Memoria Anual
Central Costanera
Diciembre 2024

Central Costanera

CONTENIDO

01. Descripción de la Compañía

Gobierno corporativo
Directorio, Comisión Fiscalizadora y Comité de Auditoría
Información corporativa

02. Situación y contexto macroeconómicos

03. El mercado eléctrico mayorista argentino

Comercialización
Contratos en el mercado a termino
Combustible líquido y gas natural

04. Mantenimiento

05. Recursos Humanos

06. Medio ambiente, Higiene & Seguridad y Calidad

Compromiso
Política
Medio Ambiente
Higiene y Seguridad
Calidad

07. Finanzas

Comentarios generales
Perspectivas para el presente ejercicio
Destino de los resultados del ejercicio

01

Descripción de la Compañía

GOBIERNO CORPORATIVO

Directores Titulares

Osvaldo RECA

Martín RUETE AGUIRRE

Marcelo BASALDUA TORASSA

Joaquin IRARRAZABAL

Eduardo ERIZE

Marianela LAGO

Directores Suplentes

Mario ELIZALDE

Oscar GOSIO

Diego PEREYRA IRAOLA

José Manuel PAZOS

Leonardo KATZ

Paula Evangelina AMOR

GOBIERNO CORPORATIVO

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos titulares

Carlos César Adolfo HALLADJIAN

Eduardo Antonio EROSA

Juan Antonio NICHOLSON

Síndicos suplentes

Carlos Adolfo ZLOTNITZKY

Cristina Margarita DE GIORGIO

Lucas NICHOLSON

COMITÉ DE AUDITORIA

Titulares

Martín RUETE AGUIRRE

Marcelo BASALDUA TORASSA

Eduardo ERIZE

Suplentes

Rodrigo IRARRÁZAVAL

Oscar GOSIO

INFORMACIÓN CORPORATIVA

Central Puerto S.A. (en adelante, “la Sociedad” o “CPSA”) y las sociedades que componen el grupo económico (en adelante, el "Grupo”), configuran un grupo integrado de empresas relacionadas con el sector energético, que realiza actividades principalmente de generación y comercialización de energía eléctrica.

CPSA fue creada por el Decreto N° 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), en cumplimiento de lo previsto en la Ley N° 24.065, que declaró sujeta a privatización total la actividad de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a cargo de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.

Nuestras acciones se encuentran listadas en el MERVAL y, desde el 1° de febrero de 2018, en el New York Stock Exchange (“NYSE”) bajo el símbolo “CEPU”.

A través de Proener S.A.U., sociedad íntegramente controlada por CPSA, el Grupo Central Puerto cuenta con el 72,26% en la sociedad Central Costanera S.A., que opera centrales de generación térmica ubicadas en la ciudad de Buenos Aires, conformadas por cuatro unidades turbo-vapor con una capacidad instalada bruta de 661 MW y dos centrales eléctricas a ciclo combinado cuya potencia bruta es de 1.128 MW (*).

Para llevar a cabo su actividad de generación de energía eléctrica la Sociedad posee los siguientes activos:

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

	Central Eléctrica	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2023 (**) por cada Central/Complejo [MWh]
1	Planta Turbovapor(*)	Buenos Aires	CABA	661	4 TV	377.985
2	Ciclo Combinado Buenos Aires	Buenos Aires	CABA	277	1CC (1 TG +1 TV)	741.746
3	Ciclo Combinado Mitsubishi	Buenos Aires	CABA	851	1 CC (2TG+1TV)	3.518.768

(*) A partir del 1° de mayo de 2024, se autorizó la desvinculación de las unidades COSTTV04 (120 MW) y COSTTV06 (350 MW)
a través de la Res.57/2024.

INFORMACIÓN CORPORATIVA

CAPITAL SOCIAL

Central Costanera cuenta con un Capital Social Suscripto, integrado, emitido e inscripto integrado por: Acciones ordinarias, nominativas no endosables de valor nominal 1 y un voto cada una 701.988.378.

CENTRAL COSTANERA S.A.		
Fecha: 31.12.2024		
Capital Social: $ 701.988.378		
ACCIONISTA	TENENCIA	PORCENTAJE
PROENER S.A.U.	507,244,172	72.26%
ANSES	108,011,285	15.39%
OTROS INVERSORES	86,732,921	12.36%

02

Contexto Macroeconómico

CONTEXTO INTERNACIONAL

La economía mundial se mantiene firme, aunque el grado de solidez varía considerablemente de

un país a otro.

La inflación de precios de los bienes ha descendido hasta alcanzar el nivel tendencial o incluso por debajo de este, pero la inflación de precios de los servicios sigue estando por encima de los promedios observados antes de la COVID-19 en muchos países, sobre todo en Estados Unidos y la zona del euro. En algunas economías de países de mercados emergentes y en desarrollo de Europa y América Latina también persisten focos de inflación elevada, debido a una serie de factores idiosincrásicos. Los bancos centrales de las economías en las que la inflación está resultando ser más persistente están avanzando con más cautela en el ciclo de reducción de tasas, vigilando con atención los indicadores de la actividad y el mercado laboral, así como las fluctuaciones cambiarias.

Según últimas proyecciones del Fondo Monetario Internacional ("FMI"), el crecimiento mundial sería de 3,2% en 2024 y del 3,3% para el año 2025 y 2026. Estas tasas de crecimiento están por debajo de la media histórica (2000–19) del 3,7%. El pronóstico para 2025 se mantiene prácticamente sin cambios con respecto a la estimación publicada en octubre de 2024.

Este incremento se debe principalmente porque la revisión al alza en Estados Unidos neutraliza las revisiones a la baja en otras de las principales economías.

Se prevé que la inflación general mundial disminuya al 4,2% en 2025 y al 3,5% en 2026, y que converja hacia el nivel fijado como meta más pronto en las economías avanzadas que en las economías de mercados emergentes y en desarrollo.

La incertidumbre en torno a las políticas económicas se ha disparado, sobre todo en lo que respecta a las cuestiones comerciales y fiscales, aunque hay ciertas diferencias entre los países. Las expectativas de que los gobiernos recientemente electos en 2024 reorienten las políticas han determinado los precios en los mercados financieros en los últimos meses.

Los episodios de inestabilidad política en algunos países de Asia y Europa han generado nerviosismo en los mercados y han aumentado la incertidumbre vinculada al estancamiento de los avances de las políticas fiscales y estructurales. Las tensiones geopolíticas, en particular en Oriente Medio, así como las fricciones comerciales mundiales, permanecen elevadas.

Estas perturbaciones generadas por las políticas que inciden en el proceso de desinflación en curso podrían interrumpir el giro hacia la flexibilización de la política monetaria, con implicaciones para la sostenibilidad fiscal y la estabilidad financiera. Para gestionar estos riesgos, las políticas han de centrarse en equilibrar las disyuntivas entre la inflación y la actividad real, en recomponer los márgenes de maniobra y en mejorar las perspectivas del crecimiento a mediano plazo acelerando las reformas estructurales y fortaleciendo las normas y la cooperación multilaterales.

ACONTECER NACIONAL

Durante el 2024 la economía argentina se contrajo respecto al año 2023, registrando una disminución del 2,1% del PBI en los primeros 9 meses del año. Confirmando este dato, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado en el mes de enero por el INDEC, muestra que la actividad económica acumulada a noviembre 2024 disminuyo un 0.9% con respecto al año anterior. Si bien la tendencia muestran números positivos en el ultimo trimestre de la medición.

En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC a diciembre 2024 fue del 67,1% mientras que en 2023 fue del 276,4%.

A lo largo de 2024, el Banco Central también pudo incrementar el nivel de sus reservas internacionales respecto del año 2023, recuperando parcialmente lo perdido desde 2022. Al cierre del año las reservas, se situaron en U$S29.612 millones en comparación con los U$S23.073 millones del 2023, aproximadamente un 28,3% de incremento.

En el mercado cambiario, el peso argentino desaceleró su depreciación durante el 2024 en comparación con el año anterior luego de la brusca devaluación ocurrida en diciembre 2023 post cambio de gobierno. El dólar mayorista cerró el año a $1032, con un incremento de 27,6% respecto al cierre de diciembre 2022, $808,45.

En el sector bancario las tasas de interés también se ajustaron a la baja acompañando el contexto de menor inflación, así la tasa BADLAR (en pesos de bancos privados, TNA) alcanzo el nivel de 31,93% en el último día hábil del año, en comparación con el 109,75% a igual fecha del año anterior.

En cuando a las previsiones para 2025, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de enero 2025 proyecta que la economía argentina tendrá un crecimiento 5% de su PBI luego de estimar que en el año 2024 la economía cayera un 2.8%. En este sentido, el FMI en la actualización de la de Perspectivas de la Economía Mundial, posterior a la publicación el informe, menciona que se ve un cambio significativo en la economía argentina en 2025 luego de la implementación de medidas contractivas, principalmente fiscales, en el 2024 para contener la inflación. Este repunte estará impulsado por el aumento de los salarios reales y del crédito bancario, y ayudará a estabilizar la economía argentina.

03

El Mercado Eléctrico Mayorista Argentino

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Ventas al Mercado Spot

Durante el Ejercicio 2024, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un decrecimiento

del -0,5% respecto del 2023, alcanzando los 140.227 GWh.

Dicha demanda de electricidad fue cubierta con generación cuyo origen se muestra en la siguiente tabla:

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]					
ENERGÍA [GWh]	2023	2024	Variación %	2022	Variación %
TÉRMICA	73,018	75,388	3%	81,746	-8%
HIDRÁULICA	39,332	33,425	-15%	30,186	11%
NUCLEAR	8,963	10,449	17%	7,469	40%
RENOVABLE	20,085	22,875	14%	19,340	18%
IMP.	6,241	4,654	-25%	6,310	-26%
EXP.	98	970.0	890%	31	3029%

En 2024, la generación hidroeléctrica mostró una caída del 15% respecto al 2023, principalmente por menores aportes en Yacyretá y Comahue, lo cual fue contrarrestado con un leve aumento de la generación térmica (3%), con un incremento en la generación renovable (14%), y con una mayor generación nuclear (+17%). Por su parte se evidenció una disminución de las importaciones de energía eléctrica (-25%), y un aumento significativo de las exportaciones de energía (890%) principalmente a Brasil y, en menor medida, a Uruguay.

El récord de demanda de potencia en el SADI se registró el 01 de febrero 2024 a las 14:48hs. con 29.653 MW. La máxima demanda diaria del sistema fue registrada el mismo día alcanzando los 597,7 GWh, lo que representa un incremento del 1,2% respecto del anterior máximo (590,7 GWh registrados en marzo de 2023).

El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior (adicionada al final la equivalencia total como GAS NATURAL equivalente):

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

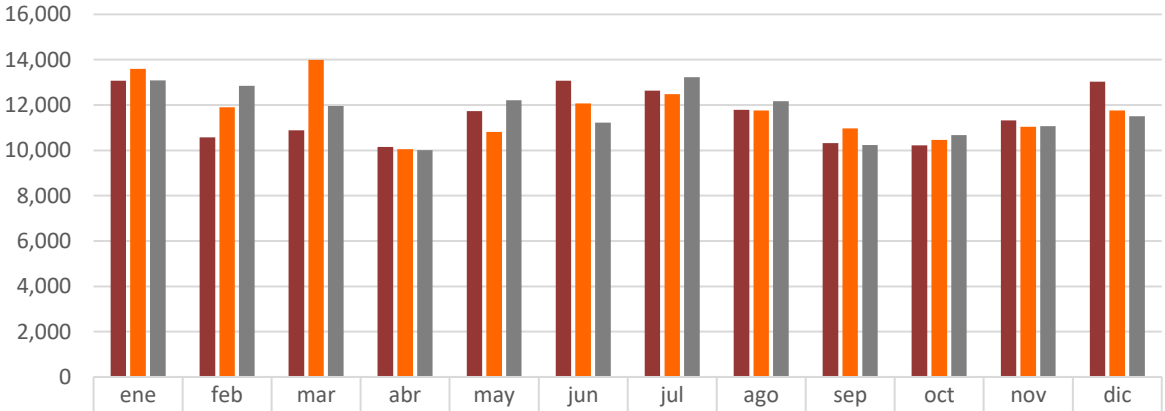
Combustible	2023	2024	Variación %	2022
GAS NATURAL [Miles de dam3]	13,944	15,222	9%	14,209
FUEL OIL [Miles de TN]	674	233	-65%	1112
GAS OIL [Miles de m3]	1,300	945	-27%	2,435
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	521	253	-51%	777
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam3]	16,392	16,623	1%	18,494

En 2024, el consumo de gas natural fue mayor al 2023, en tanto que el de combustibles líquidos disminuyó considerablemente (-65% para el Fuel Oil y -27% para el Gas Oil). El consumo de gas equivalente del sistema fue levemente superior, en línea con el incremento de generación térmica

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2024 y su comparación con 2023 y 2022. La disminución interanual de la demanda total del MEM durante 2024 fue del -0,5%.

Demanda mensual de energía eléctrica del MEM



	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2022	13,067	10567.8	10881.6	10147.4	11728	13074.5	12639.6	11782.4	10314	10221.3	11323.7	13027.4
2023	13593.5	11906.3	13996.9	10046.2	10815.5	12071.8	12477.2	11756	10962.2	10454.1	11040.8	11763
2024	13090.2	12851.1	11956.6	10004.9	12213.3	11226.2	13226.3	12171.6	10237.2	10678.9	11065.3	11505.4

Demanda (no incluye exportaciones, bombeo y pérdida de red)

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Ventas al mercado spot.

Durante 2024, continuó vigente la resolución de la Secretaría de Energía N° 869/2023 ("Resolución 869"), 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 750 y del Anexo V de la resolución 826/2022 y se dispuso un aumento a partir del 1° de noviembre de 2023 de un 28%.

El esquema remunerativo de la Resolución 869 y sus continuadoras se describe a continuación:

Remuneración de potencia a los generadores térmicos:

Remuneración de la potencia disponible (DRP) para los generadores que no declaren DIGO (Remuneración Base): remunera, a Precio Base, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO). El Precio Base se establece por tecnología y escala de la unidad.

Remuneración de la disponibilidad de potencia garantizada ofrecida (DIGO) de los generadores que declaran DIGO (Remuneración DIGO): remunera, a Precio DIGO, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que declaran un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO). El Precio DIGO se establece según la estación del año, verano, invierno y resto.

Remuneración de energía a los generadores térmicos.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación térmica, la Resolución 869 actualiza los precios ya definidos para la energía generada según tecnología, escala de la unidad y tipo de combustible utilizado para generar y para la energía operada, con un único precio de remuneración. Por último, para los generadores térmicos, se reconoce la remuneración por generación en horas de punta. La remuneración en hora de punta consiste en reconocer un ingreso equivalente a dos veces el precio de la energía generada para la energía generada todos los días entre las 18 y 23 hs. durante los meses de verano e invierno, y una vez el precio de la misma para la energía generada en ese mismo horario, durante los meses de primavera y otoño.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Remuneración de potencia a los generadores hidráulicos

Remuneración de la potencia disponible (DRP) para los generadores hidráulicos: remunera, a Precio Base, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA). El Precio Base se establece por escala de la unidad.

Remuneración de energía a los generadores hidráulicos:

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación hidráulica, la Resolución 869 actualiza el precio ya definido para la energía generada y para la energía operada según esta tecnología. Por último, para los generadores hidráulicos, se remunera por generación en horas de punta. Esta última remuneración consiste en reconocer un ingreso equivalente a dos veces el precio de la energía generada para la energía generada todos los días entre las 18 y 23 hs. durante los meses de verano e invierno, y una vez el precio de la misma para la energía generada en ese mismo horario, durante los meses de primavera y otoño.

Remuneración de la energía a otras tecnologías de generación

La Resolución 869, actualiza los precios de remuneración de las tecnologías no convencionales con el mismo porcentaje de ajustes respecto a la Resolución 750/2023.

Resoluciones de Secretaría de Energía N° 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 387/2024 y 603/2024. Resolución de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería N° 20/2024.

Con fecha 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 dicha resolución se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución N° 869/2023 y se dispuso un aumento a partir del 1° de febrero de 2024 de un 74%.

Con fecha 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. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 9/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de junio de 2024 de un 25%.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Con fecha 2 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. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 99/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de agosto de 2024 de un 3%.

Con fecha 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. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 193/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de septiembre de 2024 de un 5%.

Con fecha 30 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%.

Con fecha 1 de noviembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería 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 1° de noviembre de 2024 de un 6%.

Con fecha 2 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 1° de diciembre de 2024 de un 5%.

Con fecha 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 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Resolución de Secretaría de Energía N° 294/2024

Con fecha 2 de octubre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 294/2024 ("Resolución 294"), en la que se establece un "Plan de Contingencia y Previsión para meses críticos del período 2024/2026", definiendo medidas que abarcan la oferta de generación, el transporte y la distribución de energía.

Para la generación se propone una remuneración adicional, complementaria y excepcional sujeta a un compromiso de disponibilidad en las máquinas que no estén comprometidas en contratos con el MEM o que no hayan adherido a la Resolución de la S.E. N° 59/2023.

Adhiriendo a esta normativa, los generadores asumen un compromiso de disponibilidad de potencia por cada unidad, en ciertos horarios del día, caracterizados como críticos, durante los días hábiles de los meses de verano (diciembre a marzo) e invierno (junio a agosto). Se definen precios de remuneración en dólares, tanto para el cumplimiento de disponibilidad de potencia (2.000 us$/MW-mes) como para la energía generada en las horas comprendidas en los períodos de evaluación antes indicados, según se muestra a continuación:

Tecnología	Gas Natural USD/MWh	Fuel Oil USD/MWh	Gas Oil USD/MWh	BioComb. USD/MWh	Carbón USD/MWh
TG	6.4		8.6	8.7	
TV	3.4	6.0		8.7	10.4
Motores	8.1	15.4	10.5	8.7	

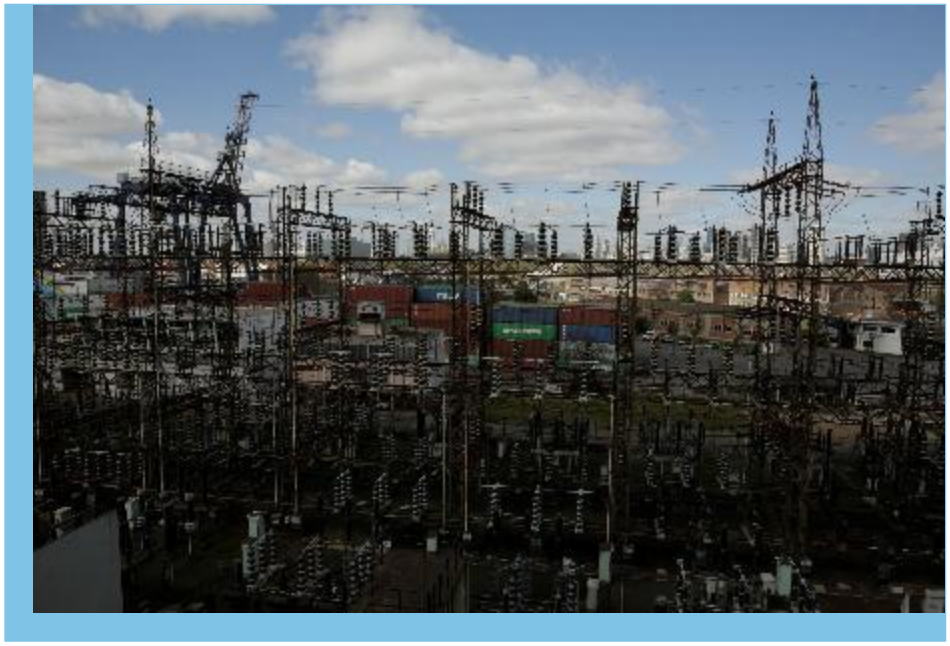
Para determinar la remuneración de cada unidad, los precios indicados de potencia y energía serán afectados por un factor de criticidad, pudiendo este variar entre 0,75 y 1,25, dependiendo de los nodos en los que se vinculan las unidades al sistema de transporte.

Las unidades pertenecientes al Grupo que adhirieron a esta resolución son las unidades TV (turbovapor) COSTTV01, COSTTV02, COSTTV03 y COSTTV07.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Resolución de Secretaría de Energía N° 21/2025.

Con fecha 28 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 21/2025 ("Resolución 21"), en la que se establece que los nuevos proyectos de generación de energía eléctrica de fuente convencional, habilitados comercialmente a partir del 1 de enero de 2025 podrán celebrar contrato de abastecimiento en el Mercado a Término con Grandes Usuarios y Distribuidores. Adicionalmente se deroga la Resolución SE 354/2020, modificando algunas consideraciones del Plan GasAr y las prioridades de consumo de gas natural en el Mercado Eléctrico. Se establece también que a partir del 1 de marzo de 2025 los generadores que venden su energía en el mercado spot pueden compras su combustible, y el mismo será reconocido por CAMMESA según el costo variable de producción declarado y reconocido por el generador. Se fija también el costo de la energía no suministrada en e MEM, con un valor máximo de 1500 USD/MWh cuando la misma supera el 10% de la demanda del sistema. Finalmente se deroga el Servicio de energía Plus, manteniéndose vigentes los contratos existentes hasta su finalización.



COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

En cuanto a la generación eléctrica, Central Costanera tuvo en 2024 una generación neta de 4.638 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 3,3% sobre el total del SADI, y del 6,2% sobre la generación térmica total.

% Participación de Mercado – Generación		
Año	Térmica	Total
2020	7,9%	4,9%
2021	6,4%	4,0%
2022	7,0%	4,1%
2023	5,8%	3,0%
2024	6.2%	3.3%

% Participación de Mercado - Potencia instalada		
Año	Térmica	Total
2020	9,1%	5,5%
2021	9,1%	5,4%
2022	9,1%	5,4%
2023	8,9%	5,2%
2024	7.1%	4.1%

En cuanto a potencia instalada, Central Costanera alcanzó en 2024 una participación de mercado del 4,1% sobre el total del SADI, la cual resultó inferior a la participación de 2023 como consecuencia de la desvinculación de las unidades COSTTV04 de 120 MW y COSTTV06 con 350 MW, a partir de mayo de 2024.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

Reseña

El mercado a término comprende actualmente el Mercado a Término Energías Renovables (MATER), el Servicio de Energía Plus, y los contratos remanentes de demanda Base. Durante el año 2024 se mantuvo vigente la restricción establecida en 2013 mediante la Res. SE 95/13 que impide renovar contratos de demanda Base. Esta norma no afecta los contratos por Energía Plus, y los contratos MATER que pueden ser renovados normalmente.

Mientras que en 2012 los GU que se abastecían mediante contrato con generadores representaban el 21% de toda la demanda del sistema, en 2024 solo el 6% de la demanda lo hace con contrato (30 % de la demanda de los Grandes Usuarios). Esta situación se explica por la oferta limitada de generación renovable que actualmente no tiene excedentes para expandir la contratación y por la Res. SE 95/13, que prohíbe a los generadores convencionales la celebración de nuevos contratos de abastecimiento.

El MATER está limitado actualmente por la oferta de generación disponible, dado que toda la potencia instalada que está habilitada para operar en dicho mercado se encuentra mayoritariamente contratada.

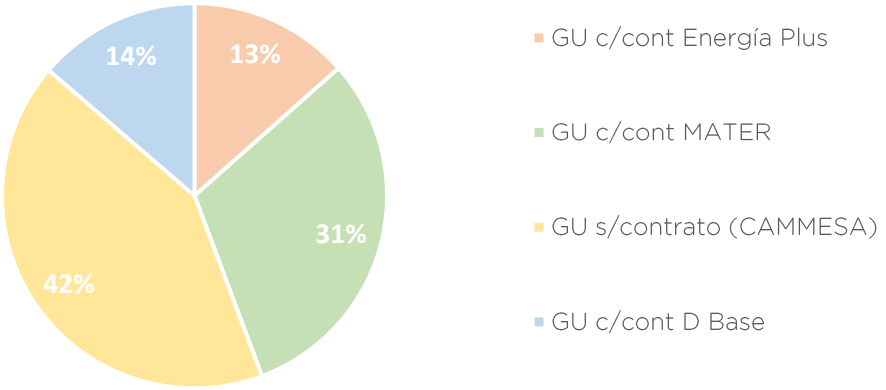
Con relación al servicio de energía Plus, destinado a dar respaldo a la demanda excedente de los GU, ciertas modificaciones introducidas en la normativa logran equiparar el costo medio de la demanda Base con el de la demanda Excedente, quitando de esta manera una señal económica para los GU que buscaban cubrir su abastecimiento mediante un contrato con un generador (plus) más eficiente.

Demandas comercializadas con Grandes Usuarios

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) en 2024, fue de 17.700 GWh. La misma fue abastecida en un 51% (9.062 GWh) mediante contrato de suministro con los generadores en tres modalidades, demanda Base (contratos remanentes), Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 49% es abastecido por CAMMESA en condición spot. En el gráfico siguiente se observa la participación que tiene cada modalidad de abastecimiento en el total de la demanda de GU.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

Demanda Grandes Usuarios MEM



Los contratos por demanda Base vigentes son aquellos que fueron acordados como de largo plazo, y corresponden sólo a 4 clientes.

Los contratos de energía Plus, si bien están experimentando en los últimos años una fuerte disminución, en 2021 han recuperado el nivel de demanda que tenían previo a la pandemia. En 2024, la demanda abastecida por contrato plus, representó el 72% del máximo nivel de contrato que se registró en el año 2013, en parte debido a que mucha de esta demanda migró a contratación de energías renovables en el MATER.

El mercado MATER atraviesa un momento de plena contratación, lo que podría significar una señal de demanda insatisfecha.

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Resoluciones de la Secretaría de Energía N°58/2024 y 66/2024

Con fecha 8 de mayo de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Energía N° 58/2024, y su modificatoria N° 66/2024 (la "Resolución"), mediante la cual se estableció un régimen de pago excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de los meses de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024. En la mencionada Resolución (i) se instruyó a CAMMESA a elaborar y determinar los montos de las acreencias por las transacciones económicas indicadas con cada uno de los Agentes Acreedores del MEM, en un plazo de cinco días hábiles desde la entrada en vigencia de la Resolución, (ii) se estableció que la falta de acuerdo respecto de dichos montos habilitaba a los Agentes Acreedores a recurrir a las vías judiciales, administrativas y/o extrajudiciales que correspondieran, (iii) se estipuló que una vez determinados los importes y firmados los respectivos acuerdos particulares, CAMMESA cancelaría las transacciones de la siguiente manera:

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

a) las liquidaciones por las transacciones de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serían canceladas a los diez días hábiles de la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega del Bono AE38 USD y el cálculo de los montos nominales a entregar de cada bono se realizaría al tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) a la cotización vigente al cierre del día de la fecha de la aceptación formal por parte de los Agentes Acreedores; b) las liquidaciones por la transacción de febrero de 2024 serían canceladas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos fondos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado con destino al Fondo de Estabilización. Las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 prestadas por la Sociedad ascendían a 6.906.121, 7.750.756, y 8.186.525 (IVA Incluido), medidas a valores nominales de cada momento, respectivamente.

Con fecha 23 de mayo de 2024, la Sociedad celebró los acuerdos con CAMMESA en el marco de lo dispuesto por la Resolución. Como resultado de la celebración de dichos acuerdos la Sociedad reconoció una pérdida de 5.895.319 que se expone en la línea "Acuerdo con Cammesa – Resoluciones SE N°58/2024 y 66/2024" dentro del rubro "Otros gastos operativos" del estado de resultados y del resultado integral al 31 de diciembre de 2024.

Nota Secretaría de Energía número NO-2024-44424318-APN-SE#MEC: Uso prioritarios de la capacidad del Gasoducto Perito Francisco Pascacio Moreno ("GPFPM" - ex Gasoducto Presidente Néstor Kirchner), y el gas natural en boca de pozo licitado y adjudicado asociado a dicha capacidad ("Gas Ronda 4.2 Plan GasAr"), para el abastecimiento de la demanda prioritaria de gas natural por redes.

Con fecha 30 de abril de 2024 el secretario de energía, con el objetivo de evitar situaciones que eventualmente puedan poner en riesgo el abastecimiento de la demanda prioritaria ininterrumpible de las Prestadoras de Servicios de Distribución ("DISTRIBUIDORAS"), instruyó a ENARSA a utilizar prioritariamente parte o la totalidad de la capacidad de transporte sobre el GPFPM oportunamente contratado en firme por CAMMESA para generación de energía eléctrica, para cumplir con el mencionado objetivo.

Para ello instruyó complementariamente a ENARSA a poner a disposición de las DISTRIBUIDORAS identificadas con faltantes el Gas Ronda 4.2 Plan Gas.Ar, hasta el total adjudicado de 21 MMm3/día si fuese necesario, en los puntos de entrega de la subzona Buenos Aires (SALLIQUELO) del GPFPM y en la subzona Gran Buenos Aires del Gasoducto Mercedes-Cardales.

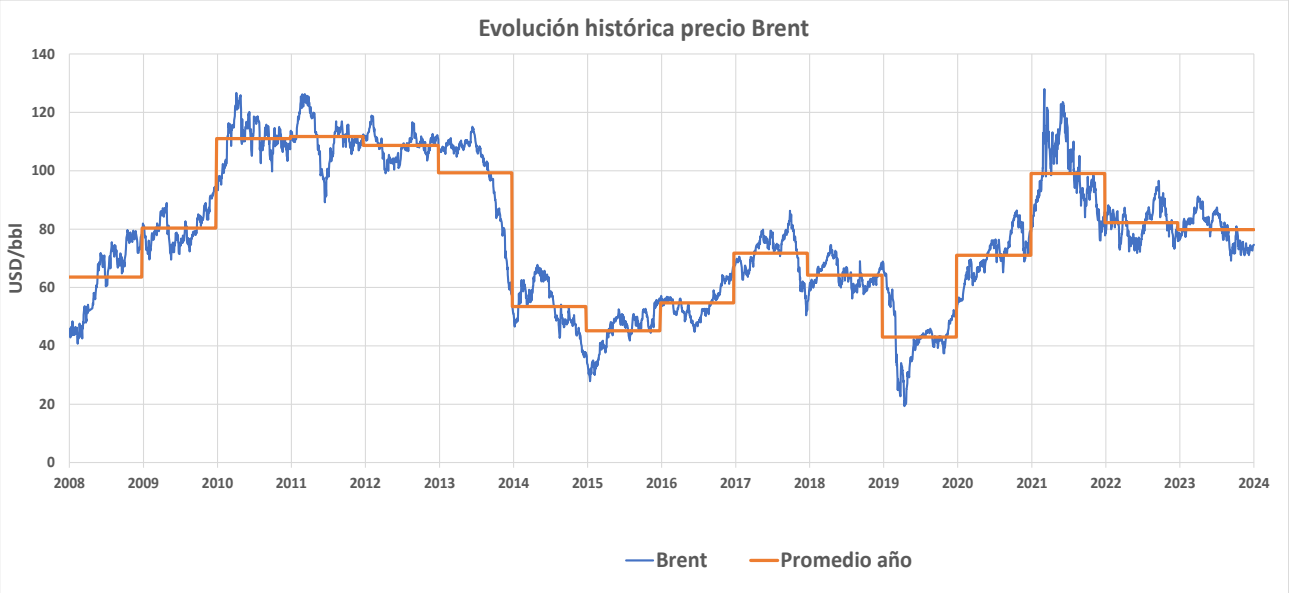
Una vez satisfecha la demanda ininterrumpible de las DISTRIBUIDORAS, ENARSA pondrá a disposición de CAMMESA el gas natural y la capacidad de transporte remanente del GPFPM para ser destinado a la demanda de generación de energía eléctrica.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent disminuyó su valor en un 17% en 2024 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 82,2 USD/ bbl en 2023 a 79,9 USD/bbl en 2024.

En 2023, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 91,2 USD/bbl y un mínimo de 69,2 USD/bbl.



En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2019) oportunamente se había vuelto a centralizar en CAMMESA la compra de combustibles (Gas Natural, Fuel Oil -FO- y Gas Oil -GO-) con destino a la generación de energía eléctrica, derogando la Resolución de la ex SGE N° 70/2018, que había habilitada la autogestión de los Generadores manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia, convirtiendo a CAMMESA en único proveedor en el MEM.

Al respecto, yendo puntalmente al mercado de combustibles líquidos para la industria de generación de energía eléctrica, desde marzo de 2013, a través de la Resolución SE N° 95/13 CAMMESA centralizó las compras de combustible FO y GO del mercado local (Proveedor de única instancia), como así también las importaciones de GO complementarias a la oferta local necesarias para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Posteriormente, con fecha 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución N° 70/2018 de la SGE, facultando a los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores del MEM a gestionar la compra de su combustible propio, manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia, no obstante lo cual, y dado los elevados costos financieros de la operación de compra (alto costo unitario combustible más efecto pago contado) y posterior recupero de costos vía pagó de energía eléctrica de CAMMESA (aprox. 60 días vencido mes de consumo), la elevada volatilidad de consumo de dichos combustibles y la baja rentabilidad asociada a la utilización de dichos combustibles, llevó a que no hubiera gestión propia de compra por parte de generadores. Finalmente, y como se menciona en el párrafo anterior, a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2019) se volvió a centralizar la compra de combustible con destino a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA.

Mercado del Gas

A continuación se desarrollará un breve racconto de las señales regulatorias emanadas de las autoridades competentes en el Mercado de Gas (en particular para el Mercado Eléctrico) a los fines de incentivar la producción de gas natural nacional (cuencas locales) a los fines de lograr minimizar la importación de energéticos sustitutos y/o lograr excedentes exportables.

La Ley de Emergencia Económica promulgada en el 2002 dispuso la pesificación de todos los contratos en dólares y también de las tarifas de servicios públicos. En el ámbito del gas natural esto significó la pesificación de los contratos de abastecimiento y de las tarifas publicadas por el ENARGAS.

El precio de Gas Natural para generación de Energía Eléctrica fue evolucionando por distintos mecanismos desde 2004 hasta Julio 2009, mes en el que se firmó un acuerdo entre el Ministerio de Planificación, Sindicatos de la Industria del Gas y Petróleo y Empresas Operadoras de Gas Natural, por el cual, las empresas se comprometían a mantener el nivel de actividad a cambio de una suba en el precio de Gas Natural a diversos segmentos del consumo.

Con respecto al segmento de generación energía eléctrica, el precio fue dolarizado y se instruyó un sendero de precios que culminaba en diciembre 2009 con un valor de 2,68 USD/MMBTU para el Gas Natural de cuenca Neuquina.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

En abril 2016 se publicó la Resolución MEyM 41/16, mediante la cual se elevó el precio del gas natural en boca de pozo para el segmento de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)
Norte	4,93
Neuquén	5,53
Golfo San Jorge	4,84
Santa Cruz	4,62
Tierra del Fuego	4,48

En julio 2018 se publicó la Resolución MEyM 46/18, mediante la cual se redujo el precio del gas natural en boca de pozo para el segmento de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)
Norte	3,94
Neuquén	4,42
Golfo San Jorge	3,87
Santa Cruz	3,70
Tierra del Fuego	3,58

En diciembre 2018 Secretaría de Energía publicó la nota N°66680075, mediante la cual se aumentaron los precios máximos en los meses de invierno, y se redujeron los restantes meses del año, de manera tal que durante el año calendario resulten similares a los establecidos en la Resolución MEyM 46/18, de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Sep-May	Jul-Ago
Norte	3,60	5,15
Neuquén	3,70	4,95
Golfo San Jorge	3,55	5,10
Santa Cruz	3,35	4,90
Tierra del Fuego	3,30	4,85

En enero de 2020, mediante nota N°05333189, Secretaría de Energía modificó los precios de referencia de gas en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") a partir de febrero 2020. Dicha modificación fue fundada en los precios obtenidos durante las compras mensuales de gas spot que CAMMESA realizara durante el año 2019 en su rol de proveedor de última instancia a Generadores que no hiciesen autogestión de suministro, y cuyo resultado en precio obedeció a la libre interacción entre oferta y demanda de gas natural. Estos nuevos valores referenciales fueron los indicados en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Sep-May	Jul-Ago
Norte	2,46	3,80
Neuquén	2,67	4,02
Golfo San Jorge	2,55	3,85
Santa Cruz	2,36	3,63
Tierra del Fuego	2,31	3,57

Posteriormente, en mayo de 2020, mediante nota N°33627304, la Secretaría de Energía con el argumento del impacto que la pandemia por COVID-19 estaba produciendo en la economía argentina, modificó los precios de referencia de gas en el MEM para el invierno 2020 (junio-julio-agosto), manteniendo en dicho período los precios de referencia de verano:

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Sep-May	Jul-Ago
Norte	2,46	2,46
Neuquén	2,67	2,67
Golfo San Jorge	2,55	2,55
Santa Cruz	2,36	2,36
Tierra del Fuego	2,31	2,31

En noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 aprueba el "PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024" ("Plan GasAr"), cuya implementación es delegada a la Secretaría de Energía. Dicho Plan "GasAr" promueve la producción de gas en cuencas gasíferas nacionales (Neuquén y Austral) basado en un sistema competitivo de subasta de precio y por hasta 70 MMm3/d. Los productores de gas participantes en el plan se aseguran durante cuatro años (2021-2024) precio y cantidad (valores ofertados y adjudicados en la mencionada subasta) versus un compromiso de mantenimiento de la producción igual a la cantidad adjudicada en la subasta incrementada un 43% (1 unidad de producción por cada 0,7 unidades adjudicadas).

Resultado de la implementación del Plan GasAr en el mercado eléctrico mayorista ("MEM"), la Secretaría de Energía emite la resolución 354/2020 con fecha 1° de diciembre de 2020 (Res.354) donde establece a partir del 1 de enero de 2021: (i) un orden de prioridad de despacho de gas natural por parte de CAMMESA en el MEM según el origen del mismo (Plan GasAr, importado de Bolivia por IEASA, LNG y resto de gas natural cuencas nacionales fuera del esquema de Plan GasAr), y (ii) que aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM, y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM. De esta manera la totalidad del gas natural y el servicio de transporte y distribución asociado en el MEM será gestionado operativamente y optimizado por CAMMESA ("Despacho centralizado").

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Adicionalmente, la Res.354 estableció lo siguiente:

- Despacho de gas por orden de prioridad y no por costo del mismo, de acuerdo al siguiente orden:
  1. Gas natural de "take or pay" de Bolivia contratado por IEASA,
  2. Gas de "take or pay" asignado al MEM del Plan GasAr,
  3. Gas restante hasta la cantidad máxima diaria de Plan GasAr (entre 2° y 3° prioridad se incluye el 100% del gas natural de Plan GasAr),
  4. Otros compromisos firmes de CAMMESA (a la fecha de la presente memoria CAMMESA no tenía otros compromisos firmes más allá del gas de PlanGasAr) y/o GNL (Gas Natural Licuado gestionado por IEASA), y
  5. Gas natural subastas spot de CAMMESA, gas natural spot adquirido por Generadores autorizados a tener gestión propia en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287) y/o gas natural de Plan GasAr adquirido por Generadores autorizados a tener gestión y no cedido operativamente a CAMMESA.
- Aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287), y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM y respetando el orden de prioridad mencionado en el punto anterior.
- En particular, los agentes generadores que cuenten con obligaciones de abastecimiento propio de gas natural en el marco de la Resolución N° 287/2017, tendrán la opción de dejar sin efecto las mencionadas obligaciones, no así la capacidad de transporte respectiva la cual debe mantenerse como obligación del Generador y, como se menciona en el punto anterior, cedida operativamente a CAMMESA a los efectos de su gestión en el Despacho Centralizado.
- Definió a partir de enero 2021 nuevos precios de referencia de gas natural de cuencas nacionales en el MEM para la valorización de cantidades de dicho combustible que no estén incluidas en el Plan GasAr:

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Oct-Abr	May-Sep
Norte	2,17	3,31
Neuquén	2,30	3,50
Golfo San Jorge	2,20	3,35
Santa Cruz	2,07	3,16
Tierra del Fuego	2,04	3,11

Estos precios de referencia son usados por CAMMESA en las subastas mensuales para la compra de gas natural del tipo interrumpible que dicha compañía sigue realizando en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) para complementar los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado Plan GasAr y en su rol de único proveedor a Generadores de Energía eléctrica.

Posteriormente, la Secretaría de Energía por nota N° 58537096 del 30 de junio de 2021 habilitó a CAMMESA a partir del mes de julio de 2021 a adquirir volúmenes de gas natural del tipo interrumpible a Productores del Plan GasAr en exceso por sobre los volúmenes comprometidos en el mencionado plan y hasta los precios allí adjudicados. Dichas adquisiciones son realizadas a través de subastas bisemanales en el ámbito del MEGSA y, al igual que las compras mencionadas en el punto anterior, para complementar los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado Plan GasAr.

Con fecha 11 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N°76, que otorgó a ENARSA la concesión de Transporte sobre el "GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER" (actualmente GASODUCTO PERITO FRANCISCO PASCASIO MORENO en adelante "GPFPM"), para transportar gas natural desde la cuenca gasífera de NEUQUEN, atravesando las Provincias de RÍO NEGRO, LA PAMPA, BUENOS AIRES, hasta la Provincia de SANTA FE.

Con fecha 22 de junio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Secretaría de Energía N°532/2023, aprobando el texto definitivo del Contrato de Transporte Firme a celebrarse entre ENARSA y CAMMESA por la nueva capacidad de transporte de gas natural a crearse a partir de la construcción del mencionado GPFPM, según instrucción emanada por el Ministerio de Economía vía resolución N°828/2023 en el marco del Decreto PEN N°76/2022, cuyas principales características son las siguientes:

- Plazo: 35 años (20/06/2023 al 20/06/2058).

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

- Cantidad: 25 MMm3/día.
- 11 MMm3/día – Ruta/tramo Tratayén (Pcia. Neuquén) - Saliqueló (Pcia. Buenos Aires), con 7 MMm3/día en la ruta/tramo BA-GBA,
- 10 MMm3/día - Adicionales en ruta/tramo Tratayén - Saliqueló una vez habilitada nueva capacidad de compresión en dicha ruta,
- 14 MMm3/día – en reemplazo 10 MMm3/día una vez habilitada la nueva ruta/tramo Saliqueló - San Jerónimo (Pcia. Santa Fé)
- Precio:
- Primeros 15 años: 1.023 USD/m3 de capacidad contratada disponible.
- A partir año 16: 0.023 USD/m3 de capacidad contratada disponible.
- Cesión: Se contempla la cesión de capacidad contratada a Generadores MEM.
- Derecho prioridad: CAMMESA tendrá derecho de prioridad de contratar a ENARSA toda nueva capacidad adicional que aporte el proyecto GPFPM, en el cual ENARSA obtenga derechos de transporte de gas natural.

En noviembre de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°730/22 aprueba una serie de modificaciones al Plan GasAr, extendido el mismo por 4 años (en adelante "Plan Gas.Ar Extendido").

Las modificaciones más relevantes fueron las siguientes:

1. Extensión de 4 años, pasando de diciembre 2024 a diciembre 2028 la vigencia del Plan GasAr, en volumen y precio de los compromisos de suministro de gas natural del mencionado plan,
2. Licitar nuevos volúmenes de gas natural adicionales al Plan Gas.Ar para cuenca Austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut) y
3. Licitar volúmenes adicionales de gas natural a los fines de cubrir la nueva capacidad de transporte troncal de gas natural generada por la construcción del nuevo gasoducto GPFPM.

Posteriormente, también en el mes de noviembre de 2022 vía resolución Secretaría de Energía N° 770/2022, se definieron los volúmenes a licitar a los fines de dar cumplimiento a los puntos mencionados anteriormente. En particular, los volúmenes del punto 3 a licitar serían los siguientes:

1. "Gas Plano Julio": 11.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
2. "Gas Plano Enero": 3.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

3. “Gas de Pico 2024”: 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive;

4. “Gas de Pico 2025”: 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive.

Con fecha 28 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 21/2025, con los primeros lineamientos de la nueva regulación para el Mercado Eléctrico orientados a dar más libertad de gestión a los actores del mencionado mercado. En lo que respectar al abastecimiento de combustibles a Generadores de energía eléctrica, se define lo siguiente:

- Deroga la Resolución SE 354/2020, modificando algunas consideraciones del Plan GasAr y las prioridades de consumo de gas natural en el Mercado Eléctrico.
- Deroga el artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013 que prohibía la autogestión de combustible (CAMMESA proveedor único).
- A partir de marzo 2025 se habilita a los Generadores a autogestionarse los combustibles necesarios para generación de energía eléctrica.
- Mantiene a CAMMESA como proveedor de combustibles de última instancia para aquellos generadores que no asuman la autogestión para su propio abastecimiento.

A la fecha está pendiente por parte de Secretaría de Energía la emisión de la regulación de detalle que permita poner en práctica los puntos antes mencionados.

Importación de gas natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural durante el año 2024 mostró una caída del 5.9% con respecto al año 2023. Esta merma fue acompañada tanto por el LNG (-2.9 %), impulsado por menor requerimiento para el abastecimiento de la demanda prioritaria de las Distribuidoras de Gas Natural (Clientes residenciales y pequeños comercios), como por el gas natural importado de Bolivia (-3.2%), impulsado por la caída en la producción de gas natural que viene sufriendo Bolivia en los últimos años, como así también por la mayor prioridad que ésta le asigna a la exportación hacia Brasil.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Promedio (MMm3/d)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Dif. 2024 vs. 2023	
										Volumen	%
LNG	0.0	12.2	9.78	4.76	5.18	9.67	6.27	7.23	4.29	-2.9	-68.6%
Bolivia	0.1	18.1	16.5	14.1	15.1	12.9	10.5	6.4	3.3	-3.2	-97.0%
Chile	0.0	0.8	0.58	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.21	0.2	100.0%
Total	**0.1**	**31.1**	**26.8**	**18.8**	**20.2**	**22.6**	**16.8**	**13.7**	**7.8**	**-5.9**	**-75.9%**

Fuente ENARGAS

Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país disminuyó en 2024(*1) respecto al año 2023, a partir fundamentalmente en un menor consumo de gas en el ámbito de la Industria, el consumo Residencial y Generación de Energía Eléctrica. Lo anterior, producto de la contracción de la economía argentina durante 2024 respecto al año 2023, registrándose en el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado en el mes de enero por el INDEC, una reducción de la actividad económica acumulada a noviembre 2024 del 0.9% con respecto al año anterior.

Promedio (MMm3/d)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *1	Dif. 2024 vs. 2023 *1	
										Volumen	%
Neuquén	53.9	54.5	66.3	74.1	66.1	71.7	80.49	81.51	82.33	-0.2	-0.2%
Austral	32.3	31.8	33.3	34.2	31.9	29.8	27.1	25.2	22.2	-3.4	-15.1%
Norte	5.7	5.7	4.1	3.9	3.9	3.4	2.89	2.57	2.36	-0.2	-8.8%
Total	**91.9**	**92.0**	**103.7**	**112.2**	**102.0**	**104.9**	**110.5**	**109.3**	**106.9**	**-3.8**	**-3.5%**

**1: Datos disponibles hasta noviembre para año 2024. Comparación 2023 vs. 24 para el período enero-noviembre.*

Fuente ENARGAS

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

FUELOIL (FO)

Central Térmica Costanera: Durante el año 2024 el consumo de este combustible fue de 20,7 mil toneladas, recibido a través de flete fluvial mediante buques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 60% menor respecto al del año 2023.

GASOIL (GO)

Central térmica Costanera: Durante el año 2024 el consumo de este combustible fue de 0,7 miles de m3, recibido a través de flete fluvial mediante 1 embarque para ser consumido en la unidad de ciclo combinado Mitsubishi. El consumo de GO fue 93% menor respecto al del año 2023.

Los menores consumos antes mencionados obedecen fundamentalmente a mayor oferta de gas natural por disponibilidad del nuevo gasoducto de transporte Perito Francisco Pascual Moreno construido por ENARSA y asignado en gran medida para el Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA).

Todos los ingresos de combustible FO como GO fueron provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, según lo establecido en la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP que volvió a dar vigor a la Resolución SE 95/ 2013 (CAMMESA proveedor de combustible a centrales térmicas única instancia).

04

Mantenimiento

MANTENIMIENTO

Las principales tareas de mantenimiento llevadas a cabo durante el presente ejercicio fueron las siguientes:

Resumen de logros destacados e hitos relevantes del 2024:

- Cierre de Contrato LTSA con MHI por el mantenimiento de los trenes de potencia del Ciclo Combinado II
- Mantenimiento programado U7
- Adquisición de turbina de Gas SGT5 4000F1 para implementación de proyecto BEX.
- Logística de transporte de turbina de gas de Theiss Austria a Buenos Aires.
- Inspección Mayor de turbina de Gas SGT5 4000F1.
- Incremento en la capacidad de producción de agua desmineralizada.
- Mantenimiento Integral Bomba elevadora N°1
- Mitigación en tratamiento y disposición final de peces en toma de agua
- Reacondicionamiento de suelo tanque semanal de FO N°3.
- Inicio de obra reacondicionamiento de sistema de ácido sulfúrico y soda caustica en planta de agua
- Compra de ultrafiltración para producción de agua desmineralizada.

DETALLE DE MANTENIMIENTOS 2023

CICLO COMBINADO MITSUBISHI:

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 8 TG

- Reacondicionamiento plano inclinado HRSG 8.
- Inspección, reparación, reacondicionamiento y reemplazo válvulas de circuito Agua-Vapor de HRSG 8.
- Inspección, mantenimiento general, y tratamiento anticorrosivo de recinto de toma de filtros de aire TG8
- Ensayos no destructivos en TG8 y HRSG 8.
- Tratamientos anticorrosivos en Inlet TG8.
- Tratamientos anticorrosivos en estructura metálica HRS8.

MANTENIMIENTO

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 9 TG

- Reacondicionamiento HRSG9 y Fuego Adicional.
- Reacondicionamiento junta GE01 HRSG 9.
- Inspección, reparación, reacondicionamiento y reemplazo válvulas de circuito Agua-Vapor de HRSG 9.
- Reemplazo de Niples de precalentador HSRG 9.
- Inspección, mantenimiento general, y tratamiento anticorrosivo de recinto de toma de filtros de aire TG9
- Ensayos no destructivos en TG9 y HRSG 9.
- Tratamientos anticorrosivos en TG9.
- Tratamientos anticorrosivos en estructura metálica HRS8

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 10 TV

- Reparación de filtro Debris.
- Reemplazo de actuador de la Válvula Mammouth DN 1900 de salida de canal de agua de circulación B.
- Mantenimiento del Sistema de Incendio Minimax.
- Revisión, mantenimiento y reparación de guías rastrillos A y B de toma de agua.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Calibración de instrumentación ISO9001
- Mantenimientos preventivos en bombas.
- Mantenimientos preventivos en Válvulas.

Ciclo Combinado Mitsubishi - Equipos Comunes BOP

- Inspección, reparación, reacondicionamiento y reemplazo válvulas de circuito Agua-Vapor de HRSG 8 y 9.
- Ensayos en motores de MT.
- Mantenimiento de iluminación general del Ciclo Combinado.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento de aeroenfriadores.
- Limpieza general de refrigerantes.
- Inspección y limpieza de condensadores.
- Mantenimiento de compresores.

MANTENIMIENTO

- Mantenimiento de generador de parada segura.
- Mantenimiento de bombas de inyección de combustible.
- Mantenimiento de Instrumentación analítica del ciclo combinado.
- Mantenimiento de sistemas de aceite de lubricación y bombas de aceite de lubricación.
- Mantenimiento de sistemas de compresores de gas y compresores.
- Mantenimiento de bombas de inyección química.
- Mantenimiento y calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento, reparación y reemplazo de válvulas de purga y venteo.
- Calibración de instrumentación ISO9001.
- Mantenimiento del sistema FOG.
- Mantenimiento y/o reemplazo de actuadores de válvulas Rotork.

CICLO COMBINADO CBA:

Ciclo Combinado CBA – Unidad 11 TG

- Reparación general de techo de caldera (Mejora Inteligente).
- Tratamiento anticorrosivo techo HRSG.
- Reemplazo de aislación térmica HRSG.
- Reemplazo de pasa muros HRSG.
- Reemplazo de interruptor principal de salida en playa de 132 Kv. Ensayos eléctricos.
- Mantenimiento en compresores de gas.
- Mantenimiento en válvulas de sistema de gas combustible.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Reparaciones en casing HRSG.
- Mantenimientos preventivos en bombas.
- Prueba hidráulica, inspección y reparaciones en HRSG.
- Mantenimiento y reparación de válvulas de Alta, Media y Baja presión del circuito Agua-Vapor de HRSG.
- Reparaciones en drenajes de HRSG.
- Reparaciones en actuadores de válvulas de HRSG.
- Reparación de válvulas y cañerías del sistema de agua de alimentación.
- Control de escobillas de generador.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

MANTENIMIENTO

Ciclo Combinado CABA – Unidad 5 TV

- Mantenimiento en sistema de aceite de regulación y lubricación TV.
- Puesta en valor de aislación térmica de TV.
- Inspección y reparación de fugas en sistemas de vapor y extracciones de TV.
- Mantenimiento en sistema de purificación de aceite TV.
- Mantenimiento en sistema de control de regulación TV.
- Mantenimiento en servo-válvulas de turbina, reguladoras e interceptoras.
- Reparaciones en eyectores de vapor.
- Reparaciones en refrigerantes de H2 de generador.
- Mantenimiento en bombas y válvulas del sistema de agua de refrigeración y circulación.
- Mantenimiento y limpieza de escobillas de excitatriz de generador.
- Mantenimiento en bombas y válvulas del sistema de aceite de sellos del generador.
- Limpieza de refrigerantes y filtros.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores

Unidad 7 TV

- Retubado de evaporador de caldera.
- Reparación de tamiz 7A.
- Reparación de tamiz 7B.
- Mantenimiento Bomba de extracción de I etapa A.
- Mantenimiento Bomba de extracción de I etapa B.
- Mantenimiento Bomba de extracción de I etapa C.
- Mantenimiento Bomba de extracción de II etapa A.
- Mantenimiento Bomba de extracción de II etapa B.
- Mantenimiento Bomba de extracción de II etapa C.
- Limpieza de tanque de aceite de regulación de turbina.
- Chapeado de calentadores de AP.
- Mantenimiento general condensador.
- Mantenimiento en Bypass MP y AP.
- Limpieza de refrigerantes.

MANTENIMIENTO

- Reparación integral de tanque de alimentación.
- Mantenimiento general motor VTI 7B.
- Mantenimiento general intercambiadores Motor VTF 7A.
- Mantenimiento general intercambiadores Motor VTF 7B.
- END en colectores de SH de caldera.
- Mantenimiento general en quemadores de caldera.
- Reparación de canales de agua de circulación.
- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Reparaciones en tamices rotativos y rastrillos de toma de agua.
- Reparaciones en válvulas del sistema de agua de río.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Reparaciones en sistema de refrigeración de H2 del generador.
- Mantenimiento en transformador de Unidad.
- Trabajos en iluminación.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

Unidad 3 TV

- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en sistema de regulación de turbina y HPU.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.
- Mantenimiento en válvulas de turbina Stop AP y MP y Reguladoras.
- Reparaciones en sistema de eyectores de vapor.
- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento en sistema de sopladores de vapor de caldera y calentadores de aire.

MANTENIMIENTO

- Mantenimiento en bombas de sistema combustible Fuel Oil.
- Mantenimiento en cajas de quemadores de caldera y lanzas de quemadores, quemadores de gas y detectores.
- Mantenimiento preventivo en motores de calentadores de aire.
- Mantenimientos preventivos en generador y excitatriz.
- Mediciones en equipos de 6,6 KV.
- Mantenimiento en Sistema de Tensión estabilizada (UPS).
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.

Unidad 2 TV

- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en sistema de regulación de turbina y HPU.
- Mantenimiento en válvulas de turbina Stop AP y MP y Reguladoras.
- Reparaciones en sistema de eyectores de vapor.
- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento en bombas de sistema combustible Fuel Oil.
- Mantenimiento en cajas de quemadores de caldera y lanzas de quemadores, quemadores de gas y detectores.
- Mantenimiento preventivo en motores de calentadores de aire.
- Mantenimientos preventivos en generador y excitatriz.
- Reparación en sistema de rotación lenta de TV.
- Inspección y reparación de refrigerantes de H2 del generador.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

MANTENIMIENTO

Unidad 1 TV

- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en sistema de regulación de turbina y HPU.
- Mantenimiento en válvulas de turbina Stop AP y MP y Reguladoras.
- Reparaciones en sistema de eyectores de vapor.
- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento en sistema de sopladores de vapor de caldera y calentadores de aire.
- Mantenimiento en bombas de sistema combustible Fuel Oil.
- Mantenimiento en cajas de quemadores de caldera y lanzas de quemadores, quemadores de gas y detectores.
- Mantenimiento preventivo en motores de calentadores de aire.
- Mantenimientos preventivos en generador y excitatriz.
- Mediciones en equipos de 6,6 KV.
- Mantenimiento en Sistema de Tensión estabilizada (UPS).
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

Mantenimientos generales y equipos comunes

- Mantenimiento de Instrumentación analítica general, comunes y de TVs.
- Mantenimiento de compresores de aire de instrumentos.
- Mantenimiento de compresores de aire de servicios generales.
- Iluminación en planta baja de nave U1 a U5.
- Mantenimiento en bombas elevadoras y motores de bombas.
- Reparación de tamices rotativos.
- Reparación de rastrillos de toma de agua.
- Reparaciones en compuertas de agua de río.
- Trabajos en sistema de neutralización de planta de tratamiento de agua.

MANTENIMIENTO

- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento de montacargas, puentes grúa y ascensores.
- Certificación de puentes grúa y elementos de izaje.
- Reparaciones en sistemas de vapor auxiliar.
- Mantenimiento general en sistemas de incendio.
- Mantenimiento en sistema de tratamiento de agua, osmosis, filtración.
- Mantenimiento y reparación de bombas y válvulas de los sistemas de neutralización con reactivos químicos.
- Reparaciones en caldera auxiliar.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema de bombeo de trasvase de combustible líquido Fuel Oil.
- Mantenimientos eléctricos generales.
- Puesta en valor de sala de control de planta de gas.
- Puesta en valor de sala de estar en depósito

05

Recursos Humanos

RECURSOS HUMANOS

A lo largo del año 2024, nuestra planificación se centró de manera prioritaria en el bienestar y desarrollo profesional de nuestros colaboradores. Con este propósito, continuamos con la adaptación de nuestros programas de salud y formación, implementando diversos formatos. Esta estrategia permitió optimizar la participación de todos los miembros de la compañía, facilitando un mayor acceso y cercanía a los recursos y herramientas necesarias para su desarrollo.

ADMINISTRACIÓN DE PERSONAL

Se consolidó el uso de las plataformas digitales de Recursos Humanos, destacándose "Recibo Digital", que permite a los usuarios acceder, firmar y descargar su recibo de haberes desde cualquier dispositivo, y "Usina Digital", un sistema de autogestión de RRHH diseñado para que los empleados de Central Costanera actualicen su información y gestionen solicitudes administrativas habituales.

Con el propósito de fomentar la integración de los nuevos ingresos, continuamos con el proceso de Onboarding bajo el "Programa de mis primeros pasos", que facilita el intercambio de experiencias, consejos y sugerencias entre los ingresantes para impulsar la mejora continua.

BENEFICIOS

Al inicio del ciclo lectivo, se entregaron útiles escolares para los hijos de los colaboradores, junto con obsequios en ocasiones especiales como el Día del Niño, el nacimiento de un hijo/a, el Día de la Mujer y Navidad. Además, se implementó la entrega de un box de tapeo como regalo de cumpleaños y un Kit de Bienvenida para todos los nuevos colaboradores de Central Costanera.

FORMACIÓN Y DESARROLLO

Reconocemos que la capacitación es un pilar fundamental para impulsar el desarrollo y el crecimiento profesional de nuestros colaboradores. Por ello, año tras año, trabajamos en conjunto con todas las áreas de la compañía para diseñar y ejecutar el Plan Anual de Capacitación. Durante 2024, consolidamos nuestras iniciativas a través de "Usina Digital", específicamente mediante su módulo de Capacitación, el cual ofrece cursos en línea, facilita la gestión de actividades presenciales, permite consultar historiales de formación individuales y de equipo, y brinda la opción de recomendar actividades formativas, entre otras funcionalidades.

RECURSOS HUMANOS

En línea con nuestro compromiso de fortalecer las competencias claves de negocio y mejorar la performance individual y colectiva de los equipos, impartimos talleres especializados dirigidos a analistas, jefes y gerentes. Este enfoque permitió alinear las habilidades esenciales con los objetivos estratégicos de la compañía.

Adicionalmente, trabajamos en conjunto con las áreas de Higiene y Seguridad, Ambiental, Salud Ocupacional y Ciberseguridad para desarrollar programas de capacitación enfocados en promover cambios de conducta, generar conciencia y fortalecer el compromiso en estas temáticas clave.

Continuamos impulsando jornadas de team building, creando espacios dinámicos y participativos que promovieron el aprendizaje, la reflexión y el establecimiento de compromisos individuales y grupales.

Durante el año, se impartieron más de 980.5 horas de formación, mediante modalidades presencial, virtual e híbrida.

Se incorporó Central Costanera al proceso de gestión del desempeño con el objetivo de maximizar la contribución de las personas a la organización estableciendo de forma consistente los resultados a alcanzar para cada individuo, detectar necesidades de formación y generar acciones orientadas al desarrollo de las personas, para ello se utilizó la plataforma HRadvant. Este proceso incluyó la definición de objetivos, sesiones de retroalimentación y la evaluación de competencias, complementadas con manuales específicos de Competencias y Gestión del Desempeño de la compañía. Estas acciones generaron un mayor compromiso organizacional, reflejado en un 91% de participación por parte de nuestros colaboradores.

SALUD OCUPACIONAL

El Servicio Médico desarrolló diversas acciones y actividades con el objetivo de promover y mantener el bienestar físico y mental de todas las personas que forman parte de la compañía.

Entre las iniciativas realizadas, destacamos:

Campaña de Vacunación Antigripal y la Semana de la Hipertensión Arterial, destinadas a concientizar sobre la importancia de los controles de salud periódicos, Simulacros de accidentología, enfocados en reforzar la preparación ante emergencias, Prevención del Cáncer de Mama, mediante la realización de ecografías mamarias y una charla a cargo de una médica especialista, Salud integral masculina , Ejecución de los Exámenes Periódicos Anuales, cumpliendo con la normativa establecida en la Resolución 905/15.

RECURSOS HUMANOS

El Plan Anual de Capacitación incluyó cursos, talleres y charlas, impartidos tanto de manera presencial como virtual, para garantizar el acceso a la formación en materia de salud y seguridad ocupacional. Además, a través del perfil del Servicio Médico en WorkPlace, se difundieron contenidos informativos relacionados con efemérides de salud.

En cuanto a auditorías, se participó activamente en las revisiones internas y externas.

Se continuó con la provisión de insumos esenciales, incluyendo DEA (desfibriladores externos automáticos), bolsos de trauma y botiquines adicionales.

Estas acciones reflejan el compromiso de la compañía con el cuidado integral de sus colaboradores, asegurando su bienestar y seguridad en todo momento.

EQUIDAD DE GÉNERO

Se llevaron a cabo actividades en diversos sitios de la compañía con el propósito de fomentar la reflexión sobre la equidad de género y la identidad. Estas iniciativas estuvieron orientadas a promover los conceptos claves en estas temáticas y a trabajar la perspectiva de género desde las vivencias y experiencias individuales.

POLÍTICA DE EMPLEO

Central Costanera, a través de su Política de Empleo y el Código de Conducta Empresarial, garantiza la plena igualdad de oportunidades laborales para todas las personas que cumplan con los requisitos necesarios para desempeñar una función, sin discriminación por motivos de raza, sexo, religión, ascendencia u otros factores diferenciadores. De esta manera, aquellos que reúnan los criterios de idoneidad para los cargos que aspiren tendrán acceso a las mismas oportunidades en todos los aspectos de la relación laboral.

En lo que respecta a los procesos de reclutamiento y selección, al cierre del ejercicio 2024 se lograron cubrir 14 vacantes activas. Asimismo, se dio continuidad al Programa de Pasantías, a través del cual se incorporaron 8 pasantes, con el objetivo de permitirles aplicar y desarrollar los conocimientos teóricos adquiridos durante su formación universitaria en diversas áreas dentro de la organización.

.

06

Medio Ambiente, Higiene & Seguridad y Calidad

NUESTRO COMPROMISO

En Central Puerto dirigimos nuestras actividades hacia el desarrollo sustentable, promoviendo acciones con una perspectiva a largo plazo y adecuándonos al contexto de la industria y la sociedad. Año tras año renovamos nuestro compromiso al desarrollar actividades en cumplimento de los estándares de calidad, seguridad, salud ocupacional y medio ambiente.

POLÍTICA

En relación con lo establecido en nuestra Política de Medio Ambiente, Calidad, Seguridad, Higiene y Salud Ocupacional, nuestra misión radica en la producción de Energía Eléctrica y de Vapor, y su comercialización en el mercado argentino y regional, procurando satisfacer los requerimientos de la comunidad, clientes, empleados y sus accionistas.

Para alcanzar estos propósitos, asumimos el compromiso de:

-Gestionar las áreas Medio Ambiente, Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo, para el logro de los objetivos empresarios y el cumplimiento de la legislación y de los requisitos adicionales que voluntariamente se suscriban.

-Considerar al Medio Ambiente, Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo como una sola prioridad unificada en su gestión.

-Establecer, difundir y promover objetivos que conduzcan a la mejora continua de sus procesos y actividades en general, desarrolladas por personal propio o por terceros.

-Suministrar los recursos necesarios y la permanente capacitación requerida para cumplir con los objetivos establecidos y el desarrollo de los procesos y actividades en general.

-Involucrar a todos los niveles de la organización brindando los espacios de intervención, participación y consulta en el proceso los procesos involucrados en el sistema de gestión.

A su vez, llevamos a cabo la gestión del Medio Ambiente tendiendo al Desarrollo Sustentable y aplicando los principios de:

-Prevención de la contaminación ambiental controlando el impacto de las actividades desarrolladas.

-Uso racional de la energía, incentivando la reducción de residuos y su reciclado.

-Preservación de los recursos naturales y del equilibrio ecológico.

-Mejora de la calidad de vida de la comunidad en general

MEDIO AMBIENTE

GESTIÓN DE RECURSOS NATURALES

Conscientes de los riesgos que conllevan nuestras operaciones, asumimos el compromiso pleno por reducirlos y así lograr el bienestar de nuestra comunidad. Para eso nos basamos en 4 conceptos ambientales:

- Reducir la generación de residuos.
- Generar Conciencia Ambiental.
- Introducir conceptos de economía circular a los materiales en su fin de vida.
- Proteger y preservar la flora y fauna.

ENERGÍA

Tomando conciencia del impacto ambiental generado por el consumo energético seguimos introduciendo mejoras que impacten tanto en los procesos de generación como en la eficiencia del consumo eléctrico interno de la planta.

AGUA

El consumo de agua proviene de cuerpos de agua superficiales y de la red de distribución de AYSA. En este sentido, se llevan adelante las gestiones correspondientes para la obtención de las autorizaciones y permisos establecidos por cada una de las Autoridades de Aplicación.

Utilizamos el recurso hídrico para la refrigeración de condensadores, intercambiadores de calor y refrigeración de equipos auxiliares de las unidades y para el proceso de generación de energía eléctrica propiamente dicho. El agua empleada para el proceso de refrigeración es previamente filtrada y devuelta al río libre de cuerpos extraños y/o residuos. A su vez, en cada central térmica realizamos controles periódicos correspondientes asegurando la trazabilidad del proceso.

EFLUENTES

Los efluentes industriales generados en el proceso son derivados a las plantas de tratamiento para garantizar el cumplimiento de los parámetros legalmente exigidos para su vertido, ya sea para su restitución al curso superficial o para su reutilización en los sistemas de riego.

Durante 2024 no se registraron derrames que hayan generado impactos significativos a cursos de agua o hábitats naturales.

MEDIO AMBIENTE

RESIDUOS

Realizamos la segregación de residuos desde su origen en todas las plantas, clasificándolos en reciclables, comunes (RSU), industriales no especiales, peligrosos/especiales y patogénicos/patológicos.

Asimismo, el transporte y su disposición se gestionan a través de proveedores debidamente habilitados. Los objetivos establecidos en materia de gestión de residuos son:

- Cumplir con los requerimientos de nuestras partes interesadas y otros requisitos.
- Minimizar la generación de residuos.
- Promover los principios de la economía circular a través de la reutilización y el reciclaje.
- Coordinar con nuestros proveedores de servicio el retiro y disposición final de los residuos resultantes de las obras adjudicadas.

La planta valoriza los RAEEs y reciclables junto a la Cooperativa de trabajo "Reciclando Trabajo y Dignidad" para la recuperación del 98% de los elementos que componen nuestros residuos eléctricos y electrónicos para su reintroducción en otros procesos productivos. El proyecto genera también impacto positivo en las familias que trabajan en la cooperativa, ya que generan ingresos a partir de la valorización de estos materiales.

SUELO

En nuestras plantas térmicas realizamos estrictos controles preventivos sobre las instalaciones de almacenamiento de combustibles para proteger el suelo ante derrames o filtraciones. Todos los años hacemos simulacros de derrames de HC, como parte de nuestro cronograma de capacitaciones.

Paralelamente, en forma anual gestionamos las correspondientes auditorias de seguridad de los tanques de combustible., así como también las auditorias técnicas y ambientales en cumplimiento con la normativa vigente.

EMISIONES

Desde nuestro rol de generadores de energía eléctrica, llevamos adelante un plan de monitoreo sobre las emisiones gaseosas, observando la frecuencia y la metodología requerida por cada uno de los organismos de control y en cumplimiento con los límites establecidos por las normas regulatorias vigentes.

A su vez, mantenemos un inventario de emisiones corporativo de Gases de Efecto Invernadero (GEI) calculados a partir de los protocolos del GHG (Greenhouse Gas Protocol).

En paralelo, analizamos periódicamente la evolución de los resultados para identificar los desvíos y mantener actualizado.

HIGIENE & SEGURIDAD

La gestión de Higiene y Seguridad en el trabajo está enmarcada por el Sistema Integrado de Gestión (SIG). Esto nos permitió mantener procesos, políticas y mecanismos para gestionar las actividades, además de definir objetivos y metas estratégicas a los fines de lograr la mejora continua y su correcto desempeño. Logrando así la certificación ISO 45001.

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Nuestra gestión preventiva se basó en la actualización de una matriz de clasificación de tareas, la identificación de peligros y la evaluación de los riesgos para la definición de controles operativos.

EMERGENCIAS Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Se continuó con la actualización de los procedimientos de "Gestión de emergencias" con el fin de identificar y responder adecuadamente a potenciales situaciones de emergencia y accidentes, que puedan tener impactos en el ambiente, en la seguridad y en la salud ocupacional del personal propio o contratado.

El equipo de Higiene y Seguridad aseguró la disponibilidad de todos los elementos de protección contra incendios del sitio.

Se realizaron simulacros de emergencia con participación del personal y fuerzas externas que permitieron analizar el grado de conocimiento y efectividad de los mismos. No se detectaron desvíos significativos.

Se logro la certificación del Plan de Autoprotección ante CABA.

INCIDENTES

En los incidentes que se desarrollaron en 2024 fueron gestionados mediante la investigación de las "causas - raíces" del hecho y la implementación de las acciones inmediatas y correctivas.

PLANIFICACIÓN – CUMPLIMIENTO LEGAL

Durante el 2024 se definió la Planificación de Higiene y Seguridad acorde al marco regulatorio vigente, las mismas fueron monitoreadas a lo largo del año logrando un alto grado de cumplimento.

CONTRATISTAS

Se realizó adecuación del procedimiento con el cual se realiza el control de documentación de los contratistas.

HIGIENE & SEGURIDAD

MAPA DE RIESGOS

Trabajamos en la actualización de los mapas de riesgo identificando agentes químicos, físicos, biológicos y los aspectos ergonómicos en los puestos de trabajo.

Los Mapas de Riesgo fueron presentados a la ART (Aseguradora de Riesgo del Trabajo) para el seguimiento adecuado de la salud de los trabajadores y el cumplimiento del marco regulatorio.

CAPACITACIONES

Diseñamos un plan de capacitación que abarcó todos los temas de Higiene, Seguridad y Salud Ocupacional requeridos por el marco regulatorio vigente y la matriz de identificación de peligros y evaluación de riesgos.

COMITÉ DE HIGIENE, SEGURIDAD Y SALUD

Mensualmente se desarrollaron los comités de Higiene, Seguridad y Salud conformado por representantes de los gremios asociados a la actividad y los distintos sectores y gerencias para expresar necesidades de prevención, hacer seguimientos y desarrollar proyectos de mejoras en cada sitio de la Compañía.

En algunos casos, invitados no permanentes pueden asistir a los encuentros celebrados por el Comité según el tema a tratar. Cabe aclarar que en este Comité participa un representante de los trabajadores, a fin de canalizar inquietudes, propuestas y decisiones a considerar.

CALIDAD

La gestión de calidad en nuestros procesos se orienta a satisfacer de manera integral los requerimientos de nuestros clientes internos y externos. Esto se logra asegurando que la producción de las unidades generadoras se lleve a cabo bajo los principios fundamentales de **seguridad, disponibilidad y confiabilidad.**

El compromiso con la mejora continua nos impulsa a analizar y optimizar de forma constante nuestras operaciones, con el objetivo de incrementar la eficiencia y alcanzar resultados sostenibles a largo plazo.

Como parte de esta estrategia, hemos iniciado un **mapeo interno de los procesos clave de la compañía**, con el propósito de identificar oportunidades de mejora y fortalecer nuestras capacidades operativas.

Ambos conceptos, calidad y mejora continua, trabajan de manera complementaria para garantizar una gestión organizacional eficaz y eficiente, alineada con los estándares más altos de desempeño.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN (SIG)

El desempeño y la gestión de nuestros procesos son monitoreados de manera continua mediante el **Sistema Integrado de Gestión (SIG),** que abarca la totalidad de nuestros activos en operación. Este sistema cuenta con certificaciones otorgadas por organismos externos e independientes, lo que garantiza el cumplimiento de estándares internacionales reconocidos.

Entre los días 22 y 24 de julio de 2024 se llevó adelante la auditoría externa de mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión, dando como resultado la recomendación de mantener la certificación de los Sistemas de Gestión Medioambiental según la Norma Internacional ISO 14001:2015, el de Gestión de Calidad conforme a la Norma Internacional ISO 9001:2015 y el de Seguridad y Salud Ocupacional de acuerdo con ISO 45001:2018 a través del ente certificador TÜV Rheinland.

07

Finanzas

COMENTARIOS GENERALES

Durante los doce meses del ejercicio 2024 la Sociedad registró una ganancia operativa de $ 20.155,73 millones, mientras que en el ejercicio del año 2023 dicho resultado fue una pérdida de $ 68.176,66 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) mayores ingresos por actividades ordinarias producto de una mayor disponibilidad y un mayor despacho en las unidades turbo vapor y el ciclo combinado Buenos Aires, b) menor costo de por actividades ordinarias producto de menor depreciación de propiedades, planta y equipos, c) menores gastos de administración y comercialización producto de la menor amortización de activos intangibles, d) menor gasto operativo por baja de propiedad, planta y equipos, baja de activos intangibles y menor cargo por desvalorización de materiales y repuestos y e) mayor ingreso operativo principalmente por recupero de seguros. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por un menor ingreso operativo por diferencia de cambio neta e intereses de clientes principalmente por los créditos de CVO, el mayor resultado operativo negativo producto del acuerdo con CAMMESA por la cobranza de las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve incrementada por los resultados financieros cuyas principales causas son: el resultado positivo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda y un menor resultado negativo de diferencia de cambio de pasivos. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por un menor resultado positivo por el resultado por tenencias de activos financieros.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para los doce meses del ejercicio 2024 de $ 34.229,04 millones, mientras que en el mismo período del ejercicio 2023 fue una pérdida de $ 125.471,89 millones.

En resumen, las principales causas del aumento de la ganancia neta antes de impuestos del período fueron: el resultado positivo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, mayores ingresos por actividades ordinarias, un menor resultado negativo de diferencia de cambio de pasivos y menor gasto operativo por baja de propiedad, planta y equipos.

COMENTARIOS GENERALES

Estos resultados se vieron compensados parcialmente por un menor ingreso operativo por diferencia de cambio neta e intereses de clientes principalmente por los créditos de CVO, el mayor resultado operativo negativo producto del acuerdo con CAMMESA por la cobranza de las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024 y por un menor resultado positivo por el resultado por tenencias de activos financieros.

La ganancia neta antes de impuestos, mencionada anteriormente, se ve disminuía por un mayor cargo de impuestos a las ganancias respecto del registrado en el año anterior. Como consecuencia se registró una ganancia neta en el ejercicio 2024 de $ 6.428,46 millones, mientras que en el mismo período del ejercicio 2023 fue una pérdida neta de $ 117.700,72 millones.

La ganancia neta del ejercicio 2024 fue equivalente a $ 10,18 por acción comparado con una pérdida neta de $ 175,93 por acción para el mismo período del año 2023.

PERSPECTIVAS PARA EL PRESENTE EJERCICIO

A futuro, 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.

DESTINO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

El resultado del Ejercicio 2024 arrojó una ganancia neta de 6.428.458.173. De esta forma, los resultados acumulados no asignados al cierre del ejercicio ascienden a una pérdida de 111.272.267.047.
Por lo tanto, el Directorio propone que el saldo de la Cuenta de Resultados No Asignados pase a nuevo ejercicio por cuanto la Sociedad no se encuentra incursa en ninguna de las causales previstas por los artículos 206 y 94 inc 5 de la Ley 19 550.

Central Costanera