

Memoria Anual Central Costanera

Diciembre 2023



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

Oswaldo RECA

Martín RUETE AGUIRRE

Marcelo BASALDUA TORASSA

Rodrigo IRARRAZABAL

Eduardo ERIZE

Marianela LAGO

Directores Suplentes

Mario ELIZALDE

Oscar GOSIO

Diego PEREYRA IRAOLA

José Manuel PAZOS

Leonardo KATZ

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 IRARRÁZVAL

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 75,21% en la sociedad Central Costanera S.A., que opera centrales de generación térmica ubicadas en la ciudad de Buenos Aires, conformadas por seis unidades turbo-vapor con una capacidad instalada bruta de 1.131 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	1.131	6 TV	364.941,41
2 Ciclo Combinado Buenos Aires	Buenos Aires	CABA	277	1CC (1 TG +1 TV)	462.235
3 Ciclo Combinado Mitsubishi	Buenos Aires	CABA	851	1 CC (2TG+1TV)	3.432.615

(*) en el ciclo combinado Buenos Aires se redujo potencia neta operable a 270MW (equivalente a 277MW brutos).

(**) Desde Enero a Diciembre 2023

INFORMACIÓN CORPORATIVA

CAPITAL SOCIAL

Central Costanera cuenta con un Capital Social Suscrito, 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: 31.12.2023			
Capital Social: \$ 701.988.378			
ACCIONISTA	ACCIONES	VALOR NOMINAL \$	PORCENTAJE
PROENER S.A.U.	528,002,640	\$ 528,002,640	75.22%
FGS - ANSES	108,011,285	\$ 108,011,285	15.39%
OTROS INVERSORES	65,974,453	\$ 65,974,453	9.40%
	701,988,378	\$ 701,988,378	100.00%



02

Contexto Macroeconómico

CONTEXTO INTERNACIONAL

La recuperación económica mundial resultó ser resiliente tras la pandemia de COVID-19, la invasión rusa de Ucrania y la crisis del costo de vida.

La inflación está disminuyendo más rápidamente de lo previsto tras testear máximos en 2022 y está afectando menos de lo esperado al empleo y la actividad económica, como resultado de la evolución favorable por el lado de la oferta y el endurecimiento de las políticas monetarias por parte de los bancos centrales, que han mantenido ancladas las expectativas de inflación.

Por otro lado, se espera que las elevadas tasas de interés dirigidas a combatir la inflación, unidas al retiro del respaldo fiscal en un contexto de deuda elevada, frenen el crecimiento en 2024.

Según últimas proyecciones del Fondo Monetario Internacional (“FMI”), el crecimiento mundial sería de 3,1% en 2023, manteniendo la misma tasa de crecimiento del 3,1% para el año 2024. En comparación con el informe del FMI de octubre, el pronóstico para 2024 se incrementó en 0,2 puntos porcentuales. Este incremento se debe a una resiliencia mayor de lo esperado en Estados Unidos y en varias economías de mercados emergentes y en desarrollos importantes, así como al estímulo fiscal en China.

De todos modos, las previsiones para 2024–25 son inferiores al promedio histórico de 3,8% (2000–19), ante las elevadas tasas de interés de política monetaria para combatir la inflación, el repliegue del apoyo fiscal en un entorno de fuerte endeudamiento que frena la actividad económica y el bajo crecimiento de la productividad subyacente. La inflación está disminuyendo más rápidamente de lo previsto en la mayoría de las regiones, mientras se disipan los problemas en el lado de la oferta y se aplica una política monetaria restrictiva. Se prevé que el nivel general de inflación a escala mundial descienda a 5,8% en 2024 y a 4,4% en 2025, lo que supone una revisión a la baja del pronóstico para 2025.

ACONTECER NACIONAL

Durante el 2023 la economía argentina se estancó respecto al año 2022, registrando una disminución del 0,8% 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 el PBI acumulado a noviembre 2023 disminuyó un 0,9% con respecto al año anterior.

En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC a diciembre fue del 276,4% mientras que en 2022 fue del 94,8%.

A lo largo de 2023, el Banco Central también disminuyó el nivel de sus reservas internacionales respecto del año 2022 en aproximadamente un 51,7%. Al cierre del año, se situaron en U\$S23.073 millones en comparación con los U\$S44.598 millones del 2022.

En el mercado cambiario, el peso argentino aceleró su depreciación durante el 2023 en comparación con el año anterior producto del endurecimiento de las medidas de control de cambio y el nivel de inflación sumado al cambio de gobierno del mes de diciembre. El dólar mayorista cerró el año a \$808,45, con un incremento de 456,3% respecto al cierre de diciembre 2022, \$177,16. En el sector bancario las tasas de interés se incrementaron acompañando el contexto alta inflación, así la tasa BADLAR (en pesos de bancos privados, TNA) alcanzó el nivel de 109,75% en el último día hábil del año, en comparación con el 69,37% a igual fecha del año anterior.

En cuando a las previsiones para 2024, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de enero 2024 indica que la economía argentina tendrá un crecimiento negativo en el contexto de un ajuste significativo de la política económica para restablecer la estabilidad macroeconómica, estimando una reducción del PBI del 2,8% en 2024.



03

El Mercado Eléctrico
Mayorista Argentino

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Ventas al Mercado Spot

Durante 2023, continuó vigente la resolución de la Secretaría de Energía N° 826/2022 (“Resolución 826”), 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 V de la Resolución 238 y se dispuso un aumento retroactivo al 1° de septiembre de 2022 de un 20% y aumentos sucesivos de 10% a partir del 1° de diciembre de 2022, 25% a partir del 1° de febrero de 2023 y 28% a partir del 1° de agosto de 2023. Todos los aumentos son en relación al último valor vigente.

El esquema remunerativo de la [Resolución 826](#) 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. Se introduce un cambio en la determinación de la remuneración, respecto a la Resolución 238, por el cual el precio de remuneración resulta independiente del valor de potencia disponible alcanzada en cada mes.

Remuneración de energía a los generadores térmicos.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación térmica, la Resolución 826 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 crea la remuneración por generación en horas de punta, en reemplazo de la remuneración en horas de máximo requerimiento térmico que se había establecido en el año 2020 a través de la Resolución 31. 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.

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 826 actualiza el precio ya definido para la energía generada y para la energía operada según esta tecnología. Por último, para los generadores hidráulicos, se crea la remuneración por generación en horas de punta, en reemplazo de la remuneración en horas de máximo requerimiento térmico que se había establecido en el año 2020 a través de la Resolución 31. 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 a otras tecnologías de generación.

La Resolución 826, actualiza los precios de remuneración de las tecnologías no convencionales con el mismo porcentaje de ajustes respecto a la Resolución 238.

Resolución de Secretaría de Energía N°59/2023

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

Mediante este acuerdo, los generadores adherentes se comprometen a alcanzar, como mínimo, un 85% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de un nuevo precio de potencia y energía compuestos, en parte, con sumas establecidas en dólares. En el caso de la potencia, se establece un monto de USD 2.000 / Mw-mes más la suma en pesos correspondiente al 85% y al 65% del valor de potencia establecido en la Resolución 826 para los períodos de primavera/otoño y verano/invierno, respectivamente. Adicionalmente, el precio por energía generada se fija en USD 3,5 / MWh en caso de utilizar gas y en USD 6,1 / MWh para el combustible alternativo (gasoil).

Con fecha 25 de abril de 2023 CAMMESA aceptó la suscripción al Acuerdo presentada por CECO para el Ciclo Combinado Mitsubishi.

Para el caso del Ciclo Combinado Buenos Aires, CECO presentó a CAMMESA y esta última aceptó la suscripción al Acuerdo con fecha 28 de julio de 2023 (con vigencia a partir de las transacciones del mes de julio), una vez obtenida la aprobación de SE respecto a:

- La conversión a mono combustible: operación solo con gas natural, suprimiendo la posibilidad de uso de gasoil, y
- Adecuación de la potencia instalada: en línea con la posibilidad técnica real de producción de energía eléctrica del ciclo combinado.

Cabe señalar, que este acuerdo permite obtener para las unidades comprometidas mejora en la remuneración por sus ventas al mercado spot a partir de las transacciones del mes de marzo 2023.

Resolución de Secretaría de Energía N°750/2023

Con fecha 6 de septiembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 750/2023 ("Resolución 750"), 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 826 y se dispuso un aumento a partir del 1° de septiembre de 2023 de un 23%.

Resolución de Secretaría de Energía N°869/2023

Con fecha 30 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial 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 se dispuso un aumento a partir del 1° de noviembre de 2023 de un 28%.

Resolución de Secretaría de Energía N°9/2024

Con fecha 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 9/2024 (“Resolución 9”), 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%.

COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

En cuanto a la generación eléctrica, Central Costanera tuvo en 2023 una generación neta de 4.260 GWh (*), lo cual representa una participación en la generación del 3,0% sobre el total del SADI.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Costanera alcanzó un 5,8% de participación en 2023.

En cuanto a potencia instalada, Central Costanera alcanzó en 2023 una participación de mercado del 5,2% sobre el total del SADI.

% 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%

% 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%

(*) Desde Enero a Diciembre 2023

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 2023 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 2023 solo el 6,9% de la demanda lo hace con contrato. Esta situación se explica por la oferta limitada de generación renovable que actualmente no tiene excedentes para expandir la contratación, la medida regulatoria y la Res. SE 95/13, que prohíbe a los generadores convencionales la celebración de nuevos contratos de abastecimiento.

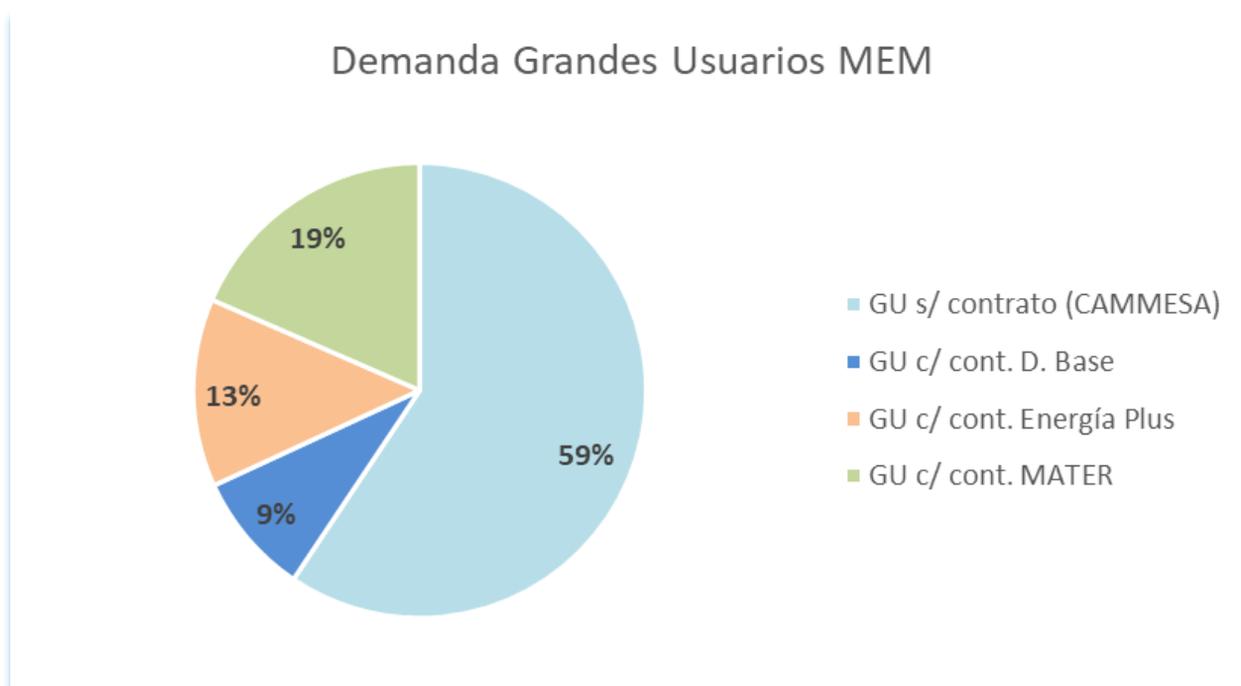
El MATER está limitado actualmente por la oferta de generación disponible, dado que toda la potencia instalada que está habilitada para operar en dicho mercado se encuentra mayoritariamente contratada.

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 2023, fue de 23.867 GWh. La misma fue abastecida en apenas un 40,5% (9.686 GWh) mediante contrato de suministro con los generadores en tres modalidades, demanda Base (contratos remanentes), Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 59,5% 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.

En el gráfico siguiente se observa la participación que tiene cada modalidad de abastecimiento en el total de la demanda de GU.



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 2023, la demanda abastecida por contrato plus, representó el 83% 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

Resolución de Secretaría de Energía N°36/2023

Con fecha 2 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 36/2023 (“Resolución 36”), para lanzar la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “RenMDI” con el fin de obtener nueva capacidad de generación de energía eléctrica de fuente renovable con los objetivos de sustitución de generación forzada y de diversificación de la matriz energética. Con fecha 20 de julio de 2023 se publicó en Boletín Oficial la Resolución N° 609/2023 con los resultados mediante la cual se adjudicaron 98 Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por un total de 633.7 MW de potencia.

Resolución de Secretaría de Energía N°360/2023

Con fecha 10 de mayo de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2023, que optimiza la disponibilidad y determinación de prioridades de uso de la capacidad de transporte de energía eléctrica para proyectos a partir de fuentes de energía renovables para su comercialización en el MATER (Mercado a Término de Energías Renovables):

- CAMMESA informará al mercado nuevas capacidades de transporte con probabilidad de 92% de despacho garantizado, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar Prioridad de Despacho en forma plena (al 100%): Viabiliza nuevos proyectos, con riesgo de despacho sobre el 8% de la energía proyectada (“vertimiento”).
- CAMMESA otorgará prioridad de despacho asociada futura nueva demanda (a partir de 10 MW) que genere nueva capacidad de transporte a aquel proyecto que tenga un acuerdo explícito con la futura nueva demanda: Viabiliza proyectos para aquel agente/s que se asocie a la nueva demanda.
- Nueva capacidad de transporte a partir de obras íntegramente construidas y costeadas por uno o más proyectos de generación a partir de fuentes renovables, con el acuerdo técnico de CAMMESA, serán otorgados en primera prioridad a estos (para uso propio o cesión a terceros): Inversiones en el sistema de transporte que viabilicen nuevos proyectos renovables (incorporando la inversión en transporte al proyecto renovable).
- Habilita a los Generadores que ingresaron bajo el régimen GENREN a participar en el MATER una vez terminado su contrato MEM (duración 15 años): Posibilita a estos proyectos ya amortizados a competir en el mercado de contratos contra nuevos proyectos.

DESARROLLO:

Proyectos de Demanda Nueva/Gen. Renovable con prioridad operativa.

Proyectos de Transporte Nuevo/Gen. Renovable con prioridad sobre la obra.

ORDENAMIENTO:

Incorpora un plazo extra de prórroga de ingreso (+720 días)

Habilita a gen. GENREN a participar en el MATER una vez terminado su contrato.

Pagos de prioridad sólo por la potencia no habilitada (a partir del 50%).

Uniformiza penalización por incumplimiento a 4 trimestres.

ADMINISTRATIVO:

Destino de lo recaudado por pagos MATER pasan de FODER a FOTAE..

Resolución de Secretaría de Energía N°507/2023

Con fecha 6 de junio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 507/2023, que aprueba el Plan de Expansión de la Red de Energía Eléctrica de 500 y 132 KV.

La resolución aprueba planes de:

- Expansión Sistema de Transmisión en Alta Tensión
- Readecuación Estaciones Existentes en AT
- Readecuación Estaciones Existentes de 132 kV (DISTROS y Distribuidoras del interior)
- Expansión Sistema de Transporte de DISTROs (líneas y ET de 132 kV)

Este plan tiene su origen en un conjunto de ampliaciones propuestas por la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), analizado y complementado por los Comités Regionales de Transporte Eléctrico coordinados por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), CAMMESA, el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) y la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE), con la participación de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución de Secretaría de Energía N°562/2023

Con fecha 4 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 562/2023, propiciando manifestaciones de interés ("MDI") para gestionar y financiar ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica bajo las siguientes premisas principales:

- A Generadores:
 - Convoca a Generadores del MEM interesados a realizar MDI para gestionar y financiar, con otros interesados o con el Estado Nacional (hasta 50%) ampliaciones del Sistema de Transporte AT para:
 - nueva oferta de generación hacia los centros de consumo, y/o
 - incrementos de potencia en sus centrales existentes.
 - Otorgar prioridad de despacho eléctrico, en función de la capacidad de transporte incremental que resulta de la ampliación.
 - Los interesados podrán acompañar propuestas de mecanismos de comercialización de energía y condiciones que permitan instrumentar las MDI propuestas.

- A Demandas mineras u otras ubicadas en área aisladas.
 - Convocar a interesados a realizar MDI con aportes económicos para gestionar y financiar (o cofinanciar con otros interesados) ampliaciones del Sistema de Transporte en AT para abastecimiento de demandas mineras.
 - Otorgar prioridad de uso de las nuevas líneas en función de la capacidad de transporte incremental que resulta de la ampliación.
 - Los Interesados podrán acompañar propuestas de condiciones que permitan instrumentar las MDI de interés propuestas.
 - Sin aportes del Estado Nacional.

Resolución de Secretaría de Energía N°574/2023

Con fecha 11 de julio de 2023 se publicó la resolución 574/23 que extiende por 60 días la fecha de finalización del Contrato de concesión de las centrales hidráulicas Chocón, Alicurá, Cerros Colorados y Piedra del Águila

Resolución de Secretaría de Energía N°621/2023

Con fecha 11 de julio de 2023 se publicó la resolución 621/23 que lanzó la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional TerConf, con el objetivo de incorporar generación térmica firme y confiable, y garantizar el abastecimiento de la demanda en forma eficiente a mediano y largo plazo.

La licitación se dividió en dos renglones:

- i. Generación Térmica para fiabilidad y suministro del Sistema Interconectado (“SADI”) con un objetivo de 2.250 MW a 3.000 MW,
- ii. Generación Térmica para reemplazar y hacer más eficiente el sistema de generación eléctrica de Tierra del Fuego, con un objetivo de 30 MW a 70 MW.

La recepción de ofertas se realizó el día 26 de septiembre de 2023. Se presentaron 66 proyectos por un total de 7112 MW. En esa instancia Central Costanera S.A. presentó dos (2) proyectos por 515 MW.

La calificación técnica de los 66 proyectos se realizó el día 25 de octubre, y la apertura de las ofertas económicas el día 27 de octubre.

El día 24 de noviembre de 2023, a través de la Resolución 961/23, se anunció a los 29 proyectos adjudicados (28 proyectos bajo el Renglón 1, y 1 proyecto bajo el Renglón 2), por un total de 3340 MW.

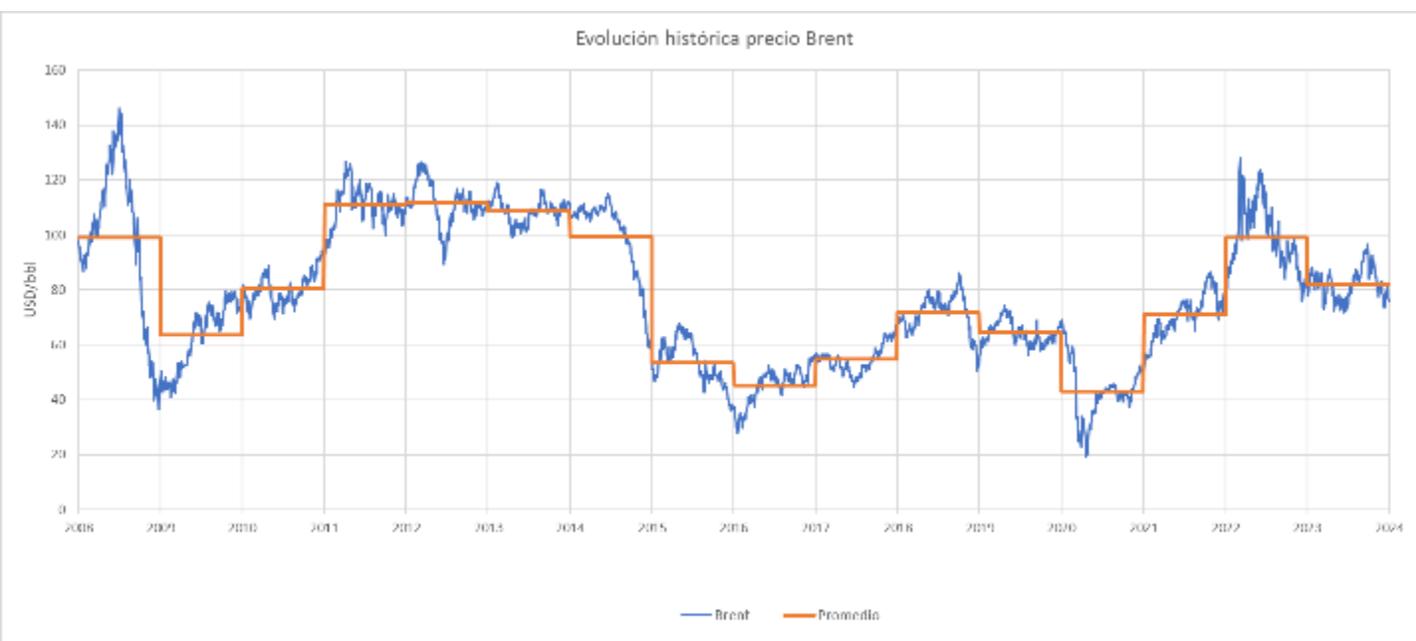
Los dos proyectos presentados por Central Costanera S.A. (la instalación de una Turbina de Gas 4000F de 313 MW, y el reemplazo de la Turbina de Gas del Ciclo Combinado Buenos Aires de 202 MW) resultaron adjudicados.

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 2023 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 99 USD/ bbl a uno de 82 USD/bbl en 2023.

En 2023, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 96,55 USD/bbl y un mínimo de 71,84 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) se volvió a centralizar la compra de combustibles (Gas Natural, Fuel Oil -FO- y Gas Oil -GO-) con destino a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA, derogando la Resolución de la ex SGE N° 70/2018 y reestableciendo lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013 y en el artículo 4° de la Resolución de la ex SE N° 529/2014, y convirtiendo a dicha compañía 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 CAMESA 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. 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 CAMESA 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 CAMESA (aprox. 60 días vencido mes de consumo) sumado a la elevada volatilidad de consumo de dichos combustibles que suman al costo financiero mencionado (típicamente marginales para el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica), 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 CAMESA.

Mercado del Gas

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, 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.

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 66680075, mediante la cual se aumentaron los precios máximos del período de invierno, y se redujeron los del resto 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

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	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 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 por parte de CAMMESA durante el año 2019, cuyo resultado resulta de la libre interacción entre oferta y demanda de gas natural. Los nuevos valores son los indicados en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	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 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:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	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”).

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:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	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 realiza en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) para complementar los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado Plan GasAr

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, otorga a ENARSA la concesión de Transporte sobre el "GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER" (en adelante "GPNK"), 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.

Posteriormente, 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 gasoducto Presidente Néstor Kirchner ("GPNK"), 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).
- 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 GPNK, 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. Licitación nuevos volúmenes de gas natural adicionales al Plan Gas.Ar para cuenca Austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut) y
3. Licitación 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 GPNK.

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:

- I. “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;

- I. “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;
- II. “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;
- III. “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.

En sucesivas resoluciones, Secretaría de Energía adjudicó a partir de diciembre 2022 y durante el año 2023 los volúmenes conceptualmente requeridos por el Plan Gas.Ar Extendido y detallados en la resolución SE 770/2022.

Importación de gas natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural durante el año 2023 mostró una caída del -23% con respecto al año 2022. Esta merma se debió principalmente a la reducción del gas natural importado desde Bolivia (-64%), el cual responde a la caída en la producción que viene sufriendo este país en los últimos años, adicionalmente a la mayor prioridad que éste le asigna a la exportación hacia Brasil. Por otro lado, la importación de LNG tuvo un incremento respecto del año anterior (13 %) y la importación desde Chile se mantuvo nula.

Promedio (MMm3/d)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Diferencias 2023 vs. 2022	
											Volumen	Porcentaje
LNG	15,2	13,2	12,3	12,2	9,78	4,76	5,18	9,67	6,27	7,23	1,0	13%
Bolivia	16,4	15,7	18,1	18,1	16,5	14,1	15,1	12,9	10,5	6,4	-4,1	-64%
Chile	0,00	0,98	0,8	0,8	0,58	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,0	0,0%
Total	31,6	29,9	31,1	31,1	26,8	18,8	20,2	22,6	16,8	13,7	-3,1	-23%

FUENTE: ENARGAS.

Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país se mantuvo en línea con el año 2022, presentando un leve crecimiento (2,5%) sobre la cuenca Neuquina compensado por la disminución en la producción de la cuenca Norte (-12,6%) y Austral (-6,1%)

Promedio (MMm3/d)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 (*)	Diferencias 2023 vs. 2022	
											Volumen	Porcentaje
Neuquén	48,2	51,5	53,9	54,5	66,3	74,1	66,1	71,7	80,5	82,53	2	2,5%
Austral	31,0	30,6	32,3	31,8	33,3	34,2	31,9	29,8	27,1	25,5	-1,6	-6,1%
Norte	5,8	4,9	5,7	5,7	4,1	3,9	3,9	3,4	2,89	2,56	-0,3	-12,6%
Total	85,0	87,0	91,9	92,0	103,7	112,2	102,0	04,9	110,5	110,6	0,2	0,1%

FUENTE: ENARGAS.

(*) información disponible a Noviembre 2023

A continuación, se hace un breve racconto de las señales regulatorias emanadas de las autoridades competentes 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.

Aplicación de las Resoluciones N° 1/2013 y 60/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante las cuales se pagó a determinados volúmenes de producción de Gas de aquellos productores que adhirieron a las mismas, un precio incremental por la producción de gas, que puede llegar a 7.5 USD/MMBTU. Dicho plan finalizó en diciembre de 2017.

A partir de enero de 2018, y hasta fin de 2021, se aplica la Resoluciones MINEM N° 46/2017 “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (modificada por la Resoluciones MINEM 419/2017), destinada solo para algunos proyectos de shale y tight gas. La misma incluye un sendero de precios anual que comienzan con 7,5 USD/MMBTU para el primer año, y luego va disminuyendo anualmente a razón de 0.50 USD/MMBTU.

De esta forma se tiene la siguiente evolución de precios

AÑO	USD/MMBTU
2018	7,50
2019	7,00
2020	6,50
2021	6,00

Por otro lado, el 13 de noviembre de 2020 el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 aprobó el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024” denominado Plan GasAr. Vía resolución N° 391/20, la Secretaría de Energía adjudicó los volúmenes de Plan GasAr licitados, siendo los valores más relevantes y representativos de los volúmenes licitados y adjudicados los siguientes:

Período	Volumen adjudicado MMm3/día	Plazo	Valor presente neto (VPN) USD/M MBTU@10% anual
Anual	67,43*	2021-2024	3,410***
Período estacional de invierno	3,60**		

*48,95 MMm3/día Neuquén y 18,48 MMm3/día Austral.

**4,57 MMm3/día Neuquén y 0,68 MMm3/día Austral.

***Valor estimado a partir de información publicada por la Secretaría de Energía

Posteriormente, en febrero 2021 Secretaría de Energía convocó en el marco del Plan GasAr a una segunda ronda para para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 391/20 para los períodos invernales 2021-2024.

Por resoluciones N° 1091 y 169/2021 Secretaría de Energía licitó y adjudicó volúmenes adicionales, según se resume en la siguiente tabla:

Período invernal (May-Sep)	Volumen promedio MMm3/día	Precio USD/MMB TU
2021	3,5*	4,742
2022	2,5	4,742
2023	2,5	4,742
2024	2,5	4,742

Volúmenes Adjudicados Res 169/21

* Promedio Jun-Sep. No hubo ofertas para May 21.

En Noviembre de 2022 Secretaría de Energía convocó en el marco del Plan GasAr Extendido a los productores de gas natural para que oferten (i) la aceptación de extensión de 4 años (ene/2025-dic/2028) los vigentes volúmenes y precios del Plan Gas.Ar y (ii) oferten volúmenes adicionales de gas natural y precio para cubrir la nueva capacidad de transporte troncal de gas natural generada por la construcción del nuevo gasoducto GPNK.

En sucesivas resoluciones, de Secretaría de Energía entre diciembre 2022 y noviembre 2023, fue adjudicando los volúmenes requeridos en su resolución 770/2022, con las siguientes características:

1. Logró extender en cantidad y precio a diciembre 2028 los volúmenes adjudicados oportunamente en el Plan Gas.Ar (vencimiento original diciembre 2024),
2. Logró volúmenes incrementales en cuencas gasífera del sur argentino (Chubut y TDF) a precio en el orden de entre 9,5 y 4,5 USD/MMBTU boca de pozo, y
3. Logró cubrir los volúmenes adicionales asociados a la nueva capacidad de transporte del gasoducto GPNK a precios similar al Plan.Gas.Ar (3,6 USD/MMBTU boca de pozo).

Consumo de gas natural

El consumo de gas a nivel país del año 2023 fue ligeramente superior al año pasado, mostrando un incremento del 0,8%.

Para el caso particular del rubro de industrias se observa un principio de recuperación respecto de años anteriores.

Promedio (MMm3/d)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023(*)	Diferencias 2023 vs. 2022	
											Volumen	Porcentaje
Residencial	27,7	28,0	29,5	26,4	26,2	25,3	26,3	26,6	28,6	28,4	-0,2	-0,8%
Comercial	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	3,9	3,0	3,2	3,4	3,8	0,5	12,1%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	1,1	1,3	1,4	0,1	6,4%
Industrias	34,2	34,6	33,1	34,2	36,1	37,0	35,0	33,2	33,7	35,1	1,4	4%
Centrales Eléctricas	39,8	40,9	43,7	47,3	47,1	42,0	39,6	44,2	36,7	36,1	-0,6	-1,6%
SDB	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	2,7	2,3	2,2	2,5	2,6	0,1	4,1%
GNC	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	6,4	6,5	6,2	-0,3	-5,6%
Total	117,1	119,3	122,1	122,5	123,5	118,8	112,2	117,0	112,6	113,5	-0,9	0,8%

FUENTE: ENARGAS

(*) información disponible a Noviembre 2023.

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



El 27 de diciembre de 2019 se publicó la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP, la cual derogó a partir del 30 de diciembre del mismo año la Resolución RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA, creada un año antes (6 de noviembre de 2018). La misma implicó que se le quitara los Agentes Generadores, Cogeneradores y Auto generadores del MEM la posibilidad de procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, dejando el abastecimiento de combustibles bajo la exclusiva responsabilidad de CAMMESA.

FUELOIL (FO)

Durante el año 2023 el consumo de este combustible fue de 55,3 mil toneladas, recibido a través de flete fluvial mediante 10 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 12% menor respecto al del año 2022.

El menor consumo obedece fundamentalmente a mayor oferta de gas natural y disponibilidad del nuevo gasoducto de transporte Nestor Kirchner asignado para el Mercado Eléctrico Mayorista .

GASOIL (GO)

Durante el año 2023 el consumo de este combustible fue de 13,3 mil m³, recibido a través de flete fluvial mediante 3 embarques de diversos calados para ser consumido en este sitio. El consumo de GO fue 70% menor respecto al del año 2022.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2023, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un crecimiento del 1,5% respecto del 2022 alcanzando los 140.883 GWh (5,2% respecto del 2021).

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

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]*					
ENERGÍA [GWh]	2022	2023	Variación %	2021	Variación %
TÉRMICA	81.746	73.018	-11%	90.073	-19%
HIDRÁULICA	30.186	39.332	30%	24.116	63%
NUCLEAR	7.469	8.963	20%	10.170	-12%
RENOVABLE	19.340	20.085	4%	17.437	15%
IMPORTACIÓN	6.310	6.241	-1%	819	662%
EXPORTACIÓN	31	98	215%	3.850	-97%

*Participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2021, 2022 y 2023.

En 2023, la generación hidroeléctrica, que mostró una recuperación del 30% respecto al 2022, principalmente por mayores caudales en Yacyretá y Salto Grande, junto con el crecimiento de las energías renovables (4%), la mayor disponibilidad nuclear (+20%) y el aumento de las importaciones (13%) compensaron la disminución de la energía térmica (-11%), para cubrir el aumento del 1,5% de la demanda local. Por su parte hubo poca exportación de energía (98 GWh).

El récord de demanda de potencia en el SADI se registró el 13 de marzo 2023 a las 15:28hs. con 29.105 MW. La máxima demanda diaria del sistema fue registrada el 13 marzo de 2023 alcanzando los 590,7 GWh, lo que representa un incremento del 2,6% respecto del anterior máximo (575,9 GWh registrados en enero de 2022).

En 2023, el consumo de gas natural fue similar respecto del año anterior, en tanto el de combustibles líquidos disminuyó considerablemente, en línea con la menor generación térmica.

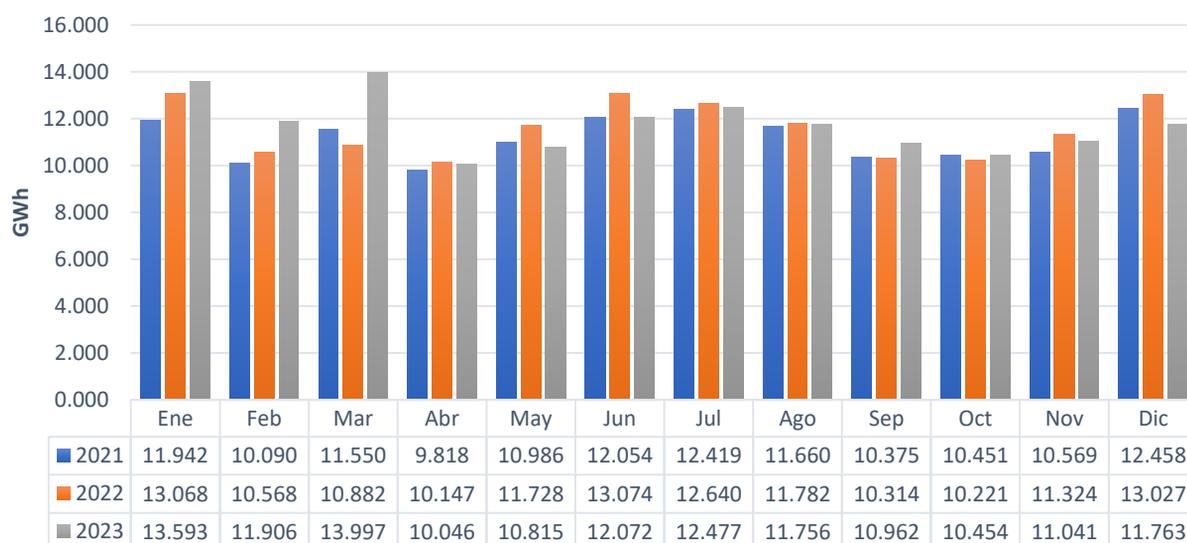
El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior (adicionada al final la equivalencia total como GAS NATURAL equivalente).

Combustible	2022	2023	Variación %	2021
GAS NATURAL [Miles de dam3]	14.209	13.944	-2%	16.352
FUEL OIL [Miles de TN]	1.112	674	-39%	750
GAS OIL [Miles de m3]	2.435	1.300	-47%	2.024
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	777	521	-33%	866
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam3]	18.494	16.392	-11%	19.856

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2023 y su comparación con el 2022 y 2021. El aumento interanual de la demanda total del MEM fue del 1,5%.

Demanda mensual de energía eléctrica del MEM



Demanda(no incluye exportaciones, bombeo y pérdidas de red).



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 2023

- Actualización de F3 a F4 de la turbina de gas TG9, ciclo combinado MHI, permitiendo una mayor potencia de generación involucrando el reemplazo de Vanes, Blades, y sellos entre los principales cambios.
- Reemplazo del Exhaust Gas Cylinder de la Turbina turbina de gas TG9, ciclo combinado MHI juntamente con la actualización F4.
- Mejoras en el sistema de combustores de la TG11, ciclo combinado CBA, permitiendo una mayor confiabilidad.
- Rehabilitación del sistema de incendio en recinto de TG de CBA.
- Puesta en marcha del sistema de clarificación de agua. Puesta en marcha de Osmosis 1 y 2.
- Incremento en la capacidad de producción de agua desmineralizada.
- Puesta en marcha de nuevas motobombas en el sistema anti incendio.

DETALLE DE MANTENIMIENTOS 2023

CICLO COMBINADO MITSUBISHI:

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 8 TG

- Reemplazo Válvulas Jet Pulse de filtros TG8.
- Reparación de reductor de Rotación Lenta de TG8.
- Limpieza criogénica de HRSG8.
- Inspección general de Domos de AP, MP, y BP U8
- 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 HRSG 8.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 9 TG

- Inspección Mayor de Turbina de Gas TG9 con Upgrade a F4.
- Reemplazo de Exhaust Gas Cylinder
- Inspección Robótica Generador GTG9.
- Ensayos Generador GTG9.
- Reemplazo de Barras Excitatriz Generador GTG9.
- Inspección, pruebas y mantenimiento Transformadores U9.
- Reemplazo Válvulas Jet Pulse de filtros TG9.
- Limpieza criogénica de HRSG9.
- Reacondicionamiento HRSG9 y Fuego Adicional.
- Inspección general de Domos de AP, MP, y BP U9
- Reacondicionamiento de Domo de AP U9.
- 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 HRSG 9.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 10 TV

- Reparación de Filtro Debris.
- Mantenimiento del Sistema de Incendio Minimax.
- Reemplazo de las Válvulas Mammoth DN 1900 de salida de canales de agua de circulación A y B.
- Reemplazo junta de canal principal de agua de circulación DN 2590.
- Reemplazo completo de Tamiz rotativo B de toma de agua.
- Revisión, mantenimiento y reparación de guías rastrillos A y B de toma de agua.
- Limpieza general de toma de agua canales A y B y limpieza de pre-rejas.
- Mantenimiento de Bombas de Alimentación.
- Reemplazo de cartucho de Bomba de Alimentación de HP-MP C.
- Mantenimiento en válvulas by-pass de TV.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.

Ciclo Combinado Mitsubishi - Equipos Comunes BOP

- Mantenimiento interruptores 6,6 Kv.
- Mantenimiento cargadores baterías e inversores.
- Verificación limitación reactivo AVR y protecciones.
- Mantenimiento Sistema de Incendio Minimax.
- Limpieza de tanques de aceite de Control 8 y 9.
- Purificación de aceite de lubricación 8 y 9.
- Mantenimiento y limpieza de los filtros principales de gas de TG8 y TG9
- 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.
- Reparación general de tableros de potencia.
- 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 CABA:

Ciclo Combinado CABA – Unidad 11 TG

- Reacondicionamiento de quemadores TG.
- Upgrade del sistema de aire de sello a quemadores.
- Reparación general de cañerías de combustible de cámaras de combustión.
- Ensayos no destructivos en cañerías de combustible de cámaras de combustión.
- Ensayos no destructivos en HRSG.
- Reparaciones en conducto de escape TG.
- Reemplazo de cojinetes de TG.
- Reparaciones en transmisión IGV TG.
- Recambio de cableados y canalizaciones deteriorados de TG, HRSG, y auxiliares.
- Actualización del sistema de incendio de recinto TG con reemplazo de sensores.
- Reemplazo de prefiltros de aire de TG.
- Reparación de conmutador de tomas de transformador elevador principal de TG, secado parte activa.
- Tratamiento de aceite de Transformador principal de TG.
- Cambio de bushings de alta tensión 245KV. 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.
- Mantenimiento y lubricación de Damper chimenea.
- Mantenimiento de bombas de inyección química.
- Mantenimiento del sistema de tomas de muestra del circuito Agua-Vapor del ciclo combinado.
- Mantenimiento de UPS.
- Mantenimiento de Protecciones Siemens MT.
- Mantenimiento de Celda transformador de excitación.
- Mantenimiento de Celda de llegada transformador Unidad 6,6kV
- Mantenimientos preventivos en bombas.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

- 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.

Ciclo Combinado CABA – Unidad 5 TV

- Mantenimiento en sistema de aceite de regulación y lubricación 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. Reubicación HPU.
- 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

- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Reparaciones en tamices rotativos y rastrillos de toma de agua.
- Reparación y mantenimiento de válvulas del sistema Agua-Vapor.
- Reparaciones en válvulas del sistema de agua de río.
- Mantenimiento y reparación en quemadores de caldera.

- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en compresores.
- 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 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.

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 soplores 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

- Remoción de Asbesto en Ex U6, y unidades U1 a U5.
- 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.
- 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.

Recursos Humanos



RECURSOS HUMANOS

A lo largo del año 2023 nuestra planificación estuvo enfocada en la integración, contención y seguridad de nuestros colaboradores, para ello se trabajó en la adaptación de nuestros programas de salud y formación a formatos virtuales, mixtos y presenciales, permitiendo así una mejor participación y acercamiento a todas las personas que forman parte de la Compañía.

ADMINISTRACIÓN DE PERSONAL

Se incorporó a los colaboradores a la plataforma digital “Recibo Digital”, herramienta de Recursos Humanos que permite el acceso al recibo de haberes desde cualquier dispositivo del usuario para consultar, firmar y descargar.

Con la intención de mejorar la integración de los ingresos, implementamos el proceso de Onboarding, a través de la aplicación de correos de bienvenida y jornada de inducción.

BENEFICIOS

Se entregaron útiles escolares al inicio del ciclo lectivo para los hijos de los colaboradores, así como también, presentes para el día del niño, Nacimiento de hijo/a, Día de la mujer y Navidad.

Se implementó la entrega de un box de desayuno como regalo por el día del cumpleaños.

FORMACIÓN Y DESARROLLO

Consideramos que la capacitación es clave para potenciar el desarrollo de nuestros colaboradores y es por ello que trabajamos en conjunto con cada área de la Cía en la elaboración del Plan Anual de Capacitación.

Para ello, a lo largo del año trabajamos con las áreas de Higiene y Seguridad; Ambiental; Salud Ocupacional; Cyber Seguridad en distintas actividades con el objetivo de impartir formación e instrucciones con el objetivo de modificar conductas, generar compromisos y conciencia en dichas temáticas.

Cinco gerencias de la compañía participaron de las jornadas de team building generando de manera lúdica momentos de aprendizaje y reflexión para la puesta en marcha de compromisos de acciones individuales y en equipo.

Con el objetivo fortalecer las competencias actuales y favorecer el desarrollo de nuevas que permitan a los colaboradores asumir diversos roles que demande la compañía, incorporamos al proceso de Gestión del desempeño la plataforma HRadvant donde los colaboradores pueden fijar objetivos, reflejar las instancias de Feedback así como también la evaluación de competencias. Para favorecer el uso de la plataforma acompañamos las capacitaciones con manuales de Competencias y de Gestión del desempeño.

RECURSOS HUMANOS

SALUD OCUPACIONAL

El Servicio Médico realizó diferentes acciones y actividades a fin de mantener y promover el bienestar físico y mental de todas las personas que forman parte de la Compañía. Se llevo a cabo la Campaña de Vacunación Antigripal, Semana de la Hipertensión Arterial, que tuvo como objetivo concientizar sobre la importancia de los controles. Simulacros de Accidentología, se realizaron acciones sobre la Prevención del Cáncer de Mama en la cual se realizaron ecografías mamarias, y charla con una Medica Especialista. Se llevaron a cabo los Exámenes Periódicos Anuales, el Plan Anual de Capacitación se llevó a cabo según la Res 905/15, se realizaron cursos, talleres, charlas tanto presenciales como virtuales. Por medio del Perfil de Servicio Médico en WorkPlace se informaron días alusivos a efemérides de Salud (Dia Mundial del Corazón, Dia Mundial de la Diabetes, etc.) Se participo en Auditorías internas y Externas de la Norma ISO 45001. Se equipo a los distintos sitios con Insumos fundamentales, DEA/ Bolso de Trauma/Botiquines adicionales. Continuamos con el sistema de atención telefónica las 24 hs para consultas médicas y el desarrollo un circuito de telesalud que facilita el acceso a los servicios del sistema de salud laboral. Estas son algunas de las acciones que permitieron brindar acompañamiento medico a los colaboradores.

EQUIDAD DE GÉNERO

Se desarrollaron actividades para reflexionar sobre la importancia de Equidad de género e identidad en distintos sitios de la compañía con el objetivo de promover los principales conceptos y trabajar la perspectiva de género desde la propia experiencia.

POLÍTICA DE EMPLEO

Central Costanera, a través de su Política de Empleo y el Código de Conducta Empresaria, otorgó plena igualdad de oportunidades de empleo a las personas que califican para desempeñar una función, sin consideración de raza, sexo, religión, o ascendencia, u otro factor de diferenciación. De esta manera, quienes cumplan con los requisitos de idoneidad para los cargos a los que aspiren, tendrán el mismo nivel de oportunidades en todos los aspectos de la relación laboral.

En relación con los procesos de reclutamiento y selección, al cierre del ejercicio 2023, se cubrió el 88% de las búsquedas activas.

Se continuó con el Programa de Pasantías en la Gerencia de Higiene, Seguridad, Calidad y Medio Ambiente por el cual, ingresó un nuevo pasante al área de Ambiental con el objetivo de poner en práctica sus conocimientos teóricos adquiridos en su formación universitaria.

06

Medio Ambiente,
Higiene & Seguridad
y Calidad



NUESTRO COMPROMISO

En Central Costanera 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 cumplimiento 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.
- Reciclar la mayor cantidad de residuos.
- 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 derivados del proceso son derivados a las plantas de tratamiento correspondientes para garantizar el cumplimiento de los parámetros legalmente exigidos, ya sea para su restitución al curso superficial o para su reutilización en los sistemas de riego.

Durante 2023 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.

Gracias a la participación en la Red de Economía Circular de la Ciudad de Buenos Aires, la planta se encuentra en el circuito de valorización de 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 45 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 auditorías de seguridad de los tanques de combustible., así como también las auditorías 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

Desde la adquisición del activo en 2023 la Gerencia Higiene y Seguridad inicio un proceso de adecuación y acompañamiento a la gestión que se encontraba vigente y en funcionamiento.

Se realizaron reuniones con los distintos referentes de cada área para entender las necesidades y definir planes de trabajo que permitan mantener los estándares implementados asegurando la continuidad operativa, mientras se produzcan las sinergias correspondientes para unificar la gestión preventiva corporativa.

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 confección 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 actualizaron 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 aseguro la disponibilidad de todos los elementos de protección contra incendios de los sitios.

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 2023 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 2023 cada sitio 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 cumplimiento

HIGIENE & SEGURIDAD

CONTRATISTAS

Se realizó la actualización del software con el cual se realiza el control de documentación de los contratistas.

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 calidad de los procesos es gestionada a modo de satisfacer los requerimientos de los clientes internos y externos, garantizando que la producción de las unidades generadoras se lleve a cabo maximizando los principios de Seguridad, Disponibilidad y Confiabilidad.

La mejora continua de los procesos implica analizar y optimizar constantemente las operaciones para aumentar la eficiencia.

Desde el área de Calidad y en conjunto con la gerencia de planta se definieron e implementaron metodologías a modo de ejecutar mejoras con carácter de urgencia. La formalización de esta metodología nos proporcionó un mejor ordenamiento a modo de llevar adelante mejoras a problemáticas que tenían potencial impacto en las operaciones, la seguridad o el medioambiente de la unidad.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN (SIG)

Nuestro desempeño y procesos son monitoreados permanentemente a través del Sistema Integrado de Gestión (SIG), el cual alcanza a todos nuestros activos en operación. Dicho sistema se encuentra certificado por organismos de certificación externos e independientes.

Entre los días 15 y 18 de agosto de 2023 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 2023 la Sociedad registró una pérdida operativa de \$ 31.307,64 millones, mientras que en el mismo período del año 2022 dicho resultado fue una ganancia de \$ 2.453,18 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) menores ingresos por actividades ordinarias producto de una menor disponibilidad y un menor despacho como consecuencia de los mantenimientos en las unidades ciclo combinado Mitsubishi y Siemens, b) mayores costos de mantenimientos y materiales y repuestos por lo expuesto anteriormente, c) mayores gastos por baja de activos intangibles y desvalorización de propiedades, planta y equipos d) mayor gasto por desvalorización de materiales y repuestos. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por a) mayores ingresos operativos por diferencia de cambio neta e intereses de clientes principalmente por los créditos de CVO y b) menores gastos administración.

La pérdida operativa mencionada anteriormente se ve incrementada por los resultados financieros cuyas principales causas son: a) el resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, b) el mayor resultado negativo por diferencia de cambio de pasivos y c) menores resultado positivo por diferencia de cambio de cuentas bancarias. Estos efectos se vieron compensados por el mayor resultado positivo por la tenencia de activos financieros al valor razonable y un menor resultado negativo por intereses por deudas y préstamos.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una pérdida neta antes de impuesto para todo el ejercicio 2023 de \$ 57.618,38 millones, mientras que en el mismo período del ejercicio 2022 fue una ganancia de \$ 4.835,07 millones.

En resumen, las principales causas del aumento de la pérdida neta del período fueron: menores ingresos por actividades ordinarias producto de una menor disponibilidad y un menor despacho, mayores costos de mantenimientos y materiales y repuestos, el resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda y el mayor resultado negativo por diferencia de cambio de pasivos. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por mayores ingresos operativos por diferencia de cambio neta e intereses de clientes y el mayor resultado positivo por la tenencia de activos financieros al valor razonable.

La pérdida neta de los doce meses del ejercicio 2023 fue equivalente a \$ 80,79 por acción comparado con una ganancia neta de \$ 16,54 por acción para el mismo período del año 2022.

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 2023 arrojó una pérdida neta de 54.049.763.310. De esta forma, los resultados acumulados no asignados al cierre del ejercicio ascienden a una pérdida de 54.049.763.310

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 incurso en ninguna de las causales previstas por los artículos 206 y 94 inc 5 de la Ley 19 550.

