

Buenos Aires, 30 de abril de 2024

CENTRAL COSTANERA SOCIEDAD ANONIMA (antes Enel Generación Costanera Sociedad Anónima)

Av. España 3301, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

INFORME TRIMESTRAL COMPLETO

ACCIONES

Títulos Calificados	Calificación
ACCIONES ORDINARIAS NOMINATIVAS NO ENDOSABLES	2

Nota 1: la definición de la calificación se encuentra al final del dictamen.

Fundamentos principales de la calificación:

- Enel Argentina S.A. celebró el 17 de febrero de 2023 un contrato de compraventa de acciones con Proener S.A.U, una sociedad controlada por Central Puerto S.A. en virtud del cual Enel Argentina acordó vender la totalidad de sus acciones (75,68% del capital social y votos de Costanera) a Proener.
- La compañía participa en el negocio de producción y comercialización en bloque de energía eléctrica. Constituida por seis unidades turbo vapor, con una capacidad instalada de 1.131 MW y dos ciclos combinados: el ciclo combinado I provisto por la firma Siemens, compuesto de una turbina de gas y una turbina a vapor con una capacidad instalada de 277 MW (en el ciclo combinado Buenos Aires se redujo potencia neta operable a 270MW - equivalente a 277MW brutos) y el ciclo combinado II provisto por Mitsubishi con una capacidad instalada de 851 MW. La sociedad cuenta con una potencia instalada total de 2.259 MW brutos.
- La energía generada por Costanera durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó un 25% a 4.260 GWh respecto de los 5.708 GWh generados en el mismo ejercicio 2022, como consecuencia de una menor disponibilidad de la planta por las tareas de mantenimiento llevadas a cabo en las unidades generadoras junto con el menor requerimiento de despacho por parte de CAMMESA. En tal sentido cabe mencionar que durante 2023 la generación hidroeléctrica aumentó un 30% interanual, como consecuencia de los mayores caudales registrados, principalmente en la región del Comahue/Rio Uruguay-, seguido de un aumento del 20% de la generación nuclear, impulsado por incorporación de la central Atucha II desde agosto de 2023.
- El 6 de septiembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 750/2023, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no estuviera comprometida en contratos. De esta forma, se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 826 y se dispuso un aumento a partir del 1° de septiembre de 2023 de un 23%.

- El 30 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 869/2023, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no estuviera comprometida en contratos. De esta forma, se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 750 y se dispuso un aumento a partir del 1° de noviembre de 2023 de un 28%.
- El 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 9/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 869 y se dispuso un aumento a partir del 1° de febrero de 2024 de un 74%.
- El 7 de febrero de 2023 mediante Resolución N° 59/2023 se habilitó a los generadores que tengan unidades de ciclo combinado para adherir al Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia. Mediante este acuerdo, los generadores adherentes se comprometen a alcanzar como mínimo un 85% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de obtener un nuevo precio de potencia y energías. Cabe destacar, que la resolución dolariza parte de la remuneración por potencia y de generación de energía. En conjunto con las mejoras introducidas por la Resolución 826/22 y sus modificatorias representan un incremento en los ingresos de las unidades generadoras.
- El 25 de abril de 2023 CAMMESA aceptó la suscripción al Acuerdo presentada por la Sociedad para la unidad de ciclo combinado Mitsubishi. Por lo tanto, a partir de las transacciones del mes de marzo de 2023 se produjo un incremento en la remuneración de dicha unidad por sus ventas al mercado spot, de acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior. En lo referente a la segunda unidad de ciclo combinado de la Sociedad (Ciclo Combinado I -Siemens), cabe destacar que los trabajos de mantenimiento correctivo se encuentran concluidos y la unidad de Ciclo Combinado Siemens está disponible para el sistema desde el 3 de octubre pasado.
- El 26 de julio de 2023 la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 621/2023 dando así inicio a la convocatoria abierta nacional e internacional "TerConf", con el objetivo de incorporar al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) alrededor de tres gigawatts (GW) de potencia de energía eléctrica de fuente térmica. Los adjudicatarios bajo dicha licitación celebrarán un Power Purchase Agreement "PPA", con CAMMESA. La licitación posibilita el sumar nueva potencia disponible para el sistema, así como también, modernizar el parque térmico brindando una mayor confiabilidad de abastecimiento en nodos críticos, permitiendo, a su vez, la reducción de costos operativos del sistema en general. La presentación de ofertas a la licitación se realizó el pasado 26 de septiembre, mientras que la calificación técnica de las mismas se llevó adelante el 25 de octubre pasado y la apertura de ofertas económicas el 27 de octubre siguiente.
- En este marco, Central Costanera S.A. presentó dos proyectos por un total de 515 MW (202 MW y 313 MW), los cuales fueron adjudicados mediante Resolución RESOL-2023-961-APN-SE#MEC de fecha 24/11/2023. A la fecha del presente, los contratos con CAMMESA por los proyectos adjudicados se encuentran pendientes de firma y la continuidad del proceso de licitación de TerConf se encuentra bajo revisión de las nuevas autoridades.
- La Liquidez de las Acciones se considera en nivel alto.
- La Capacidad de Generar Ganancias se considera regular:
 - La cobertura de gastos financieros, histórica y proyectada se considera holgada.
 - La empresa presenta un buen posicionamiento dentro del sector que opera.
 - Las características de la administración y propiedad son adecuadas.

- La rentabilidad histórica se considera adecuada.
- La rentabilidad proyectada podría verse afectada por la coyuntura económica y posibles cambios en el entorno regulatorio.

Analista Responsable	Hernán harguiz@evaluadora.com
Consejo de Calificación	Murat Nakas Hernán Arguiz Gustavo Reyes
Manual de Calificación	Manual de Procedimientos y Metodología de Calificación de Acciones
Último Estado Contable	Estados Contables al 31 de diciembre de 2023



CAMBIO PAQUETE ACCIONARIO

El 17 de febrero de 2023, Proener S.A.U. -sociedad controlada por Central Puerto S.A.- acordó con Enel Argentina S.A. la compra de su participación de control en la Sociedad, mediante la adquisición de la totalidad de las 531.278.928 acciones de su titularidad de valor nominal \$1 (Pesos uno) con un voto cada una acción, representativas del 75,68% del capital social de la Sociedad, por un valor total de US\$48.000.000.

Central Puerto es una empresa líder en la producción de energía eléctrica en Argentina que cuenta con 14 plantas de generación de diversas tecnologías, más de 1.000 empleados y ha alcanzado -luego de la incorporación de Costanera- un 15% de market share.

Central Puerto cotiza en la bolsa de Buenos Aires y, desde 2018, en la de Nueva York. Produce energía eléctrica en forma eficiente, contribuyendo al abastecimiento de la demanda con calidad, maximizando el valor tanto para la compañía como para la sociedad de manera sustentable con el medio ambiente.

Cuenta -considerando dicha integración- con una capacidad instalada de generación de más 7.100 MW en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La adquisición generará sinergias a la compañía fortaleciéndose con la experiencia, el management y los sistemas de gestión de Central Puerto. Siendo uno de los objetivos incrementar la disponibilidad de potencia de las máquinas de Costanera con el fin de fortalecer y cubrir la demanda a nivel nacional.

Como consecuencia del cambio de control operado, el comprador se encontraba obligado a promover y completar una oferta pública de adquisición por las acciones (OPA) de la sociedad. En tal sentido, el 29 de mayo de 2023 y conforme a la solicitud formulada por Proener S.A.U., la Sociedad publicó el Prospecto definitivo y el anuncio definitivo de la OPA. La OPA estuvo abierta desde el 30 de mayo de 2023 y hasta el 12 de junio de 2023 y el 13 de junio de 2023 se publicó el Aviso de Resultados de la misma.

Como resultado de la OPA, la tenencia accionaria de Proener S.A.U. en la Sociedad ascendió de 531.273.928 acciones a 531.339.028 acciones.

Al 31 de diciembre de 2023, -a través de Proener S.A.U.-el Grupo Central Puerto cuenta con el 75,21% en la sociedad Central Costanera S.A.

ANTECEDENTES DE LA COMPAÑIA

Central Costanera Sociedad Anónima, anteriormente conocida como Enel Generación Costanera S.A., tiene por objeto la producción y comercialización en bloque de energía eléctrica.

La compañía fue creada a partir de la privatización de SEGBA, adjudicada con el Decreto N° 839 el 27 de mayo de 1992.

A su vez, posee y opera una planta con una potencia instalada total de 2.259 MW brutos. Esto equivale a una participación en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de aproximadamente un 5,2%, posicionando a Central Costanera como una de las plantas de generación térmica más importante de Argentina.

Cabe mencionar que el 22 de febrero de 2024, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, la solicitud presentada por Central Costanera para la desvinculación del sistema de las unidades de generación a vapor COSTTV04 y COSTTV06, por una potencia instalada total de 114 MW y 333 MW respectivamente. En tal sentido, mediante la RESOL-2024-57-APN-SE#MEC del 24 de abril de 2024, se autoriza la desvinculación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de las unidades de generación COSTTV04 y COSTTV06 de la Central Térmica COSTANERA, a partir del período estacional de invierno 2024, que inicia el 1° de mayo de 2024.

Central Costanera S.A. se encuentra estratégicamente ubicada en plena ciudad de Buenos Aires. Esta ciudad, junto al Gran Buenos Aires, demandan aproximadamente el 40% del total de la electricidad producida en el país.

Al 31 de diciembre de 2023 el capital social de la Sociedad asciende a \$ 701.988.378, encontrándose totalmente suscripto, integrado, emitido e inscripto.

ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN

El 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 9/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 869 y se dispuso un aumento a partir del 1° de febrero de 2024 de un 74%.

Concepto	feb.-23	ago.-23	sep.-23	nov.-23	feb.-24
Remuneración por Potencia					
Centrales Térmicas - Miles \$/MW mes					
Precio Mínimo					
Ciclos Grandes	306	392	482	617	1.074
TV Grandes	437	559	688	880	1.531
TG Grandes	357	456	561	718	1.249
TG Chica	462	591	727	930	1.619
Precio Base (DIGO)					
Dic-Feb	1.096	1.403	1.726	2.209	3.843
Jun-Ago	1.096	1.403	1.726	2.209	3.843
Mar-May	822	1.052	1.294	1.656	2.882
Sep-Nov	822	1.052	1.294	1.656	2.882
Centrales Térmicas					
Precio Mínimo					
HI>300MW	301	386	475	608	1.057
120MW<HI<300MW	402	514	632	809	1.408

Concepto	feb.-23	ago.-23	sep.-23	nov.-23	feb.-24
Remuneración por Energía					
Energía Generada - Miles \$ /MWh					
Térmicas					
Gas	0,73	0,94	1,16	1,48	2,58
Líquido	1,28	1,64	2,02	2,58	4,49
Motores					
Gas	0,73	0,94	1,16	1,48	2,58
Líquido	1,28	1,64	2,02	2,58	4,49
Hidroeléctricas	0,64	0,82	1,01	1,29	2,25
Energía Operada					
Térmicos e Hidro	0,25	0,33	0,41	0,52	0,90

Resolución de Secretaría de Energía N°59/2023

Con fecha 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 59/2023 mediante la cual se habilita a los generadores que tengan unidades de ciclo combinado para adherir al Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y menores de las máquinas.

Mediante este acuerdo, los generadores adherentes se comprometen a alcanzar como mínimo un 85% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de obtener un nuevo precio de potencia y energía.

En el caso de la Potencia, se establece un monto de 2.000 usd/MW-mes más la suma en pesos correspondiente al 85% y al 65% del valor de potencia establecido en la Resolución 826/22 (y continuadoras) para los períodos de primavera/otoño y verano/invierno respectivamente.

Adicionalmente, el precio por energía generada se fija en 3,5 usd/MWh en caso de utilizar gas y en 6,1 usd/MWh para el combustible alternativo (gasoil).

La adhesión al Acuerdo por parte de la Sociedad, en conjunto con las mejoras introducidas por la Resolución 826/22 representan un incremento en los ingresos de las unidades generadoras, cuyos efectos se verificarán plenamente en el período 2023.

ANALISIS DE RIESGO

PROCEDIMIENTOS NORMALES DE CALIFICACION DE ACCIONES

1. Liquidez del Instrumento

La liquidez de las acciones corresponde a la medición del efecto conjunto de los indicadores de rotación y liquidez de mercado que se detallan a continuación:

a) Indicador de Rotación



Este indicador se calculará dividiendo el monto transado de la acción en el último año, por el valor bursátil promedio del patrimonio en el mismo período.

La Rotación (Ro) se calificará en:

Nivel 1: si $7\% \leq Ro$.

Nivel 2: si $2\% \leq Ro < 7\%$.

Nivel 3: si $Ro < 2\%$.

El Indicador de Rotación de la Sociedad se califica en Nivel 1.

b) Indicador de Liquidez de Mercado

La Sociedad presenta una Liquidez de Mercado Alta. Analizando el ranking de negociación de volumen de acciones se observa que las mismas se ubican en el primer tercio.

En base a los puntos a) y b) precedentes se calificó en Alta la liquidez de la acción de acuerdo con la siguiente matriz:

MATRIZ DE CALIFICACION DE LA LIQUIDEZ

Rotación	Liquidez de mercado		
	Alta	Media	Baja
Nivel 1	Alta	Alta	Media
Nivel 2	Alta	Media	Baja
Nivel 3	Media	Baja	Baja

2. Capacidad de Generar Ganancias

La Capacidad de Generar Ganancias se determinará midiendo el efecto conjunto de la capacidad de pago y de la rentabilidad esperada de la institución.

a) Capacidad de Pago Esperada

a. 1) Cobertura de Gastos Financieros (CGF)

La CGF arroja un resultado de 2.2 considerando los datos de los estados contables anuales cerrados en diciembre de 2020, 2021 y 2022, y 2023. La rentabilidad promedio sobre activos para dicho período fue de **25.6%**.

a. 2) Grado de Riesgo del Sector

El sector eléctrico se encuentra expuesto a regulaciones discrecionales que no brindan un sendero de previsibilidad y que han afectado la rentabilidad de las compañías, y por lo tanto su nivel de inversiones y calidad de los servicios. Esta situación le otorga un alto grado de incertidumbre a la evolución del desempeño de las empresas participantes.

Para la generación sin contratos, mediante las Resoluciones N° 19E/2017 de SEE (Subsecretaría de Energía Eléctrica) y 1/2019 de SRRYME (Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico), desde el 1 de febrero de 2017 hasta el 31 de enero de 2020, se había establecido un esquema de remuneración en dólares estadounidenses, que contempló una remuneración por potencia y por energía no combustible, como también la eliminación de remuneraciones en forma de crédito. Cabe aclarar que, desde el 1 de marzo de 2019, se aplicaron reducciones en la remuneración y se añadió un coeficiente de reducción a la remuneración por potencia, según el factor de utilización de la unidad.

Posteriormente, la Resolución N° 31/2020 de SE (Secretaría de Energía) trasladó todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$60/US\$ con reducciones en la remuneración por potencia, efectivo a partir del 1 de febrero de 2020. Se añadió una remuneración adicional en las horas de alto requerimiento térmico y se estableció un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, el cual contempla una fórmula compuesta en un 60% por IPC (Índice de Precios al Consumidor) y un 40% por IPIM (Índice de Precios Internos al por Mayor). Sin embargo, mediante la Nota SE NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la SE instruyó a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) a posponer hasta nueva decisión la aplicación de dicho factor de actualización.

En mayo 2021, la Resolución SE 440/21 estableció un ajuste del 29% de aplicación lineal a los valores originales remunerativos de la energía y potencia, retroactivo al mes de febrero 2021. La mencionada resolución no estableció ninguna actualización mensual de los valores de remuneración como preveía la anterior Resolución SE N° 31/2020.

Adicionalmente, el 2 de noviembre se publicó la Resolución SE N° 1037/21 que dispuso un reconocimiento adicional y transitorio en la remuneración a los Agentes Generadores comprendidos en la Resolución N° 440/2021, que abarca las transacciones económicas comprendidas entre el 1º septiembre de 2021 y hasta el 28 de febrero de 2022. El 9 de noviembre, la Secretaría de Energía envió la instrucción regulatoria a Cammesa, en el marco del artículo 4º de la Resolución N° 1.037/21, instruyendo a que, en el cálculo de las transacciones económicas previstas en los Puntos 4 y 5 del Anexo II de la Resolución SE N° 440/2021, se deberá asumir que tienen un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia. Asimismo, se reconoció un monto adicional de 1.000 \$/MWh asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Agente Generador térmico convencional e hidráulico alcanzado.



Con fecha 18 de abril de 2022, se emitió la Resolución SE N° 238/2022, que actualiza los valores de la remuneración a los generadores de la Resolución SE N° 440/2021, mediante un aumento lineal del 30% retroactivo a febrero de 2022 y de un 10% adicional a partir de junio de 2022.

El 14 de diciembre, por medio de la Resolución SE N° 826/2022, la Secretaría de Energía estableció un ajuste retroactivo en la remuneración de las unidades de generación del 20% desde septiembre 2022 y 10% en diciembre 2022. Esto en conjunto con los ajustes de la Resolución 238/22 representaron un incremento de aproximadamente el 86% durante el 2022.

Adicionalmente la resolución aprobó dos incrementos para las generadoras para el año 2023. Un incremento del 25% en febrero de 2023, y uno del 28% para agosto de 2023.

El 6 de septiembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 750/2023, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no estuviera comprometida en contratos. De esta forma, se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 826 y se dispuso un aumento a partir del 1° de septiembre de 2023 de un 23%.

El 30 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 869/2023, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no estuviera comprometida en contratos. De esta forma, se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 750 y se dispuso un aumento a partir del 1° de noviembre de 2023 de un 28%.

El 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 9/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 869 y se dispuso un aumento a partir del 1° de febrero de 2024 de un 74%.

Cabe destacar, que dichos aumentos son inferiores a la evolución de la tasa de inflación. Se espera que en el nuevo contexto económico y político baje el grado de discrecionalidad en la política tarifaria del sector y las mismas tengan un recorrido que permitan reflejar el costo del mismo.

Al fin del Cuarto trimestre de 2023 la potencia instalada en el SADI fue de 43.772 MW. La generación neta del Cuarto trimestre alcanzó los 34.862 GWh, 0.6% por debajo de la generación del mismo período del año anterior. El 40.6% de la generación neta provino de fuentes térmicas, mientras que el 51.3% fue de origen renovable (incluyendo aprovechamientos mayores a 50 MW de potencia), 8.1% nuclear. El consumo de gas natural para la

generación eléctrica disminuyó en el período 21.6% en relación al mismo período del año anterior, mientras que el consumo de gas oil para el mismo fin disminuyó 82.0%. La demanda de energía eléctrica disminuyó 3.8% en el período respecto del mismo trimestre del año anterior, alcanzando los 33.257 GWh. Se destacan, respecto del mismo trimestre del año anterior, disminución del 5.1% por parte del sector residencial y disminución del 4.0% por parte de la demanda industrial/comercial mayor a 300 kW.

a. 3) Posición de la empresa en su industria

La compañía participa en el negocio de producción y comercialización en bloque de energía eléctrica en la República Argentina. Central Costanera S.A. se encuentra estratégicamente ubicada en la Ciudad de Buenos Aires. Constituida por seis unidades tubo vapor, con una capacidad instalada de 1.131 MW y dos ciclos combinados: uno de ellos provisto por la firma Mitsubishi con una capacidad instalada de 851 MW y el otro compuesto de una turbina de gas Siemens y una antigua turbina a vapor BTH con una capacidad instalada de 277 MW. La sociedad cuenta con una potencia instalada total de 2.259 MW brutos. Esto equivale a una participación en el SADI de aproximadamente un 5,2% respecto del total de la potencia instalada, posicionando a Centra Costanera como una de las plantas de generación térmica más importante de Sudamérica.

La compañía firmo un nuevo contrato con MITSUBISHI POWER AMERICAS, Inc., que tiene por objeto los mantenimientos programados para la unidad turbo vapor y las unidades turbo gas, como así también para los generadores de estas últimas, durante el período 2021/2025. Asimismo, el contrato comprende la segunda fase del upgrade del DCS (Distributed Control System), y el upgrade de ambas turbinas de gas de tecnología F3 a F4 con las mejoras de garantías técnicas y de rendimiento acordadas, y una nueva excitatriz sin escobillas para la turbina de gas #9. Estas mejoras se traducirán en un incremento paulatino de potencia de aproximadamente 15,2 MW por cada turbina de gas, junto a una mayor eficiencia (+ 0,25%) y reducción de emisiones de CO2. El monto del contrato asciende a U\$S 56,04 millones, con una porción Off-Shore de U\$S 41,8 millones y una parte On-Shore de U\$S 14,2 millones.

La energía generada por Costanera durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó un 25% a 4.260 GWh respecto de los 5.708 GWh generados en el mismo ejercicio 2022, como consecuencia de una menor disponibilidad de la planta por las tareas de mantenimiento llevadas a cabo en las unidades generadoras junto con el menor requerimiento de despacho por parte de CAMMESA. En tal sentido cabe mencionar que durante 2023 la generación hidroeléctrica aumentó un 30% interanual, como consecuencia de los mayores caudales registrados, principalmente en la región del Comahue/Rio Uruguay-, seguido de un aumento del 20% de la

generación nuclear, impulsado por incorporación de la central Atucha II desde agosto de 2023.

Análisis de los proveedores: por medio de la Resolución 12/2019 emitida por el Ministerio de Desarrollo Productivo, se decidió derogar la Resolución Nº70/2018, quedando a cargo nuevamente CAMMESA de la provisión de combustible.

Eficiencia relativa: El despacho de energía a la red nacional es administrado por CAMMESA. Los generadores avisan a CAMMESA de su energía disponible y de cierta información sobre su costo marginal de producción. En base a esta información CAMMESA elabora un ranking de los generadores en orden creciente de sus costos marginales. Dado que las generadoras hidroeléctricas operan con costo marginal igual a cero, son las primeras en despachar a pesar de que su capacidad de generación depende de las condiciones hidrológicas. Las plantas nucleares son las que le siguen en el ranking, y las últimas en despachar son las centrales termoeléctricas como Central Costanera S.A.

Liderazgo: la empresa es una de las principales compañías en su sector. Los principales competidores de la compañía constituyen las grandes centrales conectadas al SADI.

Dentro de los grupos empresarios más relevantes que tienen participación en la actividad de generación en el Mercado Eléctrico Argentino se encuentran: AES, SADESA y PAMPA ENERGIA. Otras empresas con participación son YPF ENERGIA, CAPEX e YPF LUZ.

a. 4) Características de la Administración y Propiedad

El 17 de febrero de 2023, Proener S.A.U., una sociedad controlada por Central Puerto S.A., adquirió de Enel Argentina S.A. 531.273.928 acciones, representativas del 75,68% del capital social y votos de la Sociedad. De esta forma, a partir de dicha fecha, Proener S.A.U. se convirtió en la sociedad controlante de la Sociedad. Adicionalmente a raíz de la oferta pública de acciones concluida el 12 de junio del 2023 el accionista controlante Proener S.A.U. adquirió un 0,0093% adicional de la Sociedad.

Central Puerto es una empresa líder en la producción de energía eléctrica en Argentina que cuenta con 14 plantas de generación de diversas tecnologías, más de 1.000 empleados y ha alcanzado -luego de la incorporación de Costanera- un 15% de market share.

Central Puerto cotiza en la bolsa de Buenos Aires y, desde 2018, en la de Nueva York. Produce energía eléctrica en forma eficiente, contribuyendo al abastecimiento de la demanda con calidad, maximizando el valor tanto para la compañía como para la sociedad de manera sustentable con el medio ambiente.

Cuenta -considerando dicha integración- con una capacidad instalada de generación de más 7.100 MW en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La adquisición generará sinergias a la compañía fortaleciéndose con la experiencia, el management y los sistemas de gestión de Central Puerto. Siendo uno de los objetivos incrementar la disponibilidad de potencia de las máquinas de Costanera con el fin de fortalecer y cubrir la demanda a nivel nacional.

Se considera satisfactoria la preparación de los profesionales, directores y ejecutivos involucrados en el manejo de la empresa.

INDICADORES DE LA COMPAÑÍA

Analizando la rentabilidad de la sociedad y considerando los datos de los últimos estados contables a 2020, 2021, 2022 y 2023 se obtiene un coeficiente de variación de 45%, resultante de un desvío estándar de la rentabilidad de 12% y una rentabilidad promedio sobre activos de 26%. La compañía evidencia una tendencia decreciente en margen operativo en los últimos ejercicios como consecuencia de la actualización de los valores remunerativos por debajo de la tasa de inflación.

El Resultado operativo fue negativo como consecuencia de mayores gastos operativos registrados correspondientes a bajas de Propiedad, Planta y Equipos y de activos intangibles (correspondiente a licencias y desarrollos de sistemas del Grupo Enel que a partir del 1° de julio de 2023 dejaron de ser utilizados por la Sociedad), junto con el deterioro reconocido en el valor de los activos no financieros.

El plazo en el que la utilidad neta esperada amortiza la deuda no corriente es cercano a los ocho meses. Se considera adecuado el calce de plazos de la compañía.

La liquidez ácida presenta un coeficiente de 1.0. Se considera adecuado el indicador de liquidez que presenta la compañía.

El indicador de endeudamiento al 31 de diciembre de 2023 se ubica en 50%. Se observa una caída del 57% del coeficiente respecto del último balance anual.

La sociedad mantiene pasivos que devengan interés principalmente con Mitsubishi Corporation. Al 31 de diciembre de 2023, la deuda a su valor razonable (en concepto de capital e intereses) ascendía a USD 36.5 Millones con Mitsubishi Corporation.

En base a los puntos a.1), a.2), a.3) y a.4) precedentes y a los indicadores de la Compañía se mantiene la calificación de la capacidad de pago esperada de Central Costanera S.A. en Categoría B.

b) Rentabilidad Esperada de la Institución

El análisis de la Rentabilidad Esperada de la Institución comprende el análisis histórico de la rentabilidad y la rentabilidad proyectada.

b.1) Rentabilidad Histórica

La Rentabilidad Histórica se calificará en dos niveles, en base al análisis de un indicador consistente en el cociente del resultado final y el valor de mercado del patrimonio. Este indicador corresponderá al promedio de los últimos tres años, u otro plazo que a juicio del Agente de Calificación de Riesgo sea representativo para la sociedad. La Rentabilidad Histórica de la compañía se considera en Nivel 2.

b.2.) Rentabilidad Proyectada

La Rentabilidad Proyectada se calificará en dos niveles de acuerdo con el siguiente criterio:

Nivel 1: si se espera que la rentabilidad proyectada (respecto del patrimonio a valor de mercado) sea mayor a la LIBOR (de 180 días) y/u otra tasa que el agente de calificación considere representativa.

Nivel 2: si se espera que la rentabilidad proyectada (respecto del patrimonio a valor de mercado) sea menor o igual que dicha tasa y/u otra tasa que la calificadora considere representativa.

La Rentabilidad Proyectada se calificó en Nivel 1.

Las proyecciones de rentabilidad podrían verse afectadas en el corto plazo por la coyuntura económica y posibles cambios en el marco regulatorio.

En base a estos criterios, la Rentabilidad Esperada se calificará de acuerdo con la siguiente matriz:

MATRIZ DE RENTABILIDAD ESPERADA

Rentabilidad Proyectada	Rentabilidad Histórica	
	Nivel 1	Nivel 2
Nivel 1	Nivel 1	<u>Nivel 2</u>
Nivel 2	Nivel 2	Nivel 3

En concordancia, la Capacidad de Generar Ganancias se calificará de acuerdo con la siguiente matriz:



MATRIZ DE CAPACIDAD DE GENERAR GANANCIAS

Capacidad de Pago Esperada	Rentabilidad Esperada		
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
A	Muy Buena	Muy Buena	Buena
B	Muy Buena	<u>Buena</u>	Regular
C	Buena	Regular	Baja

MATRIZ DE CALIFICACION FINAL

En función de las calificaciones de Liquidez y Capacidad de Generar Ganancias y las evaluaciones realizadas por la calificadora se obtiene una Calificación Final de las acciones en Categoría 2.

CALIFICACION FINAL

Se decide mantener la calificación de las acciones ordinarias emitidas por Central Costanera S.A. (antes Enel Generación Costanera S.A.) en Categoría en 2.

ANEXO I - ESTADOS CONTABLES
(Expresados a moneda de cierre de cada ejercicio contable)

Fecha Meses	Dic23 12	Dic22 12	Dic21 12	Dic. 20 12
ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL				
En Pesos				
Disponibilidades	12.289.514.144	2.718.938.157	4.794.724.695	3.650.193.755
Inversiones	2.863.835.179	527.406.522	474.287.818	239.828.308
Deudores por Ventas	16.500.336.205	5.038.353.286	1.585.557.028	2.012.280.443
Documentos a Cobrar	0	0	0	0
Bienes de Cambio	2.227.233.892	3.358.236.699	1.637.714.846	795.494.140
Otros Activos Corrientes	0	2.159.697.231	453.400.950	723.226.318
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	33.880.919.420	13.802.631.895	8.945.685.337	7.421.022.964
Bienes de Uso	70.289.806.933	32.706.911.787	18.339.083.085	18.539.377.303
Inversiones	183.530.991	1.146.447.417	589.500.108	469.107.234
Otros Créditos a Largo Plazo	7.517.191.314	2.156.556.697	1.534.339.208	1.489.759.518
Cargos Diferidos e Intangibles	30.376.106	2.631.476.224	1.385.371.655	781.244.993
Otros	6.405.639.466	854.495.987	0	0
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	84.426.544.810	39.495.888.112	21.848.294.056	21.279.489.048
TOTAL ACTIVOS	118.307.464.230	53.298.520.007	30.793.979.393	28.700.512.012
Obligaciones Financeras	5.641.287.283	686.430.308	777.372.657	996.306.996
Cuentas a Pagar + Proveedores	19.905.735.003	7.140.275.203	6.702.295.110	5.466.383.679
Provisiones	383.858.054	106.796.093	56.512.279	0
Sueldos a Pagar	5.499.600.882	1.688.487.449	697.429.426	456.208.603
Impuesto a Pagar	0	754.795.655	974.512.885	270.557.087
Otros Pasivos Corrientes	0	43.090.041	15.214.218	15.214.218
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	31.430.481.222	10.419.874.749	9.223.336.575	7.204.670.583
Obligaciones Financeras	27.098.719.543	6.197.262.912	3.985.125.374	3.869.843.263
Otras Cuentas a Pagar	0	0	0	0
Provisiones	0	0	0	0
Otros Pasivos Corrientes	1.194.622.748	553.286.000	952.647.707	2.600.896.425
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	28.293.342.291	6.750.548.912	4.937.773.081	6.470.739.688
TOTAL PASIVOS	59.723.823.513	17.170.423.661	14.161.109.656	13.675.410.271
PATRIMONIO NETO	58.583.640.717	36.128.096.346	16.632.869.737	15.025.101.741
ESTADO DE RESULTADOS				
En Pesos				
Ingresos de Explotacion	46.647.880.031	17.119.156.232	10.954.485.243	9.261.131.447
Costos de Explotacion	-58.627.964.646	-15.181.228.733	-10.341.488.484	-7.288.118.263
UTILIDAD BRUTA	-11.980.084.615	1.937.927.499	612.996.759	1.973.013.184
Gastos de Adm y Comerc.	-19.327.560.270	-1.619.458.525	-703.155.748	-364.881.655
RESULTADO OPERATIVO	-31.307.644.885	318.468.974	-90.158.989	1.608.131.529
Otros Ingresos No Operativos	14.105.914.923	8.035.545.473	2.160.405.953	3.328.757.714
Gastos Financieros	-39.436.138.882	-10.623.041.231	-2.609.669.612	-4.510.918.566
Otros Egresos No Operativos	-980.520.155	3.821.677.762	-7.266.361.226	395.025.083
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	-57.618.388.999	1.552.650.978	-7.805.783.874	820.995.760
Impuesto a las Ganancias	3.568.625.689	2.175.749.094	1.758.305.541	947.174.931
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	-54.049.763.310	3.728.400.072	-6.047.478.333	1.768.170.691
Amortizaciones	25.646.502.204	6.964.123.773	5.636.109.950	3.528.465.156
RESULTADO EBITDA	-5.661.142.681	7.282.592.747	5.545.950.961	5.136.596.685

ANEXO II – INDICADORES

Fecha Meses	Dic23 12	Dic22 12	Dic21 12	Dic. 20 12
INDICADORES FINANCIEROS				
Indicadores de Liquidez				
Liquidez Corriente (AC/PC)	1,1	1,3	1,0	1,0
Liquidez Acida [(AC-Bs de cambio)/PC]	1,0	1,0	0,8	0,9
(1) Días Bienes de Cambio por 1 día vta.	17	72	55	31
(2) Días Deudores por Venta por 1 día vta.	129	107	53	79
(3) Días Cuentas a Pagar por 1 día vta.	156	152	223	215
(4=1+2-3) Duración Ciclo de Caja	-9	27	-116	-105
Capital de Trabajo (AC-PC)/ Activo Total	2,1%	6,3%	-0,9%	0,8%
Indicadores de Solvencia				
Activo Fijo / Activo Total	59,4%	61,4%	59,6%	64,6%
Pasivo No Corriente + PN / Activo Total	73,4%	80,4%	70,0%	74,9%
Pasivo Total / Activo Total	50,5%	32,2%	46,0%	47,6%
Pasivo Corriente / Pasivo Total	52,6%	60,7%	65,1%	52,7%
Deuda ByF / Pasivo Total	54,8%	40,1%	33,6%	35,6%
Deuda ByF CP / Deuda ByF Total	17,2%	10,0%	16,3%	20,5%
Indicadores de Cobertura				
EBITDA/gastos financieros	-0,1	0,7	2,1	1,1
Deuda ByF Total / EBITDA	-5,8	0,9	0,9	0,9
Pasivo Total / (Ventas/365)	467	366	472	539
Deuda ByF Total / (Ventas/365)	256	147	159	192
Costo Financiero Implícito*	120%	154%	55%	93%
*Se define como gastos financieros sobre deudas ByF				
Indicadores de Margenes				
Margen Bruto = Utilidad bruta / Ingresos	-25,7%	11,3%	5,6%	21,3%
Margen EBITDA = EBITDA / Ingresos	-12,1%	42,5%	50,6%	55,5%
Margen EBIT = EBIT / Ingresos	-67,1%	1,9%	-0,8%	17,4%
Margen EBT = EBT / Ingresos	-123,5%	9,1%	-71,3%	8,9%
Margen Final = Utilidad del Ej./Ingresos	-115,9%	21,8%	-55,2%	19,1%
Indicadores de Rentabilidad				
ROA bruto = EBIT / Activos	-26,5%	0,6%	-0,3%	5,6%
ROA neto = Utilidad del Ej. / Activos	-45,7%	7,0%	-19,6%	6,2%
ROE neto = Utilidad del Ej. / PN	-92,3%	10,3%	-36,4%	11,8%
Indicadores de Eficiencia				
Rotación de Activos Fijos (/ingresos)	0,7	0,5	0,6	0,5
Rotación de Activos Totales (/ingresos)	0,4	0,3	0,4	0,3
Referencias:				
EBITDA: Resultado operativo + amortizaciones	AC: Activo Corriente			
EBIT: Resultado operativo	PC: Pasivo Corriente			
EBT: Resultado antes de impuestos	PN: Patrimonio Neto			
	ByF: Bancarias y Financieras			

DEFINICION DE LA CALIFICACIÓN OTORGADA

Categoría 2: Corresponde a aquellas acciones con una buena capacidad de generar ganancias y que presentan liquidez media.

INFORMACIÓN UTILIZADA

- Estados Contables al 31 de diciembre de 2023.
- www.cnv.gob.ar | Comisión Nacional de Valores.
- www.bolsar.com | Bolsa de Comercio de Buenos Aires.
- www.indec.gov.ar | Informes del Indicador Sintético Energético (ISE) publicado por el INDEC.
- www.cammesa.com | Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.

Las calificaciones tienen un alcance relativo, es decir, se emiten con la información disponible suministrada o no por la Sociedad bajo calificación y con la proyección de hechos razonablemente previsibles, pero no incluye la ocurrencia de eventos imprevisibles que puedan afectar la calificación emitida.

El Agente de Calificación no audita la veracidad de la información suministrada por el cliente, emitiendo una calificación de riesgo basada en un análisis completo de toda la información disponible y de acuerdo a las pautas establecidas en sus metodologías de calificación (art. 39, Secc. X, Cap. I, Tit. IX de las Normas CNV). La información cuantitativa y cualitativa suministrada se ha tomado como fidedigna y por tanto libera al Agente de Calificación de cualquier consecuencia de los eventuales errores que esta información pudiera contener.

Este Dictamen de Calificación no debe considerarse una recomendación para adquirir, negociar o vender los Títulos emitidos o a ser emitidos por la empresa, sino como una información adicional a ser tenida en cuenta por los acreedores presentes o futuros de la empresa.