hidro	COOPEGUANASTE	4,1	3,4	3,1	2,7	2,7	4,6	6,9	6,9	6,0	6,2	5,4	5,5	57,44
Brasil	Hidro	CNFL	4,0	4,4	4,0	3,3	0,2	5,9	7,2	6,4	7,9	10,0	12,9	10,8	78,79
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	4,1	3,4	3,1	2,7	2,7	4,6	6,9	6,9	6,0	6,2	5,4	5,5	57,44
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,3	1,0	0,9	0,8	0,8	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	14,89
Caño Grande III	Hidro	PRIV	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	15,85
Chocouela	Hidro	COOPELESCA	5,0	3,9	2,8	2,4	2,7	5,1	6,9	7,8	7,2	7,9	6,8	6,1	64,55
Chucús	Hidro	BOT	9,3	7,0	7,0	7,2	10,4	12,7	11,9	18,6	20,0	23,3	20,7	14,3	162,39
Cote	Hidro	CNFL	1,3	0,7	0,7	0,5	0,7	1,2	1,7	1,5	1,3	1,5	1,5	1,9	14,37
Cubujugal	Hidro	COOPELESCA	5,7	4,5	3,2	2,9	3,3	5,9	9,3	12,0	10,8	12,0	9,6	7,7	86,79
Daniel Gutiérrez	Hidro	CNFL	4,4	3,2	2,7	2,2	2,5	4,2	6,3	6,9	8,1	8,9	7,8	6,5	63,65
Don Pedro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Doña Julia	Hidro	PRIV/COOPELESCA	6,8	5,6	6,2	6,5	8,4	8,6	8,6	9,2	8,9	9,3	8,7	4,9	51,82
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,5	1,1	0,9	0,9	1,0	1,4	2,2	2,4	1,8	2,4	2,5	2,2	20,21
El Encanto	Hidro	CNFL	4,0	2,0	2,2	1,2	2,4	4,2	3,7	5,2	5,4	5,8	5,7	5,6	49,38
El General	Hidro	BOT/ICE	13,1	10,4	8,0	7,9	8,7	13,0	16,2	16,7	14,7	16,6	16,8	15,8	147,86
Embalse	Hidro	PRIV	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,53
Hidroarcas	Hidro	COOPELESCA	5,2	4,4	4,1	3,9	4,0	5,2	6,1	6,6	6,2	6,7	5,9	5,6	63,68
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,6	1,4	1,2	1,2	1,3	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,6	18,21
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	1,6	1,4	1,2	1,2	1,3	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,6	18,21
La Joya	Hidro	BOT/ICE	18,7	14,2	10,3	15,7	23,9	30,9	31,3	35,4	31,8	35,6	33,0	23,3	304,18
Los Negros	Hidro	ESPH	3,7	2,8	2,3	2,0	2,0	4,9	8,8	8,9	7,5	7,8	6,2	6,4	63,15
Los Negros II	Hidro	ESPH	6,8	5,1	4,2	3,5	3,6	9,1	16,5	17,3	14,9	15,1	12,0	11,9	120,00
Matamoros	Hidro	PRIV	1,8	1,5	1,5	1,3	1,4	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,36
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,0	103,80
Menores JASEC	Hidro	JASEC	8,2	6,9	7,6	4,4	4,3	10,3	10,7	11,5	10,9	11,4	10,7	11,2	117,79
Platanar	Hidro	COOPELESCA	6,4	5,3	4,9	4,4	4,7	6,3	7,6	8,4	7,9	8,5	7,5	6,9	78,93
Posas	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Lajas	Hidro	PRIV	2,9	2,4	2,3	3,1	3,6	3,9	4,1	4,5	4,3	4,2	3,8	3,8	42,81
Río Segunda II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	4,9	3,8	2,8	2,6	2,9	5,1	7,1	8,4	7,9	8,5	7,1	6,2	67,15
Sigifredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	10,3	9,1	8,6	8,4	8,4	11,7	14,1	13,7	13,1	13,8	12,9	12,8	136,94
Suerkata	Hidro	PRIV	1,1	0,8	0,6	0,6	0,7	1,0	1,5	1,6	1,3	1,6	1,6	1,4	13,84
Tacares	Hidro	ESPH	1,8	1,4	1,0	0,9	1,0	1,9	2,9	3,8	3,4	3,8	3,1	2,4	27,61
Torito	Hidro	BOT	13,8	11,2	10,2	13,7	20,0	25,1	24,6	32,1	23,1	30,0	16,8	22,8	245,57
Tulú	Hidro	JASEC	0,6	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	9,01
Vara Blanca	Hidro	PRIV	0,9	0,7	0,5	0,5	0,6	0,9	1,3	1,5	1,2	1,5	1,2	1,3	12,13
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Garabito	Térm	ICE	0,7	17,9	72,7	56,7	62,6	80,0	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,6
Guapiles	Térm	ICE	1,1	4,5	8,4	8,1	7,4	7,3	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,43
Orotina	Térm	ICE	0,8	3,4	6,2	5,8	6,1	5,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,64</



Tabla D.2. Balance de energía eléctrica para el año 2023, escenario de hidrología media (sin considerar transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2023 (GWh)															
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	1,9	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	2,0	3,0	3,2	3,0	3,0	33,19
Angostura	Hidro	ICE	50,1	36,3	37,4	32,8	53,7	79,2	77,3	66,7	70,2	91,2	44,6	35,7	725,19
Arenal	Hidro	ICE	70,1	93,7	108,4	109,0	101,4	58,0	42,2	38,2	34,9	36,5	47,9	28,9	769,09
Cachi	Hidro	ICE	44,6	31,5	27,8	23,9	40,7	60,7	66,8	69,8	63,3	68,5	61,4	48,8	607,80
Cariblanco	Hidro	ICE	12,2	10,2	11,3	9,3	13,9	15,4	9,2	8,9	13,3	14,0	13,3	16,6	147,64
Dengo	Hidro	ICE	76,7	103,2	120,5	123,8	115,7	66,7	48,5	43,8	39,8	41,5	54,2	36,0	869,64
Garita	Hidro	ICE	15,5	13,8	13,5	12,6	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,53
Peñas Blancas	Hidro	ICE	7,2	6,6	7,4	4,2	8,2	2,5	0,0	0,0	0,0	4,6	10,7	10,2	69,93
Piriris	Hidro	ICE	19,7	17,3	15,3	43,8	43,9	5,8	25,7	59,4	57,3	81,9	58,7	39,9	468,64
Reventazón	Hidro	ICE	56,7	49,9	51,3	49,0	83,4	95,2	84,1	111,1	107,6	41,4	59,1	69,7	859,63
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	5,7	10,0	10,0	9,7	4,6	9,7	9,7	108,85
Río Macho	Hidro	ICE	18,2	16,1	12,2	8,3	28,5	47,5	26,3	8,6	25,4	38,9	47,1	30,8	307,89
Sandillal	Hidro	ICE	13,4	18,3	21,4	21,8	20,6	11,8	8,4	6,8	6,9	7,3	7,8	8,0	152,62
Toro I	Hidro	ICE	6,2	4,2	4,0	3,2	5,9	8,4	11,1	10,6	9,2	10,3	10,3	8,3	91,78
Toro II	Hidro	ICE	15,7	10,4	12,1	7,6	14,8	22,1	28,5	27,5	24,1	27,9	26,3	21,3	216,19
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	10,5	7,1	6,9	5,2	10,0	14,9	19,1	18,4	16,2	18,7	17,7	14,3	159,01
Ventanas Garita	Hidro	ICE	23,5	17,4	23,7	21,7	30,3	38,1	28,1	35,3	45,2	48,8	32,3	28,0	372,29
Boca Pico	Geotér	ICE	3,4	3,0	3,4	3,3	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	37,81
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	315,07
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	29,9	16,5	27,1	28,9	29,8	28,9	28,9	334,04
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	20,1	19,4	10,7	17,9	224,67
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pailas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	11,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	291,38
Pailas II	Geotér	ICE	2,1	2,0	2,0	37,4	38,7	37,4	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	374,27
Aeroenergía	Eólica	PRIV	3,3	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	0,7	1,9	2,9	24,05
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,5	9,8	7,1	3,8	3,9	8,1	11,4	99,32
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32
Chiriquí	Eólica	BOT	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	264,82
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	0,9	0,8	51,23
Guanacaste	Eólica	BOT	26,8	24,7	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96
Los Santos	Eólica	COOPE SANTOS	5,2	4,3	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,3	31,58
Migote	Eólica	PRIV	11,4	10,3	12,7	9,6	4,9	4,9	6,0	5,0	3,2	3,2	7,0	10,3	89,96
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,0	9,8	6,9	3,7	2,7	4,9	2,9	1,5	1,3	4,4	7,7	64,13
Orosi	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Pesca	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,9	3,4	2,3	1,3	1,3	3,0	4,1	33,67
Tejona	Eólica	ICE	4,9	4,1	5,5	4,0	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,2	4,6	35,22
Tilavind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,8	11,1	95,79
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	89,96
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	5,4	4,7	47,85
El Viejito	Biomasa	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,82
Taboga	Biomasa	PRIV	8,6	8,2	9,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,33
Huacasa	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,5	0,5	7,73
Juanilama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	6,0	4,2	3,6	2,8	3,4	5,5	8,3	8,5	10,2	11,3	10,5	8,8	83,14
Riaguá	Eólica	COOPEGUANASTE	5,5	3,9	3,6	2,6	2,9	4,4	6,9	5,8	5,4	6,4	5,3	5,5	59,69
Brasil	Eólica	CNFL	5,6	4,0	0,3	0,2	5,7	8,8	7,8	8,0	10,7	13,5	10,6	7,4	82,67
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	5,5	3,9	3,6	2,6	2,9	4,4	6,9	5,8	5,4	6,4	5,3	5,5	59,69
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,4	1,0	0,9	0,7	1,0	1,3	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	15,17
Caño Grande III	Hidro	PRIV	1,4	1,2	1,1	0,9	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	16,06
Chococuala	Hidro	COOPELESA	5,4	3,6	2,9	2,1	3,4	5,5	7,7	7,8	7,1	7,8	7,1	6,5	66,88
Chucús	Hidro	BOT	10,9	8,0	7,5	7,0	12,0	19,3	16,6	17,4	21,1	23,3	20,5	14,0	177,62
Cote	Hidro	CNFL	1,3	0,7	0,7	0,5	0,7	1,2	1,7	1,5	1,3	1,5	1,5	1,9	14,37
Cubajuel	Hidro	COOPELESA	6,1	4,0	3,3	2,5	3,9	6,9	11,5	12,5	11,0	11,8	9,8	8,4	91,78
Daniel Gutiérrez	Hidro	CNFL	4,2	3,2	2,8	2,2	2,7	4,3	6,7	6,8	8,1	8,8	7,9	6,8	64,81
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Doña Julia	Hidro	PRIV/COOPELESA	7,8	6,5	7,3	6,4	7,9	8,8	9,0	8,9	9,2	9,5	8,6	4,5	94,23
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,6	1,0	0,9	0,7	1,2	1,7	2,0	2,1	1,9	2,2	2,2	1,8	19,29
El Encanto	Hidro	CNFL	4,0	2,0	2,2	1,2	2,4	4,2	5,7	5,2	5,4	5,8	5,7	5,6	49,38
El General	Hidro	BOT/ICE	13,5	9,0	7,9	5,6	10,5	14,0	15,8	15,8	15,1	16,7	15,8	14,7	154,19
Embalse	Hidro	PRIV	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,54
Hidrocarcas	Hidro	COOPELESA	5,4	4,4	4,3	3,5	4,5	5,3	6,5	6,6	6,2	6,6	6,1	5,8	65,11
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,6	1,2	1,2	0,9	1,4	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,6	1,6	17,82
La Esperanza	Hidro	COOPELESA	1,9	1,4	1,4	0,9	1,5	1,9	2,6	2,6	2,2	2,5	2,4	2,3	23,63
La Joya	Hidro	BOT/ICE	22,7	16,1	14,2	12,3	21,1	31,3	34,4	35,6	34,4	35,6	31,2	24,9	313,79
Los Negros	Hidro	ESPH	6,4	3,8	3,0	1,9	2,2	4,6	8,9	8,7	7,0	7,5	6,4	5,4	57,07
Los Negros II	Hidro	ESPH	12,5	7,2	5,5	3,4	3,9	9,1	16,5	17,0	13,8	14,9	12,1	12,5	128,39
Matamoros	Hidro	PRIV	1,8	1,5	1,5	1,2	1,6	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,53
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,5	101,90
Menores JASEC	Hidro	JASEC	9,6	8,1	8,9	7,9	9,6	10,7	10,9	10,9	11,3	11,5	10,4	9,7	119,39
Plataner	Hidro	COOPELESA	0,6	0,3	0,1	4,0	5,4	6,7	8,3	8,4	7,9	7,6	7,3	6,8	80,87
Poás	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Lajas	Hidro	PRIV	3,8	3,1	2,8	2,7	3,7	4,2	4,2	4,2	4,2	4,5	3,9	3,6	44,96
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	3,3	3,5	2,9	2,3	3,5	5,8	8,3	8,5	7,8	8,2	7,3	6,6	70,84
Sigifredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,5	9,2	9,0	6,6	9,4	11,2	13,3	13,4	12,2	13,3	12,7	12,2	133,88
Suerkarta	Hidro	PRIV	1,1	0,7	0,6	0,5	0,8	1,2	1,4	1,5	1,4	1,5	1,4	1,3	13,36
Tacarés	Hidro	ESPH	1,9	1,3	1,1	0,8	1,3	2,2	3,7	4,0	3,5	3,8	3,1	2,7	29,20
Tortito	Hidro	BOT	17,5	12,7	13,1	11,5	18,8	27,7	27,1	30,3	24,6	31,9	15,6	19,5	250,88
Tuis	Hidro	JASEC	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	9,13
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,0	0,6	0,6	0,4	0,8	1,0	1,1	1,3	1,3	1,4	1,1	1,2	11,75
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Garabito	Térm	ICE	0,0	3,8	35,4	92,0	36,7	20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	17,3	209,88
Guapiles	Térm	ICE	0,0	1,8	5,4	9,4	4,7	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29



Tabla D.3. Balance de energía eléctrica para el año 2023, escenario de hidrología superior (sin considerar transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2023 (GWh)															
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	1,9	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	2,0	3,0	3,2	3,0	3,0	33,19
Angostura	Hidro	ICE	52,5	41,9	43,2	39,1	57,4	79,8	82,5	89,5	69,5	90,4	51,8	67,2	764,78
Arenal	Hidro	ICE	66,8	80,5	103,4	109,6	105,5	68,3	40,6	42,7	35,6	35,0	33,0	21,8	742,62
Cachi	Hidro	ICE	45,9	34,1	32,3	28,1	43,3	62,0	68,0	68,5	63,0	69,3	67,0	61,6	642,93
Cariblanco	Hidro	ICE	8,4	11,3	11,8	10,9	14,1	17,4	11,4	11,8	11,2	15,4	7,6	8,3	139,50
Dengo	Hidro	ICE	73,1	88,5	114,5	122,8	119,8	78,3	46,6	48,8	40,4	39,4	37,0	33,3	842,45
Garita	Hidro	ICE	14,6	14,2	14,9	14,5	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	44,91
Peñas Blancas	Hidro	ICE	4,8	6,1	6,6	5,5	8,4	2,8	0,0	0,0	4,4	10,2	5,5	4,3	58,70
Pirris	Hidro	ICE	21,2	16,8	16,3	45,4	41,2	8,2	19,3	55,1	58,5	77,0	66,8	38,5	464,04
Reventazón	Hidro	ICE	58,7	55,0	56,4	55,7	82,1	90,4	95,3	95,6	104,1	47,6	79,6	66,7	887,17
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	5,7	10,0	10,0	9,7	4,6	9,7	9,7	108,15
Río Macho	Hidro	ICE	16,1	14,9	12,6	10,6	28,0	48,6	27,3	13,6	19,0	31,9	32,0	16,3	273,15
Sandillal	Hidro	ICE	12,9	15,7	20,3	21,8	21,3	13,9	8,1	7,6	7,0	6,9	6,1	7,4	149,00
Toro I	Hidro	ICE	7,2	5,7	5,1	3,8	5,4	7,5	8,9	9,9	9,5	10,4	10,0	9,9	93,38
Toro II	Hidro	ICE	19,2	14,4	13,3	9,5	13,9	19,8	23,0	26,2	24,6	27,4	26,4	26,5	244,25
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	13,0	9,8	9,1	6,5	9,4	13,3	15,5	17,6	16,6	18,4	17,8	17,8	164,70
Ventanas Garita	Hidro	ICE	21,3	17,7	24,0	23,6	29,1	36,8	31,4	37,3	47,0	50,8	31,0	28,3	378,23
Boca Pozo	Geotér	ICE	3,4	3,4	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	37,81
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	29,9	30,9	30,9	29,9	30,9	12,2	0,0	315,07
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	16,5	27,1	28,9	29,8	28,9	28,9	334,04
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	19,4	10,7	17,9	19,4	224,67
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pailas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	11,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	291,38
Pailas II	Geotér	ICE	21	32,8	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	7,8	30,0	38,7	37,4	37,4	377,27
AeroEnergía	Eólica	PRIV	3,1	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	0,7	1,9	2,9	24,05
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,5	9,8	7,1	3,8	3,9	8,1	11,4	99,22
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32
Chiripa	Eólica	BOT	29,3	26,3	30,0	23,1	16,8	14,6	24,5	18,5	11,0	10,2	21,2	29,1	254,42
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,6	51,23
Guanacaste	Eólica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,8	197,96
Los Santos	Eólica	COOPE SANTOS	5,2	4,7	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,3	33,58
Mogote	Eólica	PRIV	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	8,0	5,4	2,3	3,2	7,9	10,5	89,96
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,0	9,8	6,9	3,7	2,7	4,9	2,9	1,5	1,3	4,4	7,7	64,13
Orosi	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Pesca	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,3	1,3	1,3	3,0	4,1	35,87
Tejuna	Eólica	ICE	4,9	4,1	5,5	4,0	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,2	4,6	35,22
Tilawind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,3	9,1	5,1	3,3	3,3	7,8	11,3	11,3	95,79
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	92,43
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85
El Viejo	Biomasa	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	36,82
Tabusara	Biomasa	PRIV	8,6	8,2	9,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	34,13
Huacac	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	8,79
Juanilama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	6,0	4,4	3,6	2,9	3,5	5,7	8,2	8,5	10,3	12,0	11,7	9,4	86,25
Bilagua	Hidro	COOPEGUANASTE	5,1	3,8	3,5	2,6	3,4	5,1	6,4	6,5	5,9	6,4	6,0	5,9	60,55
Brasil	Hidro	CNFL	5,7	4,0	0,3	0,2	6,0	8,5	7,9	8,2	11,1	14,2	11,3	8,1	85,69
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	5,1	3,8	3,5	2,6	3,4	5,1	6,4	6,5	5,9	6,4	6,0	5,9	60,55
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,4	1,1	1,1	0,8	1,1	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	15,94
Caño Grande III	Hidro	PRIV	1,4	1,2	1,3	1,0	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	16,62
Chocouela	Hidro	COOPELESCA	5,9	4,3	4,0	2,5	3,9	6,1	7,3	7,8	8,2	8,5	7,7	7,0	73,31
Chucús	Hidro	BOT	11,5	8,5	8,3	7,8	11,6	17,5	16,3	18,9	21,8	23,3	21,8	16,7	184,00
Cote	Hidro	CNFL	1,3	0,7	0,7	0,5	0,7	1,2	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,9	14,37
Cubujuel	Hidro	COOPELESCA	7,1	5,0	4,4	3,0	4,3	7,7	11,0	12,2	13,0	13,7	12,0	9,9	103,37
Daniel Gutiérrez	Hidro	CNFL	4,7	3,4	2,5	2,3	2,7	4,5	6,6	6,9	8,3	9,5	8,9	7,3	67,99
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Doña Julia	Hidro	PRIV/COOPELESCA	8,0	7,0	7,5	7,3	8,4	8,9	9,1	9,3	9,0	9,5	8,9	4,6	97,34
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,8	1,4	1,2	0,9	1,2	1,7	2,0	2,2	2,0	2,1	2,2	2,2	20,96
El Escanto	Hidro	CNFL	4,0	2,0	2,2	1,2	2,4	4,2	5,7	5,2	5,4	5,8	5,7	5,6	49,88
El General	Hidro	BOT/ICE	15,0	11,6	11,0	7,7	11,1	14,4	15,4	16,3	15,2	16,0	15,9	15,9	165,45
Embalse	Hidro	PRIV	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,58
Hidrocaracas	Hidro	COOPELESCA	5,6	4,7	4,8	4,0	4,7	5,6	6,4	6,6	6,7	7,0	6,5	6,1	68,51
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,7	1,4	1,5	1,2	1,5	1,6	1,7	1,6	1,7	1,6	1,7	1,6	18,76
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	2,1	1,6	1,5	1,1	1,5	1,9	2,6	2,5	2,4	2,6	2,4	2,4	24,57
La Joya	Hidro	BOT/ICE	23,3	17,4	16,5	14,5	22,5	31,8	34,6	35,1	34,4	35,6	34,0	31,2	330,89
Los Negros	Hidro	ESPH	3,5	3,5	2,8	1,9	2,9	5,7	8,1	7,3	8,1	7,3	8,1	7,4	73,89
Los Negros II	Hidro	ESPH	10,6	6,6	5,1	3,4	5,3	11,1	15,3	15,6	14,5	15,9	14,6	14,0	131,99
Matamanos	Hidro	PRIV	1,9	1,6	1,7	1,4	1,6	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,21
Menores IJAC	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,5	101,90
Menores JASEC	Hidro	JASEC	9,8	8,7	9,2	8,9	10,2	10,7	11,0	11,3	11,0	11,6	10,8	10,2	123,56
Platanar	Hidro	COOPELESCA	7,0	5,7	5,8	4,7	5,7	7,0	8,1	8,5	8,6	8,9	8,3	7,6	85,75
Pesca	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Lajas	Hidro	PRIV	3,8	3,2	3,2	2,8	3,2	4,0	4,3	4,4	4,3	4,5	4,2	3,9	48,02
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,8	4,2	3,9	2,6	3,7	6,2	8,0	8,5	8,7	9,0	8,3	7,3	76,07
Sigfredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,7	9,5	9,5	7,3	9,5	11,4	13,4	13,3	12,7	13,3	12,7	12,5	136,67
Suerkuta	Hidro	PRIV	1,3	1,0	0,9	0,6	0,9	1,2	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	14,29
Tacarcos	Hidro	ESPH	2,3	1,6	1,4	0,9	1,4	2,5	3,5	3,9	4,1	4,4	3,8	3,1	32,89
Torito	Hidro	BOT	18,4	14,7	15,1	13,7	20,1	27,9	28,9	31,3	24,4	31,7	18,1	23,5	267,82
Tuls	Hidro	JASEC	0,7	0,6	0,7	0,6	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	9,56
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,1	0,8	0,7	0,5	0,8	1,1	1,2	1,4	1,2	1,3	1,2	1,3	12,59
Vedón	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Garabito	Térm	ICE	0,0	0,2	11,2	52,1	21,7	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	93,04
Guapiles	Térm	ICE	0,0	1,2	2,9	6,9	4,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,22



**APÉNDICE E. BALANCES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL
2023, CON PROYECCIÓN DE TRANSACCIONES EN EL MER**



Tabla E.1. Balance de energía eléctrica para el año 2023, escenario de hidrología inferior (incluyendo las proyecciones de importaciones y de exportaciones de electricidad en el MER).

PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2023												Total (GWh)
			(GWh)												
			Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	1,9	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	31,16
Angostura	Hidro	ICE	39,5	32,0	29,0	39,0	57,1	71,8	70,9	99,0	67,0	91,0	48,1	67,5	711,96
Arenal	Hidro	ICE	92,0	97,7	113,2	107,4	94,4	89,2	44,7	38,4	38,8	33,7	36,8	24,4	760,65
Cachi	Hidro	ICE	36,6	27,8	20,1	30,5	45,7	61,1	60,9	70,8	58,7	75,9	67,3	45,9	601,26
Carilblanco	Hidro	ICE	13,4	11,6	11,2	11,0	11,9	15,8	22,2	15,9	16,1	19,0	18,8	12,5	179,34
Dengo	Hidro	ICE	101,0	108,2	126,9	122,1	108,7	45,5	51,8	44,3	44,7	38,5	41,9	34,7	868,31
Garrúa	Hidro	ICE	14,8	12,6	13,3	13,1	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,35
Peñas Blancas	Hidro	ICE	6,3	7,1	6,4	6,3	6,5	2,6	0,0	0,0	0,0	7,0	12,5	9,9	72,13
Pirris	Hidro	ICE	20,7	16,6	12,3	42,5	40,8	19,0	9,8	38,7	57,2	75,2	61,7	35,0	429,44
Reventazón	Hidro	ICE	52,3	42,4	37,8	55,2	75,8	81,7	93,6	108,0	117,9	50,6	72,3	62,9	850,69
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	5,7	10,0	10,0	9,7	4,6	9,7	9,7	108,15
Rio Macho	Hidro	ICE	18,5	12,7	8,3	13,6	29,1	46,6	43,9	12,3	43,0	50,2	43,2	21,9	344,83
Sandifal	Hidro	ICE	17,4	19,2	22,6	21,7	19,3	8,1	9,1	6,9	7,7	6,8	7,3	7,8	153,94
Toro I	Hidro	ICE	6,5	4,6	3,6	3,7	4,7	6,5	9,1	11,1	7,4	11,2	11,2	8,0	87,58
Toro II	Hidro	ICE	16,1	11,3	8,7	8,9	11,6	16,6	23,7	27,8	18,8	28,5	28,0	22,3	222,31
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	10,9	7,7	6,0	6,1	7,9	11,2	15,9	18,7	12,7	19,1	18,8	14,9	149,87
Ventanas Garita	Hidro	ICE	21,6	16,6	22,4	21,8	27,2	29,9	29,1	36,6	43,2	48,7	28,9	24,5	350,60
Boca Pozo	Geotér	ICE	3,4	3,0	3,4	3,3	3,4	3,3	3,4	3,4	1,4	3,4	3,3	3,3	37,81
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	29,9	30,9	30,9	29,9	30,9	12,2	0,0	315,07
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	28,9	16,5	27,1	28,9	28,9	28,9	314,04
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	19,4	10,7	17,9	19,4	224,67
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pallas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	11,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	291,38
Pallas II	Geotér	ICE	2,1	3,1	30,7	31,4	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	372,77
AeroEnergía	Eólica	PRIV	3,3	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	2,0	1,4	2,9	24,05
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,5	9,8	7,1	3,8	3,9	8,1	11,4	99,32
Campos Azules	PRIV	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32
Chiriquí	Eólica	ICE	29,3	26,3	30,0	29,1	16,4	14,8	24,5	18,1	10,3	10,2	21,2	29,3	314,22
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,6	51,23
Guanacaste	Eólica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96
Los Santos	Eólica	COOPE SANTOS	5,2	4,7	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,3	33,58
Migote	Eólica	PRIV	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	6,0	5,6	3,2	3,2	7,8	10,5	89,86
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,0	9,8	6,9	3,7	2,7	4,9	2,9	1,5	1,3	4,4	7,7	64,13
Orosi	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Penas	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Rio Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,1	1,3	1,3	3,0	4,1	33,47
Tejona	Eólica	ICE	4,9	4,1	5,5	4,0	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,2	4,6	35,22
Tilawind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,8	11,3	95,29
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	92,43
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85
El Viejo	Biomasa	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	36,82
Taboga	Biomasa	PRIV	6,6	6,2	6,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,82
Huacars	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	8,79
Juanllama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,01
Bábo Interior	Hidro	CNFL	5,7	4,4	5,4	3,3	5,3	5,4	8,0	8,5	10,1	11,6	10,4	8,6	82,89
Bijagua	Hidro	COOPEGUANASTE	4,1	3,4	3,1	2,7	2,7	4,6	6,9	6,9	6,0	6,2	5,4	5,5	57,44
Brasil	Hidro	CNFL	5,4	4,0	0,3	0,2	5,9	7,2	6,4	7,9	10,0	12,9	10,8	7,5	78,29
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	4,1	3,4	3,1	2,7	2,7	4,6	6,9	6,9	6,0	6,2	5,4	5,5	57,44
Caño Grande	Hidro	PRIV	3,3	3,0	3,0	0,8	0,8	1,2	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	14,89
Caño Grande II	Hidro	PRIV	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	15,85
Chocosuela	Hidro	COOPELESCA	5,0	3,9	2,8	2,4	2,7	5,1	6,9	7,8	7,2	7,9	6,8	6,1	64,55
Chucús	Hidro	BOT	9,3	7,0	7,0	7,2	10,4	12,7	11,9	18,6	20,0	23,0	20,7	14,3	162,19
Coto	Hidro	CNFL	1,3	0,7	0,7	0,5	0,7	1,2	1,7	1,5	1,3	1,5	1,5	1,9	14,37
Cuajiquil	Hidro	COOPELESCA	5,7	4,5	3,2	2,9	3,3	5,9	12,0	10,8	10,2	9,6	7,7	8,6	77,86
Daniel Gutierrez	Hidro	CNFL	4,4	3,2	2,7	2,2	2,5	4,2	6,3	6,9	8,1	8,9	7,8	6,5	63,65
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Doña Julia	Hidro	PRIV/COOPELESCA	6,8	5,6	6,2	6,5	4,4	8,6	8,6	8,6	9,2	8,2	8,2	4,9	61,82
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,5	1,1	0,9	0,9	1,0	1,4	2,2	2,4	1,8	2,4	2,5	2,2	20,21
El Encanto	Hidro	CNFL	4,0	2,0	2,2	1,2	2,4	4,2	5,7	5,2	5,4	5,8	5,7	5,6	49,38
El General	Hidro	BOT/ICE	11,3	10,4	8,0	7,9	8,7	13,0	16,2	16,7	14,7	16,6	16,4	15,6	157,86
Embalse	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,53
Hidrozarcas	Hidro	COOPELESCA	5,2	4,4	4,1	3,9	4,0	6,2	6,1	6,6	6,7	6,7	5,9	5,6	63,68
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,6	1,4	1,2	1,2	1,3	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,6	16,21
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	3,6	1,4	1,2	1,2	1,2	2,0	2,8	2,7	2,5	2,7	2,4	2,4	24,28
La Joya	Hidro	BOT/ICE	18,7	14,2	10,3	15,7	23,9	30,9	31,4	35,6	31,8	35,6	33,0	23,3	304,44
Los Negros	Hidro	ESPH	3,7	2,8	2,3	2,0	2,0	4,9	8,8	8,9	7,5	7,8	6,2	6,4	63,15
Los Negros II	Hidro	ESPH	6,8	5,1	4,2	3,5	3,6	9,1	16,5	17,3	14,9	15,1	12,0	11,9	120,00
Matamoras	Hidro	PRIV	1,8	1,5	1,3	1,3	1,4	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,36
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	10,4	11,3	10,4	11,3	10,9	101,90
Menores JASEC	Hidro	JASEC	8,2	6,9	7,6	8,0	10,3	10,5	10,7	11,5	10,9	11,4	10,7	11,2	117,79
Platanar	Hidro	COOPELESCA	6,4	5,3	4,9	4,4	4,7	6,3	7,6	8,4	7,9	8,5	7,5	6,9	78,93
PRIV	PRIV	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Rio Lajas	Hidro	PRIV	2,9	2,4	2,3	3,1	3,6	3,9	4,1	4,5	4,3	4,3	3,8	3,8	42,81
Rio Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	4,9	3,8	2,8	2,6	2,9	5,1	7,1	8,4	7,9	8,5	7,1	6,2	67,15
Sigüfede Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	10,3	9,1	8,6	8,4	8,4	11,7	14,1	13,7	13,1	13,8	12,9	12,8	136,94
Suerkata	Hidro	PRIV	1,1	0,8	0,6	0,6	0,7	1,0	1,5	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	13,84
Tacares	Hidro	ESPH	1,8	1,4	1,0	0,9	1,0	1,9	2,9	3,8	3,4	3,8	3,1	2,4	27,61
Torito	Hidro	BOT	13,8	11,2	10,2	13,7	20,0	25,1	25,0	36,5	23,8	33,2	16,8	24,3	253,64
Tuis	Hidro	JASEC	0,6	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	9,03
Vara Blanca	Hidro	PRIV	0,9	0,7	0,5	0,5	0,6	0,9	1,3	1,5	1,2	1,5	1,2	1,3	12,13
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Garabito	Térm	ICE	0,0	12,2	70,5	38,1	58,0	76,1	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	264,54
Guapiles	Térm	ICE	0,2	0,7	1,3	1,2	2,5	3,							



Tabla E.2. Balance de energía eléctrica para el año 2023, escenario de hidrología media (incluyendo las proyecciones de importaciones y de exportaciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2023																
(GWh)																
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)	
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	1,9	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	33,19	
Angostura	Hidro	ICE	50,1	36,3	37,4	32,8	53,7	79,2	79,7	86,9	71,0	93,7	44,6	55,7	721,01	
Arenal	Hidro	ICE	70,1	93,7	108,4	109,0	101,4	58,0	42,2	38,2	34,9	36,5	47,9	28,9	709,09	
Cachi	Hidro	ICE	44,6	31,5	27,8	23,9	40,7	60,7	67,5	77,1	66,3	70,9	63,4	48,8	621,07	
Carilblanco	Hidro	ICE	12,2	10,2	11,3	9,3	13,9	15,4	9,2	8,9	13,3	14,0	13,3	16,6	147,66	
Dengo	Hidro	ICE	76,7	103,2	120,5	122,8	115,7	66,7	48,5	43,8	39,8	41,5	54,2	36,0	869,64	
Garría	Hidro	ICE	15,5	13,8	13,5	12,6	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,93	
Peñas Blancas	Hidro	ICE	7,2	6,6	7,4	4,2	8,2	2,5	0,0	0,0	0,0	4,6	10,7	10,2	69,83	
Piriris	Hidro	ICE	19,7	17,3	15,3	43,8	43,9	5,8	25,7	59,4	57,3	64,5	58,7	39,9	471,21	
Reventazón	Hidro	ICE	56,7	49,9	51,3	49,0	83,4	95,2	84,1	111,1	121,9	55,6	63,3	73,2	894,72	
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	5,7	10,0	10,0	9,7	4,6	9,7	9,7	108,15	
Rio Macho	Hidro	ICE	18,2	16,1	12,2	8,3	28,5	47,5	30,4	19,8	16,2	18,7	17,7	14,3	328,23	
Sandillal	Hidro	ICE	13,4	18,3	21,4	21,8	20,6	11,8	8,4	6,8	6,9	7,3	7,8	8,0	152,62	
Toro I	Hidro	ICE	6,2	4,2	4,0	3,2	5,9	8,4	11,1	10,6	9,2	10,3	10,3	8,3	91,78	
Toro II	Hidro	ICE	15,7	10,4	10,1	7,6	14,8	22,1	28,5	27,5	24,1	27,9	26,3	21,2	236,19	
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	10,5	7,1	6,9	5,2	10,0	14,9	19,1	18,4	16,2	18,7	14,3	15,0	159,01	
Ventanas Garita	Hidro	ICE	23,5	17,4	23,7	21,7	30,3	38,1	28,5	35,3	45,2	48,8	32,3	28,2	373,40	
Boca Pozo	Geotér	ICE	3,4	3,0	3,4	3,3	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	37,81	
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	29,9	30,9	30,9	29,9	30,9	12,2	0,0	315,07	
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	29,8	26,5	27,1	28,9	29,8	28,9	334,04	
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	19,4	10,7	17,9	19,4	224,67	
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Pallas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	11,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	291,38	
Pallas II	Geotér	ICE	21,1	17,8	19,7	18,7	18,7	17,4	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	372,77	
AeroEnergía	Eólica	PRIV	3,3	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	2,9	2,5	2,9	24,05	
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,5	9,8	7,1	3,8	5,9	8,1	11,4	99,32	
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32	
Chiriquí	Eólica	ICE	29,3	26,3	30,0	23,1	16,8	14,8	24,3	18,3	11,0	10,2	21,0	21,0	234,63	
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,6	51,23	
Guanacaste	Eólica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96	
Los Santos	Eólica	COOPE SANTOS	5,2	4,7	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	2,1	4,3	4,3	33,58	
Migote	Eólica	ICE	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	8,0	5,4	2,3	3,2	7,9	10,3	89,86	
MOVASA	PRIV	ICE	9,3	9,0	9,8	6,9	3,7	2,7	4,9	2,9	1,5	1,3	4,4	7,7	64,13	
Orosi	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97	
Pérez	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Rio Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	2,2	1,3	1,3	3,0	4,1	3,0	35,27	
Tejona	Eólica	ICE	4,9	4,1	5,5	4,0	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,2	4,6	35,22	
Tilavind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44	
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45	
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,8	11,3	95,29	
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,3	7,0	10,3	92,43	
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85	
El Viejo	Biomasa	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	36,82
Taloga	Biomasa	PRIV	8,6	8,2	8,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	24,23
Huacas	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	6,79	
Juanilama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73	
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03	
Bábo Inferior	Hidro	CNFL	6,0	4,2	6,0	4,2	6,0	4,2	6,0	4,2	6,0	4,2	6,0	4,2	83,14	
Bijagua	Hidro	COOPEGUANASTE	5,5	3,9	3,6	2,6	2,9	4,4	6,9	6,8	5,4	6,8	5,3	5,3	59,69	
Brasil	Hidro	CNFL	5,6	4,0	0,3	0,2	5,7	8,8	7,8	8,0	10,7	13,5	10,6	7,4	82,67	
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	5,5	3,9	3,6	2,6	2,9	4,4	6,9	6,8	5,4	6,8	5,3	5,3	59,69	
Caño Grande	Hidro	PRIV	3,4	1,0	0,9	0,7	1,0	1,3	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	25,27	
Caño Grande II	Hidro	PRIV	3,4	1,2	1,1	0,9	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	16,05	
Chocoseuela	Hidro	COOPELESA	5,4	3,6	2,9	2,1	3,4	5,5	7,7	7,8	7,1	7,8	7,1	6,5	66,88	
Chucús	Hidro	BOT	10,9	8,0	7,5	7,0	12,0	19,3	16,6	17,4	21,1	23,3	20,5	14,0	172,62	
Coto	Hidro	CNFL	1,3	0,7	0,7	0,5	0,7	1,0	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	11,17	
Cubujuqui	Hidro	COOPELESA	6,1	4,0	3,3	2,5	3,9	6,9	11,5	12,5	11,0	11,8	9,8	8,4	91,78	
Daniel Gutierrez	Hidro	CNFL	4,7	3,2	2,8	2,2	2,7	4,3	6,7	6,8	8,1	8,8	7,9	6,8	64,81	
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Doña Julia	Hidro	PRIV/COOPELESA	7,8	6,5	7,3	6,4	7,9	8,8	9,0	8,9	8,9	8,6	8,6	4,5	84,23	
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,6	1,0	0,9	0,7	1,2	1,7	2,0	2,1	1,9	2,2	2,2	1,8	19,29	
El Encanto	Hidro	CNFL	4,0	2,0	2,2	1,2	2,4	4,2	5,7	5,2	5,4	5,6	5,7	5,6	49,38	
El General	Hidro	BOT/ICE	13,5	9,0	8,6	7,5	10,5	14,0	15,8	15,8	15,1	16,7	15,8	14,7	154,19	
Embase	Hidro	PRIV	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,54	
Hidrocarcas	Hidro	COOPELESA	5,4	4,4	4,3	3,5	4,5	5,3	6,5	6,7	6,6	6,6	6,1	5,8	65,11	
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,6	1,2	1,2	0,9	1,4	1,6	1,7	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	17,82	
La Esperanza	Hidro	COOPELESA	1,9	1,4	1,4	0,9	1,5	1,9	2,8	2,6	2,3	2,4	2,4	2,3	23,63	
La Joya	Hidro	BOT/ICE	22,7	16,1	14,2	12,3	21,1	31,3	34,6	37,8	35,3	36,3	31,2	24,9	317,77	
Los Negros	Hidro	ESPH	6,4	3,8	3,0	1,9	2,2	4,6	8,9	8,7	7,0	7,9	6,2	6,4	67,07	
Los Negros II	Hidro	ESPH	12,5	7,2	5,5	3,4	3,9	9,1	16,5	17,0	13,8	14,9	12,1	12,5	128,39	
Matamoros	Hidro	PRIV	1,8	1,5	1,5	1,2	1,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,53	
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,5	101,90	
Menores JASEC	Hidro	JASEC	9,6	8,1	8,9	7,9	5,6	10,7	10,9	10,9	11,3	11,5	10,4	9,7	119,39	
Platanar	Hidro	COOPELESA	6,6	5,3	5,1	4,0	5,4	6,7	8,3	8,4	7,9	8,3	7,6	7,3	80,87	
Pérez	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Río Lajas	Hidro	PRIV	3,8	3,1	2,8	2,7	3,7	4,2	4,2	4,2	4,2	4,5	3,9	3,6	44,96	
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,3	3,5	2,9	2,3	3,5	5,8	8,3	8,5	7,8	8,2	7,3	6,6	70,04	
Signifido Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,5	9,2	9,0	6,6	9,4	11,2	13,3	13,4	12,2	13,3	12,7	12,2	133,88	
Suerketa	Hidro	PRIV	1,1	0,7	0,6	0,5	0,8	1,2	1,4	1,5	1,4	1,5	1,4	1,3	13,36	
Tacares	Hidro	ESPH	1,9	1,3	1,1	0,8	1,3	2,2	3,7	4,0	3,5	3,8	3,1	2,7	29,20	
Torito	Hidro	BOT	17,5	12,7	13,1	11,5	18,8	27,7	28,5	30,5	25,0	33,4	15,6	19,5	254,00	
Tula	Hidro	JASEC	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,7	9,13	
Varsa Blanca	Hidro	PRIV	1,0	0,6	0,6	0,4	0,4	0,8	1,0	1,1	1,3	1,4	1,1	1,2	11,75	
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Garabito	Térm	ICE	0,0	1,5	21,6	65,4	21,9	12,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	127,18	
Guapiles	Térm	ICE	0,0	0,4	4,1	8,6	4,4	1,5	0,0	0,0	0,0</					



Tabla E.3. Balance de energía eléctrica para el año 2023, escenario de hidrología superior (incluyendo las proyecciones de importaciones y de exportaciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2023															
(GWh)															
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	1,9	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	2,0	3,0	3,2	3,0	3,0	33,19
Angostura	Hidro	ICE	52,5	41,9	43,2	39,1	57,4	79,8	84,7	92,9	72,9	97,1	51,8	68,8	782,04
Arenal	Hidro	ICE	66,8	80,5	103,4	109,6	105,5	88,3	40,6	42,7	35,6	33,0	21,8	24,2	742,62
Cachi	Hidro	ICE	45,9	34,1	32,3	28,1	43,3	62,0	68,0	68,5	63,0	73,9	67,0	63,6	647,58
Cariblanco	Hidro	ICE	8,4	11,3	11,8	10,9	14,1	17,4	11,5	11,8	11,2	15,4	7,6	8,3	139,57
Dengo	Hidro	ICE	73,1	88,5	114,5	122,8	119,8	78,3	46,6	48,8	40,4	39,4	37,0	33,3	842,45
Garita	Hidro	ICE	14,6	14,2	14,9	14,5	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,91
Peñas Blancas	Hidro	ICE	4,8	6,1	6,6	5,5	8,4	2,8	0,0	0,0	4,4	10,2	5,5	4,3	58,70
Pirris	Hidro	ICE	21,2	16,8	16,3	45,4	41,2	8,2	19,3	55,1	58,5	66,6	56,6	38,5	464,04
Reventazón	Hidro	ICE	58,7	55,0	56,4	55,7	82,1	90,4	97,5	106,9	110,0	57,9	86,4	70,5	927,56
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	5,7	10,0	10,0	9,7	4,6	9,7	9,7	108,15
Río Macho	Hidro	ICE	16,1	14,9	12,4	10,6	28,0	48,6	80,4	55,5	25,7	32,4	32,0	18,5	285,30
Sandillal	Hidro	ICE	12,9	15,7	20,3	21,8	21,3	13,9	8,1	7,6	7,0	6,9	6,1	7,4	149,00
Toro I	Hidro	ICE	7,2	5,7	5,1	3,8	5,4	7,5	8,9	9,9	9,5	10,4	10,0	9,9	93,38
Toro II	Hidro	ICE	19,2	14,4	13,3	9,5	13,9	19,8	23,0	26,2	24,6	27,4	26,4	26,5	244,25
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	13,0	9,8	9,1	6,5	9,4	13,1	15,5	17,6	16,6	18,4	17,8	17,8	166,70
Ventanas Garita	Hidro	ICE	21,3	17,7	24,0	23,6	25,1	36,8	31,4	37,3	47,0	50,8	31,0	28,3	378,23
Boca Pozo	Geotér	ICE	3,4	3,0	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	1,4	3,4	3,3	3,3	37,81
Borinquen I	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	30,9	30,9	29,9	30,9	30,9	12,2	0,0	315,07
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	16,5	27,1	28,9	29,8	28,9	28,9	334,04
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	19,4	10,7	17,9	19,4	224,67
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pallas I	Geotér	ICE	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	290,00
Pallas II	Geotér	ICE	2,1	32,8	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	7,8	30,0	38,7	37,4	37,4	377,27
AeroEnergía	Eólica	PRIV	3,3	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	1,9	2,9	2,4	24,05
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,3	9,8	7,1	3,8	3,9	8,1	11,4	99,32
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	4,0	3,4	6,6	3,5	6,8	3,9	1,8	10,8	101,88
Chiripa	Eólica	BOT	29,3	26,3	30,0	23,1	16,8	14,6	24,5	18,5	11,0	10,2	21,2	29,1	254,42
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,6	51,23
Guacacaste	Eólica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96
Los Santos	Eólica	COOPE SANTOS	5,2	4,7	4,3	2,3	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,3	29,45
Mogote	Eólica	PRIV	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	8,0	5,4	2,3	3,2	7,9	10,5	89,96
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,0	9,8	6,9	3,7	2,7	4,9	2,9	1,5	1,3	4,4	7,7	64,13
Orosi	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Pesca	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,3	1,3	1,3	3,0	4,1	35,87
Tejona	Eólica	ICE	4,9	4,1	5,5	4,0	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,2	4,6	35,22
Tilavind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,3	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	13,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,8	11,1	95,79
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	92,43
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85
El Viejo	Biomás	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,82
Taboga	Biomás	PRIV	8,6	8,2	9,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,33
Huacas	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	8,79
Juanillama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	6,0	4,4	3,6	2,9	3,5	5,7	8,2	8,5	10,3	12,0	11,7	9,4	86,25
Bijagua	Hidro	COOPEGUANASTE	5,1	3,8	3,5	2,6	3,4	5,1	6,4	6,5	5,9	6,4	6,0	5,9	60,55
Brasil	Hidro	CNFL	5,7	4,0	0,3	0,2	0,0	8,3	7,9	8,2	11,1	14,2	11,5	8,1	85,69
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	5,1	3,8	3,5	2,6	3,4	5,1	6,4	6,5	5,9	6,4	6,0	5,9	60,55
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,4	1,1	1,1	1,0	1,1	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	15,94
Caño Grande III	Hidro	PRIV	1,4	1,2	1,3	1,0	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	16,62
Chococuela	Hidro	COOPELESCA	5,9	4,3	4,0	2,5	3,9	6,1	7,3	7,8	8,2	8,5	7,7	7,0	73,31
Chucúa	Hidro	BOT	11,5	8,5	8,1	7,8	11,6	17,8	16,8	17,8	21,8	23,8	21,8	18,7	184,00
Cote	Hidro	CNFL	1,3	0,7	0,7	0,5	0,7	1,2	1,7	1,5	1,3	1,5	1,5	1,9	14,37
Cubujuel	Hidro	COOPELESCA	7,1	5,0	4,4	3,0	4,3	7,7	11,0	12,2	13,0	13,7	12,0	9,9	103,37
Daniel Gutiérrez	Hidro	CNFL	4,7	3,4	2,9	2,3	2,7	4,5	6,6	6,9	8,3	9,5	8,9	7,3	67,99
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Doña Julia	Hidro	PRIV/COOPELESCA	8,0	7,0	7,5	7,3	8,4	8,9	9,1	9,3	9,0	9,5	8,9	4,6	97,34
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,8	1,4	1,2	0,9	1,2	1,7	2,0	2,2	2,0	2,1	2,2	2,2	20,96
El Encanto	Hidro	PRIV	4,0	2,0	2,2	1,2	2,4	4,2	5,7	5,4	5,7	5,4	5,7	5,4	54,69
El General	Hidro	BOT/ICE	15,0	11,6	11,0	7,7	11,1	14,4	15,4	16,3	15,2	16,0	15,9	15,9	165,45
Embalse	Hidro	PRIV	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,58
Hidrozarcas	Hidro	COOPELESCA	5,6	4,7	4,8	4,0	4,7	5,6	6,4	6,6	6,7	7,0	6,5	6,1	68,51
Jorge Manuel Dengo	Hidro	PRIV	1,7	1,4	1,5	1,2	1,5	1,6	1,7	1,6	1,7	1,6	1,4	1,6	16,76
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	2,1	1,6	1,5	1,1	1,5	1,9	2,6	2,5	2,4	2,6	2,4	2,4	24,57
La Joya	Hidro	BOT/ICE	23,3	17,4	16,5	14,5	22,5	31,8	34,6	35,1	34,4	37,0	34,0	31,2	332,29
Los Negros	Hidro	ESPH	5,5	3,5	2,8	1,9	2,9	5,7	8,0	8,1	7,3	8,1	7,4	7,3	68,59
Los Negros II	Hidro	ESPH	10,6	6,6	5,1	3,4	5,1	11,1	15,8	14,5	13,8	14,6	14,0	13,8	146,99
Matamoros	Hidro	PRIV	1,9	1,6	1,7	1,4	1,6	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,21
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,5	101,90
Menores JASEC	Hidro	JASEC	9,8	8,7	9,2	8,9	10,2	10,7	11,0	11,3	11,0	11,6	10,8	10,2	123,56
Pitumar	Hidro	COOPELESCA	7,0	5,7	5,0	3,5	4,9	8,1	7,0	8,3	8,7	9,0	8,3	7,3	76,07
Peña	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Lajas	Hidro	PRIV	3,8	3,0	3,2	2,8	3,6	4,0	4,3	4,4	4,3	4,5	4,2	3,9	46,02
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,8	4,0	3,9	2,6	3,7	6,2	8,0	8,5	8,7	9,0	8,3	7,3	76,07
Sigifredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,7	9,5	9,5	7,9	9,5	11,4	13,4	13,3	12,7	13,3	12,7	12,5	136,87
Suerkata	Hidro	PRIV	1,3	1,0	0,9	0,6	0,9	1,2	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	14,39
Tacares	Hidro	ESPH	2,3	1,6	1,4	0,9	1,4	2,5	3,5	3,9	4,1	4,4	3,8	3,1	32,89
Torito	Hidro	BOT	18,4	14,7	15,1	13,7	20,1	27,9	30,2	33,4	28,4	35,8	18,1	26,5	278,41
Tulu	Hidro	JASEC	0,7	0,6	0,7	0,6	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	9,56
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,1	0,8	0,7	0,5	0,8	1,1	1,2	1,4	1,2	1,3	1,2	1,3	12,59
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Garabito	Térm	ICE	0,0	0,8	5,3	36,7	14,2	0,3	0,0	0,0	0,0				



**APÉNDICE F. BALANCES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL
PERIODO 2024-2027**



Tabla F.1. Balance de energía eléctrica para el año 2024 (considera la proyección de las transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2024																
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	(GWh)													
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,9	2,5	3,2	3,0	3,1	3,0	2,9	2,7	3,0	3,2	3,0	2,9	35,39	
Angostura	Hidro	ICE	51,2	39,2	47,9	44,5	61,7	71,6	75,4	82,5	71,4	88,6	63,8	56,7	753,45	
Arenal	Hidro	ICE	62,9	86,2	78,1	58,6	33,6	32,5	40,0	37,6	34,0	32,4	41,9	37,3	575,12	
Cachi	Hidro	ICE	42,9	30,1	36,4	32,8	56,9	67,3	73,9	71,3	65,2	73,1	69,1	51,1	670,00	
Cariblanco	Hidro	ICE	10,2	13,6	11,4	12,6	15,7	16,0	15,6	15,1	15,9	19,7	17,8	14,1	177,69	
Dengo	Hidro	ICE	71,1	97,8	89,3	67,5	39,0	37,7	46,3	43,3	39,0	36,9	47,6	42,3	657,77	
Garita	Hidro	ICE	0,0	0,0	3,2	12,9	15,0	11,3	16,4	15,9	15,3	16,4	14,3	15,0	125,82	
Peñas Blancas	Hidro	ICE	5,5	7,0	5,7	6,3	9,5	9,2	9,3	9,4	11,8	11,7	12,7	9,1	107,15	
Pirris	Hidro	ICE	18,3	19,7	13,9	40,8	42,3	37,3	22,2	28,3	31,1	87,4	60,8	33,6	465,58	
Reventazón	Hidro	ICE	54,7	50,4	52,4	66,4	93,8	85,6	88,9	101,9	148,9	134,6	91,7	69,5	1038,87	
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,4	10,0	9,7	10,0	5,9	10,0	10,0	9,7	10,0	9,7	9,4	113,79	
Río Macho	Hidro	ICE	23,0	14,7	16,4	14,4	41,8	58,2	40,0	43,4	40,3	35,1	47,2	32,0	406,83	
Sandillal	Hidro	ICE	12,4	17,3	15,8	12,0	6,9	6,7	7,8	7,5	6,9	6,5	8,4	6,9	115,20	
Toro I	Hidro	ICE	7,9	6,1	6,1	4,2	6,1	9,0	8,4	9,0	8,7	9,5	7,1	6,1	88,07	
Toro II	Hidro	ICE	20,2	15,1	16,6	10,0	15,1	22,7	22,1	23,1	22,4	23,8	18,1	15,3	224,57	
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	13,7	10,2	11,2	6,8	10,2	15,3	14,9	15,6	15,0	16,0	12,3	10,3	151,65	
Ventanas Garita	Hidro	ICE	22,1	22,1	21,4	20,8	29,2	31,2	33,2	34,4	3,0	0,0	0,0	0,0	216,33	
Boca Pozo	Geotér	ICE	1,2	3,2	3,4	3,3	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,3	3,4	3,3	37,49	
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	28,9	30,9	29,9	30,9	29,9	30,9	29,9	25,1	16,1	30,9	29,9	28,9	343,05
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	27,9	29,8	28,9	29,8	28,9	2,3	28,8	28,9	29,8	29,9	27,9	27,9	321,58
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,8	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	18,8	2,0	18,9	18,8	18,8	216,29	
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Pallas I	Geotér	ICE	26,0	24,3	26,0	25,2	26,0	25,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	24,3	305,40	
Pallas II	Geotér	ICE	38,7	36,2	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	38,7	37,4	38,7	37,4	36,2	429,74	
Aerenergía	PRIV	ICE	3,3	3,1	3,2	2,2	1,4	1,3	2,0	1,2	0,7	0,8	2,0	2,9	24,05	
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,9	12,5	9,4	5,7	5,6	9,8	7,0	3,7	3,9	8,2	11,1	99,32	
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,7	12,9	10,2	5,9	5,5	9,0	6,5	3,4	4,0	8,0	10,5	97,32	
Chiripa	Eólica	BOT	29,3	27,3	29,9	22,8	16,6	14,9	24,4	18,2	10,9	10,3	21,6	28,2	254,42	
El Casca	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,3	9,7	2,4	3,7	2,4	3,3	2,0	0,9	0,3	3,3	4,3	41,23	
Guanaacote	Eólica	BOT	26,8	25,2	26,2	17,9	11,3	10,3	17,0	10,8	5,1	6,5	16,9	23,8	197,96	
Los Santos	Eólica	COOPE SANTOS	5,2	4,9	4,2	2,4	1,5	1,7	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,2	33,58	
Mogote	Eólica	PRIV	11,4	10,7	12,7	8,7	4,8	4,7	8,0	5,3	2,3	3,3	8,1	10,1	89,96	
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,3	9,8	6,8	3,6	2,8	4,9	2,8	1,5	1,4	4,6	7,5	64,13	
Orosi	Eólica	BOT	29,4	28,2	30,4	20,4	12,7	13,0	23,1	15,2	9,3	8,5	19,2	25,6	233,97	
Pesca	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Río Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,1	4,8	2,9	2,1	2,1	3,4	2,3	1,3	1,3	3,0	4,0	35,87	
Tejuna	Eólica	ICE	4,9	4,3	5,5	3,9	2,6	1,3	2,8	1,4	0,7	1,0	2,3	4,5	35,22	
Tilavand	Eólica	PRIV	10,5	9,9	11,8	8,5	4,6	3,6	5,8	3,8	2,2	1,8	4,9	8,0	75,44	
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,4	3,9	2,2	1,3	1,4	2,6	1,6	0,6	0,7	2,1	3,7	29,45	
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,9	12,1	9,2	5,7	5,5	9,1	6,6	3,3	3,4	8,0	10,8	95,79	
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,7	12,5	9,4	5,7	5,2	8,3	6,0	3,2	3,2	7,1	10,0	92,43	
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,4	6,2	4,5	2,8	2,8	4,5	3,2	1,8	1,9	4,0	5,2	47,85	
El Viejo	Biomás	PRIV	9,8	9,6	9,9	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,82	
Taboga	Biomás	PRIV	8,6	8,5	9,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,33	
Huacas	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	8,79	
Juanillama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73	
Solar Miravalles	Solar	PRIV	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03	
Baños Inferior	Hidro	CNFL	6,5	4,3	3,1	2,4	3,0	6,5	9,0	8,8	10,3	11,9	9,8	7,7	83,41	
Bijagua	Hidro	COOPEGUANASTE	5,2	3,4	3,1	2,5	3,3	5,2	6,6	6,7	5,9	6,6	5,8	4,9	58,92	
Brasil	Hidro	CNFL	5,8	4,3	3,6	3,5	6,2	8,5	7,4	7,7	10,1	13,2	9,5	7,1	87,03	
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	5,2	3,4	3,1	2,5	3,3	5,2	6,6	6,7	5,9	6,6	5,8	4,9	58,92	
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,4	1,2	1,2	0,9	1,1	1,3	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,5	16,44	
Caño Grande III	Hidro	PRIV	1,5	1,3	1,3	1,1	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	16,79	
Chocoseula	Hidro	COOPELESCA	5,9	4,5	4,7	3,1	4,0	5,5	7,0	7,9	7,3	8,0	6,6	5,6	70,02	
Chucús	Hidro	BOT	9,9	7,6	7,8	6,6	12,0	16,6	14,4	15,9	20,1	23,3	19,6	13,4	167,17	
Cote	Hidro	COOPELESCA	0,9	0,6	0,4	0,3	0,6	1,0	1,4	1,0	1,1	1,1	0,9	1,5	10,44	
Cubajiquil	Hidro	COOPELESCA	7,4	4,8	5,4	3,4	4,4	6,9	10,3	11,7	11,5	13,4	9,3	6,8	95,13	
Daniel Gutierrez	Hidro	CNFL	5,1	2,9	2,0	1,2	2,8	5,1	7,0	7,1	8,1	9,4	7,7	5,9	64,35	
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Dofia Julia	Hidro	COOPELESCA	8,2	6,9	7,6	7,7	7,8	7,6	8,5	9,1	8,9	8,9	7,6	7,4	96,31	
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,9	1,4	1,7	1,1	1,4	1,8	2,2	2,3	2,0	2,2	1,8	1,6	21,25	
El Encanto	Hidro	CNFL	2,2	1,5	1,0	0,7	2,2	4,1	4,4	4,4	4,5	4,6	4,3	3,6	37,49	
El General	Hidro	ICE	15,0	12,5	12,9	10,1	12,6	14,7	16,2	16,4	15,2	16,0	14,5	13,4	169,34	
Embalaj	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Hidrocarcas	Hidro	COOPELESCA	5,6	4,8	5,0	4,4	4,9	5,4	6,2	6,6	6,2	6,8	5,9	5,3	67,02	
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,7	1,5	1,6	1,4	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	19,14	
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	2,1	1,4	1,7	1,2	1,7	1,9	2,7	2,9	2,5	2,9	2,4	2,0	25,27	
La Joya	Hidro	ICE	21,9	15,4	18,5	16,9	27,5	32,8	36,8	35,9	34,8	36,5	33,7	26,0	386,67	
Los Negros	Hidro	ESPH	5,7	2,7	2,2	1,8	2,6	3,8	5,4	8,6	7,3	6,3	7,0	5,4	65,73	
Los Negros II	Hidro	ESPH	10,8	4,9	3,9	3,1	4,8	10,8	16,2	16,4	14,3	16,2	14,0	10,3	125,73	
Matamoros	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,4	5,6	5,1	7,1	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,1	101,90	
Menores JASEC	Hidro	JASEC	10,1	8,3	9,4	9,6	9,6	9,2	11,3	10,5	9,2	11,3	10,8	9,2	111,43	
Platanar	Hidro	COOPELESCA	7,0	5,8	6,2	5,2	5,9	6,7	7,8	8,5	8,0	8,7	7,4	6,6	83,71	
Peñas	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Río Lajas	Hidro	PRIV	3,5	2,6	3,5	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,11	
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,3	4,2	4,2	3,6	3,9	5,6	7,2	8,0	8,8	7,2	5,7	7,2	84,49	
Sigifredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,8	9,4	10,4	8,3	10,6	11,0	13,6	14,2	13,0	14,2	12,7	11,2	140,42	
Suerkata	Hidro	PRIV	1,3	1,0	1,1	0,8	1,0	1,3	1,5	1,6	1,4	1,5	1,2	1,1	14,83	
Tacares	Hidro	ESPH	2,3	1,5	1,7	1,1	1,4	2,2	3,2	3,7	3,7	4,3	2,9	2,2	30,28	
Torito	Hidro	BOT	17,9	13,8	16,8	15,6	21,6	25,1	26,4	28,9	25,0	32,4	22,0	19,9	265,41	
Tuls	Hidro	JASEC	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,7	0,7	8,97	
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,2	0,8	0,8	0,7	0,9	1,2	1,2	1,4	1,3	1,4	1,0	1,0	12,80	
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Renovables 2024	Renov	PRIV	13,9	14,8	16,3	11,9	7,8	5,7	8,6	6,3	4,0	4,1	7,6	10,3	111,19	
Garabito	Térm	ICE	0,0	8,1	8,1	67,7	36,7	9,8	1,1	0,0	0,0	0,0	1			



Tabla F.2. Balance de energía eléctrica para el año 2025 (considera la proyección de las transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2025																
(GWh)																
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	
			(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	
Alberto Echandi	Hidro	ICE	2,7	2,5	3,2	3,0	3,2	3,0	2,8	0,0	1,1	3,2	3,0	3,0	30,73	
Angostura	Hidro	ICE	44,2	35,5	33,6	33,9	56,0	78,0	81,1	94,3	77,0	57,2	71,1	77,3	729,29	
Arenal	Hidro	ICE	50,6	60,6	63,6	57,0	36,6	29,9	39,6	38,2	34,6	32,9	30,8	47,9	522,36	
Cachi	Hidro	ICE	43,9	32,3	25,8	30,1	50,2	64,8	65,7	75,3	58,5	81,8	70,5	56,9	655,73	
Cariblanco	Hidro	ICE	9,8	11,3	11,6	11,3	13,3	14,9	17,2	7,0	11,4	16,5	13,7	6,4	144,41	
Dengo	Hidro	ICE	57,3	68,9	72,7	65,7	42,4	34,7	46,0	44,1	39,8	37,5	35,0	54,2	598,41	
Garita	Hidro	ICE	14,4	12,6	12,7	12,8	16,0	15,9	15,7	15,4	16,1	15,5	12,9	17,8	175,80	
Peñas Blancas	Hidro	ICE	5,2	6,9	5,1	5,6	7,6	11,6	11,2	5,6	10,8	11,6	9,4	4,7	95,23	
Pliris	Hidro	ICE	21,0	15,1	16,5	42,4	41,3	32,9	19,1	46,0	60,3	76,1	65,5	25,5	461,61	
Reventazón	Hidro	ICE	45,3	41,7	40,6	51,0	78,3	88,5	97,8	94,2	134,6	123,9	79,2	57,3	930,47	
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	6,1	9,9	10,0	9,7	10,0	9,7	9,7	113,78	
Río Macho	Hidro	ICE	19,4	17,3	11,9	13,5	35,7	55,7	40,6	17,6	27,1	48,3	31,8	18,2	337,10	
Sandhillal	Hidro	ICE	10,0	12,2	12,8	11,7	7,5	6,1	8,0	7,6	7,0	6,7	6,1	9,4	105,10	
Toro I	Hidro	ICE	6,8	5,1	4,6	3,8	5,4	6,7	8,8	11,7	9,0	11,2	10,5	9,5	93,10	
Toro II	Hidro	ICE	17,3	12,5	11,3	9,3	13,4	17,2	22,8	29,5	22,3	27,9	26,3	26,3	227,50	
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	12,1	8,5	7,7	6,4	9,1	11,7	15,3	19,8	15,4	18,6	17,7	17,7	159,91	
Ventanas Garita	Hidro	ICE	21,8	20,2	21,0	21,1	25,4	29,9	33,8	37,1	39,3	53,1	40,5	25,2	368,39	
Boca Pozo	Geotér	ICE	1,5	2,8	3,4	3,3	3,4	3,3	3,4	3,4	3,3	3,4	3,3	3,3	37,49	
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	29,9	6,3	28,0	29,9	30,9	29,9	29,9	333,09	
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	29,8	29,8	28,9	29,8	28,9	28,9	350,12	
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	18,3	2,0	19,4	19,4	216,29	
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Pailas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	25,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	305,80	
Pailas II	Geotér	ICE	38,7	34,9	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	38,7	37,4	38,7	37,4	37,4	454,29	
Aeroenergía	Eólica	PRIV	3,3	3,0	3,2	2,3	1,4	1,2	2,0	1,4	0,7	0,7	1,9	2,9	24,05	
Altamira	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,5	9,8	7,1	3,8	3,9	8,1	11,4	99,32	
Campos Azules	Eólica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32	
Chiripa	Eólica	BOT	29,3	26,3	30,0	29,3	18,8	14,6	24,5	19,5	11,3	10,5	21,2	28,1	234,92	
El Cacao	Eólica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	10,9	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,6	51,23
Guanaacaste	Eólica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96	
Los Santos	Eólica	COOPESANTOS	5,2	4,7	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,3	33,58	
Mogote	Eólica	PRIV	11,4	10,3	12,7	9,3	3,4	4,6	6,0	5,4	2,3	3,9	7,5	10,5	93,99	
MOVASA	Eólica	PRIV	9,3	9,0	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,13	
Orosi	Eólica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97	
Pesca	Eólica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Río Naranjo	Eólica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,3	1,3	3,0	4,1	3,0	33,87	
Tajona	Eólica	ICE	2,6	2,2	2,9	2,1	1,4	0,7	1,5	0,8	0,4	0,5	1,2	2,4	18,68	
Tilavind	Eólica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	7,8	4,7	8,3	75,44	
Valle Central	Eólica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45	
Vientos de la Perla	Eólica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,6	11,3	95,79	
Vientos de Miramar	Eólica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	93,43	
Vientos del Este	Eólica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85	
El Viejo	Biomasa	PRIV	9,8	9,3	10,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	36,82
Talaboga	Biomasa	PRIV	8,6	8,2	9,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	34,33
Huacac	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	6,79	
Juanilama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73	
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03	
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	6,2	3,9	3,1	2,4	2,9	6,4	8,7	8,8	10,3	11,5	9,4	8,6	87,28	
Bilagua	Hidro	COOPEGUANASTE	4,2	3,5	3,2	2,5	4,3	2,8	4,3	5,5	7,0	5,9	5,9	5,9	57,03	
Brasil	Hidro	CNFL	5,6	4,2	3,6	3,5	3,6	7,8	7,6	8,8	10,4	13,0	10,2	7,8	88,68	
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	4,2	3,5	3,2	2,5	2,8	4,3	6,5	7,0	5,9	5,9	5,5	5,9	57,03	
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,3	1,0	0,9	0,8	0,9	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	15,06	
Caño Grande III	Hidro	PRIV	1,4	1,1	0,9	0,8	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	15,06	
Chocouela	Hidro	COOPELESCA	5,4	3,8	3,0	2,4	3,1	5,1	7,2	8,2	7,0	7,2	6,7	6,3	65,35	
Chucús	Hidro	BOT	10,3	7,5	7,1	7,0	11,6	14,4	16,4	20,7	21,1	23,3	20,7	15,7	175,84	
Coto	Hidro	CNFL	0,9	0,6	0,4	0,3	0,6	1,0	1,4	1,2	1,0	0,1	1,3	1,6	10,44	
Cubajupá	Hidro	COOPELESCA	6,3	4,5	3,5	2,8	3,7	5,8	10,3	13,2	11,7	12,1	9,5	8,2	91,56	
Daniel Gutiérrez	Hidro	CNFL	4,7	2,7	2,0	1,2	2,6	3,0	6,8	7,1	8,2	8,8	7,4	6,6	63,16	
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Doña Julia	Hidro	COOPELESCA	7,1	6,0	6,4	5,5	7,9	8,9	9,0	9,0	9,0	9,3	8,8	9,4	96,45	
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,7	1,2	1,1	0,9	1,5	2,2	2,2	2,3	2,2	2,4	2,5	2,4	24,02	
El Encanto	Hidro	CNFL	2,2	1,5	1,0	0,7	2,1	4,1	4,4	4,4	4,4	4,5	4,6	4,3	37,49	
El General	Hidro	ICE	14,0	10,8	9,2	8,4	10,1	13,2	16,1	17,0	14,8	15,5	16,5	16,9	162,36	
Embalise	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Hidrocarcas	Hidro	COOPELESCA	5,4	4,4	4,2	4,2	4,2	5,1	4,2	6,2	6,8	6,2	5,7	6,2	63,02	
Jorge Manuel Dengo	Hidro	ESPH	1,6	1,4	1,3	1,2	1,4	1,6	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7	18,43	
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	1,7	1,5	1,2	1,1	1,4	2,1	2,8	2,9	2,6	2,6	2,5	2,7	24,90	
La Joya	Hidro	ICE	22,4	16,5	13,2	15,5	25,3	31,8	39,9	35,6	31,7	35,6	33,5	28,7	323,63	
Los Negros	Hidro	ESPH	4,0	2,9	2,4	1,8	2,1	4,2	8,0	9,0	7,5	7,5	6,5	7,1	63,02	
Los Negros II	Hidro	ESPH	7,4	5,4	4,4	3,1	3,6	8,0	15,4	17,2	15,5	15,8	12,5	13,3	121,66	
Matamoros	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,5	101,90	
Menores JASEC	Hidro	JASEC	8,5	7,4	7,9	6,7	9,6	10,8	11,1	11,1	11,0	11,3	10,7	11,7	117,69	
Pitumar	Hidro	COOPELESCA	6,7	5,3	5,0	4,3	4,3	5,1	7,9	8,7	7,8	8,2	7,5	8,2	79,82	
Poás	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Río Lajas	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Río Segundo III	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,2	3,8	3,0	2,5	3,2	5,1	5,7	6,8	7,7	7,6	7,4	6,4	63,10	
Sigifredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	10,8	9,2	8,3	7,7	9,3	11,7	13,9	14,2	13,1	13,6	12,8	13,4	138,00	
Suerkata	Hidro	PRIV	1,2	0,8	0,8	0,6	0,8	1,1	1,5	1,7	1,4	1,6	1,6	1,6	14,62	
Tacares	Hidro	ESPH	2,0	1,4	1,1	0,9	1,2	1,9	3,3	4,2	3,7	3,8	3,0	2,6	29,13	
Tortito	Hidro	BOT	15,5	12,5	11,8	11,5	6,6	27,3	28,4	33,7	27,1	20,9	24,9	28,5	262,14	
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,9	1,2	1,5	1,3	1,5	1,2	1,4	12,74	
Vollán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Renovables 2024	Renov	PRIV	13,3	13,9	14,7	11,8	7,5	13,3	8,6	6,6	4,0	4,1	7,9	11,2	108,64	
Renovables 2025	Renov	PRIV	4,7	5,5	5,3	4,6	3,6	2,3	2,8	3,0	2,7	2,8	2,6	2		



Tabla F.3. Balance de energía eléctrica para el año 2026 (considera la proyección de las transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2026 (GWh)															
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Alberto Echandi	Hidro	ICE	3,2	2,8	3,1	3,0	3,2	3,0	3,2	3,0	1,7	3,2	3,0	3,0	35,46
Angostura	Hidro	ICE	50,0	44,2	41,5	39,3	55,6	77,6	74,3	95,2	93,6	81,0	74,6	52,0	778,92
Arenal	Hidro	ICE	51,3	61,3	92,8	74,0	58,5	30,0	37,2	38,2	34,2	32,1	29,7	45,9	589,09
Cachi	Hidro	ICE	42,5	36,5	29,9	29,3	41,6	60,3	69,5	72,2	59,4	73,9	67,5	47,5	629,91
Cariblanco	Hidro	ICE	9,7	10,8	11,1	10,6	12,5	15,7	12,5	4,0	5,2	10,8	12,0	10,3	125,34
Dongo	Hidro	ICE	57,9	69,2	105,5	84,9	67,7	34,8	45,0	44,0	39,2	26,6	33,6	56,2	672,38
Garúa	Hidro	ICE	12,5	13,8	13,4	13,9	16,2	15,6	16,3	15,2	15,3	16,0	15,2	15,1	178,70
Peñas Blancas	Hidro	ICE	5,7	6,3	7,0	4,9	6,8	10,0	6,9	3,7	4,6	8,5	7,6	8,2	82,28
Pirirí	Hidro	ICE	21,8	13,8	11,4	41,9	37,5	38,5	45,1	43,9	76,1	89,9	69,4	37,5	526,73
Reventazón	Hidro	ICE	71,8	61,4	61,0	61,9	85,5	83,3	93,5	111,1	104,5	137,3	76,3	58,1	1025,54
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	9,7	10,0	10,0	8,9	7,6	5,7	9,7	114,33
Río Macho	Hidro	ICE	15,1	18,2	14,0	11,4	31,1	57,1	41,2	3,9	6,6	28,7	34,1	24,3	285,46
Sandifal	Hidro	ICE	10,1	12,2	18,7	15,1	12,0	6,2	7,4	7,5	6,8	6,4	5,9	9,6	117,81
Toro I	Hidro	ICE	5,8	5,8	5,4	5,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	37,49
Toro II	Hidro	ICE	16,3	14,4	11,8	8,5	12,4	19,7	20,6	27,8	29,7	25,8	20,3	15,7	226,95
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	11,1	9,8	7,9	5,8	8,6	13,2	13,8	18,7	19,9	17,3	13,7	13,2	153,11
Ventanas Garita	Hidro	ICE	22,1	21,3	23,4	19,9	29,2	36,5	36,5	44,0	50,6	54,9	44,3	27,8	410,54
Boa Pozo	Geotér	ICE	1,5	2,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	37,49
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	29,9	29,9	30,9	29,9	6,3	26,0	29,9	30,9	29,9	29,9	333,09
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	29,8	28,9	28,9	29,8	28,9	28,9	350,12
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	18,3	2,0	19,4	20,1	216,29
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pallas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	25,2	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	305,40
Pallas II	Geotér	ICE	38,7	34,9	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	38,7	37,4	38,7	37,4	37,4	454,29
AeroEnergía	Edíca	PRIV	3,3	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,46
Altamira	Edíca	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	9,5	9,5	9,8	7,1	3,8	3,9	8,1	11,4	99,32
Campos Azules	Edíca	PRIV	10,2	10,2	10,2	10,4	6,0	5,4	9,0	8,6	3,5	3,9	8,7	10,8	97,32
Chiripa	Edíca	BOT	29,3	26,3	30,0	23,1	16,8	14,6	24,5	18,5	11,0	10,2	21,2	29,1	254,42
El Cacao	Edíca	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	10,0	4,9	2,5	1,7	3,3	2,0	0,9	0,8	3,2	6,6	51,23
Guacacaste	Edíca	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96
Los Santos	Edíca	COOPESANTOS	5,2	4,7	4,9	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,1	33,58
Mogote	Edíca	PRIV	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	8,0	5,4	3,2	7,9	10,5	10,5	89,96
MOVASA	Edíca	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Oreñi	Edíca	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Pésc	Edíca	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Naranjo	Edíca	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,3	1,3	1,3	3,0	4,1	35,87
Tejona	Edíca	ICE	2,6	2,2	2,9	2,1	1,4	0,7	1,5	0,8	0,4	0,5	1,2	2,4	18,68
Tilavind	Edíca	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Edíca	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,3	1,3	2,6	1,6	0,7	0,7	0,7	0,7	29,45
Vientos de la Perla	Edíca	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,8	11,1	95,79
Vientos de Miramar	Edíca	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,8	5,1	8,3	6,0	3,3	3,1	7,0	10,3	92,43
Vientos del Este	Edíca	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	3,9	5,4	47,85
El Viejo	Edíca	PRIV	4,3	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,30
Taboga	Biomas	PRIV	8,6	8,2	9,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,37
Huacas	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,8	8,79
Juanillama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	6,0	4,1	3,1	2,4	2,9	6,9	8,7	8,8	10,3	11,3	5,6	8,3	82,51
Bljagaa	Hidro	COOPEGUANASTE	4,6	4,3	3,3	2,7	2,9	4,5	6,0	6,3	5,9	6,0	5,8	5,6	57,92
Brasil	Hidro	CNFL	5,9	4,2	3,6	3,5	6,7	9,5	8,1	9,1	11,1	14,1	10,7	7,8	94,26
Canalet	Edíca	COOPEGUANASTE	4,6	4,3	3,3	2,7	2,9	4,5	6,0	6,3	5,9	6,0	5,8	5,6	57,92
Caño Grande	Hidro	PRIV	1,3	1,2	1,0	0,7	1,0	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,2	0,0	13,76
Caño Grande III	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Chocoseña	Hidro	COOPELESA	5,3	4,6	3,2	2,2	3,3	5,8	7,1	8,0	7,8	8,1	6,7	6,2	68,23
Choras	Hidro	PRIV	10,9	8,4	7,6	4,1	13,1	19,2	17,1	22,9	23,3	21,9	14,3	18,8	188,29
Cubujucú	Hidro	CNFL	6,0	5,3	3,6	2,7	3,7	7,0	10,4	13,1	11,9	11,8	9,2	8,4	93,06
Daniel Gutiérrez	Hidro	CNFL	4,5	2,8	2,0	1,2	2,7	5,4	6,8	7,1	8,0	8,8	7,5	6,4	63,38
Dos Pedros	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Dofa Julia	Hidro	COOPELESA	8,3	7,2	7,5	7,1	8,4	8,9	8,6	9,1	9,1	8,4	8,5	7,5	98,58
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,7	1,4	1,1	0,8	1,0	1,6	1,8	2,2	2,2	2,2	1,8	1,7	19,57
El Encanto	CNFL	1,5	2,2	1,5	1,0	0,7	2,1	4,1	4,4	4,4	4,4	4,6	4,3	3,8	37,49
El General	ICE	14,6	11,8	9,6	7,2	9,1	13,5	14,7	16,2	15,8	16,5	15,0	14,2	15,8	175,17
Embalse	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Hiozarcas	Hidro	COOPELESA	5,4	4,8	4,6	3,6	4,5	5,4	6,2	6,7	6,5	6,7	5,9	5,7	66,08
Jorge Manuel Dengo	ESPH	PRIV	1,6	1,4	1,4	1,1	1,3	1,6	1,6	1,7	1,6	1,7	1,6	1,6	18,31
La Esperanza	Hidro	COOPELESA	2,1	1,9	1,4	1,0	1,3	1,9	2,4	2,4	2,4	2,4	2,1	2,1	23,15
La Joya	Hidro	ICE	21,7	18,6	15,3	15,0	21,8	31,2	35,5	36,3	32,2	35,9	33,7	32,2	321,33
Los Negros	ESPH	PRIV	4,7	4,5	2,7	2,0	2,2	4,7	7,3	7,9	7,4	7,3	7,0	6,6	64,37
Los Negros II	Hidro	ESPH	3,0	8,5	3,0	3,6	3,9	9,2	14,5	15,9	14,7	14,2	13,5	12,1	123,85
Matamoras	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	5,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,3	10,5	10,5	101,90
Menores JASEC	Hidro	JASEC	10,3	8,9	9,2	8,7	10,4	10,9	10,5	11,2	11,0	10,3	10,3	9,1	120,70
Platanar	Hidro	COOPELESA	6,6	5,9	5,4	4,2	5,4	6,8	7,9	8,6	8,3	8,5	7,4	7,2	82,15
Pésc	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Lajas	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,0	4,5	3,2	2,4	3,2	5,9	7,8	8,7	8,3	8,4	7,1	6,4	70,73
Sigfredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,7	10,7	9,7	9,7	11,5	12,7	12,5	12,7	12,4	12,2	11,8	12,0	134,00
Suerkata	Hidro	PRIV	1,2	1,0	0,8	0,6	0,7	1,1	1,2	1,5	1,5	1,5	1,3	1,1	13,51
Tacares	Hidro	ESPH	1,9	1,7	1,1	0,9	1,2	2,2	3,3	4,2	3,8	3,8	2,9	2,7	29,61
Torito	Hidro	BOT	17,5	15,5	14,5	13,8	19,5	27,2	26,0	33,7	32,8	28,6	26,1	18,4	275,56
Toto	Hidro	JASEC	0,8	0,7	0,7	0,6	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	9,27
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,0	0,8	0,6	0,5	0,6	1,0	1,1	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	11,85
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Renovables 2024	Renov	PRIV	13,6	14,3	14,6	11,4	7,4	5,4	8,3	6,3	4,2	4,0	7,5	10,6	107,50
Renovables 2025	Renov	PRIV	4,9	5,1	5,4	4,3	3,7	2,5	2,8	3,0	2,9	3,0	2,6	2,6	43,78
Renovables 2026	Renov	PRIV	61,0	55,7	61,6	45,6	31,1								



Tabla F.4. Balance de energía eléctrica para el año 2027 (considera la proyección de las transacciones de electricidad en el MER).

BALANCE DE ENERGÍA AÑO 2027															
(GWh)															
PLANTA	FUENTE	PROPIEDAD	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Alberto Echandi	Hidro	ICE	3,2	2,8	3,2	3,0	3,1	3,0	3,2	3,0	1,7	3,2	3,0	3,0	35,45
Angostura	Hidro	ICE	57,9	49,0	52,6	48,2	65,3	70,9	62,4	67,3	66,4	61,8	80,0	66,1	848,04
Arenal	Hidro	ICE	52,2	58,8	74,7	85,4	56,8	40,3	41,8	42,0	40,9	42,5	41,2	42,0	618,67
Cachi	Hidro	ICE	49,6	42,4	38,2	34,5	52,7	68,3	70,0	74,7	62,6	74,6	72,9	62,5	702,99
Cariblanco	Hidro	ICE	8,2	10,6	11,8	12,5	12,2	15,1	8,0	5,6	9,8	12,3	8,5	5,5	120,09
Denago	Hidro	ICE	58,8	66,3	84,7	97,6	65,7	46,7	48,2	48,2	46,7	48,3	46,7	47,3	705,08
Garita	Hidro	ICE	11,7	12,7	15,1	13,6	15,4	15,3	14,3	15,3	15,8	15,8	14,6	12,5	172,22
Peñas Blancas	Hidro	ICE	4,8	5,7	6,7	9,9	9,9	12,0	7,4	6,1	10,6	11,8	8,5	5,6	99,07
Piriri	Hidro	ICE	22,9	17,2	16,1	41,2	39,5	33,6	37,2	27,7	63,5	87,6	51,6	33,0	471,14
Reventazón	Hidro	ICE	61,4	54,5	60,0	72,1	85,3	85,0	84,5	116,6	130,5	132,2	73,2	65,4	1020,68
Reventazón minicentral	Hidro	ICE	10,0	9,0	10,0	9,7	10,0	9,7	10,0	10,0	8,9	7,6	9,7	9,7	114,33
Río Macho	Hidro	ICE	27,6	23,6	22,1	20,5	35,2	54,8	45,4	38,5	16,8	38,9	35,6	21,6	380,71
Sandhill	Hidro	ICE	10,3	11,7	15,0	17,4	11,5	7,8	7,6	7,7	7,7	7,7	6,7	7,7	118,63
Toro I	Hidro	ICE	7,4	5,6	6,9	4,3	5,3	8,8	10,0	10,4	10,2	11,3	9,8	9,0	91,55
Toro II	Hidro	ICE	18,9	17,9	17,8	10,6	14,7	22,3	25,6	26,3	26,6	28,9	24,6	23,3	257,41
Toro III	Hidro	ICE/JASEC	12,8	12,1	12,1	7,2	9,9	15,0	17,3	17,7	17,8	19,3	16,6	15,7	173,49
Ventanas Garita	Hidro	ICE	21,6	21,8	24,3	19,5	30,7	27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	144,93
Roca Pazzo	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Borinquen I	Geotér	ICE	0,0	0,0	32,1	35,6	36,8	35,6	36,8	36,8	36,8	36,8	35,6	35,6	357,59
Miravalles I	Geotér	ICE	30,9	27,9	30,9	29,9	30,9	29,9	6,3	26,0	29,9	30,9	29,9	29,9	333,09
Miravalles II	Geotér	ICE	29,8	26,9	29,8	28,9	29,8	28,9	29,8	28,9	29,8	29,8	28,9	28,9	350,12
Miravalles III	Geotér	ICE	20,1	18,1	20,1	19,4	20,1	19,4	20,1	20,1	18,3	2,0	19,4	19,4	212,29
Miravalles V	Geotér	ICE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Pallas I	Geotér	ICE	26,0	23,5	26,0	25,2	26,0	25,2	26,0	26,0	25,2	26,0	25,2	25,2	305,40
Pallas II	Geotér	ICE	38,7	34,9	38,7	37,4	38,7	37,4	38,7	38,7	37,4	38,7	37,4	37,4	454,29
Araucos Energía	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Altamira	Edílica	PRIV	11,4	10,5	12,5	9,5	5,9	5,5	9,8	7,1	3,8	3,1	11,4	9,3	99,32
Campos Azules	Edílica	PRIV	10,7	10,2	12,9	10,4	6,0	5,4	9,0	6,6	3,5	3,9	7,8	10,8	97,32
Chiripa	Edílica	BOT	29,3	26,3	30,0	29,1	16,8	14,6	24,5	18,5	11,0	10,2	21,2	29,1	254,42
El Cacao	Edílica	COOPEGUANASTE	7,4	8,0	12,0	4,3	2,3	1,2	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	52,23
Guanacaste	Edílica	BOT	26,8	24,3	26,3	18,3	11,5	10,0	17,0	11,1	5,1	6,4	16,6	24,6	197,96
Los Santos	Edílica	COOPEASANTOS	5,2	4,7	4,3	2,5	1,5	1,6	3,2	2,1	1,0	1,0	2,1	4,3	33,58
Mogote	Edílica	PRIV	11,4	10,3	12,7	8,8	4,9	4,6	8,0	5,4	2,3	3,2	7,9	10,5	89,96
MOWISA	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Orosi	Edílica	BOT	29,4	27,2	30,1	20,8	12,9	12,6	22,2	15,7	9,5	8,4	18,7	26,4	233,97
Pesca	Edílica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Naranjo	Edílica	COOPEGUANASTE	4,7	4,0	4,8	2,9	2,2	2,0	3,4	2,3	1,3	1,3	3,0	4,1	35,87
Tajuna	Edílica	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Tilavind	Edílica	PRIV	10,5	9,6	11,8	8,7	4,7	3,5	5,8	3,8	2,2	1,8	4,7	8,3	75,44
Valle Central	Edílica	CNFL	4,9	4,2	4,0	2,2	1,4	1,3	2,6	1,6	0,6	0,7	2,0	3,8	29,45
Vientos de la Perla	Edílica	PRIV	11,4	10,5	12,1	9,3	5,9	5,3	9,1	6,7	3,3	3,3	7,8	11,1	95,79
Vientos de Miramar	Edílica	PRIV	11,2	10,3	12,4	9,6	5,1	5,0	8,3	6,0	3,1	3,1	7,0	10,3	106,43
Vientos del Este	Edílica	PRIV	5,6	5,2	6,2	4,6	2,8	2,7	4,5	3,2	1,9	1,9	5,4	4,7	47,85
El Viejo	Biomás	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Taloga	Biomás	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Huacac	Solar	COOPEGUANASTE	0,9	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,5	0,8	8,79
Juanillama	Solar	COOPEGUANASTE	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	7,73
Solar Miravalles	Solar	ICE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,03
Balsa Inferior	Hidro	CNFL	6,5	4,1	3,1	2,4	2,9	7,0	9,0	8,8	10,2	11,9	10,2	9,1	85,41
Bilagua	Hidro	COOPEGUANASTE	5,4	3,6	3,1	2,5	3,6	5,8	6,2	6,0	6,0	6,7	6,4	5,6	61,46
Brasil	Hidro	CNFL	6,0	4,2	3,6	3,5	6,9	9,2	8,2	8,2	10,1	13,1	10,2	7,9	91,59
Canalete	Hidro	COOPEGUANASTE	5,4	3,6	3,1	2,5	3,6	5,8	6,7	6,2	6,0	6,7	6,4	5,6	61,63
Caño Grande	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Caño Grande III	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Chocoueta	Hidro	COOPELESCA	6,1	5,4	5,0	4,1	4,7	7,0	7,9	7,5	7,6	8,3	7,9	7,2	78,75
Chucús	Hidro	BOT	11,4	10,4	9,2	7,3	13,7	18,1	17,5	18,5	20,0	23,3	20,6	18,4	186,29
Cote	Hidro	CNFL	0,9	0,6	0,4	0,3	0,6	1,0	1,4	1,2	1,0	1,1	1,3	1,6	10,44
Cubajajaj	Hidro	COOPELESCA	6,9	5,8	4,8	3,7	5,2	9,5	11,6	10,9	11,6	13,5	12,4	10,4	106,46
Daniel Guilerrez	Hidro	CNFL	5,1	2,8	2,0	1,2	2,7	5,7	7,1	7,1	8,0	9,3	8,3	7,2	66,70
Don Pedro	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Dofia Julia	Hidro	COOPELESCA	8,0	7,4	8,4	8,0	8,3	7,8	9,0	9,3	9,5	8,8	8,7	8,4	101,58
El Ángel	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
El Ángel II	Hidro	PRIV	1,8	1,7	1,6	1,1	1,3	1,8	2,1	2,2	1,8	2,0	2,0	2,1	21,46
El Encanto	Hidro	CNFL	2,2	1,5	1,0	0,7	2,1	4,1	4,4	4,4	4,5	4,6	4,3	3,8	37,49
El General	Hidro	ICE	15,2	13,5	13,7	13,3	12,5	15,0	16,2	16,4	14,9	15,8	15,7	15,9	176,11
Embalse	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Hidrozarcas	Hidro	COOPELESCA	5,5	5,0	4,9	4,5	4,9	6,0	6,5	6,3	6,3	6,8	6,1	6,9	69,25
Jorge Manuel Denago	Hidro	ESPH	1,6	1,5	1,6	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,6	1,6	19,08
La Esperanza	Hidro	COOPELESCA	1,9	1,5	1,6	1,6	1,9	2,6	2,9	3,0	2,6	2,7	2,6	2,6	27,70
La Joya	Hidro	ICE	25,3	21,6	23,5	17,5	27,4	34,0	35,9	37,0	32,9	37,1	35,9	35,8	452,88
Los Negros	Hidro	ESPH	6,1	3,2	2,3	1,8	3,6	7,0	8,3	7,8	7,5	8,5	8,0	6,7	70,79
Los Negros II	Hidro	ESPH	11,8	5,9	4,0	3,2	6,8	13,8	15,3	14,9	14,6	16,2	15,7	13,2	135,53
Matamoros	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Menores CNFL	Hidro	CNFL	7,7	5,1	3,7	5,0	7,0	9,3	9,7	9,7	10,4	11,1	10,5	10,1	101,90
Menores JASEC	Hidro	JASEC	9,8	9,2	10,3	9,9	10,2	9,5	10,9	11,3	11,5	10,6	10,6	10,2	124,07
Platanar	Hidro	COOPELESCA	6,8	6,1	5,9	5,4	5,9	7,5	8,3	8,1	8,0	8,7	8,3	7,7	86,93
Pesca	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Lajas	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Río Segundo II	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
San Lorenzo	Hidro	CONELÉCTRICAS	5,6	4,7	4,1	3,3	4,2	7,1	8,3	8,0	8,0	8,8	8,3	7,5	77,92
Sigifredo Solís	Hidro	CONELÉCTRICAS	11,2	9,5	10,0	10,1	11,0	13,1	14,3	14,5	13,1	13,7	13,7	13,2	147,39
Suerkala	Hidro	PRIV	1,2	1,1	1,1	0,8	0,9	1,3	1,5	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	14,85
Tacares	Hidro	ESPH	2,2	1,9	1,5	1,2	1,7	3,0	3,7	3,5	3,7	4,3	3,9	3,3	33,87
Torito	Hidro	BOT	20,3	17,2	18,4	16,9	22,9	24,8	28,8	34,8	33,8	29,1	28,1	24,6	299,74
Tuis	Hidro	JASEC	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	5,67
Vara Blanca	Hidro	PRIV	1,1	0,8	0,8	0,7	0,8	1,1	1,2	1,4	1,1	1,3	1,1	1,3	12,78
Volcán	Hidro	PRIV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Renovables 2024	Renov	PRIV	13,7	15,5	16,1	12,1									