



Buenos Aires, 24 de diciembre de 2025

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 actualmente por cuatro unidades turbo vapor, con una capacidad instalada de 661 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 y el ciclo combinado II provisto por Mitsubishi, con una capacidad instalada de 851 MW. La sociedad cuenta con una potencia instalada total de 1.789 MW brutos.
- La energía generada por Costanera durante el período finalizado el 30 de septiembre de 2025 creció un 18% a 2.906 GWh respecto de los 2.465 GWh generados en el mismo período 2024.
- El 30 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 27/2025, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 603/2024 y se dispone un aumento a partir del 1º de febrero de 2025 de un 4%.
- El 28 de febrero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 113/2025, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 27/2025 y se dispone un aumento a partir del 1º de marzo de 2025 de un 1,5%.
- El 01 de abril de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 143/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de abril de 2025 de un 1,5%.

- El 29 de abril de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 177/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de mayo de 2025 de un 2,0%.
- El 30 de mayo de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 227/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de junio de 2025 de un 1,5%.
- El 27 de junio de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 280/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de julio de 2025 de un 1,0%.
- El 30 de julio de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 331/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de agosto de 2025 de un 0,4%.
- El 29 de agosto de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 356/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de septiembre de 2025 de un 0,5%.
- El 29 de septiembre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 381/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de octubre de 2025 de un 0,5%.
- El 17 de febrero de 2025 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Energía N° 67/2025, por medio de la cual se autorizó la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “Almacenamiento AlmaGBA”, con el fin de celebrar contratos de almacenamiento con los agentes distribuidores del MEM Edenor S.A. y Edesur S.A. y con CAMMESA como garante de pago de última instancia, de conformidad con el pliego de bases y condiciones aprobado por esta resolución. Este nuevo sistema de almacenamiento de energía permitirá cubrir requerimientos de capacidad de corta duración y aportar servicios de reserva de rápida respuesta, como lo evidencian los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías “Battery Energy Storage System”. El 15 de julio de 2025 se realizó la presentación de las ofertas. La Sociedad presentó un proyecto de 55 MW. De acuerdo con el cronograma de la Convocatoria AlmaGBA la adjudicación de las ofertas ganadoras se realizó el 29 de agosto de 2025 resultando adjudicada Costanera con el proyecto presentado. La adjudicación implica un contrato de 15 años y contempla ingresos predominantemente fijos denominados en dólares estadounidenses.



- El 7 de julio de 2025, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 450/25, mediante la cual el Poder Ejecutivo aprobó adecuaciones y modificaciones a las Leyes de Energía Eléctrica N° 15.336 y N° 24.065, que componen el Marco Regulatorio Eléctrico, en base a la delegación efectuada por la Ley de Bases. En este sentido, el Poder Ejecutivo destacó que las bases de delegación se orientan a recuperar el objetivo de reducir la intervención del Estado Nacional en el sistema de precios y contrataciones a fin de brindar una mayor libertad a los actores privados y una mayor seguridad jurídica que asegure el suministro a largo plazo. Por otro lado, se consolida el régimen federal de energía eléctrica preservando la primacía del régimen regulatorio nacional respecto de disposiciones locales, a fin de no obstaculizar la libre circulación de la energía. De esta forma, a través del Decreto N° 450/2025 se fijó un período de transición de 24 meses, para la modificación de las reglamentaciones y la normativa complementaria que resulte necesaria, en el cual la Secretaría de Energía debe desarrollar todas las acciones necesarias para una transición gradual, ordenada y previsible hacia los objetivos fijados en el art. 2 de la Ley N° 24.065 y la plena aplicación de dicha norma y su reglamentación.
- En el marco del Decreto N.º 450/2025, el 21 de octubre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N.º 400/2025, donde se aprobaron las “Reglas para la Normalización el MEM y su Adaptación Progresiva” para la aplicación a las Transacciones Económicas del MEM a partir del 1 de noviembre de 2025.
En síntesis, la Resolución N.º 400/2025 introduce los siguientes cambios principales en el marco del Decreto 450/2025:
 - Redefine la estructura de la demanda abastecida por los distribuidores del MEM en dos categorías: Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI, consumos ≥ 300 kW) y Demanda Estacionalizada de Distribución (DEDMEM), que comprende los consumos residenciales y no residenciales de usuarios que aún no contratan su energía en forma independiente
 - Establece que la DEDMEM será abastecida prioritariamente con “Generación Asignada” y el remanente se cubrirá vía Mercado Spot o contratos a término de los distribuidores. Se considera Generación Asignada a: centrales con PPAs vigentes (térmicos y renovables: Res. SE 220/2007, 21/2016, 287/2017, FONINVEMEM, GENREN, RenovAr, RenMDI, MiniRen), generación hidráulica bajo concesión nacional y binacionales (Yacyretá, Salto Grande), generación nuclear (NASA) e importaciones centralizadas. Sus costos se trasladan a la DEDMEM mediante precios estabilizados.
a la DEDMEM mediante precios estabilizados.
 - Otorga prioridad absoluta a la demanda residencial en el uso de la Generación Asignada. La demanda no residencial se abastecerá con el remanente y, ante déficit, los distribuidores deberán cubrirlo con compras Spot o contratos bilaterales en el Mercado a Término (MAT).
 - Define que toda generación no asignada se considera Generación Spot, bajo un régimen competitivo con precios determinados por costos marginales
 - Las usinas térmicas y renovables, una vez finalizados sus contratos vigentes, pasarán a operar en este esquema, pudiendo vender su energía en el Spot o en el MAT.
 - Las centrales hidroeléctricas y nucleares continuarán bajo regímenes específicos
 - Las centrales provinciales podrán participar libremente en ambos mercados.



-Crea la categoría de Generación Nueva para toda instalación con habilitación comercial posterior al 1º de enero de 2025. Esta generación accede a reglas pro-competencia (p. ej., factor de renta pleno en energía) y podrá ser reconocida, previa aprobación, en el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, con una remuneración específica por potencia y condiciones de localización.

-Aprueba un nuevo esquema de remuneración de energía y potencia para la Generación Spot y para la Demanda Spot, basado en señales marginales que reflejan costos reales de abastecimiento, con factores de adaptación durante la transición.

-Relanza el Mercado a Término de Energía y Potencia, habilitando la celebración de contratos bilaterales entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, para cubrir tanto los costos variables (energía) como los costos fijos (potencia).

-Implanta un régimen de gestión de combustibles para la transición.

-Prevé tratamientos específicos para activos bajo administración estatal: las termoeléctricas de ENARSA (incluidas San Martín y Belgrano) se destinan al abastecimiento del Mercado Spot hasta su privatización; las unidades de ciclo combinado con acuerdos de disponibilidad (Res. 59/23) conservan su régimen salvo adhesión al nuevo esquema.

-Crea dos servicios de reserva para confiabilidad del sistema: el Servicio de Reserva de Confiabilidad Base, para generación térmica existente, con una remuneración de 1.000 dólares por MW-mes disponible (con exclusiones), y el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, orientado a nueva generación hidro/térmica o almacenamiento, con una remuneración de 9.000 dólares por MW-mes por un máximo de diez años, sujeto a aprobación y a necesidades de locación del SADI.

- La Liquidez de las Acciones se considera en nivel alto.
- La Capacidad de Generar Ganancias se considera adecuada:
 - 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	Jorge Day Hernán Arguiz Gustavo Reyes
Manual de Calificación	Manual de Procedimientos y Metodología de Calificación de Acciones
Último Estado Contable	Estados Contables al 30 de septiembre de 2025



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 15 plantas de generación de diversas tecnologías, más de 1.000 empleados, alcanzando -luego de la adquisición de Costanera y otras- un 15% de market share a nivel total SADI.

Central Puerto cotiza en la bolsa de Buenos Aires desde 1992 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 en la actualidad-considerando dicha integración- con una capacidad instalada de generación del orden de 6.800 MW en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La adquisición generó sinergias a la compañía fortaleciéndose con la experiencia, el management y los sistemas de gestión de Central Puerto. Siguiendo con el objetivo de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de las unidades generadoras con el fin de continuar fortaleciendo y cubriendo 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 30 de septiembre de 2025, -a través de Proener S.A.U.-el Grupo Central Puerto cuenta con el 71,94% 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 Nº 839 el 27 de mayo de 1992.



A su vez, posee y opera una planta con una potencia instalada total de 1.789 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 importantes de Argentina.

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 30 de septiembre de 2025 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 1º de febrero de 2024 de un 74%.

El 14 de junio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 99/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. Se dispuso un aumento a partir del 1º de junio de 2024 de un 25%.

El 02 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 193/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. Se dispuso un aumento a partir del 1º de agosto de 2024 de un 3%.

El 30 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 233/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. Se dispuso un aumento a partir del 1º de septiembre de 2024 de un 5%.

El 27 de septiembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N°285/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N°233/2024 y se dispone un aumento a partir del 1º de octubre de 2024 de un 2,7%.

El 31 de octubre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N°20/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N°285/2024 y se dispone un aumento a partir del 01° de noviembre de 2024 de un 6%.

El 02 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N°387/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N°20/2024 y se dispone un aumento a partir del 01° de diciembre de 2024 de un 5%.

El 27 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 603/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 387/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de enero de 2025 de un 4%.

El 30 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 27/2025, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 603/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de febrero de 2025 de un 4%.

El 28 de febrero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 113/2025, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 27/2025 y se dispone un aumento a partir del 1° de marzo de 2025 de un 1,5%.

El 01 de abril de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 143/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de abril de 2025 de un 1,5%.

El 29 de abril de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 177/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de mayo de 2025 de un 2,0%.

El 30 de mayo de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 227/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de junio de 2025 de un 1,5%.



El 27 de junio de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 280/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de julio de 2025 de un 1,0%.

El 30 de julio de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 331/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de agosto de 2025 de un 0,4%.

El 29 de agosto de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 356/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de septiembre de 2025 de un 0,5%.

El 29 de septiembre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 381/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de octubre de 2025 de un 0,5%.

Remuneración por Potencia	ene.-25	feb.-25	mar.-25	abr.-25	may.-25	jun.-25	jul.-25	ago.-25	sep.-25	oct.-25
Centrales Térmicas - Miles \$/MW mes										
Precio Mínimo										
Ciclos Grandes	1.725	1.794	1.821	1.849	1.886	1.914	1.933	1.941	1.950	1.960
TV Grandes	2.461	2.559	2.598	2.637	2.689	2.730	2.757	2.768	2.782	2.796
TG Grandes	2.008	2.089	2.120	2.152	2.195	2.228	2.250	2.259	2.270	2.282
TG Chica	2.602	2.706	2.747	2.788	2.844	2.887	2.915	2.927	2.942	2.956
Precio Base (DIGO)										
Dic-Feb	6.171	6.418	6.514	6.612	6.744	6.845	6.914	6.942	6.976	7.011
Jun-Ago	6.171	6.418	6.514	6.612	6.744	6.845	6.914	6.942	6.976	7.011
Mar-May	4.628	4.814	4.886	4.959	5.058	5.134	5.185	5.206	5.232	5.258
Sep-Nov	4.628	4.814	4.886	4.959	5.058	5.134	5.185	5.206	5.232	5.258
Centrales Hidroeléctricas										
Precio Mínimo										
HI>300MW	1.697	1.765	1.791	1.818	1.855	1.883	1.901	1.909	1.918	1.928
120MW<HI<300MW	2.263	2.353	2.389	2.425	2.473	2.510	2.535	2.545	2.558	2.571
Remuneración por Energía	ene.-25	feb.-25	mar.-25	abr.-25	may.-25	jun.-25	jul.-25	ago.-25	sep.-25	oct.-25
Energía Generada - Miles \$ /MWh										
Térmicas										
Gas	4,12	4,28	4,35	4,41	4,50	4,57	4,61	4,63	4,66	4,68
Líquido	7,20	7,49	7,61	7,72	7,87	7,99	8,07	8,10	8,14	8,19
Motores										
Gas	4,12	4,28	4,35	4,41	4,50	4,57	4,61	4,63	4,66	4,68
Líquido	7,20	7,49	7,61	7,72	7,87	7,99	8,07	8,10	8,14	8,19
Hidroeléctricas	3,60	3,74	3,80	3,86	3,93	3,99	4,03	4,05	4,07	4,09
Energía Operada										
Térmicos e Hidro	1,43	1,49	1,51	1,54	1,57	1,59	1,61	1,61	1,62	1,63

Resolución de Secretaría de Energía N°400/2025

En el marco del Decreto N.º 450/2025, el 21 de octubre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N.º 400/2025, donde se aprobaron las “Reglas para la Normalización el MEM y su Adaptación Progresiva” para la



aplicación a las Transacciones Económicas del MEM a partir del 1 de noviembre de 2025.

En síntesis, la Resolución N.º 400/2025 introduce los siguientes cambios principales en el marco del Decreto 450/2025:

-Redefine la estructura de la demanda abastecida por los distribuidores del MEM en dos categorías: Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI, consumos ≥ 300 kW) y Demanda Estacionalizada de Distribución (DEDMEM), que comprende los consumos residenciales y no residenciales de usuarios que aún no contratan su energía en forma independiente

-Establece que la DEDMEM será abastecida prioritariamente con "Generación Asignada" y el remanente se cubrirá vía Mercado Spot o contratos a término de los distribuidores. Se considera Generación Asignada a: centrales con PPAs vigentes (térmicos y renovables: Res. SE 220/2007, 21/2016, 287/2017, FONINVEMEM, GENREN, RenovAr, RenMDI, MiniRen), generación hidráulica bajo concesión nacional y binacionales (Yacyretá, Salto Grande), generación nuclear (NASA) e importaciones centralizadas. Sus costos se trasladan a la DEDMEM mediante precios estabilizados

-Otorga prioridad absoluta a la demanda residencial en el uso de la Generación Asignada. La demanda no residencial se abastecerá con el remanente y, ante déficit, los distribuidores deberán cubrirlo con compras Spot o contratos bilaterales en el Mercado a Término (MAT).

-Define que toda generación no asignada se considera Generación Spot, bajo un régimen competitivo con precios determinados por costos marginales

- Las usinas térmicas y renovables, una vez finalizados sus contratos vigentes, pasarán a operar en este esquema, pudiendo vender su energía en el Spot o en el MAT.

- Las centrales hidroeléctricas y nucleares continuarán bajo regímenes específicos

- Las centrales provinciales podrán participar libremente en ambos mercados.

-Crea la categoría de Generación Nueva para toda instalación con habilitación comercial posterior al 1º de enero de 2025. Esta generación accede a reglas pro-competencia (p. ej., factor de renta pleno en energía) y podrá ser reconocida, previa aprobación, en el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, con una remuneración específica por potencia y condiciones de localización

-Aprueba un nuevo esquema de remuneración de energía y potencia para la Generación Spot y para la Demanda Spot, basado en señales marginales que reflejan costos reales de abastecimiento, con factores de adaptación durante la transición.

-Relanza el Mercado a Término de Energía y Potencia, habilitando la celebración de contratos bilaterales entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, para cubrir tanto los costos variables (energía) como los costos fijos (potencia).

-Implanta un régimen de gestión de combustibles para la transición.

-Prevé tratamientos específicos para activos bajo administración estatal: las termoeléctricas de ENARSA (incluidas San Martín y Belgrano) se destinan al abastecimiento del Mercado Spot hasta su privatización; las unidades de



ciclo combinado con acuerdos de disponibilidad (Res. 59/23) conservan su régimen salvo adhesión al nuevo esquema.

-Crea dos servicios de reserva para confiabilidad del sistema: el Servicio de Reserva de Confiabilidad Base, para generación térmica existente, con una remuneración de 1.000 dólares por MW-mes disponible (con exclusiones), y el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, orientado a nueva generación hidro/térmica o almacenamiento, con una remuneración de 9.000 dólares por MW-mes por un máximo de diez años, sujeto a aprobación y a necesidades de locación del SADI.

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 2.

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 2.1 considerando los datos de los estados contables anuales cerrados en diciembre de 2022, 2023 y 2024 y el balance a septiembre de 2025. La rentabilidad promedio sobre activos para dicho período fue de **17.6%**.

a. 2) Grado de Riesgo del Sector

El sector eléctrico se encuentra expuesto a regulaciones discretionales 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 1º 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 14 de junio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 99/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. Se dispuso un aumento a partir del 1° de junio de 2024 de un 25%.

El 02 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 193/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. Se dispuso un aumento a partir del 1° de agosto de 2024 de un 3%.

El 30 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 233/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. Se dispuso un aumento a partir del 1° de septiembre de 2024 de un 5%.

El 27 de septiembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N°285/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N°233/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de octubre de 2024 de un 2,7%.

El 31 de octubre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N°20/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N°285/2024 y se dispone un aumento a partir del 01° de noviembre de 2024 de un 6%.

El 02 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N°387/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N°20/2024 y se dispone un aumento a partir del 01° de diciembre de 2024 de un 5%.

El 27 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 603/2024, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 387/2024 y se dispone un aumento a partir del 1º de enero de 2025 de un 4%.

El 30 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 27/2025, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 603/2024 y se dispone un aumento a partir del 1º de febrero de 2025 de un 4%.

El 28 de febrero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 113/2025, 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 27/2025 y se dispone un aumento a partir del 1º de marzo de 2025 de un 1,5%.

El 01 de abril de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 143/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de abril de 2025 de un 1,5%.

El 29 de abril de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 177/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de mayo de 2025 de un 2,0%.

El 30 de mayo de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 227/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de junio de 2025 de un 1,5%.

El 27 de junio de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 280/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de julio de 2025 de un 1,0%.

El 30 de julio de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 331/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de agosto de 2025 de un 0,4%.

El 29 de agosto de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 356/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de septiembre de 2025 de un 0,5%.

El 29 de septiembre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 381/2025, 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 dicha resolución se dispone un aumento a partir de octubre de 2025 de un 0,5%.

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.

Resolución de Secretaría de Energía N°59/2023

En febrero de 2023, mediante Resolución N° 59/2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores con unidades de ciclos combinados a adherir a un acuerdo con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias para mantenimientos mayores y menores vinculados con tales instalaciones (el “Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia”).

A través de este Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia, los generadores adherentes se comprometen a alcanzar como mínimo un 85,00% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de obtener un nuevo precio de potencia y generación compuesto por sumas tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos.

En el caso de la potencia, se establece un monto de 2.000 USD/Mw-mes más la suma en pesos correspondiente al (i) 85,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución vigente del mercado spot (en ese momento era la 826/22) durante los meses de primavera y otoño (actualizando los valores por toda resolución que reemplace a la 826/22) o (ii) 65,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución vigente del mercado spot (en ese momento era la 826/22) durante los meses de verano e invierno. En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 USD/MWh para unidades que usan gas y en 6,1 USD/MWh para unidades que usan combustibles alternativos, es decir, diésel.



En 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, según se describe en el párrafo anterior.

Para el caso del ciclo combinado Buenos Aires, CAMMESA aceptó la suscripción al Acuerdo con fecha 28 de julio de 2023 (con vigencia a partir de las transacciones del mes de julio). En virtud que durante el mes de octubre de 2023 concluyeron las tareas de mantenimiento correctivo de esta unidad, los incrementos en la remuneración de dicha unidad aplicaron a partir de las transacciones del mes de octubre de 2023.

Evolución del sector

Al fin del tercer trimestre de 2025 la potencia instalada en el SADI fue de 43,839 MW. Según lo informado por CAMMESA, la potencia para la central Yacyretá se corresponde con la potencia disponible firme para Argentina (1,550 MW).

La generación neta del tercer trimestre alcanzó los 34.331 GWh, 1.6% por debajo de la generación del mismo período del año anterior.

El 50.5% de la generación neta provino de fuentes térmicas, mientras que el 41.5% fue de origen renovable (incluyendo aprovechamientos mayores a 50 MW de potencia), y 8% de nuclear.

El consumo de gas natural para la generación eléctrica disminuyó en el período 2.3% en relación al mismo período del año anterior, mientras que el consumo de gas oil para el mismo fin disminuyó 62.1%.

La demanda de energía eléctrica se mantuvo constante en el período respecto del mismo trimestre del año anterior, alcanzando los 35.254 GWh. Se destaca, respecto del mismo trimestre del año anterior, la disminución por parte del sector residencial 2.1% y 0.8% 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 cuatro unidades tubo vapor, con una capacidad instalada de 661 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 1.789 MW brutos. Esto equivale a una participación en el



SADI de aproximadamente un 5,2% respecto del total de la potencia instalada, posicionando a Central Costanera como una de las plantas de generación térmica más importantes de Sudamérica.

La compañía tiene un 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.

La energía generada por Costanera durante el período finalizado el 30 de septiembre de 2025 creció un 18% a 2.906 GWh respecto de los 2.465 GWh generados en el mismo período 2024, como consecuencia del mayor requerimiento de despacho por parte de CAMMESA.

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.

Las primeras en despacharse son las hidroeléctricas de base, las plantas nucleares y los ciclos combinados grandes. Dependiendo del momento del día y las condiciones climáticas, se intercalan las centrales de generación renovable.

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, Central Puerto, PAMPA ENERGIA e YPF LUZ. Otras empresas con participación son Genneia, Enel, MSU, entre otras.

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 actualmente -considerando dicha integración- con una capacidad instalada de generación del orden de 6.700 MW en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La adquisición generó sinergias a la compañía, fortaleciéndose con la experiencia, el management y los sistemas de gestión de Central Puerto. La Compañía se focalizará en continuar la mejora de su eficiencia, no sólo en lo que respecta al manejo de las unidades de generación, sino también en la administración de sus recursos, de manera de continuar posicionándose como una de las empresas líderes del sector eléctrico, centrando sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y centrándose también en aprovechar las sinergias operativas con el fin de continuar fortaleciendo y cubriendo 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 2022, 2023 y 2024, y el balance a septiembre de 2025 se obtiene un coeficiente de variación de 110%, resultante de un desvío estándar de la rentabilidad de 19% y una rentabilidad promedio sobre activos de 18%.

Los Ingresos registraron es mantuvieron estables (en términos reales) durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 comparado con los ingresos registrados en el mismo período del año anterior. En tal sentido cabe mencionar que durante el período la empresa



registró un crecimiento del 18% en el volumen de energía generada respecto de idéntico período de 2024.

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

La liquidez ácida presenta un coeficiente de 1.7. Se considera adecuado el indicador de liquidez que presenta la compañía.

El indicador de endeudamiento al 30 de septiembre de 2025 se ubica en 38%. Se observa una caída del 1% del coeficiente respecto del último balance anual.

La sociedad mantiene pasivos que devengan interés principalmente 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	Nivel 2
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	Buena	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 2.



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



Fecha Meses	sep25 9	Dic24 12	Dic23 12	Dic22 12
ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL				
En Pesos				
Disponibilidades	16.896.471	16.110.674	12.289.514	2.718.938
Inversiones	–	–	2.863.835	527.407
Deudores por Ventas	37.459.373	29.121.603	16.500.336	5.038.353
Documentos a Cobrar	–	–	–	–
Bienes de Cambio	34.680.372	9.182.907	2.227.234	3.358.237
Otros Activos Corrientes	3.948.643	8.327.969	–	2.159.697
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	92.984.859	62.743.153	33.880.919	13.802.632
Bienes de Uso	160.238.551	148.015.896	70.289.807	32.706.912
Inversiones	402.938	402.938	183.531	1.146.447
Otros Créditos a Largo Plazo	6.223.730	6.858.426	7.517.191	2.156.557
Cargos Diferidos e Intangibles	34.590	41.125	30.376	2.631.476
Otros	9.991.155	–	6.405.639	854.496
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	176.890.964	155.318.385	84.426.545	39.495.888
TOTAL ACTIVOS	269.875.823	218.061.538	118.307.464	53.298.520
Obligaciones Financieras	12.738.626	6.185.601	5.641.287	686.430
Cuentas a Pagar + Proveedores	8.098.269	14.688.731	19.905.735	7.140.275
Provisiones	2.169.493	1.601.871	383.858	106.796
Sueldos a Pagar	10.744.594	10.270.041	5.499.601	1.688.487
Impuesto a Pagar	–	–	–	754.796
Otros Pasivos Corrientes	–	–	–	43.090
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	33.750.982	32.746.244	31.430.481	10.419.875
Obligaciones Financieras	44.488.951	33.422.041	27.098.720	6.197.263
Otras Cuentas a Pagar	20.597.776	14.591.909	–	–
Provisiones	–	–	–	–
Otros Pasivos Corrientes	3.520.910	2.577.991	1.194.623	553.286
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	68.607.637	50.591.941	28.293.342	6.750.549
TOTAL PASIVOS	102.358.619	83.338.185	59.723.824	17.170.424
PATRIMONIO NETO	167.517.204	134.723.353	58.583.641	36.128.096
 ESTADO DE RESULTADOS				
En Pesos				
Ingresos de Explotacion	103.326.191	110.414.425	46.647.880	17.119.156
Costos de Explotacion	(83.606.066)	(98.374.320)	(58.627.965)	(15.181.229)
UTILIDAD BRUTA	19.720.125	12.040.105	(11.980.085)	1.937.927
Gastos de Adm y Comerc.	(5.259.653)	2.306.051	(19.327.560)	(1.619.459)
RESULTADO OPERATIVO	14.460.472	14.346.156	(31.307.645)	318.469
Otros Ingresos No Operativos	7.451.219	15.392.520	14.105.915	8.035.545
Gastos Financieros	(16.761.485)	(15.511.800)	(39.436.139)	(10.623.041)
Otros Egresos No Operativos	850.553	20.002.166	(3.646.533)	3.821.678
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	6.000.759	34.229.042	(60.284.402)	1.552.651
Impuesto a las Ganancias	(2.800.573)	(27.079.548)	3.568.626	2.175.749
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	3.200.186	7.149.494	(56.715.777)	3.728.400
Amortizaciones	21.816.716	25.646.502	6.964.124	5.636.110
RESULTADO EBITDA	36.277.188	39.992.658	(24.343.521)	5.954.579



ANEXO II – INDICADORES

Fecha Meses	sep25 9	Dic24 12	Dic23 12	Dic22 12
INDICADORES FINANCIEROS				
Indicadores de Liquidez				
Liquidez Corriente (AC/PC)	2,8	1,9	1,1	1,3
Liquidez Acida [(AC-Bs de cambio)/PC]	1,7	1,6	1,0	1,0
(1) Días Bienes de Cambio por 1 día vta.	92	30	17	72
(2) Días Deudores por Venta por 1 día vta.	99	96	129	107
(3) Días Cuentas a Pagar por 1 día vta.	21	49	156	152
(4=1+2-3) Duración Ciclo de Caja	170	78	-9	27
Capital de Trabajo (AC-PC)/ Activo Total	21,9%	13,8%	2,1%	6,3%
Indicadores de Solvencia				
Activo Fijo / Activo Total	59,4%	67,9%	59,4%	61,4%
Pasivo No Corriente + PN / Activo Total	87,5%	85,0%	73,4%	80,4%
Pasivo Total / Activo Total	37,9%	38,2%	50,5%	32,2%
Pasivo Corriente / Pasivo Total	33,0%	39,3%	52,6%	60,7%
Deuda ByF / Pasivo Total	55,9%	47,5%	54,8%	40,1%
Deuda ByF CP / Deuda ByF Total	22,3%	15,6%	17,2%	10,0%
Indicadores de Cobertura				
EBITDA/gastos financieros	2,2	2,6	-0,6	0,6
Deuda ByF Total / EBITDA	1,2	1,0	-1,3	1,2
Pasivo Total / (Ventas/365)	271	275	467	366
Deuda ByF Total / (Ventas/365)	152	131	256	147
Costo Financiero Implicito*	39%	39%	120%	154%
*Se define como gastos financieros sobre deudas ByF				
Indicadores de Margenes				
Margen Bruto = Utilidad bruta / Ingresos	19,1%	10,9%	-25,7%	11,3%
Margen EBITDA = EBITDA / Ingresos	35,1%	36,2%	-52,2%	34,8%
Margen EBIT = EBIT / Ingresos	14,0%	13,0%	-67,1%	1,9%
Margen EBT = EBT / Ingresos	5,8%	31,0%	-129,2%	9,1%
Margen Final = Utilidad del Ej./Ingresos	3,1%	6,5%	-121,6%	21,8%
Indicadores de Rentabilidad				
ROA bruto = EBIT / Activos	7,1%	6,6%	-26,5%	0,6%
ROA neto = Utilidad del Ej. / Activos	1,6%	3,3%	-47,9%	7,0%
ROE neto = Utilidad del Ej. / PN	2,5%	5,3%	-96,8%	10,3%
Indicadores de Eficiencia				
Rotación de Activos Fijos (/ingresos)	0,9	0,7	0,7	0,5
Rotación de Activos Totales (/ingresos)	0,5	0,5	0,4	0,3

Referencias:

EBITDA: Resultado operativo + amortizaciones
EBIT: Resultado operativo
EBT: Resultado antes de impuestos

AC: Activo Corriente

PC: Pasivo Corriente

PN: Patrimonio Neto

ByF: Bancarias y Financieras



DEFINICIÓN 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 30 de septiembre de 2025.
- www.argentina.gob.ar/cnv | Comisión Nacional de Valores.
- www.bolsar.info | Sitio financiero de internet de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires
- www.indec.gob.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.