



Central Puerto S.A.

Presentación de Resultados del Tercer
Trimestre de 2024

Lunes, 11 de noviembre de 2024, 10 a. m.,
hora del este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Fernando Bonnet – *Gerente General*

Enrique Terraneo – *Director Financiero*

Alejandro Díaz López – *Finanzas Corporativas y Relaciones con
Inversores*

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Fernando Bonnet – *Gerente General*

Enrique Terraneo – *Director Financiero*

Alejandro Díaz López – *Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores*

PARTICIPANTES DE LA LLAMADA TELEFÓNICA

Martín Arancet, *Balanx Capital*

Ludovic Casrouge, *Autonomy Capital*

Gustavo Faria, *Bank of America*

Matias Cattaruzzi, *Adcap Securities*

PRESENTACIÓN

Operador

Buenos días damas y caballeros, bienvenidos a **la presentación de resultados del tercer trimestre de 2024 de Central Puerto**. Una presentación acompaña al webcast de hoy, el mismo está disponible en la sección de inversores del sitio web de la compañía www.centralpuerto.com/en/investors/. Todos los participantes estarán en modo de solo escucha durante la presentación. Después de eso, habrá una oportunidad para hacer preguntas. Tenga en cuenta que este evento está siendo grabado. Si no tiene una copia del comunicado de prensa, consulte la sección de Relación con Inversores en el sitio web corporativo de la empresa en www.centralpuerto.com. Además, se puede acceder a una repetición de la llamada de hoy accediendo al enlace de Webcast en la misma sección de la página web del Central Puerto.

Antes de continuar, tenga en cuenta que todas las cifras financieras se prepararon de acuerdo con las NIIF y se convirtieron de pesos argentinos a dólares estadounidenses solo con fines comparativos. El tipo de cambio utilizado para convertir Pesos Argentinos a Dólares de los Estados Unidos de América fue el tipo de cambio de referencia reportado por el Banco Central para el Dólar de los Estados Unidos de América al final de cada período. La información presentada en dólares estadounidenses es solo para la conveniencia del lector y no debe considerar estas traducciones como representaciones de que los montos en pesos argentinos realmente representan estos montos en dólares estadounidenses o podrían convertirse en dólares estadounidenses al tipo de cambio indicado.

Finalmente, cabe destacar que los estados financieros del tercer trimestre finalizado el **30 de septiembre de 2024** incluyen los efectos del ajuste por inflación.

Además, tenga en cuenta que ciertas declaraciones realizadas por la Compañía durante esta llamada telefónica y la respuesta a sus preguntas pueden incluir declaraciones prospectivas, que están sujetas a riesgos e incertidumbres que podrían causar que los resultados reales sean materialmente diferentes de las expectativas contempladas por los comentarios de la industria, por lo tanto, lo remitimos a la sección de declaraciones prospectivas de nuestro comunicado de resultados y presentaciones recientes ante la

SEC. Central Puerto no asume ninguna obligación de actualizar Declaraciones prospectivas, excepto según lo exijan las leyes de valores aplicables.

Para seguir mejor la discusión, descargue la presentación disponible en el sitio web de la empresa. Tenga en cuenta que algunos de los números mencionados durante la llamada pueden redondearse para simplificar la discusión.

En la llamada de hoy desde Central Puerto se encuentran Fernando Bonnet, Director General, Enrique Terraneo, Director Financiero y Alejandro Díaz López, Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores. Y ahora, cedo la palabra a Alejandro Díaz López. Por favor, Alejandro, puedes empezar.

Alejandro Díaz López – Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores

Diapositiva 3 - Agenda

Muchas gracias y buenos días a todos.

Gracias por acompañarnos hoy en una nueva sesión de presentación de resultados, en la que vamos a hablar de nuestros resultados financieros del 3er trimestre de 2024.

Antes de comenzar, quisiera dedicar un momento a examinar la Agenda de hoy. Comenzaré la presentación abordando brevemente las principales cifras del 3T24, seguido de una rápida actualización del marco regulatorio y noticias relevantes. A continuación, mostraré un panorama general de la industria eléctrica argentina, pasando luego a nuestros resultados operativos y financieros. Finalmente, al final de la presentación, estaremos encantados de atender cualquier pregunta que puedan tener.

Diapositiva 4 – Cifras clave

Antes de entrar en un análisis más exhaustivo de nuestros resultados financieros y operativos, permítanme repasar brevemente las principales cifras de Central Puerto para el 3T24.

La capacidad instalada del Grupo es de 6.703 MW y la generación de energía ascendió a 5.685 GWh durante el tercer trimestre de 2024, disminuyendo un 1% interanual.

En cuanto a nuestros resultados financieros, cabe destacar que, debido a la metodología contable de Central Puerto, todas las partidas en pesos deben ser ajustadas por inflación a la moneda local de fin de trimestre, mientras que la empresa reporta sus resultados en dólares convirtiéndolos al tipo de cambio oficial de fin de período (el llamado tipo de cambio A-3500 del Banco Central). Esto provoca un impacto no monetario que afecta, positiva o negativamente, según corresponda, a nuestras métricas financieras.

Los ingresos del 3T24 ascendieron a 185 millones de dólares, aumentando 14% a/a en comparación con el 3T23, mientras que el EBITDA ajustado alcanzó los 93 millones de dólares, aumentando casi 1% frente al tercer trimestre de 2023.

La utilidad neta del periodo fue positiva en 40 millones de dólares, duplicándose interanual.

Finalmente, luego de la consolidación de la deuda como resultado de las operaciones de M&A, reembolsos de préstamos y pagos de dividendos, la deuda neta al 30 de septiembre de 2024 ascendió a 149 millones de dólares, una reducción de USD 137 MM frente a diciembre de 2023, mostrando una deuda neta a Adj. Ratio EBITDA de 0,5 veces.

Diapositiva 5 y 6 – Actualización regulatoria

Ahora, pasemos a las actualizaciones y noticias regulatorias más recientes:

Hemos anticipado en nuestra última convocatoria la cancelación de la licitación de generación térmica denominada Terconf mediante la Resolución 151/2024 emitida por la Secretaría de Energía el pasado 8 de julio.

Luego del ajuste de precios establecido en junio pasado a través de la Resolución 99, se nos otorgó: (i) un aumento del 3% en agosto, con la Resolución 193, (ii) un aumento del 5% en septiembre, con la Resolución

233 y (iii) un aumento del 3% en octubre, con la Resolución 285 (tomen en cuenta que esta última resolución no tiene impacto para las cifras del 3T24).

Mención especial merece la Resolución 294/24. Se estableció un plan de contingencia para la industria eléctrica con el objetivo de mitigar posibles situaciones críticas durante el periodo diciembre 2024 – marzo 2026, con planes de acción para generación, transmisión y distribución, así como para la demanda mayor. En cuanto a la generación, se establece una retribución "adicional, complementaria y excepcional" por potencia y energía, con el propósito de asegurar la disponibilidad de los equipos en meses y horas críticas. El esquema es para centrales térmicas ubicadas en nudos críticos (determinados en el Anexo I de la citada resolución) que no cuenten con PPAs ni se hayan adherido a la Resolución 59/23 (para ciclos combinados). Esta compensación excepcional se aplicará para los períodos de verano (diciembre-enero-febrero-marzo, entre las 12 p.m. y las 10 p.m.) y los períodos de invierno (junio-julio-agosto, entre las 6 p.m. y las 11 p.m.). Para obtener la remuneración adicional, un generador debe declarar una "Potencia Comprometida". La remuneración tanto de la energía como de la potencia se ve afectada por el factor de criticidad del nodo, que puede variar entre 0,75 y 1,25. Para determinar la remuneración de potencia también se considera la disponibilidad real de la unidad de generación, medida durante los meses y horas antes mencionados.

Las unidades elegibles de Central Puerto para adherir a esta resolución incluyen turbinas de vapor ubicadas en Buenos Aires y Luján de Cuyo, turbinas de gas ubicadas en Luján de Cuyo, así como la central térmica Brigadier López. Para Central Puerto, la remuneración adicional por energía varía de USD 2.000 a USD 2.500 dependiendo de los meses y unidades consideradas.

Finalmente, algunos puntos clave del plan de contingencia incluyen un esquema preventivo con transformadores de respaldo y unidades generadoras móviles en nodos críticos. Además, se implementa un sistema de gestión de la demanda: para determinadas franjas horarias, los grandes usuarios con requerimientos máximos declarados superiores a 10 MW pueden proponer una reducción de sus cargas. Continuando con las novedades y actualizaciones regulatorias, debes tener en cuenta que mediante la Resolución 20/24 se determinó un nuevo ajuste en la remuneración spot, estableciendo un alza del 6% desde el 1 de noviembre (al igual que con la Res. 285, esta tampoco tiene impacto en las cifras del 3T24). En cuanto a la situación de la operación hidroeléctrica Piedra del Águila, la concesión fue prorrogada por un año mediante el Decreto Presidencial N° 718/2024 emitido el 12 de agosto. Este decreto también estableció una licitación pública nacional e internacional para 2025 que busca otorgar una nueva concesión por 30 años para las centrales hidroeléctricas del Comahue.

Lo último que hay que mencionar: hace un par de días el Consejo de Administración decidió pagar dividendos, distribuyendo \$39,47 pesos por acción.

Por último, una observación final con respecto a los proyectos de inversión actualmente en ejecución, me refiero al parque solar San Carlos y al ciclo combinado del Brigadier López. Ambos proyectos están dentro del cronograma y del presupuesto. Los trabajos en ambos proyectos avanzan según lo previsto y a buen ritmo, sin contratiempos. Se espera que el parque solar esté terminado para el segundo trimestre de 2025, mientras que el ciclo combinado COD está previsto para el cuarto trimestre de 2025.

Diapositiva 7 – Descripción general del mercado: Capacidad Instalada

Ahora, pasemos al panorama del mercado eléctrico argentino de este trimestre, que se mostrará en las diapositivas 7 y 8.

Al cierre del tercer trimestre de 2024 la capacidad instalada del país alcanzó los 42.919 MW, lo que significa una disminución del 1% (o 533 MW) en comparación con los 43.452 MW registrados al 30 de septiembre de 2023. La variación se debe a la instalación de nueva capacidad instalada y a la adaptación y repotenciación de las centrales eléctricas que ya estaban en funcionamiento. La contracción de 533 MW se descompone de la siguiente manera: (i) una adición de 902 MW de fuentes renovables, de las cuales 622 MW corresponden a parques eólicos (incluyendo 271 MW de nuevas plantas instaladas durante el 3T24), 273 MW a plantas solares (incluyendo 76 MW de nueva capacidad instalada durante el 3T24) y 8 MW a plantas de biogás; (ii) una reducción de 1.195 MW en las fuentes hidroeléctricas y (iii) una disminución neta de 240 MW en las fuentes térmicas, donde una reducción de 295 MW corresponde a las turbinas de gas, una contracción de 470 MW a las turbinas de vapor y una contracción de 99 MW a los

motores diésel, siendo todo ello parcialmente compensado por un aumento de 624 MW en los ciclos combinados.

Cabe destacar que la disminución de 1.195 MW de capacidad instalada hidroeléctrica se explica fundamentalmente por una reevaluación de la potencia disponible de Yacyretá entre Argentina y Paraguay. Desde agosto de 2024, el 50% de la capacidad instalada de Yacyretá está asignada a Argentina, mientras que antes era de aproximadamente el 88%.

Generación de 3% durante el trimestre en términos interanuales. La disminución fue impulsada principalmente por la generación hidroeléctrica (-33%) debido a la combinación de dos factores: i) dicho cambio en la asignación de la capacidad instalada de Yacyretá entre Argentina y Paraguay y ii) una reducción de los caudales de los ríos: una contracción del 60% en el río Neuquén, un 55% en el río Collón Curá, un 38% en el río Limay, un 26% en el río Uruguay y un 22% en el río Paraná.

La generación nuclear aumentó un 7% básicamente como consecuencia de una mayor disponibilidad y generación de Atucha II, como consecuencia de la reincorporación de esta central, que se encontraba en parada de mantenimiento durante el primer semestre de 2023. Este desempeño fue parcialmente compensado por la Central Eléctrica Embalse, que entró en parada de mantenimiento en septiembre de 2024 y reanudó sus operaciones en octubre pasado.

Dada la baja generación hidroeléctrica y el moderado suministro de fuentes nucleares y renovables, se requería un mayor despacho térmico para cubrir la demanda eléctrica. El crecimiento del 13% en la generación térmica provocó un mayor consumo de combustible: un aumento del 66% en el consumo de diésel, un aumento del 9% en el consumo de gas natural y un 3% en el fueloil.

Diapositiva 8 - Visión general del mercado: Demanda y Generación

Centrándonos ahora en la demanda, como se puede observar, la demanda eléctrica aumentó un 1% hasta los 35,6 TWh frente a los 35,2 TWh registrados durante el 3T23, lo que se explica básicamente por un aumento del consumo residencial debido a las condiciones meteorológicas. Las temperaturas más frías durante julio y agosto de este año en *comparación con* los mismos meses de 2023 provocaron un mayor consumo minorista, que luego se contrajo en septiembre como resultado de temperaturas más suaves en comparación con el mismo mes de 2023. En el conjunto del 3T24, el consumo residencial subió 3%.

En cuanto a la demanda industrial, se registró por primera vez un consumo ligeramente superior en muchos trimestres, especialmente en alimentos y bebidas. Queda por ver si esto representa una tendencia fuerte para los próximos meses. Las cifras son similares al patrón residencial: tasas de crecimiento interanual positivas durante julio y agosto y luego disminuyendo en septiembre.

Por último, la balanza comercial eléctrica se tradujo en una situación de importaciones netas, durante todo el trimestre, con un pico en agosto.

Diapositiva 9 - Métricas operativas de Central Puerto

Ahora vamos a la diapositiva 9, a nuestros indicadores operativos clave para el trimestre. Podemos ver que la electricidad generada por Central Puerto disminuyó 1% a 5.685 GWh, en comparación con los 5.721 GWh del 3T23.

La generación hidroeléctrica de Piedra del Águila cayó 35%, alcanzando los 1.405 GWh desde los 2.151 GWh del 3T23. Esta disminución se debió principalmente a una reducción del 55% en los niveles de agua del río Collón Curá, lo que resultó en una menor disponibilidad de agua para la generación.

La generación eólica disminuyó 4%, alcanzando los 386 GWh en el 3T24 frente a los 404 GWh del mismo periodo de 2023. Este descenso se explica principalmente por el menor recurso eólico y también por algunas obras de mantenimiento extraordinarias, como las realizadas en varias palas de La Castellana II. Por otro lado, la generación solar alcanzó los 61 GWh en el 3T24 como consecuencia del impacto total del parque solar Guañizuil durante el trimestre desde su adquisición en octubre de 2023.

La generación térmica aumentó 21% durante el 3T24 en comparación con el 3T23, alcanzando los 3.832 GWh desde los 3.166 GWh. El crecimiento se debió principalmente a un mayor despacho de algunas unidades en el sitio Puerto y a una mayor disponibilidad y despacho en el sitio Costanera. Las unidades

de cogeneración en Luján de Cuyo y Brigadier López de ciclo abierto también tuvieron mayor disponibilidad y despacho.

Finalmente, como se puede ver, las cifras de disponibilidad se mantienen sólidas para todo el grupo durante el trimestre, tanto frente al promedio del mercado como frente a las métricas propias de Central Puerto en comparación con el 3T23. Mención especial merece el desempeño de Central Costanera, cuyas cifras de disponibilidad han ido mejorando constantemente desde que Central Puerto se hizo cargo. Esto es consecuencia de varios programas de mantenimiento profundo, cambios en las operaciones y las ganancias de eficiencia con la fusión.

Diapositiva 10 - Ingresos

Ahora, pasemos a nuestro desglose de ingresos. Como se puede ver en la diapositiva 10, estos ascendieron a 185 millones de dólares en el trimestre, en comparación con los 162 millones de dólares del mismo período de 2023.

La variación de los ingresos es consecuencia principalmente de:

- (i) Un aumento del 11% o US\$9 millones en los ingresos del mercado spot, impulsado básicamente por:
 - a. Incrementos salariales al contado superiores a la devaluación de la moneda durante el periodo analizado.
 - b. Mayor generación térmica (especialmente en los sitios Brigadier López, Puerto y Costanera).
 - c. Mayor disponibilidad de algunas unidades térmicas (especialmente en el sitio Costanera y Brigadier López).
 - d. Un efecto no monetario en la brecha entre la devaluación de la moneda y la inflación (como dijimos al inicio de la presentación, esto se debe a la metodología contable de la compañía, que incluye el mecanismo de ajuste por inflación, y la conversión de cifras a dólares utilizando el tipo de cambio oficial de fin de período).

- (ii) Un aumento del 12% o US\$8 millones en las ventas bajo contratos, impulsado principalmente por:
 - a. El parque solar adquirido el Oct-23 (Guañizuil II).
 - b. Mayor disponibilidad y venta de energía de unidades de cogeneración (plantas Luján de Cuyo y San Lorenzo).
 - c. El llamado efecto no monetario en la brecha entre la devaluación de la moneda y la inflación.

Siendo todo parcialmente compensado por una menor generación de viento (principalmente debido a mantenimientos extraordinarios en algunas palas de La Castellana II).

- (iii) Y un aumento del 41% o US\$3 millones en las ventas de vapor, impulsado por una mayor producción de vapor en las instalaciones de Luján de Cuyo y San Lorenzo, como consecuencia de una mayor demanda de los clientes en ambos lugares. Esperamos que la demanda de vapor continúe siendo mayor en el futuro, mostrando una nueva tendencia debido a los nuevos niveles de actividad económica en algunas industrias, notablemente en petróleo y gas.

Diapositiva 11 - EBITDA Ajustado

En la diapositiva 11, podemos ver la dinámica de nuestro EBITDA ajustado. Durante el tercer trimestre de 2024, el EBITDA ajustado del grupo ascendió a 93 millones de dólares, manteniéndose casi equivalente en comparación con el 3T23.

Al analizar el EBITDA Ajustado, podemos observar que la variación se explica principalmente por:

- (i) El aumento de las ventas agregadas anteriormente mencionado, impulsado por las ventas al contado y las ventas bajo contratos, los aumentos de la remuneración al contado superiores a la devaluación de la moneda y un efecto positivo no monetario en la brecha entre la devaluación de la moneda y la inflación.
- (ii) un aumento del 24% o 17 millones de dólares en el costo de ventas, explicado básicamente por: (i) seguros e indemnizaciones a los empleados, siendo ambos impactados mayoritariamente por la apreciación real del peso argentino. Por otro lado, los costos de producción también se vieron afectados negativamente por un efecto no monetario en la brecha entre la devaluación de la moneda y la inflación.
- (iii) Los gastos de venta, generales y administrativos crecieron un 20% o US\$3 millones, principalmente por: (i) honorarios y compensaciones por servicios (proyectos puntuales) y (ii) remuneraciones a los empleados, ambos impactados principalmente por la apreciación real del peso argentino. Al igual que los costos de producción, los gastos de venta, generales y administrativos también se vieron afectados negativamente por un efecto no monetario debido a la brecha entre la devaluación de la moneda y la inflación.
- (iv) Finalmente, los Otros Resultados Operativos netos en el 3T24 fueron inferiores a las cifras del 3T23 en un 23% o US\$3 millones, básicamente como consecuencia de (i) menores intereses de los clientes, debido a menores retrasos en CAMMESA y (ii) menores (+) diferencias de cambio. Y, un efecto negativo no monetario en la brecha entre la devaluación de la moneda y la inflación.

Diapositiva 12 - Ingresos netos

Pasando a la siguiente diapositiva, el Beneficio Neto Consolidado. Durante el 3T24, la utilidad neta de Central Puerto ascendió a US\$40 millones, aumentando 100% o US\$20 millones respecto al año anterior.

La utilidad neta se vio impactada positivamente por:

- (i) Efectos no monetarios, incluidos:
 - i. Mejores resultados generados por el cambio en la potencia adquisitivo de la moneda (debido a una menor inflación), y
 - ii. D&A más bajos

Estas partidas se vieron parcialmente compensadas por una menor diferencia de divisas e intereses de FONI.

La utilidad neta también se vio impactada positivamente por:

- (ii) EBITDA ajustado, y
- (iii) Los resultados financieros netos, que fueron impulsados por
 - a. Menores diferencias de cambio en los pasivos financieros.
 - b. Menores comisiones bancarias.
 - c. Mayor participación en las utilidades de las asociadas.

Por último, el impuesto a las ganancias fue más alto debido a los mayores ingresos antes de impuestos.

Diapositiva 13 – Flujo de caja

Por último, en la diapositiva 13 tenemos la dinámica del Flujo de Caja durante el 9M24:

El efectivo neto proporcionado por las actividades operativas ascendió a US\$184 millones durante el 9M24. Este monto se explica principalmente por (i) mayores ingresos antes de impuesto a las ganancias del período, (ii) intereses devengados de clientes y (iii) recuperación de seguros, todo ello parcialmente compensado por el pago de impuestos.

El efectivo neto utilizado por las actividades de inversión ascendió a US\$119 millones durante el 9M24. Este monto se explica principalmente por (i) el CAPEX asignado a los proyectos San Carlos y Brigadier López y (ii) la adquisición de activos financieros, siendo compensados parcialmente por los dividendos cobrados y la venta de activos financieros.

Finalmente, el flujo de caja de financiamiento fue negativo en US\$78 millones durante el 9MQ24. Esto es básicamente el resultado de (i) los reembolsos de préstamos a largo plazo y el pago de intereses y (ii) el pago de dividendos, siendo todos parcialmente compensados por (i) sobregiros de cuentas bancarias y de inversión, netos y (ii) desembolsos de préstamos a largo plazo.

En consecuencia, nuestra posición de caja al 30 de septiembre de 2024 ascendió a US\$7 millones. Si se incluyen los activos financieros, nuestra liquidez corriente total asciende a 245 millones de dólares.

Con esto concluyo la presentación y ahora te invitamos a que hagas cualquier pregunta a nuestro equipo.

Gracias por su atención.

Operador

Muchas gracias por la presentación. Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas para inversores y analistas. Si desea hacer una pregunta, presione la parte inferior de la mano levantada. Si tu pregunta ya ha sido respondida, puedes salir de la cola haciendo clic en el mismo botón. Espere mientras buscamos preguntas.

Nuestra primera pregunta es de Martin Arancet de Balanz Capital. El micrófono está abierto.

Martin Arancet - Balanz Capital

Hola, gracias por la presentación. En realidad, tengo tres preguntas o temas que quiero discutir, y si está bien, los ejecutaré uno por uno. La primera es sobre las nuevas licitaciones de activos hidroeléctricos que, si no me equivoco, incluyen a Piedra del Águila y deberían darse en el primer trimestre de 2025. Pero antes de eso, creo que será importante establecer algunas cosas como los precios, si Cammesa será un intermediario, probablemente algunas garantías de que los términos de las concesiones se cumplirán esta vez. Entonces, mi pregunta es, ¿crees que todo puede estar listo para el primer trimestre 25? ¿Cuánto crees que deberían pagarse estos activos en comparación con la situación actual? Y por último, ¿tienes algún color adicional o alguna opinión sobre estas licitaciones?

Fernando Bonnet - Gerente General

Bien, gracias Martin por tu interés. Como mencionaste, el gobierno estableció un plazo de 180 días para lanzar esta licitación y hacer una nueva concesión. Están funcionando. Entonces, hemos estado hablando con ellos, están trabajando en la nueva, esta nueva unidad ocupada por vender los activos, los activos del

gobierno están tomando el control del proceso con la Secretaría de Energía. Por lo tanto, están trabajando arduamente para cumplir con esos 180 días. Los puntos que se están discutiendo en este momento son cómo equilibrar el establecimiento de una licitación competitiva con precios competitivos para atraer nuevos participantes, no solo los que están operando en este momento. Están discutiendo este nuevo esquema, como mencionás, tal vez con el PPA en torno a Cammesa o la demanda que está en discusión en este momento. Y, por supuesto, las condiciones de ese nuevo PPA, deben equilibrar cuántos o el precio del nuevo PPA. Y, por supuesto, cómo este nuevo precio impacta en los precios reales de la electricidad. Como ustedes saben, el precio en este momento que están pagando por las hidroeléctricas es muy bajo, alrededor de 13 dólares por MW, que es un precio muy bajo. Y este precio no está siendo atractivo para una nueva licitación. Por lo tanto, están discutiendo el esquema y el precio de esta nueva opción de licitación que llamarán el próximo año, pero aún no tienen una definición. Entonces, hemos estado hablando con ellos y no tienen la definición. Por supuesto, esto no solo implica el PPA, implica los precios de toda la electricidad que vendemos en el mercado, no solo la hidroeléctrica, la térmica. Por lo tanto, tienen que equilibrar todo el esquema, las plantas FONI, también los precios para eso. Por lo tanto, no solo tienen que trabajar en todo el esquema tarifario de la generación y del sistema, sino que confían en que tendrán lista la nueva licitación para el segundo trimestre del próximo año.

Martin Arancet - Balanz Capital

Está bien, genial. Pues bien, en cuanto al cambio regulatorio para todo el sistema, existen algunos rumores sobre un probable cambio regulatorio que permitirá a la generación térmica firmar PPAs privados. Entonces, me preguntaba hasta donde usted sabe, ¿está el gobierno trabajando en un cambio de ese tipo y también se les convenció a usted y a otros generadores térmicos para discutir este cambio?

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí, sí, hablamos con el gobierno, previo a la llegada de Daniel González, y están trabajando en eso. Quieren permitir o promover la contractualización en el mercado, en el mercado eléctrico y están pensando en establecer un nuevo mercado privado. Por supuesto, hay algunos contratos que todavía están vigentes con Cammesa, por lo que mantendrán eso. Pero al hablar del mercado al contado, el mercado al contado real, quieren permitir la contractualización entre los generadores y la demanda, al menos la gran demanda, los grandes usuarios, y abrir el mercado que tenemos ahora mismo para las energías renovables a un mercado en el que las unidades térmicas puedan entrar. Se está analizando el momento en que se producirá. Si pudiera ser una transición, porque cuando se habla de un contrato térmico, tenemos que hablar también del combustible que consume la unidad térmica. Entonces, como ustedes saben, en este momento el combustible es todo provisto por Cammesa y ellos nos dan el combustible para generar el gas y el diésel y el fuel oil también. Entonces, también están analizando cómo pueden empezar a dismantelar eso o darle la transmisión a diésel para que se abra la posibilidad de que los generadores compren su propio combustible. Entonces, están trabajando en estos dos lados de un mismo problema, que es abrir el mercado en términos de generación de electricidad y en términos de combustible, diésel y gas. Pero están trabajando en eso. Y creo que es una transición que tiene que ocurrir tarde o temprano.

Martin Arancet - Balanz Capital

Sí, sí. Y en cuanto a eso como seguimiento, bueno, mencionaste que están trabajando en este cambio regulatorio, pero supongo que probablemente las unidades térmicas eficientes serán competitivas para firmar estos nuevos PPAs privados, pero probablemente las más ineficientes no. Pero siguen siendo necesarios para el sistema. No sé si comparte esa opinión y si cree que los precios legacy actuales son suficientes para esas unidades legacy, unidades legacy ineficientes, o si cree que los precios legacy deberían seguir mejorando para tener activos térmicos saludables.

Fernando Bonnet - Gerente General

No, no creo que haya que separar lo ineficiente de lo eficiente. Lo que tenemos que entender aquí es que en el sector eléctrico hay dos componentes. Tienes la energía misma y tienes la potencia. Y cuando se habla de energía, por supuesto, hay que hablar de eficiencia. Y ahí tenemos, como ustedes saben, ciclos combinados muy eficientes vendiendo la electricidad en el mercado spot ahorita con una tarifa que es muy baja si la comparas con una nueva capacidad con la misma eficiencia, un nuevo ciclo combinado que construyes o una licitación que vimos en 2017, 2018 y 2019. Los precios son muy bajos. Por lo tanto, los precios deben aumentar un poco para mantener esa energía eficiente durante un largo período de tiempo. Pero cuando se habla de potencia, la potencia es algo que se necesita cuando se tienen picos de demanda. Y cuando se habla de ese tipo de energía, la electricidad para los picos se habla de unidades menos eficientes como las TGS de ciclo abierto, las turbinas de vapor que ya tenemos. Y eso no es fácil de construir en un mercado privado porque es algo que vas a tener como respaldo del sistema cuando el sistema sube en términos de demanda, por el cambio climático o por un período de tiempo específico. Por lo tanto, no es fácil establecer un contrato privado al respecto. Entonces, en ese sentido, esto es algo que el operador del sistema, en este caso CAMMESA o cualquier operador del sistema en otros países, hace unas asignaciones específicas para proporcionar energía para los picos y tener el respaldo del sistema. Se trata de unidades que tienen un despacho bajo, el 10% de las veces, menos del 10%, el 5%. Así que, en ese sentido, seguro que hay que aumentar los precios. Los precios que se pagan ya no son suficientes para tener nueva potencia o mantener la potencia que hemos estado operando en este momento. Por lo tanto, seguro que hay que pensar en nuevos precios, los mismos precios que se vieron en la última licitación, la Terconf, que son precios de la energía, no específicamente de la energía. Por lo tanto, los precios de la energía para unidades que no son de alta eficiencia. Por lo tanto, hay que tenerlo en cuenta. Creo que con la electricidad y la energía podemos hablar de contratos privados y en términos de potencia, se necesitará algún agregador en el sistema que establezca nuevas opciones de energía con precios que suban de los precios que estamos viendo ahora.

Martin Arancet - Balanz Capital

Vale, muy claro. Y mi última pregunta entonces, bueno, usted tiene una sólida posición de efectivo y bajos niveles de deuda. No sé qué puede compartir con respecto a los planes de inversión para los próximos años y si está considerando una inversión bajo el esquema Rigi.

Fernando Bonnet - Gerente General

Oh, sí, sí, seguro. En cuanto a nueva potencia y potencia interna, estamos esperando, hemos estado hablando con el gobierno y estamos esperando una nueva licitación de potencia, quizás menos MW que la Terconf que vimos el año pasado, pero más enfocada en puntos específicos en AMBA. Por lo tanto, estamos dispuestos a participar allí y queremos continuar con el reemplazo de nuestra unidad en el AMBA. En términos de energías renovables, estamos viendo oportunidades y hemos estado hablando con los clientes en términos de proporcionar una solución para las empresas mineras en el norte, no solo proporcionando la electricidad, sino también proporcionando la línea de transmisión que necesitan para conectarse a la red. Estamos hablando con las empresas mineras de litio del norte. Entonces, esperamos que si el litio sigue creciendo en el norte y podemos llegar a un acuerdo con las empresas mineras, podamos entrar allí en la construcción de una línea de transmisión y proporcionar la energía renovable que quieren para las empresas mineras del norte. Estamos buscando eso y ese es un gran proyecto para nosotros. Entonces estamos buscando oportunidades en el sector minero. Por lo tanto, estamos buscando oportunidades para ingresar a una empresa minera de plata y oro. Y estamos tratando de buscar oportunidades adicionales allí. Y también estamos viendo algo en el litio y estamos tratando de desarrollar nuestro negocio forestal. Por supuesto, no es fácil. El negocio forestal en Argentina es complicado porque

los costos logísticos ponen en tensión nuestros recursos porque los costos de la logística son mucho más altos que en cualquier parte del mundo. Pero estamos tratando de buscar oportunidades allí para industrializar una parte de nuestra producción. Y, por supuesto, también estamos viendo oportunidades en electricidad, oportunidades para adquirir o aumentar nuestros megavatios en energías renovables también. Y, por supuesto, las oportunidades internas están mirando y viendo.

Martin Arancet - Balanz Capital

Bien. Solo un pequeño seguimiento. ¿Se espera algún cronograma para la nueva licitación de unidades térmicas?

Fernando Bonnet - Gerente General

No, no, no, de hecho, pero esperamos si entendemos lo que dice el gobierno, no específicamente días, pero quieren avanzar antes de fin de año. Pero no tenemos fechas ni horarios específicos.

Martin Arancet - Balanz Capital

Bien, bueno, muy pronto. Bueno, todo eso está de mi lado. Muchas gracias.

Fernando Bonnet - Gerente General

Gracias por su interés.

Operador

Bueno, la siguiente pregunta viene de Ludovic Casrouge de Autonomy Capital. El micrófono está abierto.

Ludovic Casrouge - Autonomy Capital

Sí, buenos días y enhorabuena por los resultados. Mi pregunta se refería al plan de contingencia de diciembre de 2024 a marzo de 2026 y que recibiría una remuneración más alta para algunas centrales eléctricas. ¿Cuál podría ser el impacto en el EBITDA?

Fernando Bonnet - Gerente General

Bueno, no esperamos un gran impacto porque es una pequeña remuneración para las turbinas de vapor y la turbina de gas que operan en ciclo abierto. Y además esto trae nuevos CapEx y nuevos OpEx para esta unidad. Por lo tanto, no esperamos un gran impacto en nuestro EBITDA. No, no, no, básicamente será menos de 10 millones de dólares o más o menos. Pero más que eso, porque es un período de tiempo muy corto e impacta solo a una pequeña parte de nuestra generación. Y el aumento no es grande. Por lo tanto, es solo algo para evitar la degradación de nuestras unidades antiguas que han estado bajando de categoría durante muchos años desde la congelación de la moderación desde creo que 2019 o 2018, pero no es una gran cantidad.

Ludovic Casrouge - Autonomy Capital

De acuerdo, muchas gracias.

Operador

Nuestra siguiente pregunta es de Gustavo Faria de Bank of America. El micrófono está abierto.

Gustavo Faria - Bank of America

Hola, chicos. Gracias por responder a mi pregunta. Solo una cosa rápida de nuestra parte. ¿Esperamos algún aumento en el despacho o disponibilidad de las centrales térmicas dados los proyectos de gasoductos en curso en Argentina, así que hay una mayor disponibilidad de gas para sus centrales térmicas? ¿Y cree que podría ser suficiente para reemplazar todas las importaciones de energía de Argentina?

Fernando Bonnet - Gerente General

Bien, en términos de nuestras unidades, creo que podría ser, pero marginalmente porque la mayoría de nuestras unidades son de combustible dual. Entonces, cuando no tenemos gas, consumen gasoil o fuel oil. Por lo tanto, no esperamos que nuestras unidades tengan un mayor impacto en el despacho. Por supuesto, esto implicará un impacto en el costo seguro. El impacto de una reducción de costo porque, como saben, el precio de la gasolina es mucho más barato que el del fueloil o el gasoil. Pero no esperamos un gran impacto en nuestro despacho. En cuanto a las importaciones de gas natural, sí, estamos reduciendo la importación de gas natural de Bolivia cambiando a gas de Vaca Muerta. En cuanto a la importación de electricidad, no lo creo porque, como saben, estamos en términos de períodos pico, especialmente en verano, estamos viendo una restricción en términos de demanda. Por lo tanto, depende de la temperatura del verano. Pero para este año, hasta que no tengamos esta nueva oferta de nueva potencia en AMBA, estuvimos viendo la importación de electricidad desde Brasil durante los períodos pico independientes de los gasoductos. Seguro que cuando tienes la oferta pública y tienes nueva capacidad entrando en un par de años, habría una reducción. Pero esto también depende de la evolución de la demanda en Argentina. Si empezamos a crecer de nuevo y la industria empieza a crecer de nuevo, necesitaremos ambas cosas. Por lo tanto, necesitamos aumentar nuestras centrales eléctricas o todavía necesitamos alguna importación de Brasil durante las horas pico.

Gustavo Faria - Bank of America

De acuerdo. Gracias.

Operador

Nuestra siguiente pregunta es de Matías Cattaruzzi de Adcap Securities. El micrófono está abierto.

Matias Cattaruzzi - Adcap Securities

Hola a todos. Soy Matías. Tengo una pregunta sobre los meses de verano que se avecinan con el plan de contingencia que el gobierno quiere implementar, cómo afectaría eso a la empresa en términos de métricas operativas, costos y su desempeño financiero general. ¿Y tienen una previsión de EBITDA para el siguiente trimestre o el próximo año? Y además, tengo otra pregunta sobre la política de dividendos. Ha estado dando algunos dividendos a finales del año pasado y ahora ha vuelto a pagar dividendos. ¿Va a insertar una regla de dividendos o estos son solo ganancias retenidas de retorno que está eliminando gradualmente?

Fernando Bonnet - Gerente General

Vamos a la primera pregunta en términos de operación durante este verano. Por supuesto, como ustedes saben, tenemos un respaldo muy corto en términos de capacidad en AMBA, específicamente en la región del AMBA. Por lo tanto, esperamos que nuestras unidades operen a niveles más altos este verano. Por supuesto, dependiendo del clima y la temperatura, pero en la temperatura que esperamos, que es alta para el verano, esperamos un mayor despacho de nuestras unidades durante el verano. En términos de remuneración, como mencioné antes, este nuevo esquema no cambia las reglas del juego en términos de remuneración. Es una cantidad adicional para mantener o realizar algún mantenimiento adicional a nuestras unidades. Pero no cambia las reglas del juego. Es un paso más tratar de aumentar o no seguir bajando nuestras disponibilidades de nuestras unidades que están en el mercado spot. Pero no cambia las reglas del juego. Por lo tanto, no esperamos un mayor impacto en nuestro EBITDA. Y luego los dividendos, sí, en términos de dividendos, como saben, estamos creciendo y esperamos crecer en términos de capacidad e inversiones. Estamos invirtiendo en cerrar nuestro ciclo abierto del Brigadier López. Estamos invirtiendo en nuevos proyectos solares. Estamos buscando nuevas oportunidades. Por lo tanto, estamos pagando dividendos teniendo en cuenta eso. Entonces, como mencionaste, todavía no tenemos una política estricta de pago de dividendos porque estamos en una fase de crecimiento de la empresa y estamos tratando de aprovechar las oportunidades. Pero dicho esto, cada año al final del año, cuando analizamos nuestros flujos de caja y vemos algo de efectivo que está disponible para pagar dividendos, queremos pagar dividendos y vamos a por eso. Pero así es más o menos como trabajamos en términos de política. Por supuesto, cuando tengamos un camino más establecido en términos de crecimiento y oportunidades en el mercado, pagaremos dividendos de forma más regular. Pero así es más o menos como estamos trabajando en este momento, viendo el flujo de caja que viene, los gastos y las oportunidades y viendo cuánto efectivo tenemos disponible a fin de año. Y solíamos pagar dividendos con esa cantidad.

Matias Cattaruzzi - Adcap Securities

Bien. Y una última pregunta, ¿nos puede dar más orientación sobre el próximo trimestre y el siguiente año en términos de EBITDA?

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí, no estamos viendo un cambio diferente o un gran cambio hasta que el gobierno establezca este nuevo esquema de nuevas posibilidades de firma de PPAs o cambios en el marco regulatorio. Estamos viendo más o menos que se va a repetir el EBITDA que estamos teniendo en 2024. Pero si el gobierno establece esa posibilidad de firmar contratos privados y de desregular la adquisición de combustibles, por supuesto, esperamos que el EBITDA sea muy diferente al que tenemos ahora. Pero no es fácil establecer un número porque no tenemos el cambio regulatorio sobre la mesa en este momento.

Matias Cattaruzzi - Adcap Securities

Está bien, genial. Muchas gracias.

Operador

Una vez más, si desea hacer una pregunta, presione el botón de levantar la mano. Espera, tiraré para las preguntas.

Con esto concluye la sesión de preguntas y respuestas. Quisiera ceder la palabra al Sr. Fernando Bonnet para que formule sus observaciones finales. Adelante, por favor, señor.

Fernando Bonnet - Gerente General

Gracias a todos por su interés en Central Puerto. Le animamos a que nos llamen para cualquier información que puedan necesitar. Que tengan un gran día.

Operador

Con esto concluye la presentación de hoy. Les agradecemos su participación y les deseamos un muy buen día.