



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE REVISIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN 2026

REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL COSTO BASE DE
GENERACIÓN PRESENTADO POR LA EMPRESA
NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ÍNDICE

1.	Resumen Ejecutivo del Informe Revisión del Costo Base de Generación 2026	5
2.	Introducción.....	8
2.1.	Marco Regulatorio	8
3.	Informe de la planificación operativa de largo plazo 2026-2028	13
3.1.	Caracterización y modelación de la demanda de electricidad	13
3.2.	Proyección de los precios de los combustibles	14
3.3.	Proyección de los costos marginales	14
3.4.	Plan previsto de generación 2026	14
4.	Costos Base de Generación.....	22
4.1.	Costo Base de Energía y Costo Base de Potencia	22
4.2.	Costo Base de Generación 2026.....	26
5.	Conclusiones y recomendaciones.....	31
5.1.	Conclusiones	31
5.2.	Recomendaciones.....	31
6.	Anexos.....	33

Abreviaturas

CBG	Costo Base de Generación
CBE	Costo Base de Energía
CBP	Costo Base de Potencia
CND	Centro Nacional de Despacho
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CTA	Contrato Tipo A
CTB	Contrato Tipo B
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTP	Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales
SIN	Sistema Interconectado Nacional



01

**RESUMEN
EJECUTIVO DEL
INFORME
REVISIÓN DEL
COSTO BASE DE
GENERACIÓN 2026**

Resumen Ejecutivo del Informe Revisión del Costo Base de Generación 2026

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, creó a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Dentro de las funciones que tiene esta Comisión se encuentra la de aprobar el Costo Base de Generación (CBG) que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que forman parte del Sistema Interconectado Nacional, costo que será propuesto por el operador del sistema.

Para determinar los CBG, el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) establece que el operador del sistema calculará los CBG propuestos para el año t con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) que estará disponible a finales del mes de noviembre del año $t-1$. En este aspecto, el operador del sistema se dispuso a calcular los CBG con base en la POLP 2026-2028¹.

En ese sentido, en fecha 2 de diciembre de 2025 la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante su operador, presentó para su aprobación ante la CREE los CBG previstos para el año 2026. En el proceso de revisión de la CREE, se realizaron requerimientos de aclaraciones y modificaciones al costo presentado, por lo cual en fecha 26 de diciembre del 2025 la ENEE remitió a la CREE el informe de los CBG previstos del año 2026 con los ajustes correspondientes y las memorias de cálculo.

Tomando en cuenta el marco regulatorio vigente, así como la información presentada en la fecha antes mencionada y con el fin de validar los resultados presentados, el departamento de tarifas llevó a cabo los cálculos correspondientes para replicar los valores finales de los CBG previstos para el 2026. El presente informe tiene como fin mostrar los resultados obtenidos en el proceso de revisión y aprobación de los CBG, así como mostrar algunos resultados de la POLP 2026-2028 que sirvieron de insumo para el cálculo de dichos costos.

La POLP 2026-2028 contiene para el año 2026 la demanda de energía eléctrica prevista, la proyección de los precios de los combustibles, la estimación de los costos marginales horarios, el plan previsto de generación, el costo de la energía no suministrada (CENS), la evolución esperada de los embalses de las centrales hidroeléctricas Francisco Morazán (El Cajón), Patuca III y Cañaveral y los valores esperados de déficit y de vertimiento de energía renovable variable. Es importante señalar que dicha planificación fue revisada por el departamento de planificación y mercados de la CREE.

Para definir la POLP 2026-2028 el operador del sistema calculó tres escenarios de demanda para los años 2026-2028: escenario base, escenario alto y escenario bajo de demanda. Para la determinación de los CBG, la Gerencia de Operación del Mercado del operador del sistema utilizó el escenario base de demanda, el cual contempla para el año 2026 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) una demanda máxima esperada de 2,162.83MW y una energía esperada de 12,977.45 GWh. Es importante mencionar que con este escenario la energía anual que se prevé para dicho año en compras para ENEE- Distribución es de 11,879.76 GWh, que es menor 1.76% con respecto

¹ <https://ods.org.hn/version-final/>

a la establecida en el CBG 2025.

En esta planificación operativa se prevé dentro del plan previsto de generación la participación en el CBG 2026 de 77 centrales en el mercado de contratos y de 48 centrales en el MEO, de las cuales 17 son propiedad de ENEE (dentro de las cuales se encuentran 8 arrendamientos).

Asimismo, se espera que para el 2026 la participación en generación por tipo de tecnología sea: térmica convencional con 5,528.68 GWh (46.54%), hidroeléctrica con 3,515.11 GWh (29.59%), solar fotovoltaica 1,138.82 GWh (9.59%), eólica 704.83 GWh (5.93%), biomasa 355.64 GWh (2.99%) y geotérmica 324.50 GWh (2.73%). Se proyecta un 2.01% de importación de energía de oportunidad del MER.

En la POLP 2026-2028, las centrales térmicas que generan a base de diésel y bunker se modelaron de acuerdo con las características de cada central y de acuerdo con su costo variable asociado, el cual incluye el costo unitario de combustible y el costo de operación y mantenimiento de la central. El precio proyectado promedio anual del 2026 para el combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6 con un contenido de 3% de azufre es de USD 53.31 por barril y para el combustible diésel es de US\$ 192.83 por galón. Con respecto al CBG aprobado para el año 2025 el precio del bunker disminuyó un 11.91% y el del diésel disminuyó un 5.28%.

De acuerdo con el informe de CBG 2026 que presentó el operador del sistema, se observa que la generación de energía eléctrica anual cubierta mediante contratos se estima que sea de 7,813.09 GWh y que la tecnología con mayor participación sea la térmica con 4,308.71 GWh, la cual aumenta un 75.44% con respecto al CBG 2025. Con respecto a la generación prevista para el año 2026 en el MEO se prevé que sea de 4,066.66 GWh, la cual se divide en MEO nacional (3,946.23 GWh) y en MEO regional (120.43 GWh). Es importante indicar que el MEO nacional incluye la generación de ENEE (ENEE-Generación), la cual representa 51.92% y centrales bajo la modalidad de arrendamientos, las cuales representan el 2.79 % de la generación de este mercado. Por otro lado, se observa que el costo de generación previsto para el año 2026 en el Mercado de Contratos es de USD 960,531,357.48 y para el Mercado Eléctrico de Oportunidad es de USD 534,714,158.30.

Finalmente, el costo medio de generación previsto para el año 2026 es 125.86 USD/MWh, desglosado en 131.17 USD/MWh para el bloque horario punta, 122.94 USD/MWh para el bloque intermedio y 123.58 para el bloque valle.

El presente informe se estructura de la manera siguiente: en la sección 2.1 se presenta el marco regulatorio en el que se basa el cálculo del CBG. En la sección 3 se presentan algunas consideraciones en las que se basó la ENEE para determinar la POLP 2026- 2028 y por lo tanto los costos de generación, y en las secciones 4 y 5 se detalla el Costo Base de Generación (CBG) y las conclusiones y recomendaciones del presente informe, respectivamente.



02

INTRODUCCIÓN

Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Dentro de las funciones que tiene esta comisión es aprobar el Costo Base de Generación que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que forman parte del Sistema Interconectado Nacional. Este costo será propuesto por el operador del sistema.

En este sentido, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) remitió a la CREE mediante un escrito con fecha 2 de diciembre de 2025 la solicitud de aprobación del Costo Base de Generación 2026, la cual venía acompañada de un informe que presenta dichos costos y memorias de cálculo que respaldan a estos costos. Luego de que la CREE realizara un proceso de revisión a dicho informe, realizando requerimientos de información (variables y parámetros que sirvieron de entrada para determinar los costos de generación tanto en el mercado de contratos como en el mercado de oportunidad) y solicitudes de modificación, el 26 de diciembre del 2025 la ENEE remitió a la CREE el informe del Costo Base de Generación previsto para el año 2026 con los ajustes correspondientes y el documento denominado “PUNTO A.i. Requerimiento CBG 2026 actualizado”, el cual había sido requerido inicialmente por la CREE, pero producto de la revisiones tuvo que ser ajustado.

El objetivo de este documento es presentar algunos parámetros que fueron considerados por la ENEE para realizar la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP), así como validar y analizar los resultados del informe del Costo Base de Generación presentado por la ENEE en fecha 26 de diciembre del 2025.

En la sección 1.1 se presenta el marco regulatorio en el que se sustenta el cálculo del Costo Base de Generación. En la sección 2 se presenta algunas consideraciones en las que se basó la ENEE para determinar la POLP 2025- 2027, actualizada a noviembre 2025, y, en consecuencia, los costos de generación. Finalmente, las secciones 3 y 4 detallan el Costo Base de Generación (CBG) y presentan las conclusiones de este informe, respectivamente.

2.1. Marco Regulatorio

La LGIE establece que el CBG se basará en:

- I) Los costos de los contratos de compra de potencia firme y energía suscritos por la Empresa Distribuidora (ED), en este momento la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE.
- II) Los costos proyectados de la energía en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO), los cuales deben contener componentes de potencia firme y energía diferenciados por bloque horario.
- III) Las cantidades de potencia y energía provenientes de cada fuente.

El 20 de abril de 2016 la CREE aprobó el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP). Este Reglamento consideraba en sus Artículos 16, 17 y 18, el desarrollo de la metodología

provisional para el cálculo de los costos base de generación, sobre la base de una transitoriedad que supuso ser un paso previo para considerar todos los factores descritos tanto en la LGIE y su Reglamento (RLGIE), como en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM). Entre otros factores que influyeron para tener esta transitoria se pueden mencionar, la puesta en marcha de un Operador del Sistema, la elaboración de los estudios que manda el régimen tarifario de la LGIE y la aprobación de toda la regulación para la operatividad efectiva de las metodologías para el cálculo de los costos.

Con el objetivo de reflejar las responsabilidades relacionadas con la definición del CBG y los costos en los que incurre la ENEE para suministrar electricidad a sus clientes, se modificaron los artículos 16, 17 y 18 del RTP mediante el Acuerdo CREE-065-2020. Estas modificaciones incluyen, como lo establece la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), los costos derivados de los contratos de suministro suscritos por la ENEE y el resultado de las transacciones en el MEO.

Posteriormente, para asegurar una representación más precisa y detallada de estos costos en la tarifa, el RTP fue nuevamente modificado mediante el Acuerdo CREE-083-2024, emitido el 17 de septiembre de 2024. Es importante destacar que esta modificación también se limitó exclusivamente a los artículos 16, 17 y 18, los cuales quedaron estructurados de la siguiente manera:

- **Artículo 16:** responsable del cálculo, aprobación y definición del CBG.
- **Artículo 17:** Costo Base de Energía (CBE), tipos de contrato y compras previstas de energía en el MEO y costo base de potencia (CBP), tipos de contrato y costo estimado de los desvíos de potencia firme.
- **Artículo 18:** ajuste trimestral del CBG.

La Fig. 1 muestra todos los factores que componen el CBG cumpliendo con las regulaciones anteriormente descritas. La definición de cada factor se describe en la sección siguiente.

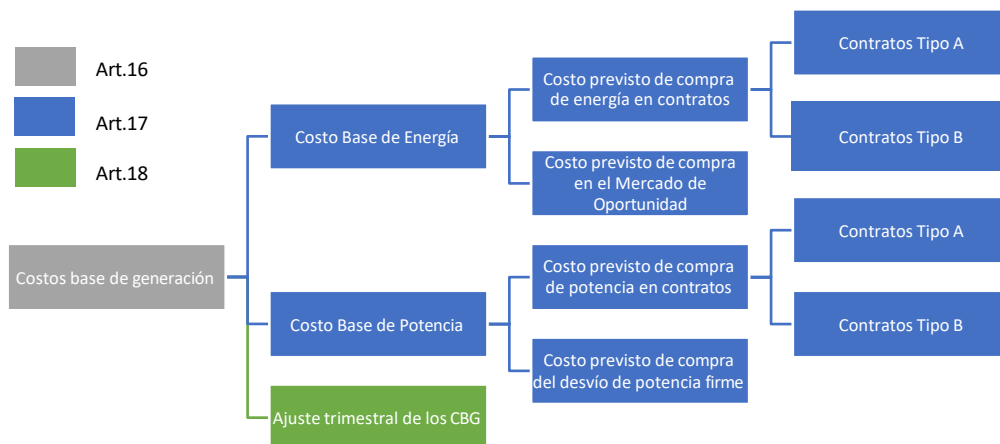


Fig. 1: Factores que componen el Costo Base de Generación

Finalmente, fue modificado por medio de los Acuerdos CREE-36-2022, CREE-054-2023, CREE-123-2024 y CREE-165-2025 con la finalidad de incorporar un mecanismo que permita recuperar

en un periodo mayor a tres meses las variaciones significativas que puedan resultar en cada período entre el costo de generación real y el costo base de generación, y así prevenir fluctuaciones significativas en las tarifas al usuario final.

2.1.1. Definiciones

El CBG se compone del CBE y del CBP. El Operador del Sistema (ahora Centro Nacional de Despacho-CND) calculará el Costo Base de Generación propuesto para el año t con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) que estará disponible a finales del mes de noviembre del año $t-1$ considerando la información de los contratos registrados.

El CBE se compone del costo de compras de energía en contratos y de las compras de energía en el mercado de oportunidad. El costo de compras de energía en contratos se compone de Contratos Tipo A (CTA) y de Contratos Tipo B (CTB).

Los CTA son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma, el precio de la energía comprada corresponderá al precio previsto en dichos contratos. Los CTB son aquellos contratos que suscriba la ENEE que resulten de otros procesos de selección distintos a una licitación pública internacional o nacional, se tomará en cuenta el costo variable de referencia de la tecnología utilizada, cuyo valor será determinado por la CREE. El MEO se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de esta, esta diferencia se multiplica por el costo marginal horario, pero excluyendo la energía demandada por los Consumidores Calificados que son Agentes del Mercado.

El CBP se compone del costo de las compras de potencia en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme. El costo de compras de potencia en contratos se compone de CTA y de CTB.

Para los CTA, el precio de la potencia comprada corresponderá al precio previsto en dichos contratos, y para los CTB el precio de la potencia corresponderá al Precio de Referencia que es establecido en la LGIE. Los desvíos de potencia firme son la diferencia entre la demanda firme que le corresponde a la Empresa Distribuidora estimada por el Operador del Sistema y la potencia firme prevista comprada en contratos. El costo de los desvíos de potencia firme son el producto del desvío de potencia firme por el Precio de Referencia de la Potencia.

2.1.2. Ajuste de los costos base de generación

Con el fin de reflejar los costos reales de generación, el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) y sus modificaciones establece el procedimiento para el ajuste trimestral de los CBG, el cual es ajustado de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Cada periodo de ajuste p contempla tres meses y entrará en vigencia el primer día de cada

trimestre del año. Cada periodo considerará los costos reales del último mes del periodo de ajuste $p-2$ y los costos de los dos primeros meses correspondientes al ajuste tarifario del periodo $p-1$.

2. Al completar la liquidación mensual, el Operador del Sistema envía a la CREE y la ENEE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad), costo de potencia firme (contratos y desvíos). Además, el Operador del Sistema envía a la ENEE el cálculo de la diferencia entre el costo real del mes y el costo previsto para dicho mes.
3. La ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual del ODS con su facturación. Si encuentra discrepancias o requiere incluir "otros cargos", enviará al ODS y a la CREE las observaciones o correcciones con sus respectivos sustentos, indicando los valores facturados por las generadoras y aceptados por ENEE.
4. La CREE revisa la información descrita en el párrafo anterior. Con base en esta información la CREE calcula el costo real de generación de cada mes y la diferencia con el costo de generación previsto para ese mes, y la diferencia acumulada para cada trimestre.
5. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral $p-1$ se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste $p-1$, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p , los cuales deben ser divididos por la demanda de energía prevista para este último período. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el Operador del Sistema y aprobados por la CREE.
6. Finalmente, la CREE realiza la suma algebraica entre el precio de generación previsto para el período p y la relación de la suma entre la diferencia acumulada descrita en el inciso 2 y -si aplica- otros ajustes solicitados por el Operador del Sistema y la energía prevista para el período p .



03

**INFORME
REVISIÓN DE LA
PLANIFICACIÓN
OPERATIVA
LARGO PLAZO
2026-2028**

Informe de la planificación operativa de largo plazo 2026-2028

El RTP establece que el Operador del Sistema calculará los CBG propuesto para el año t con base en los resultados de la POLP que estará disponible a finales del mes de noviembre del año $t-1$. En este sentido, el Operador del Sistema se dispuso a calcular los CBG con base en la POLP 2026-2028² (Actualización noviembre 2025 - Versión Final). De dicha planificación se obtuvo para el año 2026 el plan previsto de generación, la estimación de los costos marginales horarios, la evolución esperada de los embalses de las centrales hidroeléctricas Francisco Morazán (El Cajón), Patuca III y Cañaveral y los valores esperados de déficit y de vertimiento de energía renovable variable. Cabe destacar que en dicho informe se presentan algunas premisas, como: la consideración de centrales que están previstas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, restricciones en la red de transmisión y restricciones de generación.

Para las centrales que integran el parque de generación térmica del SIN, el CND efectuó una proyección de los costos variables económicos con base en los precios de los combustibles en los Estados Unidos y en sus proyecciones publicadas por la revista Platts. Asimismo, para la modelación de las centrales de generación renovable de tecnología biomasa y de las pequeñas centrales hidroeléctricas, se desarrollaron cinco escenarios de proyección horaria de generación para el período de estudio, utilizando como referencia la generación declarada por las centrales y la información histórica correspondiente a los años 2020 a 2024. Adicionalmente, en la modelación se incorporaron los requerimientos de reserva primaria y secundaria establecidos en el Informe del Estudio de Reserva de Regulación 2024–2026 para el Sistema Eléctrico de Honduras. De igual forma, se consideraron restricciones de volumen en condición de alerta para las centrales Patuca III y Arenal, con el objetivo de reducir el riesgo de alcanzar el nivel mínimo operativo y evitar interrupciones en su operación; así como restricciones de volumen operativo máximo en las centrales El Cajón y Cañaveral, orientadas a prevenir derrames y a evaluar los riesgos asociados al control de inundaciones bajo escenarios de hidrología alta. A continuación, se presentan algunos de los parámetros considerados por el Operador del Sistema para la realización de la POLP.

3.1. Caracterización y modelación de la demanda de electricidad

El CND elaboró tres escenarios de demanda del SIN para el período 2025–2028, de acuerdo con la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), tomando como referencia la demanda de 2025 calculada a partir del promedio horario real registrado hasta el 2 de noviembre de 2025 y los registros de energía no suministrada; para el escenario base se completó el año 2025 mediante un factor de crecimiento interanual promedio horario de 0.63 % observado entre 2024 y 2025, con el fin de construir un año base para las proyecciones posteriores, mientras que los escenarios base y alto para 2026–2028 utilizaron los factores de crecimiento definidos en el último estudio de proyección de demanda de la Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema, presentado en el Informe Preliminar Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), y el escenario bajo se estimó mediante una metodología propia basada en regresiones múltiples entre semanas y horas adyacentes, aprovechando su alta correlación para capturar la dinámica intradiaria e intersemanal. Para la determinación de los CBG, la Gerencia de Operación del

² [Planificación Operativa de Largo Plazo – Centro Nacional de Despacho](#)

Mercado del Operador del Sistema utilizó el escenario base de demanda, el cual contempla para el año 2026 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) un crecimiento de 3.65%, una demanda máxima esperada de 2,162.83 MW y una energía esperada de 12,977.45 GWh.

3.2. Proyección de los precios de los combustibles

En la POLP 2026-2028, las centrales térmicas que generan a base de diésel y bunker se modelan de acuerdo con las características de cada central y de acuerdo con su costo variable asociado, el cual incluye el costo unitario de combustible y el costo de operación y mantenimiento de la central. Para la proyección de corto y largo plazo del costo unitario de combustible, el Operador del Sistema tomó los precios publicados por la revista Platts, específicamente, los de la primera actualización de octubre de 2025 y utilizó como referencia el precio del combustible en EE. UU. Para el año 2026, se estima que el precio promedio anual del combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6, con un contenido de azufre del 3%, será de USD 53.31 por barril, mientras que el costo proyectado del diésel será de US\$ 192.83 por galón. Con respecto al CBG aprobado para el año 2025 el precio del bunker disminuyó un 11.91 % y el del diésel disminuyó un 5.28 %.

3.3. Proyección de los costos marginales

La Fig. 2 muestra los costos marginales promedios semanales previstos para el año 2026. El costo marginal proyectado promedio semanal es 104.21 USD/MWh. Con respecto al CBG aprobado para el año 2025 este costo disminuyó un 4.70 %.

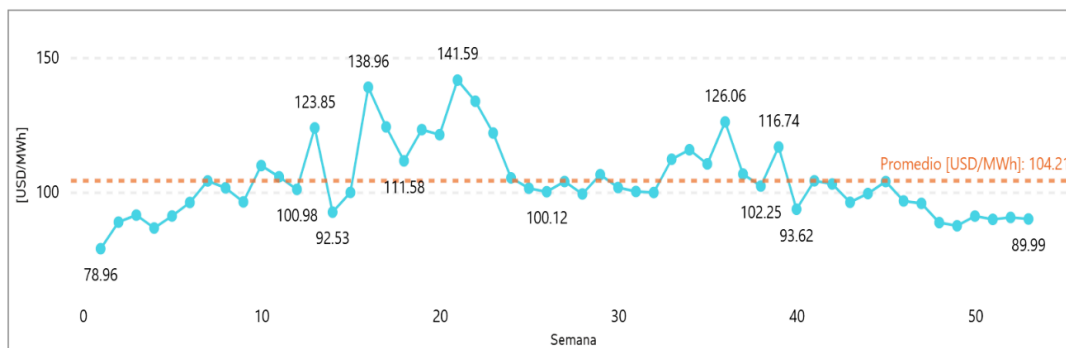


Fig. 2: Proyección para el año 2026 de los costos marginales promedios semanales (Fuente: CND)

3.4. Plan previsto de generación 2026

En esta sección se presenta la generación de energía eléctrica de las centrales de generación que la POLP 2026-2028 contempló para ENEE-Distribución. Las centrales han sido agrupadas de acuerdo con la estructura de mercado. Para el mercado de contratos se prevé la participación de 77 contratos y para el MEO se prevé la participación de 48 centrales, de las cuales 17 son propiedad de ENEE (dentro de las cuales se encuentran 8 arrendamientos).

En la Tabla 1 se presenta la generación mensual esperada para el año 2026 de las centrales que tienen contrato con ENEE-Distribución. Se prevé que la generación de energía eléctrica anual cubierta mediante contratos sea de 7,813.09 GWh y que la tecnología con mayor participación sea la térmica con 4,308.71 GWh, la cual aumenta un 75.44% con respecto al CBG 2025.

Tabla 1: Generación de energía mensual prevista para el año 2026 por contrato

No. Contrato	Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES														
085-2010	LA VEGONA	22.65	14.60	22.68	23.24	23.55	21.75	21.46	20.69	18.71	16.78	8.25	8.57	222.93
081-2010	SHOL	5.75	3.80	2.82	1.59	1.41	2.85	4.15	3.91	2.84	4.18	5.07	6.01	44.36
263-2014	SHOL	7.46	5.34	4.83	3.10	2.15	3.34	3.85	3.93	3.19	4.10	6.60	7.01	54.91
	TOTAL HIDRO EMPUNTABLE	35.86	23.74	30.33	27.93	27.11	27.94	29.46	28.53	24.74	25.06	19.92	21.60	322.20
EÓLICAS														
049-2008	CERRO DE HULA	45.10	37.17	31.22	15.65	15.68	22.83	39.59	24.44	11.13	22.95	38.98	47.60	352.33
136-2012	CHINCHAYOTE	21.57	18.31	17.66	10.14	9.37	14.39	21.93	14.56	7.35	10.09	15.20	21.22	181.79
131-2012	PLANTA SAN MARCOS	21.13	18.43	16.94	9.06	8.52	13.72	21.19	12.83	5.92	8.84	13.76	20.37	170.71
	TOTAL EÓLICA	87.80	73.91	65.82	34.85	33.57	50.95	82.71	51.82	24.40	41.88	67.94	89.19	704.83
BIOMASA														
112-2012	CELSUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
066-2014	TRES VALLES	5.56	4.97	5.54	5.35	3.79	4.33	5.08	2.87	-	-	3.08	5.55	46.13
066-2014	TRES VALLES AMPLIACION	0.54	0.24	0.29	0.36	0.26	0.00	0.13	-	-	-	0.07	0.81	2.70
066-2014	TRES VALLES EXCEDENTE	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-	-	-	0.01	0.01
270-2014	LOS PINOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
124-2013	MERENDON POWER PLANT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
054-2012	GREEN POWER PLANT	18.56	6.93	8.62	7.29	9.70	7.02	16.90	6.16	7.61	4.80	4.98	19.35	117.91
036-2010	CARACOL KNITS	0.24	0.21	0.23	0.12	0.97	1.12	0.79	1.39	0.75	0.15	0.15	0.20	6.30
004-2013	CHUMBAGUA	5.72	5.18	5.51	5.70	5.49	2.54	0.05	-	-	-	0.00	2.87	33.05
039-2011	ACEYDESA	0.02	0.03	0.02	0.01	0.02	0.04	0.04	0.04	0.06	0.04	0.03	0.01	0.36
040-2011	BIOGAS Y ENERGÍA	0.51	0.47	0.51	0.52	0.67	0.67	0.54	0.47	0.44	0.36	0.18	0.08	5.43
	TOTAL BIOMASA	31.15	18.03	20.71	19.35	20.90	15.72	23.53	10.93	8.85	5.35	8.49	28.87	211.88
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA														
119-2010	CORONADO	3.63	2.57	2.34	1.80	1.98	2.83	3.37	3.66	2.87	3.31	3.53	3.39	35.27
069-2000	HIDRO YOJOA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
075-2010	LAURELES	0.61	0.44	0.38	0.36	0.23	0.24	0.11	0.15	0.09	0.35	0.55	0.68	4.20
065-2010	CHAMELECON	5.91	4.40	3.27	2.85	3.46	7.23	7.74	7.65	7.98	8.36	7.20	7.10	73.15
062-2010	MORJAS	3.58	2.25	1.57	0.53	0.86	2.65	3.20	3.59	4.37	4.50	4.40	4.51	36.01
226-2013	SAN MARTIN	1.63	1.21	1.08	0.60	0.95	1.38	1.51	1.54	1.29	1.70	1.57	1.85	16.31
083-2014	GENERA LOS LAURELES	2.61	2.10	2.07	1.73	1.43	1.31	1.66	1.98	2.14	2.22	2.61	2.78	24.65
005-2013	LA AURORA	1.19	0.74	0.57	0.61	0.89	2.35	2.23	2.69	4.36	3.51	3.86	2.54	25.55
157-2012	MATARRAS	1.09	0.91	0.84	0.59	0.50	0.48	0.79	0.92	0.97	1.10	1.12	1.08	10.39
056-2010	RIO GUINEO	0.26	0.18	0.17	0.13	0.11	0.18	0.26	0.23	0.18	0.18	0.27	0.33	2.48

No. Contrato	Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
058-2010	MEZAPA	5.39	4.47	4.06	2.97	1.96	1.91	2.62	3.99	3.56	4.89	4.96	5.72	46.49
067-2010	SAZAGUA	1.45	0.93	0.71	0.83	1.65	3.64	3.21	4.87	5.21	5.14	4.26	2.76	34.67
050-2010	ZINGUIZAPA	1.18	0.91	0.91	0.64	0.85	1.08	1.47	1.50	1.78	1.85	1.51	1.31	15.01
070-2010	RIO BETULIA	0.21	0.06	0.05	0.33	0.06	0.22	0.46	0.46	0.46	0.65	0.62	0.10	3.67
185-2014	RIO BETULIA	2.54	1.90	2.12	1.21	0.81	0.36	0.03	0.05	0.04	0.79	2.08	2.91	14.84
024-2013	CANJEL	0.04	0.00	0.05	0.00	-	0.00	-	0.41	0.31	0.28	0.14	0.05	1.29
054-2010	RIO QUILIO	0.38	0.27	0.21	0.20	0.26	0.45	0.48	0.54	0.69	0.58	0.52	0.57	5.15
084-2014	AGUA VERDE	0.57	0.48	0.50	0.43	0.40	0.39	0.44	0.45	0.54	0.61	0.60	0.59	5.98
167-2014	CHACHAGUALA	0.89	0.76	0.80	0.46	0.34	0.36	0.40	0.39	0.45	0.80	0.99	0.77	7.40
082-2011	NISPERO II	1.60	1.08	0.64	0.18	0.31	1.70	1.42	0.56	0.39	0.54	0.76	1.21	10.39
078-2010	PENCALIGÜE	2.94	1.99	1.56	1.06	1.58	3.85	4.26	5.18	5.84	5.72	5.20	4.79	43.96
046-2010	SAN ALEJO	0.30	0.32	0.31	0.25	0.26	0.48	0.37	0.60	0.79	0.70	0.79	0.30	5.48
115-2014	CUYAGUAL	1.73	1.55	1.89	1.01	0.75	0.77	0.61	0.64	1.23	2.21	2.91	2.46	17.76
045-2011	CHURUNE	1.56	1.15	1.03	0.84	1.10	1.61	1.50	1.75	2.29	2.41	2.31	2.26	19.80
232-2013	PEÑA BLANCA	0.68	0.61	0.68	0.65	0.62	0.60	0.67	0.68	0.65	0.68	0.65	0.68	7.84
57-2010	RIO FRIO	0.61	0.31	0.13	0.14	0.35	1.14	1.65	1.50	1.57	1.29	1.17	1.10	10.95
060-2010	SAN JUAN PUEBLO	3.80	3.15	2.95	2.41	1.08	1.87	2.44	3.30	3.20	3.70	4.05	4.35	36.30
103-2014	CORRAL DE PIEDRAS	0.06	0.03	0.04	0.02	0.11	0.25	0.22	0.46	0.60	0.52	0.34	0.11	2.76
054-2011	CORTESITO	1.75	1.50	1.61	1.41	1.02	0.97	1.01	1.04	1.12	1.46	1.57	1.51	15.98
055-2011	SAN CARLOS	0.94	0.73	0.68	0.37	0.25	0.32	0.43	0.48	0.55	0.67	0.70	0.76	6.90
063-2011	CUYAMEL	5.14	4.37	2.75	2.20	2.15	2.33	2.50	4.08	3.77	4.74	5.21	5.28	44.51
	TOTAL HIDRO DE PASADA	54.26	41.37	35.94	26.83	26.33	42.92	47.08	55.32	59.32	65.47	66.45	63.86	585.15
HIDRO DE EMBALSE														
026-2014	YAGUALA	18.20	9.91	9.27	8.24	21.72	25.98	26.18	23.39	34.87	33.79	24.19	14.73	250.47
	TOTAL HIDRO DE EMBALSE	18.20	9.91	9.27	8.24	21.72	25.98	26.18	23.39	34.87	33.79	24.19	14.73	250.47
SOLAR														
014-2014	COHESSA	9.93	9.34	10.09	9.34	8.87	8.36	9.09	9.35	8.76	8.84	8.02	8.45	108.43
009-2014	ENERBASA	3.35	3.25	3.55	3.17	2.97	2.80	2.99	3.01	2.92	2.98	2.69	3.02	36.69
019-2014	LOS LLANOS SUR	2.24	2.15	2.30	2.06	2.02	1.90	2.04	1.92	1.97	1.98	1.85	2.06	24.50
013-2014	SOPOSA	9.97	9.39	10.18	9.33	8.84	8.33	9.16	9.41	8.90	8.95	8.07	8.49	109.03
002-2014	NACAOME I (ETAPA 2)	5.10	4.95	5.71	5.19	5.05	4.77	5.24	5.19	4.44	4.14	3.80	3.72	57.29
002-2014	NACAOME I	3.62	3.57	3.90	3.30	3.00	3.05	3.30	3.34	3.19	3.60	3.14	3.56	40.57
003-2014	NACAOME DOS	7.89	7.76	8.66	7.90	7.71	7.35	7.70	7.67	7.22	7.21	6.46	6.66	90.18
004-2014	POLLITO	2.18	2.33	2.64	2.50	2.44	2.29	2.35	2.46	2.28	2.13	1.56	1.85	27.00
023-2014	SUREÑA	2.01	2.00	2.25	2.11	1.97	1.85	2.01	1.99	1.80	1.69	1.65	1.75	23.07

No. Contrato	Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
020-2014	ENERGÍAS SOLARES	1.11	1.15	1.27	1.18	1.10	1.06	1.16	1.08	1.06	0.97	0.93	0.98	13.06
018-2014	GENERACIONES ENERGÉTICAS	1.87	1.92	2.17	1.99	1.88	1.76	1.93	1.90	1.69	1.64	1.53	1.65	21.93
032-2014	HELIOS	5.14	5.13	5.76	5.25	4.88	4.84	5.03	5.08	4.62	4.42	4.24	4.52	58.90
015-2014	FOTERSA	3.60	3.63	4.07	3.74	3.56	3.41	3.59	3.62	3.29	3.16	2.91	3.19	41.78
012-2014	LAS LAJAS	1.60	1.50	1.59	1.43	1.36	1.28	1.36	1.40	1.31	1.33	1.08	1.43	16.68
006-2014	MARCOVIA	6.54	6.63	7.56	6.75	6.31	6.06	6.58	6.61	6.04	5.85	5.24	5.66	75.83
031-2014	MECER	4.59	4.60	5.20	4.74	4.44	4.40	4.60	4.68	4.23	4.10	3.79	4.10	53.47
010-2014	CINCO ESTRELLAS	8.90	8.90	9.87	9.14	8.53	8.47	8.77	8.76	8.08	7.69	6.80	7.37	101.29
007-2014	CHOLUTECA UNO	3.62	3.58	4.01	3.67	3.45	3.41	3.51	3.58	3.22	3.12	2.92	3.18	41.28
008-2014	CHOLUTECA DOS	5.25	5.22	5.77	5.35	5.01	4.90	5.07	5.15	4.60	4.46	4.14	4.46	59.39
	TOTAL SOLAR	88.51	87.02	96.55	88.14	83.39	80.28	85.47	86.21	79.60	78.26	70.82	76.10	1,000.36
GEOTÉRMICAS														
086-2010	GEOPLATANARES	26.41	23.856	26.412	25.56	26.412	25.56	26.412	26.412	25.56	26.412	25.56	26.42	310.98
	TOTAL GEOTÉRMICA	26.41	23.856	26.412	25.56	26.412	25.56	26.412	26.412	25.56	26.412	25.56	26.42	310.98
TÉRMICAS														
004-2018	LUFUSSA III	144.33	146.25	163.26	153.21	164.34	158.62	163.94	164.06	158.44	163.65	155.82	159.23	1,895.15
013-2018	LA ENSENADA	7.86	16.55	21.37	20.78	22.32	21.29	21.78	22.16	20.71	19.65	13.92	10.05	218.43
027-2014	BECOSA	21.65	29.78	10.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.81
012-2018	LAEISZ SAN ISIDRO	2.39	7.10	11.93	11.57	14.70	12.38	11.44	13.25	11.64	9.37	5.96	3.11	114.83
083-2010	ENERSA COGENERACIÓN	0.22	2.90	4.37	5.28	6.04	6.29	6.24	6.21	5.78	4.84	3.79	2.76	54.74
011-2018	LAEISZ CEIBA	1.86	4.89	8.71	9.66	14.23	9.61	7.58	9.80	8.82	6.28	3.84	1.90	87.18
049-2018	EL FARO	6.32	13.23	17.10	18.15	25.32	20.70	17.53	20.88	21.11	18.18	13.92	9.21	201.64
011-2018-1	LAEISZ CEIBA RESPALDO	0.11	0.25	0.39	0.65	1.15	0.64	0.47	0.28	0.62	0.42	0.17	0.08	5.24
012-2018-2	LAEISZ SAN ISIDRO RESPALDO	0.12	0.32	0.59	0.78	1.26	0.72	0.52	0.49	0.68	0.45	0.21	0.10	6.24
013-2018-3	ENSENADA RESPALDO CONTRATO	0.21	0.52	0.98	1.24	1.99	1.16	0.85	1.02	1.07	0.71	0.41	0.18	10.34
071-2018	ENERSA	79.46	117.42	138.42	141.02	174.24	158.16	153.40	164.27	147.87	140.32	126.30	112.23	1,653.10
	TOTAL TÉRMICA	264.53	339.22	377.50	362.32	425.58	389.58	383.74	402.44	376.73	363.87	324.35	298.85	4,308.71
Generación total Mercado de Contratos [GWh]		606.72	617.05	662.54	593.21	665.01	658.94	704.58	685.05	634.07	640.09	607.73	619.61	7,694.58
Importación (HIDRO XACBAL) [GWh]		8.56	5.81	4.80	2.96	4.07	8.12	13.12	14.23	14.45	14.86	14.71	12.81	118.52
Total Mercado de Contratos [GWh]		615.29	622.86	667.34	596.17	669.08	667.06	717.70	699.28	648.52	654.95	622.44	632.41	7,813.10

En la Tabla 2 se presenta la generación mensual prevista para el año 2026 de las centrales que participan en el MEO. La generación prevista para el año 2026 en el MEO es de 4,066.66 GWh, la cual se divide en MEO nacional

(3,946.23 GWh) y en MEO regional (120.43 GWh). Es importante indicar que el MEO nacional incluye la generación de ENEE (ENEE-Generación), la cual representa 51.92 % y centrales bajo la modalidad de arrendamientos, las cuales representan el 2.79 % de la generación de este mercado. Con respecto al CBG 2025 la participación del MEO disminuirá en 31.77%.

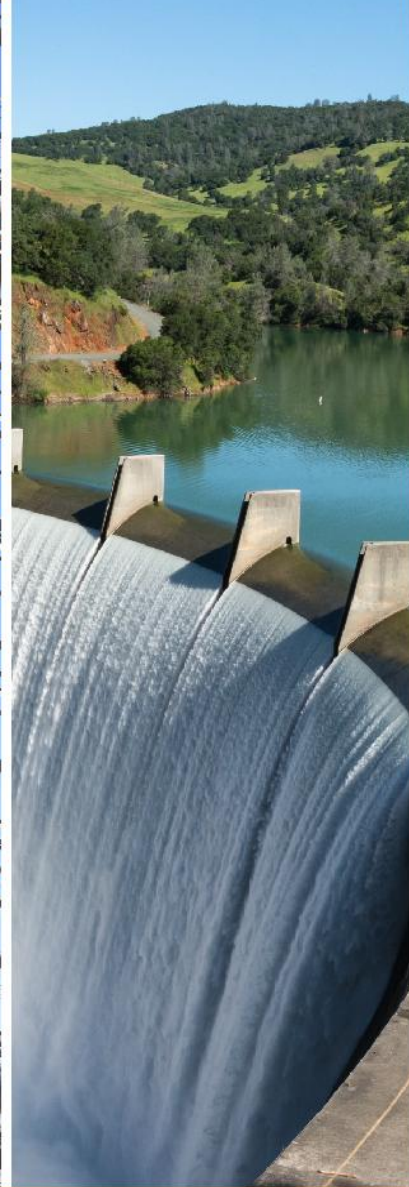
Tabla 2: Generación de energía mensual prevista para el año 2026 en el MEO

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
BIOMASA													
CAHSA	5.67	6.69	7.56	7.22	4.16	-	-	-	-	-	-	-	31.30
ECOPALSA	0.01	0.02	0.07	0.11	0.03	0.03	0.18	0.18	0.16	0.07	0.04	0.05	0.95
IHSA	2.34	3.00	3.58	3.26	1.76	0.12	-	-	-	-	-	0.33	14.40
CELSUR MEO	7.91	8.18	9.56	8.61	10.01	9.54	7.65	1.24	9.15	5.70	9.98	9.58	97.11
TOTAL BIOMASA	15.93	17.89	20.77	19.20	15.96	9.69	7.84	1.42	9.31	5.77	10.02	9.96	143.76
ALMACENAMIENTO													
AMARATECA	-	1.22	8.18	7.72	8.72	7.18	7.53	8.38	8.06	7.47	5.07	3.66	73.22
TOTAL ALMACENAMIENTO	-	1.22	8.18	7.72	8.72	7.18	7.53	8.38	8.06	7.47	5.07	3.66	73.22
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
EL CAJÓN*	161.66	102.51	156.47	158.15	154.95	139.77	138.88	133.39	121.72	111.01	53.96	58.40	1,490.87
CAÑAVERAL*	5.38	9.07	8.92	7.51	7.23	0.09	1.26	6.94	6.28	8.04	7.61	4.19	72.54
PATUCA*	3.30	-	-	2.49	31.26	28.63	35.83	36.55	34.60	38.79	30.45	21.70	263.60
TOTAL HIDRO DE EMBALSE	170.34	111.58	165.39	168.15	193.44	168.49	175.97	176.88	162.61	157.84	92.02	84.30	1,827.01
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
RIO LINDO*	17.75	17.90	28.17	25.91	25.57	9.43	12.15	15.24	15.11	17.48	21.31	23.13	229.15
TOTAL HIDRO EMPUNTABLES	17.75	17.90	28.17	25.91	25.57	9.43	12.15	15.24	15.11	17.48	21.31	23.13	229.15
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
RIO BLANCO	3.24	2.68	2.55	2.16	1.49	1.86	2.85	3.33	3.51	3.46	3.54	3.64	34.30
CECECAPA	0.93	0.62	0.50	0.37	0.50	1.11	1.75	1.96	1.88	1.94	1.33	1.50	14.40
PEÑA BLANCA MEO	0.63	0.45	0.37	0.25	0.04	0.02	0.11	0.29	0.54	0.67	0.69	0.75	4.81
LA GLORIA	3.90	3.00	2.77	2.26	1.33	1.08	0.80	0.56	0.91	2.32	3.65	3.87	26.46
MANGUNGO	1.01	0.85	0.82	0.64	0.49	0.45	0.58	0.83	0.78	0.94	0.94	1.01	9.34
NISPERO I*	1.16	0.48	0.46	0.23	0.16	1.10	3.03	6.85	8.99	7.64	7.66	5.17	42.93
ZACAPA	0.20	0.12	0.13	0.10	0.09	0.18	0.26	0.37	0.36	0.39	0.31	0.31	2.83
SANTA MARIA DEL REAL*	0.17	0.08	-	-	0.00	0.08	0.14	0.07	0.04	0.08	0.13	0.12	0.92
CHURUNE MEO	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.01	0.37	0.80	0.42	0.28	1.87
CISA	1.59	1.23	1.08	1.40	3.73	6.35	5.86	7.38	8.96	8.23	6.82	2.15	54.78
NACAOME	0.24	0.22	0.17	0.15	1.17	4.25	1.46	3.70	6.96	5.91	3.22	0.48	27.93
CUYAMAPA	3.04	2.01	1.78	2.46	5.15	6.38	6.50	7.27	7.28	6.65	4.70	3.59	56.80
BABILONIA MEO	2.52	1.69	1.88	1.39	1.38	1.79	2.02	2.18	2.06	2.28	2.32	2.23	23.75
HIDRO YOJOA MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
TOTAL HIDRO DE PASADA	18.63	13.45	12.51	11.42	15.55	24.65	25.36	34.79	42.65	41.30	35.73	25.09	301.14
GEOTÉRMICAS													
GEOPLATANARES MEO	1.27	1.04	1.24	1.09	1.12	1.22	1.10	0.99	1.01	1.22	1.05	1.17	13.52
TOTAL GEOTÉRMICA	1.27	1.04	1.24	1.09	1.12	1.22	1.10	0.99	1.01	1.22	1.05	1.17	13.52
SOLAR													
CIHESA	4.83	4.41	4.82	4.52	4.51	4.35	6.10	6.18	5.75	4.91	4.28	3.64	58.30
PATUCA SOLAR	4.63	4.18	4.59	4.27	3.92	3.85	4.82	5.41	4.90	3.81	3.52	3.65	51.55
ENERESA	1.73	1.79	2.02	1.94	1.90	1.79	1.85	1.93	1.81	1.72	1.31	1.51	21.31
FRAY LAZARO	0.67	0.62	0.59	0.60	0.60	0.57	0.65	0.66	0.58	0.60	0.56	0.60	7.30
TOTAL SOLAR	11.85	11.00	12.02	11.33	10.94	10.56	13.42	14.18	13.05	11.04	9.67	9.40	138.46
TÉRMICAS													
LAEISZ JUTICALPA	1.55	2.66	4.97	5.44	1.16	0.18	0.06	0.16	0.36	0.20	0.09	0.11	16.96
LA PUERTA*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUFUSSA VALLE	6.35	15.64	25.12	29.18	52.06	33.54	25.74	33.96	34.08	24.74	16.57	7.58	304.56
SANTA FE*	-	0.00	-	0.00	0.08	0.01	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00	-	0.13
RENTAS AMERICAS MEO	0.56	1.15	1.79	1.98	3.71	2.09	1.57	2.00	2.18	1.65	1.14	0.55	20.38
LAEISZ TÉRMICA MERCANTE	-	0.01	-	0.11	2.08	0.13	0.07	0.23	0.46	0.03	0.01	0.00	3.13
PECSA GEN 1	9.36	13.52	16.40	15.76	20.78	17.69	16.75	18.27	17.87	16.19	13.76	12.01	188.36
PECSA (GEN 2 Y GEN 3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELCOSA	2.39	7.60	13.23	16.87	40.09	20.10	14.06	21.64	23.82	13.89	9.12	2.63	185.43
EMCE CHOLOMA	0.67	3.23	5.70	7.74	19.94	8.38	5.44	9.84	10.86	5.60	3.72	0.72	81.84
TÉRMICA VILLANUEVA	0.00	0.28	0.53	1.19	2.88	0.86	0.35	1.16	1.34	0.63	0.31	-	9.53
CEIBA TÉRMICA*	0.05	0.52	0.86	1.37	2.18	0.68	0.51	1.78	1.77	0.85	0.54	0.07	11.20
BECOSA MEO	-	-	21.80	30.67	29.95	27.93	27.50	27.26	28.35	29.35	29.12	21.81	273.75
LAEISZ LA ESPERANZA	-	0.05	0.01	0.26	1.59	0.24	0.11	0.32	0.41	0.11	0.04	0.00	3.14
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	-	0.00	-	0.02	1.27	0.07	0.02	0.08	0.03	0.00	-	0.00	1.49
ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	-	0.06	0.00	0.32	3.25	0.39	0.19	0.52	0.84	0.11	0.05	0.00	5.73
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	0.05	0.14	0.17	0.60	1.53	0.21	0.09	0.99	0.71	0.74	0.50	0.04	5.79
ARRENDAMIENTO LAEISZ NÍSPERO	-	0.02	0.00	0.14	1.03	0.12	0.06	0.14	0.26	0.06	0.02	0.00	1.86
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	0.03	0.64	0.78	1.95	6.31	1.80	0.87	2.18	2.58	1.18	0.73	0.07	19.11
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA MARTA	-	0.13	0.04	0.57	3.00	0.51	0.22	0.67	0.85	0.28	0.09	0.01	6.37
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA ROSA	0.06	0.89	1.16	2.27	6.34	2.06	1.21	2.69	3.18	1.53	0.97	0.09	22.45
ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLA NUEVA	0.03	1.51	1.24	5.22	18.55	4.42	2.08	5.81	7.05	3.03	1.60	0.09	50.63
ENSENADA MEO	0.14	0.53	0.73	1.17	1.93	0.85	0.77	0.38	0.77	0.53	0.27	0.09	8.15
TOTAL TÉRMICA	21.24	48.57	94.54	122.85	219.70	122.27	97.69	130.09	137.80	100.71	78.65	45.87	1,219.97

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													[GWh]
Energía total generación nacional [GWh]	257.01	222.65	342.81	367.67	491.01	353.50	341.06	381.99	389.59	342.85	253.52	202.57	3,946.23
Energía total importación [GWh](oportunidad)	7.91	4.00	6.50	12.17	13.47	12.22	15.33	9.13	11.97	15.92	7.16	4.65	120.43
Energía total MEO [GWh]	264.91	226.65	349.31	379.83	504.48	365.72	356.40	391.12	401.56	358.77	260.68	207.22	4,066.66

*ENEE-Generación



04

COSTO BASE DE GENERACIÓN

Costos Base de Generación

Tal como se mencionó en la sección 2, el CBG se compone del CBE y del CBP, y estos a su vez, se componen de los costos de los contratos que suscribe ENEE-Distribución y de los costos de las compras que realiza esta empresa en el MEO.

4.1. Costo Base de Energía y Costo Base de Potencia

El RTP contempla en su artículo 17 la metodología para determinar estos tipos de costo. De manera general esta metodología se representa mediante la ecuación (1), (2) y (3).

$$CBE_h = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,m,h} * PECTA_{j,m,h}) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,m,h} * PECTB_{j,m,h}) + \sum_{m=1}^{12} CEMEO_{m,h} \quad (1)$$

Donde:

CBE_h es el Costo Base de Energía previsto para el año y por bloque horario h , expresado en USD.

$EPCTA_{j,m,h}$ es la cantidad de energía prevista para el CTA_j para el mes m y bloque horario h , expresada en MWh.

$PECTA_{j,m,h}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) y bloque horario h , expresado en USD/MWh.

$EPCTB_{j,m,h}$ es la energía prevista en el CTB_j para el mes m y bloque horario h , expresado en MWh.

$PECTB_{j,m,h}$ es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para la central j en el mes m y por bloque horario h , expresado en USD/MWh

$CEMEO_{h,m}$ es el costo total para cada bloque horario h de compras de energía en el mercado de oportunidad en el mes m , expresado en USD, donde el costo por bloque horario es la suma del producto entre el costo marginal horario previsto y las compras previstas de energía en esa misma hora para el bloque horario correspondiente (punta, intermedio y valle).

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

El CBP es calculado manera mensual y se representan matemáticamente mediante la ecuación siguiente:

$$CBP = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (QPCTA_{j,m} * PPCTA_{j,m}) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,m} * PP_m) + \sum_{m=1}^{12} (DPF_m * PRP_m) \quad (2)$$

Donde:

CBP es el Costo Base de Potencia previsto para el año, expresado en USD.

$QPCTA_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia para el CTA_j durante el mes m , expresada en MW.

$PPCTA_{j,m}$ es el precio previsto de la potencia para el CTA_j durante el mes m , ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. Este precio es expresado USD/MW.

$QPCTB_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes m , expresada en MW.

PP_m es el precio de la potencia determinado por la CREE para la central j en el mes m , expresado en USD/MW

CPF_m es el desvío de potencia firme durante el mes m , expresado en kW.

PRP_t es el Precio de Referencia de la potencia establecido en la LGIE para el mes m , expresado en USD/kW-mes.

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

Para determinar el CBP_h se multiplicará el CBP por el factor carga de cada bloque horario el cual se define de la siguiente manera

$$FC_h = \frac{PME_h}{P_{MAX}} \quad (3)$$

Donde:

FC_h es el factor de carga estimado para el bloque horario h .

PME_h es la potencia promedio para las horas del bloque h .

P_{MAX} es la potencia máxima estimada del sistema.

Con base en el informe de POLP 2026-2028, en el documento denominado “ANEXO NÚM. 04. REQUERIMIENTO CBG 2026 (actualizado)” presentado por la ENEE en fecha 26 de diciembre de 2025, en los precios y fórmula de indexación establecidos en los contratos de compra de energía y potencia que tiene suscritos y en operación comercial la ENEE, y en las ecuaciones (1), (2) y (3), el Departamento de Tarifas calculó los costos base de energía y potencia y el costo base de generación que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de la ENEE-Distribución. Estos costos son detallados en las tablas siguientes. El detalle mensual del costo de potencia y energía de cada contrato o central son descritos en el anexo del presente informe.

La Tabla 3 presenta los costos mensuales previstos que ENEE-Distribución tendrá que pagar a las centrales por las compras de potencia y energía con las que tiene contrato. Esta tabla solo muestra los costos de los CTA. Es importante mencionar que las compras de potencia realizadas mediante estos contratos no son necesariamente compras de potencia firme, por lo que ENEE-Distribución tendrá que recurrir a los desvíos de potencia firme para cumplir con el

requerimiento de potencia firme que establece el ROM para los Agentes Compradores. El costo medio de generación estimado para el año 2026 para el bloque horario punta, intermedio y valle en los CTA es de 125.83 USD/MWh, 119.95 USD/MWh y 123.87, respectivamente.

Por otro lado, es importante mencionar que para este CBG no se consideran los CTB, ya que, mediante el acuerdo CREE-134-2025, se revocaron los tres contratos previamente vinculados a esta modalidad de contratación.

Tabla 3: Costo de generación previsto para el año 2026 de los CTA

Mes	Bloque Horario	Energía [MWh]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo Medio Total [USD/MWh]
Enero	Punta	214,633.18	24,204,775.24	3,734,610.80	27,939,386.04	130.1727
	Intermedio	262,264.00	29,293,491.94	3,329,844.40	32,623,336.33	124.3912
	Valle	138,390.86	15,671,314.06	2,857,765.00	18,529,079.06	133.8895
Febrero	Punta	220,746.24	24,201,503.41	3,625,399.51	27,826,902.92	126.0583
	Intermedio	257,974.03	27,822,928.39	3,232,469.70	31,055,398.09	120.3819
	Valle	144,142.24	15,360,428.74	2,774,195.32	18,134,624.06	125.8106
Marzo	Punta	232,788.60	25,377,594.11	3,601,678.33	28,979,272.43	124.4875
	Intermedio	269,637.81	28,962,751.57	3,211,319.48	32,174,071.05	119.3233
	Valle	164,912.24	17,540,752.45	2,756,043.62	20,296,796.07	123.0763
Abril	Punta	190,534.81	20,408,339.97	3,522,830.62	23,931,170.59	125.6
	Intermedio	239,673.11	25,147,753.40	3,141,017.48	28,288,770.87	118.0306
	Valle	165,957.47	17,369,013.36	2,695,708.49	20,064,721.85	120.9028
Mayo	Punta	211,100.37	22,455,522.09	3,457,259.60	25,912,781.69	122.751
	Intermedio	271,682.64	28,293,767.92	3,082,553.21	31,376,321.13	115.4889
	Valle	186,299.58	19,152,164.67	2,645,532.83	21,797,697.50	117.0035
Junio	Punta	236,471.56	25,775,086.92	3,620,186.63	29,395,273.55	124.3079
	Intermedio	269,645.30	28,989,267.13	3,227,821.81	32,217,088.94	119.4795
	Valle	160,940.27	17,100,731.34	2,770,206.38	19,870,937.72	123.4678
Julio	Punta	256,582.47	28,498,211.35	3,721,154.69	32,219,366.04	125.5712
	Intermedio	289,822.65	31,879,361.03	3,317,846.70	35,197,207.72	121.444
	Valle	171,291.10	18,719,464.79	2,847,468.24	21,566,933.03	125.9081
Agosto	Punta	230,142.03	25,312,893.77	3,667,402.84	28,980,296.61	125.9235
	Intermedio	287,049.15	31,146,639.28	3,269,920.61	34,416,559.89	119.8978
	Valle	182,089.34	19,572,926.99	2,806,336.74	22,379,263.73	122.9027
Septiembre	Punta	218,737.41	23,910,125.89	3,603,997.99	27,514,123.88	125.7861
	Intermedio	260,654.50	28,033,113.43	3,213,387.73	31,246,501.17	119.8771
	Valle	169,128.73	17,968,353.30	2,757,818.65	20,726,171.95	122.5467
Octubre	Punta	196,178.76	21,463,107.67	3,628,789.45	25,091,897.12	127.9032
	Intermedio	270,820.81	29,220,856.18	3,235,492.23	32,456,348.41	119.8444
	Valle	187,953.29	20,070,092.16	2,776,789.35	22,846,881.50	121.5562
Noviembre	Punta	218,558.61	23,670,398.04	3,674,120.84	27,344,518.88	125.113
	Intermedio	253,778.08	27,207,040.40	3,275,910.49	30,482,950.89	120.1166
	Valle	150,104.76	16,115,834.97	2,811,477.42	18,927,312.40	126.094
Diciembre	Punta	220,649.21	24,293,697.68	3,677,494.01	27,971,191.69	126.7677
	Intermedio	258,821.71	28,073,007.45	3,278,918.07	31,351,925.51	121.1333
	Valle	152,940.56	16,584,218.54	2,814,058.61	19,398,277.15	126.8354
Total	Punta	2,647,123.26	289,571,256.14	43,534,925.31	333,106,181.45	125.837
	Intermedio	3,191,823.78	344,069,978.11	38,816,501.90	382,886,480.01	119.9585
	Valle	1,974,150.44	211,225,295.37	33,313,400.65	244,538,696.02	123.8703

4.1.1. Mercado Eléctrico de Oportunidad

La Tabla 4 presenta los costos mensuales previstos que ENEE-Distribución tendrá que pagar a las centrales por las compras de energía y potencia que realizará tanto en el MEO nacional como regional. El costo medio de generación estimado para el año 2026 en el MEO es de 141.68 USD/MWh en el bloque horario punta, 128.56 USD/MWh en el bloque intermedio y 123.01 USD/MWh en el bloque valle.

Es importante destacar que, en el análisis del CBG presentado por el CND, se identificó un conjunto de centrales del MEO (BECOSA, ENERESA, CELSUR y NACAOME) que no cumplían con los requisitos necesarios para desarrollar actividades de generación ni para participar en transacciones dentro del MEN. A partir de esta situación y siguiendo las recomendaciones legales correspondientes, se solicitó al operador excluir la participación de estas centrales en el CBG. Sin embargo, el operador manifestó en reuniones que no sería técnicamente factible implementar las modificaciones necesarias para las mencionadas centrales, ya que esto generaría ajustes significativos en la POLP. Además, el CND notificó que espera que algunas de estas centrales regularicen su condición actual. Por lo tanto, se utilizarán las proyecciones del CBG 2026 considerando los costos calculados por el CND para estas centrales y se procederá a evaluar los costos asociados en cada ajuste tarifario para verificar su participación adecuada dentro del MEN.

Tabla 4: Costo de generación previsto para el año 2026 en el MEO

Mes	Bloque Horario	Energía [MWh]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo Medio Total
						[USD/MWh]
Enero	Punta	83,948.32	7,924,752.28	3,289,847.43	11,214,599.72	133.5893
	Intermedio	106,858.35	9,675,093.00	2,933,285.59	12,608,378.59	117.9915
	Valle	74,105.30	6,134,241.10	2,517,427.21	8,651,668.31	116.7483
Febrero	Punta	77,787.38	8,742,047.70	3,289,847.43	12,031,895.14	154.6767
	Intermedio	93,477.37	9,528,271.59	2,933,285.59	12,461,557.18	133.3110
	Valle	55,389.74	4,966,694.88	2,517,427.21	7,484,122.09	135.1175
Marzo	Punta	115,667.06	12,338,701.02	3,289,847.43	15,628,548.46	135.1167
	Intermedio	146,810.92	15,219,625.58	2,933,285.59	18,152,911.18	123.6482
	Valle	86,827.98	8,007,681.54	2,517,427.21	10,525,108.76	121.2179
Abril	Punta	116,770.47	13,438,865.25	3,289,847.43	16,728,712.69	143.2615
	Intermedio	157,111.41	17,568,757.20	2,933,285.59	20,502,042.79	130.4937
	Valle	105,952.84	9,885,919.98	2,517,427.21	12,403,347.19	117.0648
Mayo	Punta	160,263.38	22,693,505.89	3,289,847.43	25,983,353.32	162.1291
	Intermedio	216,129.51	29,275,345.40	2,933,285.59	32,208,630.99	149.0247
	Valle	128,089.42	14,122,926.80	2,517,427.21	16,640,354.01	129.9120
Junio	Punta	130,778.09	14,969,786.03	3,259,179.89	18,228,965.92	139.3885
	Intermedio	150,320.32	16,284,294.23	2,905,941.87	19,190,236.10	127.6623
	Valle	84,617.25	8,205,038.02	2,493,960.07	10,698,998.09	126.4399
Julio	Punta	126,268.38	13,157,931.76	3,237,600.25	16,395,532.02	129.8467
	Intermedio	147,182.53	14,800,955.87	2,886,701.09	17,687,656.96	120.1750
	Valle	82,946.16	7,627,150.83	2,477,447.10	10,104,597.93	121.8212
Agosto	Punta	130,395.64	15,162,310.97	3,237,600.25	18,399,911.23	141.1083
	Intermedio	168,067.31	18,665,902.90	2,886,701.09	21,552,603.99	128.2379
	Valle	92,657.81	8,824,376.66	2,477,447.10	11,301,823.76	121.9738
Septiembre	Punta	136,118.70	16,280,224.53	3,237,600.25	19,517,824.79	143.3883
	Intermedio	168,187.77	19,315,069.46	2,886,701.09	22,201,770.55	132.0059
	Valle	97,256.32	9,509,801.72	2,477,447.10	11,987,248.81	123.2542
Octubre	Punta	106,067.55	11,026,589.08	3,237,600.25	14,264,189.34	134.4821
	Intermedio	151,283.33	15,133,394.28	2,886,701.09	18,020,095.37	119.1149

Mes	Bloque Horario	Energía [MWh]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo Medio Total
						[USD/MWh]
Noviembre	Valle	101,419.13	8,999,385.31	2,477,447.10	11,476,832.41	113.1624
	Punta	90,407.44	9,278,170.83	3,237,600.25	12,515,771.09	138.4374
	Intermedio	105,338.57	10,035,068.35	2,886,701.09	12,921,769.44	122.6689
	Valle	64,938.72	5,536,006.42	2,477,447.10	8,013,453.52	123.4002
Diciembre	Punta	68,586.84	6,109,667.01	3,259,179.89	9,368,846.90	136.5983
	Intermedio	85,170.82	7,611,192.89	2,905,941.87	10,517,134.76	123.4828
	Valle	53,463.56	4,629,704.83	2,493,960.07	7,123,664.91	133.2434
Total	Punta	1,343,059.26	151,122,552.38	39,155,598.22	190,278,150.60	141.6752
	Intermedio	1,695,938.21	183,112,970.74	34,911,817.16	218,024,787.90	128.5570
	Valle	1,027,664.24	96,448,928.10	29,962,291.69	126,411,219.80	123.0083

4.1.2. Arrendamientos

La ENEE actualmente opera ocho centrales bajo la modalidad de arrendamiento. Estas centrales participan en el Mercado Eléctrico Nacional de acuerdo con los contratos de arrendamientos vigentes, específicamente participan en el segmento del Mercado Eléctrico de Oportunidad.

En función de lo anterior, la Dirección de Asesoría Jurídica, mediante opinión legal DAJ-OL-028-2025, recomendó incorporar dentro del CBG los costos asociados de las ocho centrales de arrendamiento, tomando como base la información proporcionada por el Centro CND. A continuación, se detallan los costos estimados para el año 2026 correspondientes a estas centrales.

Tabla 5: Centrales de arrendamiento de la ENEE

Central	Energía Anual [GWh]	Costo base de Energía [USD]	Costo Base de Potencia [USD]	Costo Base de Generación [USD]
Arrendamiento Brassavola	1.49	258,535.96	13,798,999.20	14,057,535.16
Arrendamiento El Progreso	5.73	929,900.62	2,992,224.00	3,922,124.62
Arrendamiento Laeisz Danlí	5.79	1,049,898.26	1,046,224.80	2,096,123.06
Arrendamiento Laeisz Nispero	1.86	301,723.82	1,065,189.60	1,366,913.42
Arrendamiento Laeisz San Isidro	19.11	2,802,445.44	1,835,371.20	4,637,816.64
Arrendamiento Laeisz Santa Marta	6.37	1,003,908.48	1,982,875.20	2,986,783.68
Arrendamiento Laeisz Santa Rosa	22.45	3,233,454.09	2,087,181.60	5,320,635.69
Arrendamiento Laeisz Villanueva	50.63	7,675,081.81	8,944,010.40	16,619,092.21
Total	113.42	17,254,948.49	33,752,076.00	51,007,024.49

4.2. Costo Base de Generación 2026

Finalmente, en esta sección se presentan los resultados del CBG previsto para el año 2026. Estos costos son los que se incorporarán a la tarifa de usuario final del próximo año y se ajustarán de manera trimestral tal como lo establece la LGIE y el RTP. El costo medio de generación previsto para el año 2026 en el CBG es de 131.17 USD/MWh en el bloque horario punta, 122.94 USD/MWh en el bloque intermedio y 123.58 USD/MWh en el bloque valle.

De manera general, se espera que para el año 2026 ENEE-Distribución tenga un costo total de generación de USD 1,495,245,515.79 y que tenga un costo medio de generación de 125.87 USD/MWh.

Al comparar los datos mostrados en la Tabla 6 con los presentados por la ENEE mediante el informe del Costo Base de Generación previsto para el año 2026, se concluye que los cálculos presentados por el ENEE son iguales a los cálculos realizados por el Departamento de Tarifas y por lo tanto cumplen con los requerimientos de cálculo³ establecidos por la CREE.

Tabla 6: Costo Base de Generación para el año 2026

Mes	Bloque Horario	Energía MWh	Costo Base Energía USD	Costo Base Potencia USD	Costo Base Generación USD	Costo Medio Generación USD/MWh
Enero	Punta	298,581.50	32,129,527.53	7,024,458.23	39,153,985.76	131.1333
	Intermedio	369,122.34	38,968,584.94	6,263,129.99	45,231,714.92	122.5385
	Valle	212,496.16	21,805,555.16	5,375,192.21	27,180,747.37	127.9117
Febrero	Punta	298,533.62	32,943,551.12	6,915,246.94	39,858,798.06	133.5153
	Intermedio	351,451.40	37,351,199.98	6,165,755.29	43,516,955.27	123.8207
	Valle	199,531.98	20,327,123.61	5,291,622.54	25,618,746.15	128.3942
Marzo	Punta	348,455.66	37,716,295.13	6,891,525.76	44,607,820.89	128.0158
	Intermedio	416,448.74	44,182,377.16	6,144,605.07	50,326,982.23	120.8480
	Valle	251,740.22	25,548,433.99	5,273,470.83	30,821,904.83	122.4354
Abril	Punta	307,305.28	33,847,205.22	6,812,678.05	40,659,883.27	132.3110
	Intermedio	396,784.52	42,716,510.60	6,074,303.07	48,790,813.67	122.9655
	Valle	271,910.31	27,254,933.34	5,213,135.70	32,468,069.04	119.4073
Mayo	Punta	371,363.76	45,149,027.98	6,747,107.04	51,896,135.01	139.7447
	Intermedio	487,812.15	57,569,113.32	6,015,838.81	63,584,952.13	130.3472
	Valle	314,389.00	33,275,091.47	5,162,960.04	38,438,051.51	122.2627
Junio	Punta	367,249.66	40,744,872.95	6,879,366.53	47,624,239.47	129.6781
	Intermedio	419,965.62	45,273,561.36	6,133,763.68	51,407,325.04	122.4084
	Valle	245,557.52	25,305,769.36	5,264,166.45	30,569,935.81	124.4920
Julio	Punta	382,850.85	41,656,143.11	6,958,754.95	48,614,898.06	126.9813
	Intermedio	437,005.17	46,680,316.89	6,204,547.79	52,884,864.68	121.0166
	Valle	254,237.27	26,346,615.62	5,324,915.34	31,671,530.96	124.5747
Agosto	Punta	360,537.68	40,475,204.74	6,905,003.10	47,380,207.84	131.4154
	Intermedio	455,116.46	49,812,542.18	6,156,621.70	55,969,163.88	122.9777
	Valle	274,747.15	28,397,303.65	5,283,783.84	33,681,087.48	122.5894
Septiembre	Punta	354,856.11	40,190,350.42	6,841,598.25	47,031,948.67	132.5381
	Intermedio	428,842.27	47,348,182.90	6,100,088.82	53,448,271.72	124.6339
	Valle	266,385.05	27,478,155.01	5,235,265.75	32,713,420.76	122.8050
Octubre	Punta	302,246.31	32,489,696.75	6,866,389.70	39,356,086.45	130.2120
	Intermedio	422,104.14	44,354,250.46	6,122,193.32	50,476,443.78	119.5829
	Valle	289,372.42	29,069,477.47	5,254,236.44	34,323,713.92	118.6143
Noviembre	Punta	308,966.05	32,948,568.87	6,911,721.10	39,860,289.97	129.0119
	Intermedio	359,116.64	37,242,108.75	6,162,611.58	43,404,720.33	120.8652
	Valle	215,043.48	21,651,841.40	5,288,924.52	26,940,765.92	125.2805
Diciembre	Punta	289,236.05	30,403,364.69	6,936,673.90	37,340,038.60	129.0988
	Intermedio	343,992.53	35,684,200.33	6,184,859.94	41,869,060.27	121.7150
	Valle	206,404.12	21,213,923.37	5,308,018.68	26,521,942.06	128.4952
Total Anual	Punta	3,990,182.53	440,693,808.52	82,690,523.54	523,384,332.05	131.1680
	Intermedio	4,887,761.99	527,182,948.85	73,728,319.06	600,911,267.92	122.9420
	Valle	3,001,814.68	307,674,223.47	63,275,692.34	370,949,915.82	123.5752

Para analizar cómo las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica influyen en el CBG, el cual se incluirá en el cálculo de las tarifas destinadas a los usuarios finales de ENEE-Distribución, la Tabla 7 detalla los costos medios por tipo de tecnología. Estos costos se desglosan por bloque horario.

³ Todos los requerimientos solicitados por la CREE se encuentran en el expediente denominado “CBG2026”

Tabla 7: Costos de generación por tipo de mercado y tipo de tecnología

Bloque	Tecnología	Energía [MWh]	Potencia [kW]	Costo Base de Potencia [USD]	Costo Base de Energía [USD]	Costo Base de Generación [USD]	Costo Medio de Generación [USD/MWh]
Punta	Térmica	1,825,590.32	5,328,011.91	56,728,728.23	187,544,956.77	244,273,685.00	133.8053
	Hidroeléctrica	1,074,565.40	2,296,771.56	20,153,025.40	123,740,314.85	143,893,340.25	133.9084
	Biomasa	105,250.17	148,688.61	1,304,096.11	12,650,943.08	13,955,039.20	132.5892
	Eólica	175,869.56	181,830.72	1,578,290.66	24,437,529.30	26,015,819.96	147.9268
	Solar FV	621,674.92	105,299.34	936,260.21	75,555,674.33	76,491,934.54	123.0417
	Geotérmica	96,381.22	160,341.55	1,436,147.06	11,143,723.25	12,579,870.31	130.5220
	Almacenamiento	40,267.11	-	-	-	-	-
	MER	50,583.84	60,799.35	553,975.86	5,620,666.94	6,174,642.79	122.0675
	Total	3,990,182.53	8,281,743.05	82,690,523.54	440,693,808.52	523,384,332.05	131.1680
Intermedio	Térmica	2,357,906.23	4,750,548.73	50,580,327.66	235,789,895.62	286,370,223.28	121.4511
	Hidroeléctrica	1,464,251.96	2,047,841.75	17,968,790.41	163,473,145.87	181,441,936.28	123.9144
	Biomasa	146,090.61	132,573.37	1,162,754.94	17,243,918.19	18,406,673.13	125.9949
	Eólica	294,494.83	162,123.46	1,407,231.60	40,898,435.25	42,305,666.85	143.6550
	Solar FV	374,421.16	93,886.74	834,786.00	45,096,362.98	45,931,148.98	122.6724
	Geotérmica	132,809.07	142,963.34	1,280,493.87	15,320,999.03	16,601,492.90	125.0027
	Almacenamiento	32,812.66	-	-	-	-	-
	MER	84,975.47	54,209.77	493,934.58	9,360,191.91	9,854,126.49	115.9644
	Total	4,887,761.99	7,384,147.15	73,728,319.06	527,182,948.85	600,911,267.92	122.9420
Valle	Térmica	1,345,181.98	4,077,052.94	43,409,442.84	125,511,743.50	168,921,186.33	125.5750
	Hidroeléctrica	976,295.02	1,757,514.70	15,421,315.29	99,375,057.31	114,796,372.60	117.5837
	Biomasa	104,303.07	113,778.15	997,908.60	11,751,468.52	12,749,377.12	122.2340
	Eólica	234,468.73	139,138.86	1,207,725.27	32,548,614.49	33,756,339.76	143.9695
	Solar FV	142,725.93	80,576.21	716,436.55	17,098,873.29	17,815,309.83	124.8218
	Geotérmica	95,312.62	122,695.11	1,098,955.42	10,942,045.47	12,041,000.90	126.3317
	Almacenamiento	136.66	-	-	-	-	-
	MER	103,390.67	46,524.33	423,908.38	10,446,420.89	10,870,329.27	105.1384
	Total	3,001,814.68	6,337,280.29	63,275,692.34	307,674,223.47	370,949,915.82	123.5752

A continuación, se presenta de manera gráfica el porcentaje de participación por trimestre que tendrán estas tecnologías en la generación de energía eléctrica y en el CBG.

Por otro lado, las figuras 4 y 5 se presentan de forma visual los costos de generación mensual y los costos promedio de generación previstos para el año 2026, respectivamente. En estos se puede apreciar que, para mayo de 2026, la empresa distribuidora enfrentará el costo de generación más elevado.

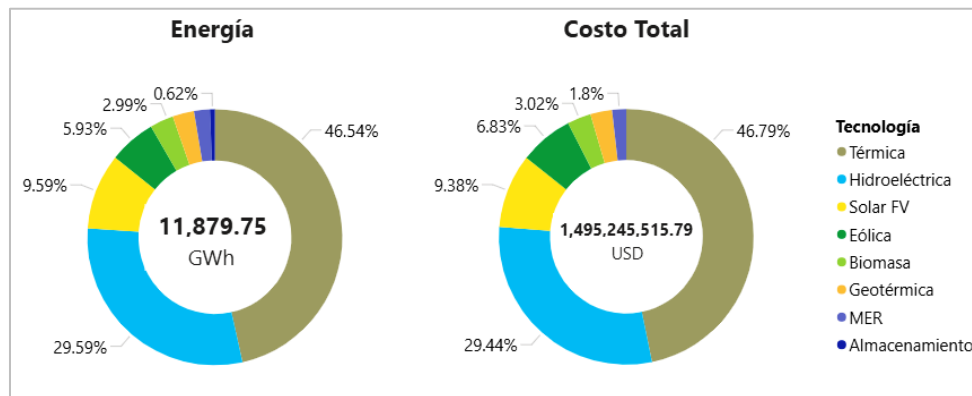


Fig. 3: Participación de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica en los costos de generación

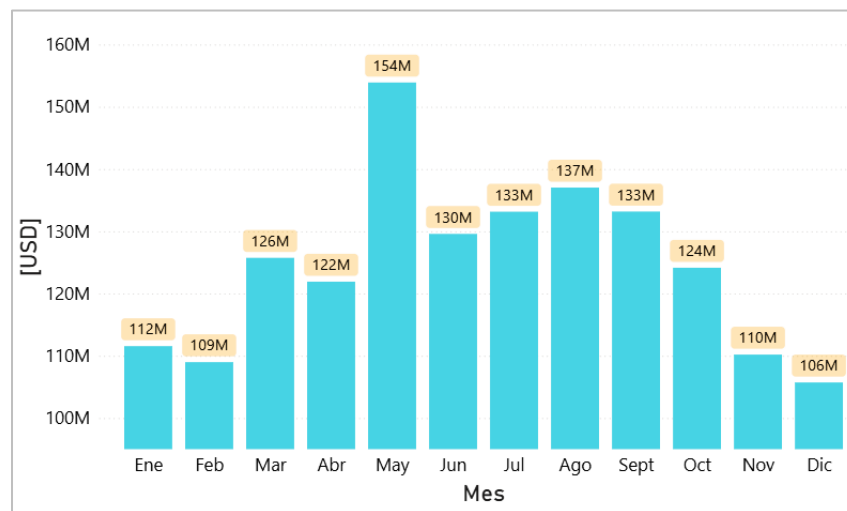


Fig. 4: Estimación del Costo Base de Generación Mensual 2026

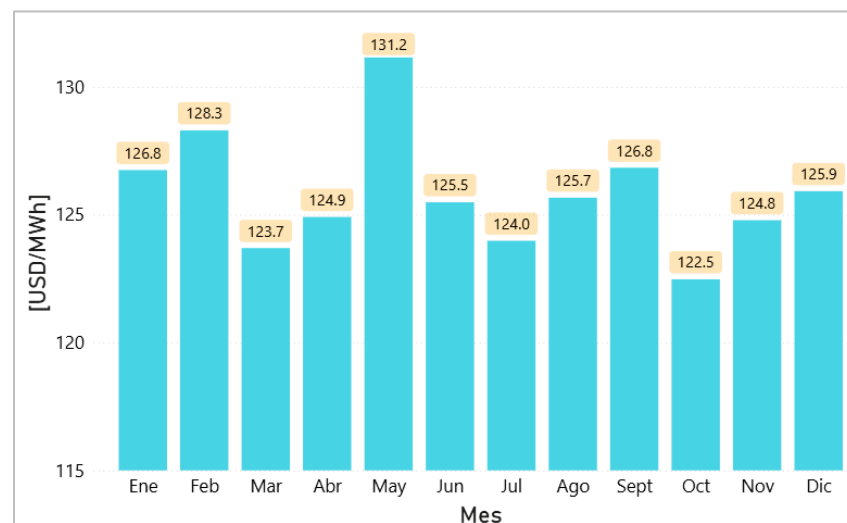


Fig. 5: Estimación del Costo Medio de Generación Mensual



05

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y recomendaciones

Una vez descritos, analizados y revisados los resultados del Costo Base de Generación 2026 que presentó la ENEE, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. Conclusiones

Sobre la base de la revisión y análisis técnico que realizó la CREE al informe del Costo Base de Generación 2026 que presentó la ENEE y a las memorias de cálculo con las que acompañó dicho informe, se concluye que los cálculos presentados por la ENEE cumplen con los requerimientos de cálculo establecidos por la CREE y por lo tanto se debe aprobar dicho costo. De manera general es importante indicar lo siguiente:

- El costo de generación previsto para el año 2026 de ENEE-Distribución asciende a USD 1,495,245,515.79. Este costo es un 7.25% más bajo con respecto al aprobado para el año 2025.
- La generación prevista para ENEE- Distribución en el año 2026 es de 11,879.76 GWh y se divide en Mercados de contratos con 7,813.10 GWh (65.77%) y Mercado Eléctrico de Oportunidad con 4,066.66 GWh (34.23%).
- Se espera que para el 2026 la participación en generación por tipo de tecnología o mercado sea: térmica convencional con 5,528.68 GWh (46.54%), hidroeléctrica con 3,515.11 GWh (29.59%), solar fotovoltaica 1,138.82 GWh (9.59%), eólica 704.83 GWh (5.93%), biomasa 355.64 GWh (2.99%), geotérmica 324.50 GWh (2.73%), compras en el MER 238.95 GWh (2.01%) y Almacenamiento 73.22 GWh (0.62%).

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda al Directorio de Comisionados que solicite al CND que publique el informe del costo base de generación en su página web conforme con lo establecido en la sección 9.5 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y el artículo 16 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.
- Por otro lado, este departamento recomienda al Directorio de Comisionados aprobar el Costo Base de Generación 2026 que presentó la ENEE en fecha 26 de diciembre de 2025, el cual contempla un costo medio de generación de 125.86 USD/MWh, desglosado en 131.17 USD/MWh en el bloque horario punta, 122.94 USD/MWh en el bloque intermedio y 123.58 USD/MWh en el bloque valle. Lo anterior sin perjuicio de las fiscalizaciones que deberán realizarse para garantizar que en los ajustes trimestrales se trasladen únicamente los costos reales de las centrales que estén debidamente habilitadas para realizar la actividad de generación y autorizadas para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional.



ANEXOS

Anexos

En esta sección se presentan el detalle mensual del costo de potencia y energía previsto para el año 2026 de cada central o contrato por tipo de mercado.

A.1 Mercado de contratos: costo mensual de la energía por contrato

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
085-2010	2,617.84	1,688.05	2,621.76	2,689.95	2,725.02	2,519.74	2,486.38	2,400.37	2,173.74	1,948.60	959.35	997.99	25,828.78
081-2010	602.01	397.47	295.01	166.27	148.32	299.18	435.20	410.69	298.71	440.10	533.97	634.70	4,661.63
263-2014	1,017.47	728.58	658.21	422.56	292.81	460.11	532.70	543.76	440.40	567.45	913.09	969.43	7,546.58
Total	4,237.32	2,814.09	3,574.97	3,278.78	3,166.15	3,279.03	3,454.28	3,354.81	2,912.85	2,956.16	2,406.40	2,602.12	38,036.99
EÓLICAS													
049-2008	5,951.45	4,904.16	4,119.20	2,064.71	2,069.19	3,012.94	5,223.84	3,224.32	1,468.65	3,027.63	5,143.59	6,280.66	46,490.33
136-2012	3,287.19	2,789.99	2,691.15	1,544.88	1,428.43	2,193.56	3,342.26	2,218.47	1,119.98	1,538.10	2,316.93	3,234.15	27,705.08
131-2012	2,931.80	2,557.88	2,351.05	1,257.68	1,181.83	1,903.68	2,940.01	1,780.56	821.13	1,227.37	1,909.18	2,827.01	23,689.17
Total	12,170.44	10,252.03	9,161.39	4,867.26	4,679.45	7,110.18	11,506.11	7,223.35	3,409.77	5,793.09	9,369.69	12,341.81	97,884.58
BIOMASA													
112-2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
066-2014	787.25	703.43	783.96	756.53	536.88	612.55	718.89	405.68	-	-	435.50	700.24	6,440.91
066-2014	66.60	29.01	36.00	44.59	32.08	0.14	15.84	-	-	-	8.74	101.69	334.68
066-2014	-	-	-	-	0.02	-	-	-	-	-	-	0.59	0.60
124-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
054-2012	2,309.57	862.45	1,079.91	920.51	1,225.01	886.35	2,134.40	778.59	960.92	606.68	629.04	2,443.93	14,837.37
036-2010	25.61	22.10	24.92	13.40	105.58	122.27	85.91	152.15	82.09	16.10	16.42	21.31	687.85
004-2013	640.10	587.31	624.10	645.53	622.00	288.14	5.42	-	-	-	0.48	324.77	3,737.85
039-2011	2.98	4.56	2.34	2.02	3.09	6.03	6.37	5.56	8.17	5.43	4.26	1.09	51.91
040-2011	64.60	59.20	63.65	65.31	84.62	84.11	69.26	59.70	56.04	46.26	23.01	10.36	686.13
Total	3,896.71	2,268.07	2,614.87	2,447.88	2,609.28	1,999.59	3,036.10	1,401.68	1,107.23	674.48	1,117.45	3,603.98	26,777.30
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
068-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
119-2010	407.03	292.26	266.19	204.42	225.59	321.83	383.65	416.50	326.73	376.34	401.21	385.12	4,006.86
069-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
075-2010	72.73	52.23	44.83	42.71	27.71	28.10	13.55	17.22	10.57	41.77	65.29	81.14	497.86

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
065-2010	684.50	509.31	378.90	330.67	400.59	839.18	898.24	888.61	929.18	973.14	839.04	828.02	8,499.39
062-2010	409.02	257.51	178.87	60.84	98.41	303.57	366.39	411.54	502.16	516.42	505.84	519.41	4,130.00
226-2013	229.56	169.56	151.73	83.81	134.29	196.39	215.15	219.26	184.61	241.92	224.39	263.84	2,314.51
083-2014	336.71	271.28	266.50	223.29	184.51	168.81	216.41	259.08	279.54	290.75	341.40	364.18	3,202.46
005-2013	167.51	104.24	80.40	85.21	125.53	331.03	312.98	380.12	622.31	500.92	550.55	362.58	3,623.38
157-2012	150.64	125.92	116.47	82.05	68.87	66.21	111.03	129.93	137.14	154.52	157.86	152.07	1,452.70
056-2010	30.15	21.02	19.51	15.30	12.88	21.56	30.72	27.29	21.19	21.11	32.22	38.85	291.80
058-2010	600.61	498.23	452.00	330.96	218.15	213.34	292.89	446.69	398.41	548.08	555.70	641.78	5,196.85
067-2010	169.22	109.20	83.63	97.19	193.34	426.34	376.45	572.25	612.61	604.67	501.28	325.56	4,071.73
050-2010	124.90	96.50	96.07	67.72	90.24	113.94	155.73	159.16	189.34	196.29	160.37	139.18	1,589.45
070-2010	24.14	6.67	5.69	38.44	6.71	25.87	54.51	53.90	53.77	76.78	72.53	12.12	431.14
185-2014	360.39	269.62	299.80	171.44	114.80	51.55	3.99	6.56	5.18	99.53	261.52	364.91	2,009.28
024-2013	5.53	0.37	7.10	0.14	-	0.04	-	57.56	43.05	38.58	18.90	7.40	178.67
054-2010	44.13	30.86	24.60	23.64	29.87	52.02	56.18	62.21	80.25	68.04	60.41	66.40	598.61
084-2014	79.71	67.00	70.96	60.56	56.18	54.72	56.01	55.93	67.75	76.71	75.14	73.97	794.62
167-2014	123.76	106.47	111.18	64.67	47.91	49.73	55.70	55.08	62.32	112.36	139.46	108.72	1,037.36
082-2011	244.29	165.16	97.62	27.13	47.37	259.29	217.13	84.85	59.47	82.37	116.20	185.12	1,586.00
078-2010	347.43	235.62	185.06	125.30	187.49	456.72	505.79	614.80	694.32	679.66	618.58	570.83	5,221.59
046-2010	30.92	32.90	32.68	26.47	27.49	50.56	39.07	62.31	83.15	73.46	82.66	31.06	572.72
115-2014	238.56	213.84	259.88	139.65	103.56	105.52	83.65	87.98	169.99	303.86	400.17	341.46	2,448.12
045-2011	229.41	169.26	151.59	123.45	161.30	236.65	223.02	260.83	340.37	358.50	344.07	337.56	2,936.03
232-2013	96.43	87.09	96.43	93.31	88.20	85.23	95.66	96.41	93.32	96.43	93.32	97.58	1,119.39
57-2010	68.19	34.35	14.02	16.16	38.67	126.97	183.84	167.57	175.70	144.49	131.29	123.46	1,224.72
060-2010	429.91	355.92	333.09	273.09	122.50	211.38	276.95	374.17	363.61	420.16	460.81	495.14	4,116.72
103-2014	7.70	4.63	5.10	2.99	15.26	34.68	29.78	63.43	84.06	72.19	47.82	15.96	383.60
054-2011	205.33	175.31	188.19	165.30	119.28	113.79	118.21	122.00	131.52	170.28	171.46	163.86	1,844.54
055-2011	110.20	85.74	79.89	43.71	29.55	37.45	50.22	56.62	63.81	78.93	76.65	82.76	795.52
063-2011	601.17	511.26	321.35	257.17	251.87	272.53	292.98	477.00	440.90	554.45	579.62	573.60	5,133.90
Total	6,629.79	5,059.31	4,419.35	3,276.79	3,228.13	5,255.00	5,715.90	6,686.84	7,226.31	7,972.70	8,085.75	7,753.63	71,309.51

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
026-2014	2,594.73	1,412.38	1,322.11	1,174.22	3,095.80	3,704.01	3,732.83	3,334.79	4,970.93	4,854.45	3,496.53	2,128.57	35,821.36
SOLAR													
014-2014	1,246.16	1,172.48	1,266.28	1,173.30	1,114.20	1,056.91	1,157.45	1,189.95	1,114.22	1,124.98	1,020.15	1,074.77	13,710.84
009-2014	420.95	407.62	445.59	397.73	372.97	351.42	379.54	382.59	371.30	379.31	342.45	384.45	4,635.91
019-2014	246.61	236.28	253.14	226.37	222.61	209.01	225.83	214.63	219.98	220.98	206.50	230.45	2,712.40
013-2014	1,251.48	1,179.49	1,278.25	1,171.93	1,110.06	1,053.20	1,165.27	1,198.09	1,133.18	1,139.46	1,026.52	1,080.02	13,786.95
002-2014	507.83	501.26	547.19	462.71	421.76	428.92	462.71	468.96	435.89	452.35	394.54	447.22	5,531.35
002-2014	697.04	675.87	780.60	708.55	689.53	651.40	715.46	709.47	605.88	565.16	518.88	508.89	7,826.74
003-2014	868.02	853.89	952.26	868.56	847.58	808.05	847.97	856.04	805.61	805.39	721.73	743.81	9,978.93
004-2014	273.80	292.77	330.98	314.47	305.76	288.12	296.29	312.96	289.71	270.95	198.17	235.17	3,409.16
023-2014	224.57	223.14	251.58	235.69	219.48	206.66	223.97	221.63	200.84	191.42	186.75	197.97	2,583.70
020-2014	123.78	128.74	141.57	131.24	123.28	118.15	129.38	121.02	118.35	110.33	105.61	110.96	1,462.41
018-2014	208.85	214.59	242.10	221.89	209.44	196.38	215.88	211.93	188.73	185.68	173.55	187.32	2,456.34
032-2014	711.66	710.62	797.47	728.43	684.99	678.92	705.55	712.95	648.53	620.21	595.13	635.25	8,229.71
015-2014	396.37	399.42	448.09	411.94	391.39	375.10	396.05	404.34	366.86	352.30	324.62	356.58	4,623.05
012-2014	222.25	207.85	220.32	198.02	187.75	177.26	191.47	197.20	184.56	186.44	151.80	201.06	2,325.99
006-2014	821.09	832.91	948.81	847.51	792.68	760.75	837.28	840.73	768.54	744.86	666.78	720.60	9,582.55
031-2014	575.90	578.00	653.46	595.73	557.51	552.18	583.57	595.88	537.85	521.26	482.44	521.92	6,755.71
010-2014	1,117.17	1,117.69	1,239.02	1,147.50	1,071.57	1,063.69	1,101.26	1,114.73	1,028.41	978.94	865.92	937.60	12,783.51
007-2014	398.09	393.70	441.63	404.23	379.31	374.77	386.47	399.98	359.89	348.57	325.81	355.06	4,567.52
008-2014	577.51	574.64	635.24	588.16	551.51	539.46	558.46	575.09	513.48	497.81	462.55	497.40	6,571.32
Total	10,889.15	10,700.96	11,873.58	10,833.99	10,253.39	9,890.36	10,579.89	10,728.17	9,891.80	9,696.40	8,769.90	9,426.52	123,534.11
GEOTÉRMICAS													
086-2010	3,052.90	2,757.46	3,052.91	2,958.07	3,056.67	2,961.71	3,060.43	3,064.20	2,968.99	3,067.96	2,972.63	3,075.47	36,049.40
Total	3,052.90	2,757.46	3,052.91	2,958.07	3,056.67	2,961.71	3,060.43	3,064.20	2,968.99	3,067.96	2,972.63	3,075.47	36,049.40
TÉRMICAS													
004-2018	13,049.24	12,607.58	14,074.52	13,120.27	13,876.64	13,774.19	14,437.72	14,547.03	13,858.89	14,225.82	13,171.43	13,554.73	164,298.04
013-2018	1,103.67	2,215.37	2,859.76	2,762.64	2,924.11	2,869.77	2,978.56	3,002.29	2,812.61	2,652.26	1,825.29	1,327.95	29,334.26
027-2014	1,906.23	2,909.31	1,007.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,822.60
012-2018	335.75	950.33	1,596.50	1,537.66	1,925.76	1,669.69	1,564.28	1,794.75	1,580.88	1,263.99	782.04	410.33	15,411.95

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
083-2010	25.13	328.89	495.54	598.97	685.50	715.07	708.99	706.74	658.07	551.33	432.43	315.37	6,222.04
011-2018	260.87	654.65	1,165.15	1,283.47	1,864.54	1,295.80	1,037.24	1,328.08	1,198.08	848.02	504.26	250.51	11,690.65
049-2018	682.19	1,363.54	1,762.23	1,858.40	2,557.19	2,149.03	1,845.72	2,213.07	2,206.85	1,889.07	1,407.55	937.78	20,872.62
011-2018-2	11.51	30.06	43.32	72.94	145.66	76.37	54.43	35.09	76.56	48.94	19.79	8.60	623.26
012-2018-2	12.41	37.27	66.12	87.24	157.91	84.93	59.31	60.11	82.97	52.00	25.10	10.36	735.73
013-2018-3	21.95	60.16	108.96	138.65	248.03	134.66	96.47	123.63	129.89	81.90	47.93	18.66	1,210.88
071-2018	7,318.92	10,304.66	12,138.89	12,292.15	14,964.83	13,972.88	13,737.95	14,808.63	13,172.43	12,432.51	10,881.61	9,722.13	145,747.59
Total	24,727.85	31,461.81	35,318.04	33,752.39	39,350.18	36,742.38	36,520.68	38,619.41	35,777.22	34,045.82	29,097.42	26,556.42	401,969.63
Costo total mercado de contratos kUSD	68,198.89	66,726.13	71,337.23	62,589.38	69,439.05	70,942.26	77,606.22	74,413.25	68,265.09	69,061.06	65,315.79	67,488.53	831,382.88
Importación (HIDRO XACBAL) USD	970.69	658.73	543.87	335.73	462.40	922.83	1,490.82	1,619.21	1,646.50	1,692.99	1,677.48	1,462.40	13,483.65
Costo total mercado contrato kUSD	69,169.58	67,384.86	71,881.10	62,925.11	69,901.45	71,865.09	79,097.04	76,032.46	69,911.59	70,754.06	66,993.27	68,950.92	844,866.53

A.2 Mercado de contratos: costo mensual de la potencia por contrato

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
085-2010	312.41	305.99	319.30	325.13	290.46	298.86	274.99	285.97	268.38	259.72	168.31	127.55	3,237.07
081-2010	89.84	77.70	60.19	43.11	35.87	67.92	85.50	82.05	74.18	86.17	94.20	98.85	895.57
263-2014	110.46	97.42	91.48	80.11	60.56	72.26	68.77	71.54	71.56	74.35	121.49	108.41	1,028.41
Total	512.71	481.11	470.97	448.35	386.89	439.03	429.27	439.56	414.12	420.23	383.99	334.81	5,161.05
EÓLICAS													
049-2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
136-2012	251.64	236.46	206.01	122.20	109.35	173.52	255.85	169.83	88.59	117.74	183.27	247.58	2,162.03
131-2012	246.49	238.10	197.66	109.26	99.36	165.39	247.18	149.70	71.34	103.19	165.86	237.68	2,031.22
Total	498.13	474.55	403.67	231.47	208.71	338.90	503.03	319.53	159.93	220.93	349.14	485.26	4,193.25
BIOMASA													
112-2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
066-2014	66.87	65.25	66.32	66.28	45.02	56.52	61.47	36.23	-	-	37.15	3.04	504.16
066-2014	6.91	3.28	3.92	4.49	2.66	0.01	2.03	-	-	-	0.61	9.50	33.41
270-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
124-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
054-2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
036-2010	2.44	2.27	2.31	1.31	9.44	11.54	7.89	13.86	7.67	1.43	1.52	1.99	63.67
004-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
039-2011	0.27	0.47	0.23	0.17	0.25	0.54	0.52	0.46	0.69	0.44	0.37	0.09	4.50
040-2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	76.48	71.27	72.78	72.24	57.37	68.61	71.91	50.55	8.36	1.87	39.65	14.61	605.73
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
068-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
119-2010	43.94	39.32	38.06	35.63	35.09	40.00	40.29	43.99	41.14	41.05	40.39	36.67	475.58
069-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
075-2010	11.33	9.37	7.45	7.04	4.53	3.90	2.39	2.72	2.29	5.32	8.75	10.40	75.50
065-2010	71.66	59.97	40.71	37.58	42.98	89.92	92.30	92.27	98.69	100.09	89.67	86.01	901.85
062-2010	41.64	30.13	18.40	6.64	9.92	30.29	35.78	40.09	52.86	51.41	52.42	50.09	419.68
226-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
083-2014	31.70	27.56	23.79	20.77	17.12	15.65	19.37	23.58	25.91	26.47	32.46	33.00	297.39
005-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
157-2012	13.37	12.87	11.44	9.29	8.02	7.79	10.83	12.03	12.70	13.46	13.85	13.29	138.93
056-2010	1.71	1.32	1.16	1.02	0.78	1.20	1.71	1.51	1.23	1.25	1.76	2.09	16.73
058-2010	64.67	60.02	48.85	36.19	23.51	23.11	30.18	47.62	43.53	61.53	63.46	68.54	571.20
067-2010	19.24	14.07	11.73	13.56	24.25	47.26	40.44	61.40	68.68	63.13	54.57	35.83	454.17
050-2010	14.47	12.23	11.03	7.77	11.12	13.55	17.91	17.77	22.39	22.34	18.96	15.71	185.26
070-2010	2.57	0.74	0.58	3.73	0.61	2.51	5.76	5.17	5.53	8.71	7.46	1.34	44.68
185-2014	31.21	24.59	25.77	14.39	9.54	4.45	0.41	0.55	-	-	-	-	110.91
024-2013	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.19
054-2010	2.34	1.87	1.28	1.31	1.62	2.82	2.95	3.37	4.40	3.65	3.29	3.51	32.41
084-2014	6.76	6.37	6.07	5.25	4.78	4.80	0.66	-	-	-	-	-	34.68
167-2014	13.62	14.45	14.23	10.46	8.36	9.96	11.60	10.89	10.90	13.79	14.06	11.90	144.23
082-2011	13.85	13.34	7.38	2.64	4.16	20.03	15.51	5.43	2.76	5.16	6.07	12.00	108.34
078-2010	70.11	63.09	50.78	38.38	40.75	69.57	77.57	82.17	84.84	79.50	76.63	82.51	815.90
046-2010	4.72	5.26	4.53	3.36	3.81	6.95	6.21	9.83	11.30	10.32	11.68	5.34	83.30
115-2014	27.99	27.68	34.35	28.26	22.91	19.63	17.03	17.05	30.71	36.14	38.38	32.49	332.62
045-2011	19.55	16.93	13.13	10.36	13.41	20.01	19.62	19.97	27.06	28.03	28.07	27.27	243.39
232-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57-2010	5.23	3.11	1.12	1.22	2.96	9.21	14.24	12.98	13.75	10.97	10.51	9.41	94.71
060-2010	45.98	41.45	35.75	29.96	11.81	22.28	27.81	39.64	38.27	44.59	50.73	53.86	442.12
103-2014	3.41	2.34	1.64	1.35	2.63	5.46	5.61	8.27	8.89	9.16	6.85	4.41	60.02
054-2011	20.47	18.84	18.72	16.53	12.40	12.06	12.14	12.19	13.52	17.10	18.99	17.60	190.56

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
055-2011	10.87	9.27	7.67	4.25	3.01	3.87	5.05	5.57	6.48	8.40	8.12	8.61	81.18
063-2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	592.58	516.20	435.63	346.96	320.07	486.28	513.38	576.06	627.81	661.55	657.10	621.91	6,355.52
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
026-2014	476.49	291.95	393.70	476.21	422.74	438.74	446.53	423.07	443.99	455.38	460.47	491.87	5,221.15
SOLAR													
014-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
009-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
019-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
013-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
002-2014	43.36	47.39	46.72	40.83	36.01	37.84	39.51	40.04	29.45	-	-	-	361.15
002-2014	61.18	65.67	68.51	64.26	60.52	59.08	62.79	62.27	54.95	49.60	47.06	44.57	700.46
003-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
004-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
023-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
020-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
018-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
032-2014	61.61	68.11	69.04	65.03	58.50	59.91	60.25	60.88	57.23	52.96	52.52	54.25	720.28
015-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
012-2014	19.49	20.14	19.04	17.90	16.65	14.29	16.49	16.46	16.74	16.30	12.98	17.60	204.08
006-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
031-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
010-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
007-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
008-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	185.64	201.31	203.30	188.01	171.68	171.12	179.04	179.66	158.37	118.87	112.55	116.42	1,985.97
GEOTÉRMICAS													
086-2010	316.81	316.81	316.81	317.31	317.31	317.80	317.80	318.30	318.79	318.79	319.29	319.78	3,815.60
Total	316.81	316.81	316.81	317.31	317.31	317.80	317.80	318.30	318.79	318.79	319.29	319.78	3,815.60
TÉRMICAS													
004-2018	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	32,400.00
013-2018	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	4,320.00
027-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
012-2018	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	190.00	2,280.00
083-2010	2.63	40.58	53.87	68.16	74.33	81.17	79.46	78.13	76.04	64.95	56.71	32.56	708.59
011-2018	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	219.80	2,637.60

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
049-2018	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	5,508.00
011-2018-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
012-2018-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
013-2018-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
071-2018	3,230.35	3,230.35	3,230.35	3,246.79	3,246.79	3,246.79	3,255.70	3,255.70	3,255.70	3,267.35	3,267.35	3,267.35	39,000.55
Total	7,161.77	7,199.72	7,213.02	7,243.75	7,249.92	7,256.77	7,263.96	7,262.63	7,260.54	7,261.09	7,252.86	7,228.71	86,854.75
Costo total mercado de contratos [k USD]	9,820.61	9,552.93	9,509.89	9,324.30	9,134.69	9,517.26	9,724.93	9,569.35	9,391.92	9,458.72	9,575.05	9,613.37	114,193.01
Importación [k USD]	101.61	79.13	59.15	35.25	50.65	100.96	161.54	174.31	183.29	182.35	186.46	157.10	1,471.82
Costo Total mercado de contratos [k USD]	9,922.22	9,632.06	9,569.04	9,359.56	9,185.35	9,618.21	9,886.47	9,743.66	9,575.20	9,641.07	9,761.51	9,770.47	115,664.83

A.3 Mercado de oportunidad: costo mensual de la energía por central

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
BIOMASA													
CAHSA	503.38	654.64	752.74	745.10	506.43	-	-	-	-	-	-	-	3,162.30
ECOPALSA	0.91	1.77	7.41	11.39	3.93	3.66	19.22	20.76	18.44	6.88	3.97	4.57	102.91
IHSA	206.78	292.22	354.81	333.66	221.20	12.80	-	-	-	-	-	29.80	1,451.28
CELSUR MEO	701.47	813.57	1,032.71	964.82	1,303.03	1,022.27	783.88	144.39	1,016.57	560.57	950.80	858.47	10,152.55
CHUMBAGUA MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL BIOMASA	1,412.55	1,762.20	2,147.68	2,054.97	2,034.59	1,038.72	803.10	165.15	1,035.01	567.45	954.76	892.84	14,869.03
ALMACENAMIENTO													
AMARATECA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ALMACENAMIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
EL CAJÓN	14,185.30	9,935.32	15,538.73	16,235.02	19,634.10	14,960.55	14,101.94	14,448.48	13,427.87	10,890.35	5,079.50	5,195.04	153,632.19
CAÑAVERAL	478.06	886.09	878.06	751.03	915.08	10.38	124.89	742.43	679.45	772.37	718.03	370.19	7,326.06
PATUCA	265.63	-	-	304.12	4,313.52	2,965.04	3,094.46	3,383.95	3,483.34	3,164.36	2,512.15	1,997.05	25,483.63
TOTAL HIDRO DE EMBALSE	14,929.00	10,821.41	16,416.79	17,290.17	24,862.70	17,935.97	17,321.29	18,574.86	17,590.67	14,827.09	8,309.68	7,562.27	186,441.87
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
RIO LINDO	1,554.30	1,723.89	2,771.38	2,638.35	3,224.07	1,050.37	1,236.22	1,646.41	1,656.92	1,704.53	2,001.73	2,057.99	23,266.15
TOTAL HIDRO EMPUNTABLES	1,554.30	1,723.89	2,771.38	2,638.35	3,224.07	1,050.37	1,236.22	1,646.41	1,656.92	1,704.53	2,001.73	2,057.99	23,266.15
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
RIO BLANCO	284.71	262.31	252.72	222.80	186.01	190.98	288.77	361.57	386.89	340.74	337.38	324.13	3,438.98
CECECAPA	81.52	61.26	48.95	37.53	64.82	116.24	177.20	213.74	209.22	191.24	125.88	133.45	1,461.07
PEÑA BLANCA MEO	55.51	43.86	36.68	25.54	5.19	2.01	11.27	31.22	59.58	66.52	65.12	67.10	469.59
LA GLORIA	356.53	302.15	283.65	239.09	176.96	118.00	83.84	61.08	100.63	232.89	352.29	352.18	2,659.29
MANGUNGO	92.41	86.39	84.46	68.21	65.80	49.19	60.10	92.93	87.30	94.64	90.59	92.12	964.13

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
NISPERO I	107.74	57.56	56.07	28.66	22.86	118.84	305.07	753.43	994.69	755.98	733.33	460.99	4,395.21
ZACAPA	17.19	12.19	12.63	10.46	11.58	18.81	26.41	40.23	39.92	38.78	30.13	27.70	286.02
SANTA MARIA DEL REAL	20.19	11.06	-	-	0.39	8.11	11.98	6.41	3.83	6.51	10.64	11.11	90.23
CHURUNE MEO	-	-	-	-	-	0.13	0.03	0.78	40.57	79.04	38.44	24.88	183.87
CISA	157.07	155.90	140.24	203.05	551.42	702.41	618.92	833.59	1,000.41	829.70	673.77	205.49	6,071.96
NACAOME	20.73	20.75	15.94	15.51	158.06	451.39	150.47	414.18	765.89	588.94	320.27	42.52	2,964.64
EL CISNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUYAMAPA	276.80	227.78	197.97	309.73	708.66	695.81	672.04	807.33	820.79	672.63	466.05	324.72	6,180.31
BABILONIA MEO	300.23	243.93	296.67	208.31	179.80	177.50	172.09	198.89	201.35	179.42	184.57	204.56	2,547.33
HIDRO YOJOA MEO	157.07	155.90	140.24	203.05	551.42	702.41	618.92	833.59	1,000.41	829.70	673.77	205.49	6,071.96
TOTAL HIDRO DE PASADA	1,770.63	1,485.13	1,425.97	1,368.90	2,131.54	2,649.41	2,578.18	3,815.37	4,711.08	4,077.01	3,428.47	2,270.95	31,712.64
GEOTÉRMICA													
GEOPLATANARES MEO	110.99	100.43	121.27	109.78	138.27	127.56	110.76	106.80	110.03	118.47	99.23	103.77	1,357.36
TOTAL GEOTÉRMICA	110.99	100.43	121.27	109.78	138.27	127.56	110.76	106.80	110.03	118.47	99.23	103.77	1,357.36
SOLAR													
CIHESA	430.99	420.85	469.46	459.22	563.49	459.89	609.68	642.83	596.55	463.37	398.80	325.22	5,840.35
PATUCA SOLAR	391.34	421.30	448.75	454.12	521.96	403.03	473.15	631.89	570.86	433.08	403.44	323.47	5,476.40
ENERESA	152.24	178.61	202.18	198.32	240.11	193.85	191.02	210.53	200.90	173.06	130.01	135.55	2,206.38
FRAY LAZARO	56.01	55.83	54.41	56.32	69.62	57.14	62.04	65.65	58.21	55.35	51.38	51.72	693.67
TOTAL SOLAR	1,030.58	1,076.59	1,174.81	1,167.99	1,395.17	1,113.91	1,335.89	1,550.91	1,426.52	1,124.86	983.63	835.96	14,216.80
TÉRMICAS													
LAEISZ JUTICALPA	298.66	501.18	919.41	987.72	195.90	26.26	8.49	23.30	54.50	27.76	10.51	13.99	3,067.68
LA PUERTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUFUSSA VALLE	647.45	1,812.69	2,816.74	3,421.03	6,835.60	3,849.79	2,859.42	4,036.12	4,156.85	2,761.82	1,853.15	739.95	35,790.62
SANTA FE	-	0.03	-	0.70	13.90	0.86	0.46	1.78	3.81	0.14	0.06	-	21.72
RENTAS AMERICAS MEO	57.20	135.36	204.03	238.23	495.83	248.55	181.05	250.87	277.66	190.09	130.38	54.98	2,464.23
LAEISZ TÉRMICA MERCANTE	-	2.03	-	18.23	349.11	20.33	10.23	36.90	77.27	4.35	2.03	0.02	520.51
PECSA GEN 1	865.86	1,379.35	1,694.08	1,729.30	2,679.34	1,940.69	1,748.19	2,051.65	2,054.23	1,667.02	1,375.01	1,088.57	20,273.28
PECSA (GEN 2 Y GEN 3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELCOSA	253.29	960.56	1,602.12	2,187.42	5,495.64	2,444.38	1,638.73	2,731.64	3,078.85	1,686.56	1,104.17	263.48	23,446.85
EMCE CHOLOMA	72.34	429.71	725.43	1,069.89	2,853.92	1,068.25	655.83	1,306.32	1,475.83	723.04	472.51	73.30	10,926.37
ENERSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TÉRMICA VILLANUEVA	0.48	41.80	75.58	177.64	444.59	123.55	47.58	171.55	200.68	89.34	42.93	-	1,415.72
CEIBA TÉRMICA	6.09	72.64	113.90	196.09	322.33	89.81	63.59	242.08	250.52	113.38	70.64	7.09	1,548.18
BECOSA MEO	-	-	2,189.49	3,156.59	3,792.20	2,975.47	2,792.14	2,954.77	3,129.16	2,899.76	2,776.05	1,940.42	28,606.04
LAEISZ LA ESPERANZA	-	7.92	1.56	40.87	261.91	36.60	14.09	48.68	67.25	15.33	5.93	0.17	500.32
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	-	0.25	-	3.85	223.09	12.29	2.40	12.27	4.24	0.12	-	0.04	258.54
ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	-	8.81	0.44	52.42	541.95	59.27	24.98	80.82	138.24	15.97	6.86	0.14	929.90
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	7.69	21.21	27.93	102.56	312.01	32.45	11.90	147.84	127.46	170.75	82.46	5.64	1,049.90

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
ARRENDAMIENTO LAEISZ NISPERO	-	3.20	0.40	22.84	172.07	18.44	8.16	22.57	43.45	8.11	2.43	0.04	301.72
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	3.26	92.42	110.37	297.04	975.76	252.08	110.87	314.66	380.70	160.77	97.64	6.87	2,802.45
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA MARTA	-	19.82	6.07	90.90	491.51	75.68	29.01	101.46	135.98	39.68	13.05	0.75	1,003.91
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA ROSA	6.85	126.00	160.97	340.32	971.09	283.54	152.94	382.09	463.48	207.92	128.84	9.42	3,233.45
ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLA NUEVA	4.22	224.98	179.46	807.36	2,955.19	641.00	271.02	860.52	1,084.11	419.18	218.46	9.57	7,675.08
ENSENADA MEO	14.74	66.21	82.82	145.31	277.55	103.23	91.29	48.67	103.95	64.50	32.53	9.69	1,040.50
TOTAL TÉRMICA	2,238.13	5,906.18	10,910.79	15,086.32	30,660.50	14,302.52	10,722.37	15,826.56	17,308.22	11,265.58	8,425.64	4,224.15	146,876.97
Costo total de generación nacional [k USD]	23,046.18	22,875.82	34,968.69	39,716.46	64,446.83	38,218.46	34,107.80	41,686.07	43,838.45	33,684.99	24,203.15	17,947.92	418,740.82
COMPRAS MER OPORTUNIDAD	687.91	361.20	597.32	1,177.08	1,644.94	1,240.66	1,478.23	966.52	1,266.65	1,474.38	646.09	402.64	11,943.63
Costo total MEO [k USD]	23,734.09	23,237.01	35,566.01	40,893.54	66,091.78	39,459.12	35,586.04	42,652.59	45,105.10	35,159.37	24,849.25	18,350.56	430,684.45

*ENEE-Generación

A.4 Mercado de oportunidad/ desvíos de potencia firme: costo mensual de la potencia por central

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
BIOMASA													
CAHSA	81.48	81.48	81.48	81.48	81.48	-	-	-	-	-	-	-	407.39
ECOPALSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IHSA	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	-	-	-	-	-	57.33	401.33
CELSUR MEO	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	2,050.31
CHUMBAGUA MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL BIOMASA	309.67	309.67	309.67	309.67	309.67	228.19	170.86	170.86	170.86	170.86	170.86	228.19	2,859.03
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
EL CAJÓN*	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	1,897.97	22,775.67
CAÑAVERAL*	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	1,200.05
PATUCA*	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	449.62	5,395.49
TOTAL HIDRO DE EMBALSE	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	2,447.60	29,371.21
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
RIO LINDO*	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	4,302.90
TOTAL HIDRO EMPUNTABLES	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	358.58	4,302.90
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
RIO BLANCO	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	27.04	324.51
CECECAPA	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	111.68
PEÑA BLANCA MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LA GLORIA	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	52.68
MANGUNGO	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	69.54
NISPERO I*	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	10.54
ZACAPA	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	23.18
SANTA MARIA DEL REAL*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
CHURUNE MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CISA	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	99.48	1,193.73
NACAOME	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	43.20
EL CISNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUYAMAPA	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	98.25	1,178.98
BABILONIA MEO	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	123.27
TOTAL HIDRO DE PASADA	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	260.94	3,131.30
GEOTÉRMICA													
GEOPLATANARES MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL GEOTÉRMICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOLAR													
CIHESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERESA	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	501.51
TOTAL SOLAR	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	41.79	501.51
TÉRMICAS													
LAEISZ JUTICALPA	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	254.71	3,056.49
LA PUERTA*	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	45.04	540.50
LUFUSSA VALLE	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	694.85	8,338.19
SANTA FE*	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	69.54
EL FARO	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	37.56	450.73
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	186.14	2,233.63
PECSA 69 kV	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	191.76	2,301.06
PECSA 138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELCOSA	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	626.80	7,521.65
EMCE CHOLOMA	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	282.89	3,394.70
ENERSA	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	608.98
TÉRMICA VILLANUEVA	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	70.59	847.09
CEIBA TÉRMICA*	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	31.78	381.40
BECOSA MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LAEISZ LA ESPERANZA	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	97.63	1,171.60
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	1,149.92	13,799.00
ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	249.35	2,992.22
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	87.19	1,046.22
ARRENDAMIENTO LAEISZ NÍSPERO	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	88.77	1,065.19
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	152.95	1,835.37

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													kUSD
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA MARTA	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	165.24	1,982.88
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA ROSA	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	173.93	2,087.18
ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLA NUEVA	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	745.33	8,944.01
ENSENADA MEO	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	34.51	414.06
TOTAL TÉRMICA	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	5,321.98	63,863.75
Costo total [kUSD]	8,740.56	8,740.56	8,740.56	8,740.56	8,740.56	8,659.08	8,601.75	8,601.75	8,601.75	8,601.75	8,601.75	8,659.08	104,029.71
Costo total de importación [kUSD]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo total MEO [kUSD]	8,740.56	8,740.56	8,740.56	8,740.56	8,740.56	8,659.08	8,601.75	8,601.75	8,601.75	8,601.75	8,601.75	8,659.08	104,029.71

*ENEE-Generación

** El costo previsto de la potencia para cada planta fue determinado de acuerdo con los datos de potencia firme que determinó el Operador del Sistema en el informe preliminar de potencia firme de centrales generadoras para el año 2026.