



Central Puerto S.A.

Conferencia telefónica sobre resultados del
cuarto trimestre de 2023 y del ejercicio fiscal
de 2023

Lunes, 11 de marzo de 2024, 11 A.M. Hora
del Este

PARTICIPANTES

Fernando Bonnet - *Gerente General*

Enrique Terraneo - *Director Financiero*

Pablo Calderone - *Gerente de Finanzas Corporativas y Relaciones con
Inversores*

PARTICIPANTES

Fernando Bonnet - *Gerente General*

Enrique Terraneo - *Director Financiero*

Pablo Calderone - *Gerente de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores*

PARTICIPANTES EN LA CONFERENCIA TELEFÓNICA

Martin Arancet, *Balanz Capital*

PRESENTACIÓN

Operador

Buenos días, señoras y señores, bienvenidos al webcast de los resultados del cuarto trimestre de 2023 de Central Puerto. Todos los participantes estarán en modo de sólo escucha. Si necesitan ayuda, por favor avisen a un especialista en conferencias pulsando la tecla asterisco seguida de cero.

Tras la presentación de hoy, habrá oportunidad de formular preguntas. Tenga en cuenta que este acto se está grabando.

Si no dispone de una copia del comunicado de prensa, consulte la sección de Relaciones con el Inversor en la página web corporativa de la empresa: www.centralpuerto.com. Además, puede acceder a una repetición de la llamada de hoy accediendo al enlace Webcast en la misma sección de la web de Central Puerto.

Antes de proseguir, les informamos de que todas las cifras financieras se han elaborado de conformidad con las NIIF y se han convertido de pesos argentinos a dólares estadounidenses únicamente a efectos comparativos. El tipo de cambio utilizado para convertir pesos argentinos a dólares estadounidenses fue el tipo de cambio de referencia informado por el Banco Central para dólares estadounidenses al final de cada período. La información presentada en dólares estadounidenses es sólo para conveniencia del lector y usted no debe considerar estas conversiones como representaciones de que los importes en pesos argentinos realmente representan estos importes en dólares estadounidenses o podrían convertirse en dólares estadounidenses al tipo de cambio indicado.

Por último, cabe señalar que los estados financieros correspondientes al **cuarto trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2023** incluyen los efectos del ajuste por inflación.

Asimismo, le rogamos que tenga en cuenta que determinadas afirmaciones realizadas por la Compañía durante esta llamada y la respuesta a sus preguntas pueden incluir afirmaciones de carácter prospectivo, que están sujetas a riesgos e incertidumbres que podrían hacer que los resultados reales difieran sustancialmente de las expectativas contempladas en los comentarios del sector, por lo que le remitimos a la sección de afirmaciones de carácter prospectivo de nuestra nota de resultados y de los documentos recientemente presentados ante la SEC. Central Puerto no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones prospectivas, salvo que así lo exija la legislación aplicable en materia de valores.

Para seguir mejor el debate, descargue la presentación disponible en el sitio web de la empresa. Tenga en cuenta que algunas de las cifras mencionadas durante la llamada pueden estar redondeadas para simplificar el debate.

En la llamada de hoy desde Central Puerto se encuentran Fernando Bonnet, Gerente General, Enrique Terraneo, Director Financiero y Pablo Calderone Director de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores.

Y ahora, cedo la palabra a Pablo Calderone. Por favor Pablo, puedes empezar.

Pablo Calderone - Gerente de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores

Diapositiva 3 - Agenda

Muchas gracias, y buenos días a todos.

Nos reunimos hoy con nuestro equipo directivo desde Buenos Aires, Argentina, para comentar nuestros resultados del ejercicio completo 2023 y del 4º trimestre de 2023.

Tomando un momento de su atención para repasar la agenda de hoy, me gustaría comenzar la presentación abordando brevemente las principales cifras del año 2023 y del 4T23, seguido de una rápida actualización del marco regulatorio y una visión general del sector energético argentino, para luego, pasar a analizar la evolución de nuestros resultados operativos y financieros. Por último, 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 la evolución de nuestros resultados financieros y operativos, permítanme repasar brevemente las principales cifras del grupo Central Puerto para el año 2023 y el cuarto trimestre de 2023.

Como sabrán con la adquisición de Central Costanera, realizada a principios de este año y, el parque solar de Guañizul, en octubre de 2023, la capacidad instalada del grupo se ha disparado un 49% interanual hasta alcanzar los 7,2 GW de capacidad instalada.

Además, la generación de energía ascendió a casi 21 TWh en 2023 y 5,2 TWh en el trimestre, aumentando un 19% y un 10%, respectivamente, con respecto a los mismos periodos del año pasado.

Así, durante 2023 el grupo Central Puerto se ha convertido en la mayor empresa privada de generación de energía de Argentina, tanto en términos de capacidad instalada como de generación de energía, completando una cartera diversificada de activos en todas las tecnologías de generación de energía.

En cuanto a nuestros resultados financieros, cabe destacar que la fuerte devaluación que se produjo a finales de 2023 provocó que la depreciación de la moneda local fuera muy superior a la inflación del periodo. Dada la metodología contable de Central Puerto, todas las partidas en pesos deben ser ajustadas por inflación a la moneda de cierre del ejercicio, mientras que la empresa reporta sus resultados en dólares convirtiéndolos al tipo de cambio oficial de fin de período, provocando así un impacto no monetario que afecta la comparabilidad de nuestros resultados financieros y siendo más significativo en el análisis de las cifras del 4T23.

En ese sentido, los ingresos del año ascendieron a 537 millones de dólares, disminuyendo 5% frente a 2022, y a 98,0 millones de dólares en el 4T del año, contrayéndose 19% frente al mismo periodo del año anterior, mientras que el EBITDA Ajustado alcanzó 277 millones de dólares, mostrando una disminución de 36% frente a 2022 y de 45 millones de dólares en el trimestre, siendo 34% inferior al último trimestre de 2022.

El resultado neto del periodo fue positivo en 193 millones de dólares y 155,8 millones de dólares en 2023 y 4T23 respectivamente, afectado por efectos puntuales que impactaron positivamente en el 4T como veremos en detalle más adelante en la presentación.

Por último, tras un año satisfactorio en términos de gestión de nuestro perfil de endeudamiento y distribución de dividendos, la deuda neta a 31 de diciembre ascendía a 244 millones de dólares, con un ratio de apalancamiento neto de sólo 1,0 veces.

Diapositiva 5 - Actualización normativa

Pasando ahora a las actualizaciones más recientes de la Normativa, cabe mencionar las siguientes Resoluciones:

El 6 de septiembre de 2023, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 750/2023, que actualizó los precios de remuneración de la generación de energía y potencia para unidades no comprometidas en un Contrato de Compraventa de Energía (CCE), incrementando los valores de remuneración en un 23% desde septiembre de 2023.

Además, el 2 de noviembre de 2023, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 869/2023, que actualizó los precios de remuneración de las mismas unidades en un 28%, desde noviembre de 2023.

Por último, en febrero de 2024 la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 9/2024 que actualiza las remuneraciones en un 74% desde febrero de 2024.

Cabe destacar que los ciclos combinados que operan en el mercado spot y no están comprometidos en un PPA, son remunerados con un régimen especial introducido mediante la Resolución 59/23, emitida en febrero de 2023. Bajo este régimen, la capacidad de potencia de estas unidades de generación se paga parcialmente en dólares estadounidenses, mientras que la generación de energía está totalmente dolarizada.

Con respecto al proceso de licitación TerConf, aunque la Compañía fue adjudicada con proyectos por 516 MW de capacidad de energía para Central Costanera, a la fecha los contratos no han sido firmados y el proceso está bajo revisión de la nueva administración.

Diapositiva 6 - Panorama del mercado Capacidad instalada

Utilicemos ahora las dos diapositivas siguientes para analizar la evolución del mercado energético argentino durante este trimestre.

Como podemos ver en la diapositiva 6, la capacidad de generación instalada del país aumentó un 2% o 847 MW alcanzando los 43,8 GW, frente a los 42,9 GW del 4T22. Este aumento de la capacidad se debió principalmente a la incorporación de 396 nuevos MW de tecnología eólica (+12%) y 280 nuevos MW de proyectos solares fotovoltaicos (+26%). El biogás y la biomasa aumentaron ligeramente durante el trimestre, añadiendo 6 MW y 3 MW, respectivamente. Por último, las fuentes de capacidad térmica registraron un aumento neto de 162 MW (+1%) como combinación de una adición de 735 MW en nuevos ciclos combinados y la baja de 537 MW y 36 MW en turbinas de gas y motores diésel, respectivamente.

En cuanto a la generación de energía en el 4T23, descendió un 4% hasta los 34,8 TWh, frente a los 35,1 TWh del 4T22, en línea con el descenso del 4% de la demanda energética. La menor demanda del periodo se cubrió principalmente con una mayor generación de origen nuclear (+7% interanual), hidroeléctrico (+5% interanual) y renovable (+2% interanual), lo que se tradujo en una menor necesidad térmica (-14% interanual). El aumento en la generación de energía nuclear se explica principalmente por la central Atucha II, que no estuvo disponible durante el último trimestre de 2022 debido a un programa de mantenimiento que durará hasta mediados de 2023. Además, la central Embalse también suministró una generación significativamente mayor durante el 4T23 vis-à-vis 4T22. El aumento de la generación hidroeléctrica es un fenómeno que comenzó a mediados de 2023 debido a las mayores precipitaciones en comparación con 2022, año que fue particularmente afectado por una severa sequía. Como resultado, las centrales hidroeléctricas Litoral y Comahue han estado generando significativamente más en 2023 en comparación con 2022. Hablando específicamente del 4T23, el río Uruguay registró un aumento de 484% en su caudal interanual, mientras que los ríos Nequén y Limay aumentaron sus caudales en 49% y 37% interanual, respectivamente.

Diapositiva 7 - Panorama del mercado Demanda y generación

Centrándonos ahora en la demanda, como pueden ver el consumo de electricidad disminuyó un 4% durante el 4T23 en comparación con el 4T22. Esto se debió esencialmente a un descenso del 5% en el consumo residencial como consecuencia de unas temperaturas más suaves durante el periodo,

especialmente en diciembre, cuando el consumo cayó un 10% respecto a 2022. En cuanto a la demanda industrial, ésta se contrajo un 5% como consecuencia de una menor actividad económica en el periodo. Cabe destacar que la demanda local se cubrió con generación local de energía, disminuyendo sustancialmente las importaciones en un 97%.

Diapositiva 8 - Métricas operativas de Central Puerto

Pasando ahora a nuestros indicadores clave de rendimiento para el trimestre, en la diapositiva 8, podemos ver que la energía generada por Central Puerto aumentó un 10% hasta 5,2 TWh, frente a 4,7 TWh en el 4T22.

Cabe destacar que este incremento incluye la incorporación de 856 GWh generados por Central Costanera, adquirida en febrero de 2023, así como los 73 GWh producidos por el parque solar Guañizuil II A adquirido el pasado mes de octubre, que no formaban parte del grupo a 4T22.

En el 4T23, volvió a destacarse el aumento de la generación de energía hidroeléctrica de Piedra del Águila, que alcanzó los 1.678 GWh y se ubicó un 21% por encima de los niveles del 4T22, como consecuencia directa del aumento de los caudales de los ríos Limay y Collon Curá (+37% y +13%, respectivamente) en comparación con el 4T22, cuando los caudales de los ríos aún estaban afectados por la sequía que impactó al país en 2022.

Por último, la generación de energía renovable aumentó un 12% en el 4T23 respecto al 4T22, siendo explicada en su totalidad por los 73 GWh generados por la planta solar Guañizuil II A, que fue parcialmente compensada por una contracción del 5% en la generación eólica como consecuencia de un menor recurso eólico durante el periodo.

Como se ha indicado anteriormente, la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica y nuclear, así como la menor demanda de energía durante el periodo, propiciaron un menor despacho térmico. Sin embargo, como pueden ver, la disponibilidad térmica de Central Puerto sigue siendo alta en comparación con la media del mercado, lo que refleja nuestros estándares y políticas de operación de alta calidad, así como la eficiencia de los equipos.

Diapositiva 9 - Ingresos

En cuanto al análisis de los ingresos, como puede verse en la diapositiva 9, ascendieron a 98 millones de dólares en el trimestre, frente a 121 millones en el mismo periodo de 2022.

Cabe destacar que la brecha entre inflación y devaluación del periodo ha afectado negativamente las cifras del 4T23 a nivel no monetario, debido a la metodología contable de la empresa y a la conversión a dólares utilizando el tipo de cambio oficial de fin de periodo, lo que hace que la comparación con el año anterior sea más compleja de analizar.

Así pues, teniendo en cuenta este efecto, la variación de los ingresos resulta de una combinación de:

- (i) Contribución de 2 millones de dólares a las ventas de las empresas forestales adquiridas en diciembre de 2022 y mayo de 2023.
- (ii) Un descenso del 11% o 11,6 millones de dólares en las ventas bajo contrato, que ascendieron a 42,7 millones de dólares en el trimestre frente a 54,3 millones de dólares en el 4T 2022, explicado principalmente por el efecto anteriormente mencionado entre la inflación y la devaluación de la moneda y en menor medida a una menor generación de nuestros parques eólicos por un menor recurso eólico, siendo parcialmente compensado por la consolidación del parque solar Guañizuil II A, que aportó unos ingresos de 2,7 millones de dólares en el trimestre.

- (iii) Una contracción de 19% u 11,3 millones de dólares en las ventas Spot/Legacy que ascendieron a 48,1 millones de dólares en el 4T23 comparado con 59,4 millones de dólares en el 4T22, impulsado por una combinación de la consolidación de las cifras de Central Costanera que contribuyó con ventas de 13,4 millones de dólares y un mayor despacho de energía de la central hidroeléctrica Piedra del Águila, todo esto compensado en su totalidad por el efecto entre la inflación y la devaluación de la moneda, que se mencionó anteriormente y una menor remuneración en dólares, y una menor generación de las unidades térmicas por la menor demanda del período y la mayor disponibilidad de recursos hidroeléctricos y renovables.
- (iv) Una disminución del 15% o 0,7 millones de dólares en las ventas de vapor, que ascendieron a 3,8 millones de dólares en el trimestre frente a 4,5 millones de dólares en el 4T22, a pesar de un aumento del 25% en los volúmenes que se explica totalmente por el efecto no monetario entre la inflación y la devaluación de la moneda.

Diapositiva 10 - ADJ. EBITDA

Pasemos ahora a la diapositiva 10, para una mejor comprensión de la evolución de nuestro EBITDA Ajustado. Durante el cuarto trimestre de 2023, el EBITDA Ajustado del grupo ascendió a 45,2 millones de dólares, incluyendo los resultados de Central Costanera y de las empresas forestales. Así, sobre una base consolidada, el EBITDA ajustado del trimestre registró una contracción del 34% en comparación con los 68,1 millones de dólares del 4T22.

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

- (i) la ya mencionada caída de los ingresos.
- (ii) una reducción del 13% o 5,8 millones de dólares en el costo de ventas, explicada básicamente por i) el efecto antes mencionado entre la inflación y la devaluación de la moneda y ii) la reclasificación del consumo de ciertos materiales y repuestos asignados a los trabajos de mantenimiento realizados en las unidades de cogeneración de la planta de Luján de Cuyo; ambos fueron parcialmente compensados por mayores remuneraciones a los empleados, compras de energía y consumo de materiales y repuestos en las adquisiciones.
- (iii) un aumento de 4,8 millones de dólares en Otros resultados de explotación, excluidos los intereses y las diferencias de cambio de las cuentas a cobrar del programa FONI y la variación del valor razonable de los activos biológicos de nuestro segmento forestal, debido principalmente a gastos legales y otros gastos relacionados con adquisiciones.
- (iv) un aumento del 9% o 1,1 millones de dólares en gastos de administración y comercialización, excluidas depreciaciones y amortizaciones, debido a: (i) un aumento de las indemnizaciones a empleados relacionadas con las adquisiciones y (ii) los impuestos sobre transacciones en cuentas bancarias.

Diapositiva 11 - Ingresos netos

Pasando a la siguiente diapositiva, el Resultado neto Consolidado del trimestre ascendió a 155,8 millones de dólares, lo que supone un incremento interanual de casi 12 veces. A pesar del menor EBITDA ajustado del periodo, el resultado neto se vio afectado positivamente por:

- (i) Un aumento de 144 millones de dólares relacionado con efectos no monetarios siendo los más notorios la recuperación del deterioro del material inmovilizado de 54,4 millones de dólares frente al cargo negativo de 79,2 millones de dólares registrado en el 4T22, y el aumento de 6 millones de dólares del valor razonable de nuestros activos biológicos.
- (ii) Mayores diferencias positivas de cambio e intereses relacionados con los créditos del FONI, por 72 millones de dólares; y
- (iii) Un aumento de 21 millones de dólares debido a la ganancia registrada como resultado de la valoración a valor razonable de las empresas adquiridas durante el periodo por casi 90 millones de dólares en comparación con una ganancia positiva también de 69 millones de dólares en el 4T22.

Siendo parcialmente compensado por:

- (iv) Un aumento de 69,8 millones de dólares en el resultado financiero neto negativo, debido principalmente a las mayores diferencias negativas de cambio en los pasivos financieros, parcialmente compensadas por los mejores resultados de la tenencia de activos financieros a valor razonable y los mejores resultados de las empresas asociadas.

Diapositiva 12 - Flujo de Fondos

Ahora, pasando a la diapositiva 12, podemos ver la evolución de nuestro Flujo de Caja durante el año 2023:

De esta forma, **el Flujo de Fondos Operativo fue positivo en 222 millones de dólares** debido al EBITDA Aj. generado en el periodo, a un cobro de 52,5 millones de dólares de intereses de clientes, incluyendo los relacionados con el programa FONI y a casi 10 millones de dólares de variaciones positivas del circulante, parcialmente compensadas por un pago de 65 millones de dólares de impuesto a las ganancias.

El flujo neto de caja en actividades de financiación fue negativo en 135,0 millones de dólares en 2023. Como resultado de (i) 156 millones de dólares en amortizaciones del servicio de la deuda, principalmente relacionadas con la pre-cancelación del préstamo sindicado Brigadier López y el vencimiento de capital de los bonos dólar linked Manque y Olivos y cancelaciones de descubiertos; (ii) 41 millones de dólares pagados en intereses y otros costos financieros y, (v) y 29 millones de dólares pagados en dividendos, siendo todos parcialmente compensados por 103 millones de dólares en financiamiento obtenido en el período, principalmente por la emisión de las Obligaciones Negociables Serie A por 47,2 millones de dólares y Serie B por 50,0 millones de dólares.

Por último, **las actividades de inversión ascendieron a 109 millones de dólares en 2023.** Este monto se explica principalmente por (i) 71 millones de dólares gastados en las adquisiciones de empresas realizadas durante el período; (ii) 26,5 millones de dólares en inversiones netas en activos financieros a corto plazo y 18 millones de dólares en inversiones en PP&E.

En consecuencia, nuestra posición de tesorería a 31 de diciembre de 2023 ascendía a 16,7 millones de dólares, que si se incluyen las inversiones corrientes en activos financieros, nuestra liquidez corriente total asciende a 127,8 millones de dólares.

Diapositiva 13 - Calendario de vencimiento de la deuda

Para concluir con la presentación, en esta diapositiva me gustaría acercarles nuestro calendario de vencimientos de deuda, pero en particular, me gustaría destacar la exitosa gestión del pasivo llevada a cabo durante el mes de octubre que alivió considerablemente nuestros vencimientos de deuda para el año 2024.

En este sentido, el 17 de octubre la Compañía emitió su primer bono internacional por un importe total de 50 millones de dólares a un plazo de 2 años, lo que nos permitió prepagar parcialmente, sólo dos días después, 49 millones de dólares de los 55 millones pendientes del préstamo sindicado firmado con Citibank, JP Morgan y Morgan Stanley, que se pagó íntegramente más tarde, a principios de enero de este año. Esto no sólo nos permitió refinanciar los vencimientos de deuda a corto plazo, alargando su vida y reduciendo el costo financiero, sino que también nos ayudó a levantar las restricciones al pago de dividendos que nos habían sido impuestas como covenants del préstamo sindicado.

En línea con esa estrategia, realizamos 4 distribuciones de dividendos entre noviembre de 2023 y enero de 2024 por un total de 220 millones de dólares.

Por último, el año 2024 se presenta despejado de vencimientos de deuda importantes, ascendiendo estos a tan solo 59 millones de dólares, y siendo asumibles por la compañía. Como se puede ver, la empresa ha trabajado activamente en este alivio y para mejorar su balance, que a pesar de las distribuciones de dividendos, nuestro ratio de apalancamiento se mantiene en un bajo 1 veces la deuda neta EBITDA.

Con esto concluyo la presentación y ahora les invitamos a hacer cualquier pregunta a nuestro equipo. Gracias por su atención.

Operador

Comenzaremos ahora la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta puede pulsar * (tecla asterisco) y luego 1 en su teléfono de tonos. Si utiliza un altavoz, descuelgue el auricular antes de pulsar las teclas. Para retirar su pregunta, pulse * (tecla asterisco) y luego 2. En este momento, haremos una pausa momentánea para reunir nuestra lista.

Operador

Muchas gracias. Nuestra primera pregunta viene de Martin Arancet con Balanz Capital. Su línea está activa.

Martin Arancet - Balanz Capital

Hola, gracias por aceptar mis preguntas. Me he conectado tarde, así que me disculpo de antemano si pregunto algo que ya has explicado. Tengo cuatro preguntas y me gustaría hacerlas una a una si te parece bien. En primer lugar, en relación con el brigadier López, ¿han cerrado un acuerdo con el constructor para iniciar el proyecto?

Fernando Bonnet - Gerente General

Hola, ¿cómo estás? Gracias por su pregunta. Sí, comenzamos la construcción del cierre del ciclo combinado de Brigadier López en febrero de este año. Esperamos terminar el cierre de Brigadier López después de 2025. Por lo tanto, esperamos terminarlo para el final del 2025. Y el trabajo está en curso. Por lo tanto, ya hemos establecido el pago inicial al constructor (EPC). Y creo que vamos a alcanzar a tiempo toda la escala que hemos estado discutiendo con ellos. Porque hemos tenido muchas discusiones tempranas con ellos, más de 16 meses de trabajo por adelantado con ellos para analizar. Como saben, el Brigadier López es un ciclo abierto en este momento. Pero todos los equipos fueron adquiridos por ENARSA hace unos cinco o seis años. Por lo tanto, realizamos un enorme trabajo con ellos por adelantado para entender en qué condiciones están los equipos, revisando todos los documentos de ingeniería. Así que hicimos un gran trabajo previo para estar preparados y minimizar el tiempo de cierre.

Martin Arancet - Balanz Capital

Perfecto. ¿Y cuánto CapEx esperas para ese proyecto?

Fernando Bonnet - Gerente General

Son unos 150 millones de dólares, IVA incluido.

Martin Arancet - Balanz Capital

Correcto. Luego, mi segunda pregunta, hemos oído que las fechas de pago de CAMMESA se acercan a los 120 días. ¿Han podido hablar con CAMMESA sobre los pagos? ¿Espera alguna mejora? Y también ¿podría comentar sobre una posible indexación de menos amortizaciones a la inflación, para no depender de subas de precios por resoluciones?

Fernando Bonnet - Gerente General

Bueno, como mencionaste, los pagos de CAMMESA están llegando con menos frecuencia que en el pasado, especialmente después de la devaluación el monto total para el sector eléctrico y el pago de las compañías de distribución está llegando en menor cantidad porque no reciben también un aumento. Por lo tanto, estamos viendo en este momento tenemos de hecho y pagado alrededor de 1,5 transacciones. Si tenemos en cuenta el nuevo que viene mañana vamos a tener 2,5 transacciones sin pagar por las cosas que hemos estado hablando con el gobierno.

No tenemos una visión clara, pero creen que después del aumento de tarifas para los clientes residenciales, la industria y el comercio han tenido lugar a partir de febrero, por lo que la nueva tarifa comenzará a ser recolectada por las empresas de distribución en abril. Así que el gobierno cree que con estas regularizaciones, el dinero empezará a llegar de nuevo y se empezarán a normalizar los pagos. La cuestión es que lo que va a pasar en marzo, este mes, creo que es en el que vemos algunas dudas quizás sobre cuánto dinero va a venir del gobierno. Hablamos con ellos, expresamos que todos los generadores, como sabes, los generadores están preocupados por eso y por cómo van a mover todas las inversiones, todos los pagos que necesitamos hacer en términos de CAPEX, en términos, por supuesto de salarios y costos operativos.

Y trasladamos la preocupación al gobierno. Están trabajando en ello. Creen que las empresas de distribución pueden pagar o pagar cantidades superiores a las que han estado pagando en el pasado, pero no tenemos ningún detalle al respecto. Por lo tanto, no podemos dar ningún detalle sobre cómo quieren que se normalice. Pero lo que es seguro es que esperan recibir en abril todos los pagos de las

empresas de distribución con la nueva tarifa y que, por supuesto, se mantengan las subvenciones, porque el Gobierno sigue subvencionando la electricidad para algunos segmentos del consumo.

Pero la verdadera incógnita es qué va a pasar en marzo. Creemos que el gobierno tendrá que poner dinero adicional en marzo para mantener los 60 días de retraso y no aumentar ese plazo. De hecho, estamos utilizando nuestras líneas, nuestras líneas de crédito con el fin de aumentar ese amortiguador que el retraso de CAMMESA. Estamos utilizando nuestras líneas a corto plazo con los bancos para amortiguar ese retraso.

Martin Arancet - Balanz Capital

Muy claro. Entonces, ¿crees que el sistema no puede esperar hasta abril para normalizar los pagos? Necesitan algo ya.

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí. Necesitamos, de hecho, necesitamos algo. Ahora viene. Algo que viene. El martes pasado, el gobierno pagó una parte de la transacción de noviembre y pedimos que llegue nuevo dinero en las próximas semanas. Sí.

Martin Arancet - Balanz Capital

De acuerdo. Gracias. Luego, mi tercera pregunta entonces es, los gobernadores de Neuquén y Río Negro han reclamado derechos provinciales sobre los recursos naturales. No sé si tiene algún comentario sobre la situación actual de Piedra del Águila y cómo podría avanzar eso.

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí, estamos trabajando con la Secretaría de Energía y ENARSA y porque ellos establezcan una terminación o un plazo para la terminación de la concesión y transferencia del activo a la Secretaría de Energía y luego a ENARSA. La fecha límite es en abril. Pero como hemos estado hablando con ellos, no es posible terminar todo el trabajo que necesitamos hacer para traspasar y discutir todas las cosas que necesitamos discutir con ellos para traspasar los activos de una manera apropiada.

Así que están pensando en ampliar para hacer otra extensión, pero aún no está establecido. Pero están pensando en eso. No sé cuántos meses, meses adicionales nos darán, pero el tiempo se acerca y el trabajo no está terminado. Por lo tanto, esperamos otra prórroga, tal vez no sé un mes, un mes adicional.

Martin Arancet - Balanz Capital

Vale. Así que el final de la concesión parece una segunda decisión, pero el momento exacto no está claro. ¿Es eso cierto?

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí, la idea es -- el gobierno mantuvo la misma idea de pasar o poner todos los activos de las concesiones en ENARSA y luego hacer un nuevo proceso de concesión después de que hayan normalizado, o por lo menos un poco más normalizado el sector con esta transformación que han estado hablando, estas nuevas reglas establecidas. Cuando establezcan las nuevas reglas, piensan que van a avanzar en nuevas concesiones. Pero en la transición, van a mantener los activos de las concesiones en ENARSA.

Martin Arancet - Balanz Capital

Muy claro. Gracias. Y mi última pregunta, ¿qué crees que va a pasar con los proyectos de la subasta TerConf? ¿Tienes alguna idea de si se van a firmar esos PPAs?

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí, tengo. Puedo darte algo de color. Aún no está claro, pero si piensas en los retrasos en la firma del PPA, creo que el Gobierno está analizando en detalle si necesita toda esta capacidad o no, o si no tiene o necesita toda la capacidad, cómo puede establecer un nuevo proceso o un nuevo sistema para promover que se instale esa capacidad. Así que, si me preguntan, creo que este proceso... No veo al gobierno adjudicando toda esa capacidad. De hecho, quieren poseer un esquema de PPA privados, intentar canalizar los PPA entre las empresas de distribución, los usuarios de las ofertas y los generadores para promover eso. Así que no veo que toda la capacidad se firme o se mueva de la forma que estableció el gobierno anterior.

Pero, al fin y al cabo, en algunas zonas la capacidad es necesaria. Así que quizá el gobierno esté evaluando cómo puede promover la instalación de esta capacidad en las zonas que se necesitan, pero con un esquema diferente.

Martin Arancet - Balanz Capital

Sí. Así que probablemente se cancele la subasta de TerConf y probablemente se celebre una nueva subasta con empresas de distribución, pero eso no es algo que haya dicho el gobierno. Es sólo una idea. Muy bien, muy claro. Gracias.

Fernando Bonnet - Gerente General

De acuerdo.

Operador

Gracias, señor. De nuevo, si tiene una pregunta, por favor presione *luego 1.

Con esto concluye nuestra sesión de preguntas y respuestas. Me gustaría ceder la palabra al Sr. Bonnet para que cierre la conferencia.

Fernando Bonnet - Gerente General

Gracias a todos por su interés en Central Puerto. Los animamos a que nos llamen por cualquier información que necesiten. Que tengan un buen día.

Operador

Gracias, señoras y señores. Señoras y señores, esto concluye la llamada de hoy. Pueden desconectar en este momento y tener un día maravilloso. Y les agradecemos su participación.