

RESOLUCIÓN CNEE-118-2024
Guatemala, 30 de abril de 2024
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios; así como definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la ley.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 53 de la Ley General de Electricidad preceptúa que, los adjudicatarios de servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras, que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía; asimismo el artículo 62 de la misma Ley señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que toda la información relativa a la licitación y adjudicación de la oferta será de acceso público. Por su parte, el artículo 71 señala que los precios de compra de energía de parte del Distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones.

CONSIDERANDO:

Que la CNEE, mediante la Resolución CNEE-63-2024, aprobó los Términos de Referencia para que Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima -DEOCSA- y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima -DEORSA- elaboraran, de forma conjunta, las Bases de Licitación Abierta para la contratación del suministro que garantice los requerimientos de potencia y energía eléctrica, según el requerimiento que determine cada una de las Distribuidoras, que les permita cubrir la totalidad de su Demanda Firme por la prestación de servicio de Distribución Final. En cumplimiento a lo establecido en dicha Resolución, DEOCSA y DEORSA presentaron las Bases de Licitación Abierta a la cual denominaron "ENERGUATE-1-2024" y el respectivo Manual para la Evaluación Económica de las Ofertas, mismas que fueron aprobadas con modificaciones mediante la Resolución CNEE-75-2024. Posteriormente, mediante la Resolución CNEE-82-2024, se aprobó la Adenda 1 que contiene modificaciones a dichas Bases de Licitación Abierta.

CONSIDERANDO:

Que en el contexto del proceso de la Licitación Abierta ENERGUATE-1-2024, el 24 de abril de 2024, DEOCSA Y DEORSA remitieron el informe técnico que contiene los resultados de la evaluación económica de las ofertas y el dictamen mediante el cual se hizo constar que, para el presente caso, las Distribuidoras no adjudicaron ninguna de las ofertas recibidas para la Licitación Abierta ENERGUATE-1-2024; por lo que, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución CNEE-63-2024 debe pronunciarse respecto a la objeción o no de la no adjudicación realizada por la Junta de Licitación.

CONSIDERANDO:

Que en virtud de lo constatado mediante el dictamen técnico y jurídico emitidos por la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos y la Gerencia Jurídica de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, respectivamente; se pudo determinar que es procedente que se emita la no objeción por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de la no adjudicación realizada por la Junta de Licitación, contenida en el dictamen de no adjudicación.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto Número 93-96, del Congreso de la República y con base en lo considerado,

RESUELVE:

- I. Indicar a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tiene objeción sobre la no adjudicación realizada por la Junta de Licitación nombrada dentro del proceso de la Licitación Abierta ENERGUATE-1-2024, contenida en el informe técnico remitido a esta Comisión el veinticuatro de abril de dos mil veinticuatro, mismo que se adjunta como Anexo a la presente resolución.
- II. Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, deberán emitir la comunicación de la decisión tomada por la Junta de Licitación a los oferentes; notificarles oficialmente el informe de evaluación económica y no adjudicación de las ofertas de la Junta de Licitación correspondientes a la Licitación Abierta ENERGUATE-1-2024, y la presente resolución con su Anexo.

NOTIFÍQUESE. -


Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente


Ingeniera Claudia Marcela Peláez Pelz
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General





Resolución CNEE-118-2024

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Página 2 de 2



45988

Guatemala, 24 de abril de 2024.

Ing. Luis Romeo Ortiz Peláez
Inga. Claudia Marcela Peláez Petz
Lic. Jorge Guillermo Araúz Aguilar
Directores
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4ª. Avenida 15-70, Zona 10 Edif. Paladium Nivel 12
Ciudad de Guatemala



RT-134-2024.

Estimados Directores:

Por este medio, tengo a bien informarles que de acuerdo a los procedimientos establecidos en las Bases de la Licitación Abierta Energuate 1-2024 y al Manual para la Evaluación Económica de las Ofertas, la Junta de Licitación procedió a la evaluación económica de las ofertas realizadas por los dos Oferentes durante las rondas sucesivas descendentes ejecutadas el 22 de abril de 2024 según el cronograma previsto. Para tal fin, se contrató a la empresa Quantum América Corp, quien fungió como Administrador del Sistema, garantizando la verificación del cumplimiento con las restricciones que la solución de optimización de las ofertas debía satisfacer.

Debe destacarse que el resultado correspondiente a las ofertas seleccionadas es el producto de un proceso de 7 rondas sucesivas, en las cuales, los oferentes tuvieron la posibilidad de pujar y mejorar sus ofertas en cada una de ellas, según el documento que se adjunta a la presente; no obstante, no se obtuvo adjudicación a oferentes reales.

En el proceso de evaluación económica de las Ofertas, se destacó por la selección del oferente virtual (OV) sobre las ofertas reales. Esta decisión se fundamentó principalmente en criterios de precio, los cuales incidieron significativamente en el resultado final.

Diagonal 6, 10-50 zona 10,
Edificio Interamericas World Center,
Torre Sur, Nivel 14 Oficina 1401
Guatemala, Guatemala
PBX: 2367-9300
www.energuate.com

[Signature]



A continuación, se presenta una comparativa de los precios ofertados por los oferentes reales y los precios del OV determinados por la CNEE.

Nombre	PEOnr (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Monomico (USD/Mwh) *	Monomico Licit (USD/Mwh) **
Termica SA	186.02	11.00	201.09	234.47
San_Jose	81.28	35.00	129.23	235.44
OV Limite	128.18	8.90	140.37	167.38

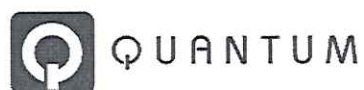
Derivado de lo anterior, las Distribuidoras proponen la no adjudicación de las Ofertas recibidas en la Licitación Abierta Energuate 1-2024.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarles.


Dimas Carranza

Gerente de Regulación y Tarifas

ABRIL 2024



Preparado para:

ENERGUATE

Apoyo para la contratación de
Energía y Potencia - Licitación
Abierta Energuate-1-2024

Informe de Adjudicación

Contenido

1	Introducción	2
2	Antecedentes	4
3	Sistema	4
3.1	Programación mixta	4
3.2	Función Objetivo	5
3.3	Restricciones	6
3.4	Tipos de contrato Presentados en la licitación	7
3.5	Oferente Virtual	9
3.6	Costos monómicos de referencia.....	9
4	Ofertas Evaluadas	9
4.1	Ofertas Presentadas	9
4.2	Ofertas economicas Ronda final	10
5	Resultados	10
5.1	Oferta adjudicada.....	10
5.2	Selección del oferente virtual	10
5.3	Información de soporte.....	11

1 Introducción

El presente documento contiene el informe de adjudicación del proceso de compra de energía y potencia de la Empresa ENERGUATE .

Se describen a continuación los objetivos de la Licitación:

- a. **Bloque A:** La contratación del abastecimiento para el suministro de potencia de hasta **23.20 MW** como Oferta Firme Eficiente que garantice el cubrimiento de la Demanda Firme de las Distribuidoras para la prestación del Servicio de Distribución Final y la energía asociada que le permita cubrir las necesidades horarias de sus usuarios, conforme los contratos por Diferencias con Curva de Carga, de Opción de Compra o de Energía Generada establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del AMM, por un plazo que inicia el 01 de mayo del 2024 y finaliza el 30 de abril de 2026.
- b. **Bloque B:** La contratación del abastecimiento para el suministro de potencia de hasta **11.60 MW** como Oferta Firme Eficiente que garantice el cubrimiento de la Demanda Firme de las Distribuidoras para la prestación del Servicio de Distribución Final, conforme el contrato de Potencia sin Energía Asociada establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del AMM, por un plazo que inicia el 01 de mayo del 2024 y finaliza el 30 de abril de 2026
- c. Adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de compra de suministro.
- d. Adjudicar hasta la cantidad de Potencia y energía que según la proyección de las Distribuidoras se necesite, con la cual se obtengan precios de suministro en beneficio de las tarifas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final.
- e. Buscar la mayor participación en el proceso de licitación.

La curva de demanda a cubrir fue la siguiente:

Período estacional mayo 2024 - abril 2026

Hora	Energía diaria (MWh)
1	0.00
2	0.00
3	0.00
4	0.00
5	0.00
6	0.00
7	0.00
8	0.47
9	5.25
10	9.31
11	14.78
12	19.00
13	20.25
14	15.95
15	17.81
16	19.30
17	17.91
18	17.94
19	0.00
20	0.00
21	0.00
22	0.00
23	15.15
24	0.00
Total, Energía diaria (MWh)	173.13

2 Antecedentes

El artículo 53 de la Ley General de Electricidad, establece que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía y el artículo 62 de la misma ley, señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que toda la información relativa a la licitación y adjudicación de la oferta será de acceso público.

Adicionalmente en el artículo 71 establece que los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refiere el artículo 62.

La Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, establece también en su artículo 2 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, el artículo 3 indica que las empresas Distribuidoras deberán realizar licitación abierta para adquisición de potencia y energía, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyo destino será abastecer a los consumidores de Tarifa Social, conforme los términos de referencia que elaborará la Comisión, y el artículo 4 preceptúa que el precio de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley.

Las Distribuidoras deberán adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de suministro para sus Usuarios del Servicio de Distribución Final, de acuerdo a las condiciones establecidas en las Bases de Licitación.

3 Sistema

Se utilizó el sistema Optime para la evaluación de ofertas de energía y potencia previamente utilizado en Guatemala. Dicho sistema, fue configurado acorde a los pliegos de la licitación.

3.1 PROGRAMACIÓN MIXTA

La programación lineal es una técnica matemática utilizada en investigación de operaciones que permite optimizar una función objetivo a través de restricciones aplicadas a sus variables. En la programación lineal entera, todas las variables solo pueden ser valores enteros. Los problemas totalmente enteros requieren que tanto las variables como los coeficientes en el problema sean enteros. La programación mixta tiene tanto variables continuas como variables enteras.

Para la subasta, se utilizó la programación mixta para minimizar el costo de compra de energía y potencia a los oferentes. Las variables enteras representaban la adjudicación o no de los oferentes, mientras que las variables continuas representaban las cantidades de energía y potencia asignadas a cada oferente

seleccionado. Existen una gran cantidad de opciones para satisfacer las necesidades de potencia y energía de la distribuidora. Sin embargo, gracias a la implementación de la programación mixta, se logró identificar la alternativa de menor costo, lo que indica que no hay otra opción con costos totales más bajos. Para lograr este resultado, se empleó Gurobi, un líder mundial en software de programación lineal y mixta. Con esta herramienta, es posible obtener una solución en cuestión de segundos.

3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo que se minimizó, fue la siguiente:

$$\text{Minimizar} \left\{ \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^n [(PG_{ik} \times PPG_{ik}) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

En donde:

- PG_{ik} = Potencia Garantizada (MW) para el período "i" y la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- PPG_{ik} = Precio de la Potencia ofertado en USD/kW-mes para la Central ofrecida "k", para el período "i", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- EG_{jk} = Energía eléctrica mensual (MWh) del mes "j" para la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación y tomando en cuenta el tipo de contrato.
- PEO_{jk} = Precio de la Energía en USD/MWh del mes "j" para la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- n = número de Centrales ofrecidas.
- m = número de meses de la evaluación de las ofertas en la componente de energía.
- l = número de años de la evaluación de las ofertas en la componente de potencia.

La energía mensual, se vincula con los perfiles horarios, con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} &\forall j: 1 \dots J \quad (\text{meses}) \\ &\forall k: 1 \dots K \\ &EG_{j,k} = \sum_h^H EGH_{j,h,k} * \text{Días}_j \end{aligned}$$

Donde:

- **J**: 24 meses de la licitación (1 mayo 2026 a 30 abril 2041);
- **K**: cantidad de oferentes;
- **H**: horas del perfil horario 1...24;
- **EGH_{j,h,k}**: Energía garantizada horaria para el mes "j" y hora "h", del oferente "k";
- **Días**: Cantidad de días del mes "j";

Mediante la minimización de esta función objetivo, se obtiene la compra de energía y potencia a mínimo costo posible, sujeta a las restricciones establecidas en las bases de la licitación. Es decir, se considera en forma simultánea el costo de la energía y el costo de la potencia de la combinación de oferentes adjudicados y se obtiene el mínimo costo conjunto. Este resultado óptimo, no es posible de lograr considerando los costos monómicos de los oferentes.

3.3 RESTRICCIONES

3.3.1 Restricción de potencia total

$\forall i: 2024, 2025$ (años estacionales)

$$\sum_k^K PG_{i,k} + PotenciaOV_i = 34.8 MW$$

Donde:

- **K**: cantidad de oferentes;
- **PG_{j,k}**: Potencia Garantizada resultante para el año estacional "i", del oferente "k". Es una variable del modelo;
- **PotenciaOV_i**: Potencia del oferente virtual para el año estacional "i";

3.3.2 Restricción de energía total

$\forall j: 1 \dots J$ (meses)
 $\forall h: 1 \dots 24$

$$\sum_k^K EGH_{j,h,k} + EnergíaOV_{j,h} \geq EnergíaLicitada_{j,h}$$

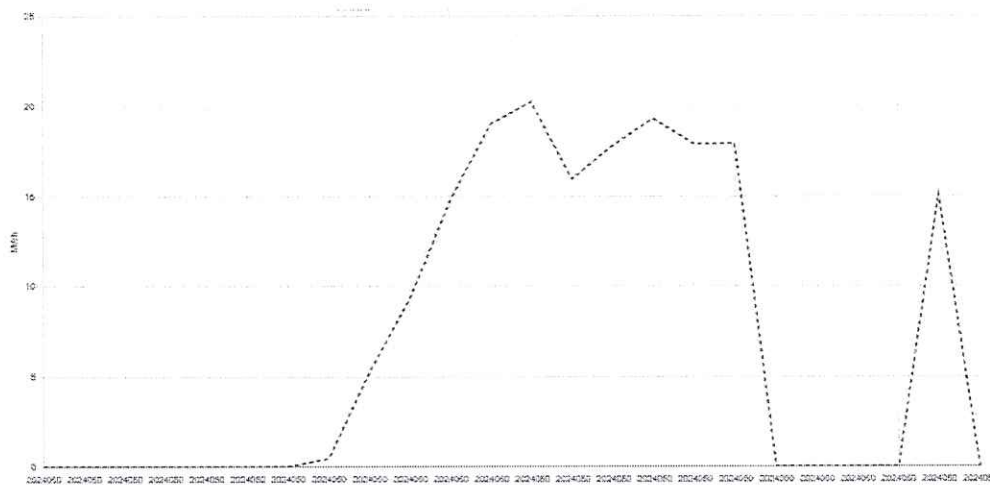
Donde:

- **J**: cantidad de meses de la licitación = 24;
- **H**: horas del perfil horario 1...24;

- K : cantidad de oferentes;
- $EGH_{j,h,k}$: Energía garantizada horaria para el mes “j” y hora “h”, del oferente “k”;
- $EnergíaOV_{j,h}$: Energía del oferente virtual para el mes “j”, en la hora “h”;
- $EnergíaLicitada_{j,h}$: Energía licitada por la distribuidora para el mes “j”, en la hora “h”;

El siguiente gráfico, presenta la energía licitada de un día típico para todos los meses de los años estacionales:

Energía Licitada (MWh/día) – Día típico para todos los meses de los años estacional 2024 y 2025



3.4 TIPOS DE CONTRATO PRESENTADOS EN LA LICITACIÓN

3.4.1 Contratos tipo OC

Los contratos del tipo OC, presentan en su oferta técnica: una potencia máxima y una potencia mínima para el periodo de años estacionales 2024 y 2025 (mayo 2024 hasta abril 2026).

Asimismo, debe presentar una oferta económica, indicando finalmente para el modelo un precio de energía y un precio de potencia.

Al aplicar la minimización de costos, el modelo podrá o no seleccionar a dicho oferente. En caso de seleccionarlo, le asigna una potencia entre el mínimo y el máximo ofertado.

Matemáticamente, las restricciones que aplican a estos contratos, fueron las siguientes:

3.4.1.1 POTENCIA

$$\forall i: 2024, 2025 \text{ (años estacionales)}$$

$$\forall x: 1 \dots X \text{ (contratos OC)}$$

$$PG_{i,x} \leq PGmax_x \times VE_x$$

$$PG_{i,x} \geq PGmin_x \times VE_x$$

Donde:

- X : Cantidad de oferentes con contratos tipo Opción de Compra;
- $PG_{i,x}$: Potencia Garantizada resultante para cada año estacional "i", del oferente "x". Es una variable del modelo. Esta potencia debe tomar el mismo valor para todos los años estacionales: 2024 y 2025;
- $PGmax_x$: Potencia máxima Garantizada para los años estacionales 2024 y 2025, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $PGmin_x$: Potencia mínima Garantizada para los años estacionales 2024 y 2025, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- VE_x : Variable entera (0/1) del modelo para el oferente "x". Según pliegos, esta variable entera, debe tomar el mismo valor para los años estacionales 2024 y 2025;

3.4.1.2 ENERGÍA

$$\forall j: 1 \dots 12 \text{ (meses)}$$

$$\forall h: 1 \dots 24 \text{ (horas)}$$

$$\forall x: 1 \dots X \text{ (contratos OC)}$$

$$EGH_{j,h,x} \leq PG_{j,x}$$

$$EGH_{j,h,x} \leq \frac{PG_x}{PGmax_x} \times PerfilOfertado_{j,h,x}$$

Donde:

- j : meses de la licitación (mayo 2024 a abril 2026);
- h : horas del día;
- X : Cantidad de oferentes con contratos tipo OC;
- PG_x : Potencia Garantizada resultante para los años estaciones 2024 y 2025, del oferente "x". Es una variable del modelo;
- $PGmax_x$: Potencia máxima Garantizada para los años estacionales 2024 y 2025, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $EGH_{i,m,h,x}$: Energía garantizada resultante del año estacional "i", mes "m", hora "h" y oferente "x" (MW equivalentes);
- $PerfilOfertado_{j,h,x}$: Perfil ofertado para el mes "j", hora "h" y oferente "x", referido a la potencia garantizada máxima (MW equivalentes);

Para este contrato, el modelo puede seleccionar cualquier perfil por debajo del perfil ofertado.

3.5 OFERENTE VIRTUAL

La licitación incluyó dos tipos de oferentes virtuales: uno de ajuste y otro límite. Cada uno tiene objetivos distintos en el proceso.

- El oferente virtual de ajuste busca acoplarse con otros contratos según sea necesario o cubrir demandas de energía y potencia que no puedan ser atendidas por oferentes reales, es decir permitir una solución matemática en todo momento. Se introduce al modelo como un oferente con energía y potencia no acopladas.
- El oferente virtual límite tiene como meta controlar el precio de contratación en la subasta, y se agrega al modelo con una energía acoplada a la potencia, funcionando de manera similar a un oferente con contrato OC.

Los precios de los oferentes virtuales involucrados en la licitación, fueron los siguientes:

- Oferente Virtual de ajuste:
 - Precio de potencia: 50 USD/kW-mes
 - Precio de energía: 500 USD/MWh
- Oferente Virtual límite:
 - Precio de potencia: 8.9 USD/kW-mes
 - Precio de energía: 128.18 USD/MWh

3.6 COSTOS MONÓMICOS DE REFERENCIA

Según sea el tipo de contrato y el tipo de combustible utilizado, se calcula un costo monómico. Dicho costo monómico, sirve solamente como un punto de referencia al momento en el que el postor debe realizar una puja. En aquellos casos que el oferente no resulta adjudicado, para seguir participando, se le exige que realice una nueva puja de modo tal que el monómico de referencia nuevo sea inferior al monómico de referencia de la ronda anterior, en un porcentaje dado.

Nótese que el modelo no considera bajo ninguna circunstancia el monómico de referencia. Como ha sido explicado y en un todo de acuerdo a los pliegos de la licitación, el modelo minimiza costos totales de energía y de potencia para cubrir el requerimiento de la distribuidora. Este costo total a ser minimizado, está descrito en el punto **3.2 Función Objetivo**.

4 Ofertas Evaluadas

4.1 OFERTAS PRESENTADAS

En la licitación participaron dos oferentes con un total de dos ofertas. San José y Termica SA. A continuación, se detalla cada una de las ofertas recibidas.

Nombre	ID_Contrato	ID_Combustible1	Pot Maxima MW	Pot Minima MW
Termica SA	OC	Bunker	4.0	2
San_Jose	OC	Carbon	15.0	10
Total			19.0	
Demanda Licit			23.2	
Factor de Competencia			0.8	

Como se puede observar, de los 23.2 MW demandados en la licitación para cubrir potencia con energía asociada, solo se recibieron 19 MW, lanzando el proceso de licitación con un factor de competencia de 0,8.

Respecto los 11.6 MW licitados de solo potencia, no se recibieron ofertas.

4.2 OFERTAS ECONOMICAS RONDA FINAL

A continuación, se muestran los precios ofertados por cada planta de generación en la última ronda de evaluación.

Nombre	CTUNG (*)	O&MNoRen (USD/Mwh)	CI (USD/Mwh)	PEOnr (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Monomico (USD/Mwh) **	Monomico Licit (USD/Mwh) ***
Termica SA	2.623	1.0	5	186.02	11	201	234.47
San_Jose	11 750.000	13.5	-	81.28	35	129	235.44

* Bunker: BBL/Mwh , Carbón: BTU/Kwh , Gas Natural: BTU/Kwh

** Monómico calculado con un factor de planta igual a 1, según lo establecido por las bases de licitación

** Monómico calculado con el factor de carga de la licitación de 0.311

5 Resultados

5.1 OFERTAS ADJUDICADAS Y SELECCIÓN DEL OFERENTE VIRTUAL

Luego de 7 rondas sucesivas, que duró aproximadamente 1 hora, llevado a cabo el día 22/04/2024, no se obtuvo adjudicación a oferentes reales.

En el proceso de evaluación de la licitación, se destacó por la selección del oferente virtual (OV) sobre las ofertas reales. Esta decisión se fundamentó principalmente en criterios de precio, los cuales incidieron significativamente en el resultado final.

A continuación, se presenta una comparativa de los precios ofertados por los ofertantes reales y los precios del OV determinados por la CNEE.

Nombre	PEOnr (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Monomico (USD/Mwh) *	Monomico Licit (USD/Mwh) **
Termica SA	186.02	11.00	201.09	234.47
San_Jose	81.28	35.00	129.23	235.44
OV Limite	128.18	8.90	140.37	167.38

* Monómico calculado con un factor de carga igual a 1, según lo establecido por las bases de licitación

** Monómico calculado con el factor de carga de la licitación de 0.311

Como se puede observar, los precios del OV impidió la adjudicación de los oferentes reales por precio.

En el caso de Térmica SA, ofertó precios de energía y potencia mayores a los del OV, por lo tanto, en ninguno de los casos era factible su adjudicación.

En el caso de San José, el precio de la energía era menor al del OV (81.28 USD/MWh vs 128.18 USD/MWh) pero el precio de la potencia era significativamente mayor (35 USD/KW-mes vs 8.9 USD/KW-mes), y debido a las restricciones del tipo del contrato OC, que impide la selección de la energía sin adjudicar a la potencia de la misma, provocaba que la contratación San José fuera mas costosa que el OV.

Otro aspecto importante para analizar son los monómicos. En el cálculo del monómico con un factor de carga de 1, se observa que el monómico de San José es menor que el de OV. Sin embargo, dado que el modelo de optimización no evalúa directamente los monómicos, sino sus componentes de energía y potencia, la comparación más precisa surge al calcular el monómico con el factor de carga de la licitación, que era de 0.311. Esto resultó en que el monómico de OV fuera el más económico.

5.2 INFORMACIÓN DE SOPORTE

Se tiene la información de soporte para cada una de las rondas en formato PDF con información de cada planta, para cada año con todas sus variables económicas y resultados de asignación energética y potencia.

RONDA 0

Fecha	Producto	País	Descripción	Código	Porción (MT)	CT/MT (US\$/MT)	CT/MT (US\$/MT)	CT/MT (US\$/MT)	CT (US\$/MT)	FAOH (%)	Módulo (US\$/MT)	IMP (US\$/MT)	PEV (US\$/MT)	COLMEZ (US\$/MT)	FERR (P)	Mostr. NR (P)	Genes (gr)	FEZ Total (US\$/MT)	FEZ (US\$/MT)	GAM (US\$/MT)	FRR (P)	Mostr. N (P)	Año Emisión	Pérdida (MT)	Energía (GWh)
2024	S1	USA	Carbon / S/A	0001	10.00	11,750.00	23.33	0.00	0.00	0.00	174.42	45.00	112.78	45.00	1.00	8,760.00	1	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0
2024	S1	USA	Bunker / S/A	0002	2.00	2.82	0.00	0.00	5.00	0.00	231.10	30.00	210.02	25.00	1.00	8,740.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0

* Bunker BBU/Meh. Carbon BTU/Kwh. Gas Natural BTU/Kwh.

** Alternativa 1: BBL/WBTU. Alternativa 2: US\$/MMBTU

RONDA 1

Ítem	Parámetros	CO ₂ e	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	GWP	OT (t)	OT (kg)	OT (t)	CIT ₁₅ (US\$/tW)	CIT ₁₀₀ (US\$/tW)	CIT ₁₀₀ (US\$/tW)	CCP (t)	CI (US\$/tW)	FACI (t)	Módulos (US\$/Wp)	IPP (US\$/Wp)	PROV (US\$/Wp)	CO ₂ (US\$/Wp)	FPR (t)	Hecol (t)	Genera (gr)	PEP ₁ (US\$/Wp)	PEP ₂ (US\$/Wp)	CO ₂ (US\$/Wp)	FFR (t)	Hecol (t)	Año Ejercicio	Piñcha (t)	Energía (kWh)
Jose	S1	Carbon / S/A	15.00	11.750.00	23.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	163.220	45.00	101.36	33.86	1.00	8,740.00	1	0.00	0.00	0.00	1.00	8,740.00	1	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0		
micasa	S1	Bunker / S/A	4.00	2.00	0.00	0.00	5.00	0.00	0.00	0.00	235.010	30.00	193.22	8.20	1.00	8,740.00	1	0.00	0.00	0.00	1.00	8,740.00	1	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0		
																												2025	0.0	0.0	

* Bunkers BBU/Msh , Carbono BTU/Kwh , Gas Natural BTU/Kwh
 ** Atermas 1: BBL/MBTU , Atermas 2: LIS \$/MMBTU

RONDA 2

Placa	Pluendo PDA	Combustible	Colorado	FEV (HP)	FEV (KW)	OTRAN (g)	CITC (US\$/HP)	CITC (US\$/KW)	FCP (HP)	CI (RUSD/HP)	FAGN (")	Acordado (US\$/HP)	PPD (US\$/WHP)	FEOM (RUSD/HP)	COMAR (RUSD/HP)	FPHR (P)	Horas HR (P)	Genera cor.	FEF Total (US\$/MWh)	FEZ (US\$/MWh)	OMW (RUSD/Wh)	FPR (P)	Horas R (P)	Año Eficiente	Puente (MWh)	Energía (MWh)
Jose	S1	Carbon / N/A	GCC1	15.00	10.00	11,750.00	23.22	0.00	0.00	0.00	0.00	155.020	45.00	93.36	25.66	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	
RICA_SF	S1	Bunker / N/A	OCBK	4.00	2.00	2.62	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	223.150	22.00	193.02	8.00	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	
																		RI	0.00	0.00	0.00	0.00	0	2023	0.0	0.0

* Bunker: BBU/MWh ; Carbon: BTU/Kwh ; Gas Natural: BTU/Kwh

** Alternativa 1: BELU/MWh ; Alternativa 2: US\$/MWh

RONDA 3

Plata	Presubio Ppa	Grado de Cambio	Coleza	Costo Hwy	Costo UPW	CTHNS (C)	CTTC (US\$/MWh)	CTFP (US\$/MWh)	SCP	CI (US\$/MWh)	FAOU (C)	Mandato (US\$/MWh)	PPD (US\$/MWh)	PEOM (US\$/MWh)	COALHR (US\$/MWh)	FHR (P)	HRM HR (P)	Genera oz	FEF Total (US\$/MWh)	FCF (US\$/MWh)	OMW (US\$/MWh)	FPR (P)	Costo R (P)	Año Ejecucion	Potencia (MW)	Energía (MWh)
_Jose	S1	Carbon / S/A	0001	15.00	10.00	11,750.00	23.23	0.00	0.00	0.00	0.00	147.260	45.00	85.52	17.84	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0
ALCA_ER	S1	Bunker / S/A	000K	4.00	2.00	3.62	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	211.960	16.75	189.02	4.00	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0
																		RI		0.00	0.00	0.00	0	2023	0.0	0.0

* Bunker: BBU/MWh ; Carbon: BTU/Kwh ; Gas Natural: BTU/Kwh

** Alternativa 1: BELUMBTU ; Alternativa 2: US \$/MWhBTU

RONDA 4

Plaza	Plazano	Contribu	Código	POLA	Costo	CI	FAOM	Materia	PKO	PEOV	COLV	FPRR	Mostr	Genes	FEDY	QAM	FPR	Mostr	Año	Pública	Empa	
		(MW)		(MW)	(MW)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)
	S1	Carbon / N/A	0001	15.00	11,750.00	23.23	0.00	0.00	41.69	52.76	15.00	1.00	9,760.00	1	0.00		0.00	0.00	2024	0.0	0.0	
	ni.ca_S1	Bunker / N/A	00BK	4.00	2.82	0.00	0.00	201.000	11.00	186.00	1.00	1.00	8,780.00	1	0.00		0.00	0.00	2024	0.0	0.0	
														RL	0.00		0.00	0	2023	0.0	0.0	

* Bunker BBU/Anh, Carbon BTU/Kwh, Gas Natural BTU/Kwh

** Alternativa 1: BBU/WBUTU / Alternativa 2: US \$/MWBTU

RONDA 5

Fecha	Presupuesto PPA	Comis. ISM	Cobranza	PDZx (M\$)	Prdcto (M\$)	CTUNCI (T)	CTTE (US\$M\$)	CTTP (US\$M\$)	PQP (M\$)	CT (US\$M\$)	FACTU (T)	Mudancia (US\$M\$)	RPO (US\$M\$)	RENV (US\$M\$)	COLM (US\$M\$)	FFRR (M\$)	HVALR (M\$)	Genera por	FEDT Total (US\$M\$)	PIZZ (US\$M\$)	GMW (US\$M\$)	FRR (M\$)	HVALR (M\$)	Año Ejercicio	Póliza (M\$)	Energía (MWh)	
Jose	SI	Carbon / N/A	GCC1	15.00	10.00	11,750.00	23.23	0.00	0.00	0.00	0.00	132.89C	37.00	82.21	14.43	1.00	8,760.00		1	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	
nica_S1	No	Bunker / N/A	OCBK	4.00	2.00	2.42	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	201.06C	11.00	186.02	1.00	1.00	8,740.00		RI	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	

* Bunker BBU/Mwh - Carbono BTU/Kwh, Gas Natural BTU/Kwh

** Alternativa 1: BBU/MWh - Alternativa 2: US \$/MWh

RONDA 6

Plata	Presup. Pda	Cuenta	Covered	POK (M\$)	Prdun (M\$)	CTURK (T)	CTTR (US\$/MWh)	CTTP (US\$/MWh)	FCP (M\$)	CT (US\$/MWh)	FCU (T)	Investm (US\$/MWh)	PP (US\$/MWh)	REO (US\$/MWh)	COLTR (US\$/MWh)	FCR (T)	Costo HR (M\$)	Operac (M\$)	FEOTotal (US\$/MWh)	FCO (US\$/MWh)	OMW (US\$/MWh)	FPR (M\$)	MW R (M\$)	Año Emision	Potencia (MW)	Energia (MWh)	
JBase	S1	Carbon / N/A	6001	15,00	10,00	11,750,00	23,23	0,00	0,00	0,00	0,00	129,220	35,00	81,28	13,50	1,00	9,700,00	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2024	0,0	0,0	
plca_SA	S1	Bunker / N/A	00BK	4,00	2,00	2,52	0,00	0,00	0,00	5,00	0,00	201,900	11,00	186,92	1,00	1,00	9,700,00	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2024	0,0	0,0	

* Bunker: BBU/Mwh , Carbon: BTU/Mwh , Gas Natural: BTU/Mwh

** Alternativa 1: BBU/MWh , Alternativa 2: US \$/MWh