



GENERACIÓN
MEDITERRÁNEA S.A.

GRUPO ALBANESI

MEMORIA
2024



MEMORIA EJERCICIO 2024

Sres. Accionistas de GMSA,

En cumplimiento con disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Directorio somete a vuestra consideración la presente Memoria, la Reseña Informativa, los Estados Financieros, Estados de Resultados Integrales, Estados de Cambios en el Patrimonio, Estados de Flujos de Efectivo, Notas a los Estados Financieros, correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2024.

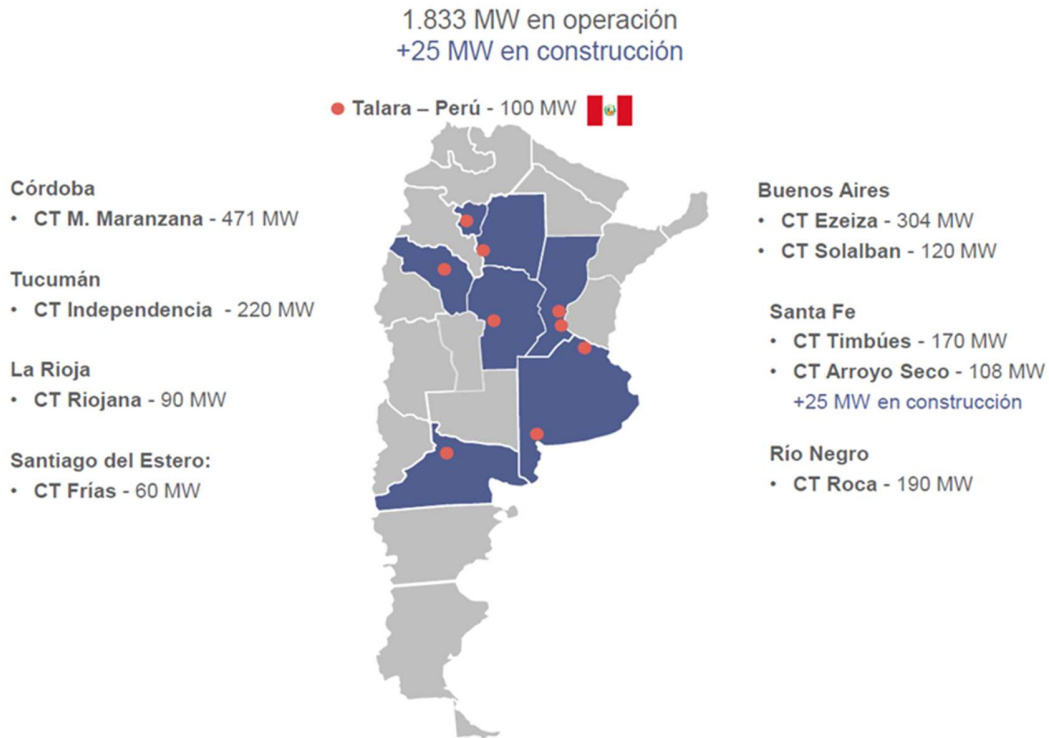


CONTENIDOS DE LA MEMORIA

1. EJERCICIO 2024 Y LAS PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO	1
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO	5
3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2024.....	11
4. ESTRUCTURA SOCIETARIA.....	28
5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2025	29
6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS	31
7. AGRADECIMIENTOS.....	31

1. EJERCICIO 2024 Y LAS PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO

En el 2024, el Grupo Albanesi continuó siendo uno de los principales actores de la generación de energía eléctrica de la Argentina, con una capacidad instalada de una capacidad instalada total de 1.833 MW.



El año 2024 marcó un periodo de significativos avances en el frente operativos y financiero.

En relación con los proyectos de los 408 MW de nueva capacidad prevista en nuestro plan de inversión, 383 MW ya están operativos y despachando energía en la red. Solo queda pendiente la puesta en marcha de la caldera y la turbina de vapor de 25 MW en la nueva planta de cogeneración de Arroyo Seco, un hito que se proyecta para el segundo trimestre del año. Con la totalidad de estos proyectos operativos, se sumarán casi USD 90 millones de EBITDA por año por los próximos 13 años.

- **Central Térmica Ezeiza.** Involucró la instalación de (i) una cuarta turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW, cuya puesta en marcha ocurrió en diciembre de 2023 y, (ii) cuatro calderas VOGT más dos turbinas de vapor Siemens SST-600 de 50MW cada una, iniciando operación bajo el formato de ciclo combinado en abril 2024. La planta tiene actualmente una capacidad total de 304MW.
- **Central Térmica Modesto.** Involucró la instalación de (i) una tercera turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW, cuya puesta en marcha ocurrió en junio 2024 y, (ii) tres calderas VOGT más una turbina de vapor Siemens SST-600 de 67MW, iniciando operación bajo el formato de ciclo combinado en diciembre 2024. El ciclo combinado tecnología Siemens tiene una capacidad de 229 MW, que se suman a los 350 MW existentes, llevando a la planta a una capacidad total de 471 MW.
- **Central de Cogeneración Arroyo Seco.** En este caso se trata de la construcción de una nueva central térmica que proveerá energía a la red y energía y vapor a Louis Dreyfus Company (LDC). Involucró la instalación de (i)

dos turbinas de gas Siemens SGT-800 de 54 MW cada una y, (ii) dos calderas VOGT más una turbina de vapor Siemens SST-300 de 25MW. Las dos turbinas de gas se encuentran operativas desde septiembre de 2024, y se espera que el ciclo cogeneración esté operativo durante el segundo trimestre del año.

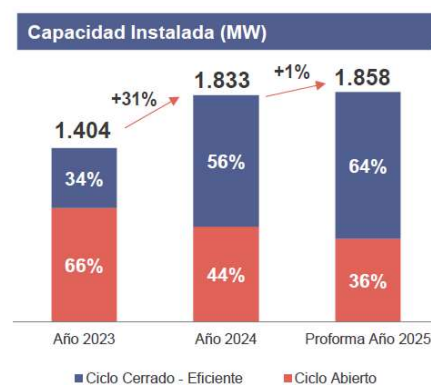
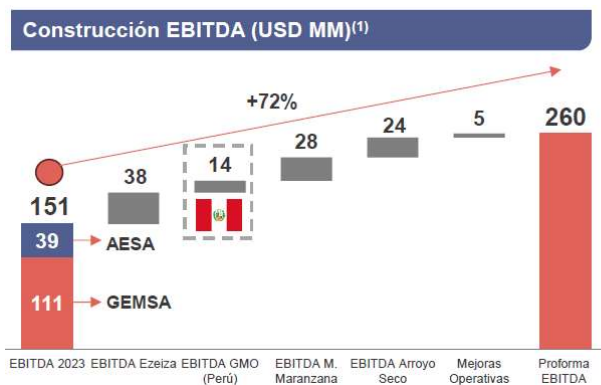
Estos tres proyectos, que involucraron una inversión total de más de USD 600 millones, cuentan con contratos con CAMMESA cuyo vencimiento es en 2036. Adicionalmente, la Central de Cogeneración Arroyo Seco tiene adicionalmente un contrato de energía y vapor con LDC por 15 años a partir de la puesta en marcha del ciclo cogeneración.

En el plano internacional, en abril de 2024, comenzamos a operar la totalidad de la planta de cogeneración de 100MW que suministra energía y vapor a la refinería de Petroperú en Talara, Perú. Este contrato de operación y mantenimiento tiene una vigencia de 20 años y generará USD 10 millones de EBITDA anual, con la expectativa de alcanzar USD 14 millones en los próximos años. Este proyecto, que consideramos una convalidación a la experiencia y trayectoria del grupo en la Argentina, representa una oportunidad para expandir nuestro negocio fuera del país.

Estos logros adquieren especial relevancia al considerar lo desafiante de la coyuntura política y económica de los últimos 6 años, los cuales pusieron a prueba la determinación y resiliencia de toda la compañía para conseguir los objetivos planteados por el directorio.

Estos hitos operativos tendrán un impacto tangible en varios aspectos a considerar:

- Eliminación del riesgo construcción.
- Incremento del EBITDA, proyectándose una suba gradual entre el segundo trimestre del 2024 y el tercer trimestre de 2025, momento a partir del cual estimamos alcanzar un EBITDA anualizado de aproximadamente USD 260 millones.
- Mejora sustancial de las métricas financieras.
- Alargamiento de la vida promedio de los contratos de la compañía, aportando mayor estabilidad y visibilidad al flujo de fondos.
- Impacto ambiental y económico positivo, producto de incrementar a un 65% el porcentaje de MWs operando bajo un formato eficiente, en línea con los objetivos de sostenibilidad del grupo.



En relación con el último punto, vale la pena profundizar respecto a los beneficios socioambientales de estas inversiones. El inicio de operación de todos nuestros proyectos se traducirán en una mejora significativa en el consumo específico de combustible de nuestras plantas, lo que a su vez se reflejará en una mayor eficiencia económica y una reducción relevante en la cantidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por MW despachado en la red. Esto contribuirá de manera tangible a la mitigación del cambio climático y al cumplimiento de los compromisos ambientales de la Compañía tal y como lo hemos expresado en los informes de sustentabilidad publicados en 2023 y 2024.

En línea con lo comentado, los estados financieros muestran mejoras importantes que se irán reflejando en los balances subsiguientes. Los resultados operativos consolidados para la sociedad GMSA del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue una ganancia consolidada de USD 85 millones, comparado con una ganancia de USD 69 millones para el ejercicio 2023, representando un aumento de USD 16 millones. Asimismo, nuestro EBITDA consolidado de GMSA fue de USD 144 millones para el ejercicio 2024, lo que representa un incremento del 30% en comparación al ejercicio 2023 que fue USD 111 millones.

Asimismo, producto de la fusión entre AESA y GMSA con fecha efectiva a partir del 1 de enero de 2025, el EBITDA de AESA de diciembre de 2024 fue de USD 37,5 millones, siendo el EBITDA anualizado proforma de GMSA y AESA de USD 182 millones al 31 de diciembre de 2024.

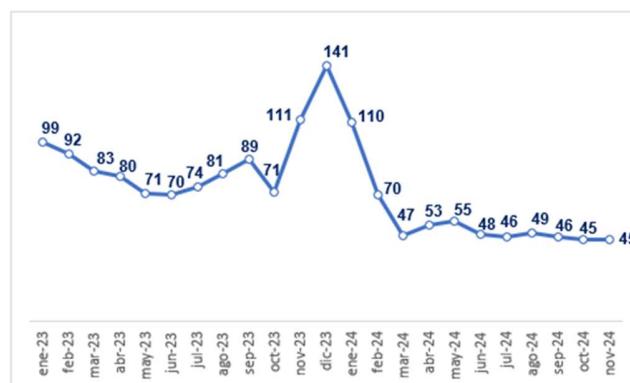
Todos estos logros observados durante el 2024 se alcanzaron a pesar de un comienzo de año desafiante. Como fue de público conocimiento, CAMMESA paralizó los pagos a generadores y productores de gas por casi 5 meses, con consecuencias económicas y financieras importantes. Dicha decisión tomada en conjunto con la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, se dio en el marco de la negociación por una quita en los pagos correspondientes a los generadores por las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024.

A fines del mes de mayo de 2024, CAMMESA llegó a un acuerdo con la totalidad de los generadores respecto al monto y forma de pago de la deuda mantenida. Dicho acuerdo involucró:

- Una quita efectuada en las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024 de aproximadamente el 41%, equivalente a USD 9,6 millones para GMSA consolidado y USD 3,1 millones para AESA.
- No reconocimiento de intereses por la mora en el pago, con un impacto estimado de USD 9 millones para GMSA y USD 3 millones para AESA.
- Incremento de la deuda y los costos financieros de las compañías del grupo, producto de una necesidad excepcional de capital de trabajo, en un contexto de tasas de interés e inflación superiores al 100% y 200% anual respectivamente, mientras el tipo de cambio se ajustaba a un ritmo promedio de 27% anual.

Pese a haberse llegado a un acuerdo, este evento tuvo para el Grupo un fuerte impacto económico y financiero.

A partir del cierre del acuerdo CAMMESA, y al día de la fecha, se normalizaron los plazos de pago a menos de 60 días, obteniéndose de esta forma un horizonte de estabilidad financiera.



En el frente financiero también hemos logrado logros relevantes tanto en el frente local como internacional, buscando mayor consistencia en los flujos operativos y financieros teniendo en cuenta el alargamiento de la vida promedio de los contratos.

En el frente local, las sociedades GMSA, CTR y AESA realizaron una oferta de Canje y emisión de ONs con vencimientos entre septiembre 2024 y diciembre 2026. En el marco de esta transacción, USD 326 millones sobre un total de USD 403 millones existentes fueron voluntariamente ofrecidos para el canje, logrando una aceptación del 81% superando el objetivo del directorio. Como consecuencia, el perfil de vencimientos de las Sociedades ha mejorado sustancialmente para los próximos 36 meses.

Este canje excluyó a las ONs que financiaron los tres proyectos del grupo, las cuales están garantizadas solo por los proyectos de donde proviene su único flujo de repago. Adicionalmente se aclara que estas ONs tienen plazo de vencimiento final entre 2029 y 2033, con un costo promedio de 6,3% anual.

En el frente internacional, con fecha 30 de octubre de 2024 se emitió la ON Clase XXXIX Serie A garantizadas (Bono Internacional 2031), denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses en el exterior, a una tasa de interés fija del 11,000%, con vencimiento en 2031 por un monto nominal de USD 354 millones. Dicho bono podía suscribirse en efectivo o integradas en especie con (a) ON Clase XXII garantizadas (Bono Privado Internacional 2025) (b) ON Clase XXXI garantizadas (Bono Privado Internacional 2026), y/u (c) ON Clase X (Bono Internacional 2027). USD 141 millones se integraron en efectivo y el saldo fue integración en especie. El uso de fondos de la plata nueva fue refinanciación de pasivos, habiéndose cancelado la totalidad de los bonos privados internacionales y deuda local nominada en pesos.

Como consecuencia de estos ejercicios se cumplieron con los siguientes objetivos:

- Mejorar el perfil de vencimientos de los próximos 2 años.
- Reducir la cantidad de instrumentos en el mercado, simplificando el análisis crediticio.
- Mejorar la liquidez de los instrumentos mediante la consolidación en menos ONs.
- Reducir el déficit de capital de trabajo.

El 2025 nos encontrará (i) con un negocio consolidado, producto de la fusión entre AESA y GMSA con fecha efectiva a partir del 1 de enero de 2025; y (ii) a partir del segundo trimestre del año, con la totalidad de nuestros proyectos en marcha. En esta línea esperamos empezar a mostrar una reducción sostenida de deuda a partir del segundo semestre de 2025.

A nivel industria, también hubo buenas noticias que incluyeron, entre otras cosas, una política de suba de tarifas a los consumidores finales de energía, tanto en el precio estacional como en el valor agregado de distribución (VAD). Esto redundó en el mejoramiento crediticio del mercado de distribución de energía y una reducción importante de los aportes del tesoro para cubrir los costos de generación. Como consecuencia directa CAMMESA mejoró notablemente los plazos de pagos, logrando adicionalmente dar mayor certidumbre y sustentabilidad a toda la cadena de valor, desde la generación hasta la distribución. El 28 de enero de 2025, la secretaria de Energía publicó la Resolución 21, dando inicio al proceso de desregulación de mercado energético, que busca marcar el camino para la normalización del mercado.

En virtud de que hemos experimentado un crecimiento exponencial y acompañando las tendencias que explicamos previamente, el Directorio se encuentra abocado a la realización de medidas para hacer nuestra gestión más eficiente, reducir costos, maximizar nuestro potencial y optimizar nuestros procesos entre las que se pueden mencionar las siguientes:

- La reorganización societaria, mediante la fusión de GMSA y AESA, cuyas consecuencias serán:
 - Consolidación del negocio de generación de energía eléctrica en un solo vehículo (GMSA).
 - Simplificación de las estructuras societarias y administrativas.
 - Reducción de costos aprovechando sinergias operativas e impositivas. Por ejemplo, es de destacar que, al 31 de diciembre 2024, el EBITDA anualizado proforma de GMSA y AESA es de USD 182 millones.

- Reforzamiento de la estructura patrimonial de las Compañías.
- Continuar mejorando la estructura de deuda de las compañías. En este sentido, con fecha 21 de enero de 2025, se celebró un préstamo sindicado local por un monto de capital de U\$S 59.000.000 ampliable por hasta U\$S 80.000.000 con Banco Hipotecario S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Supervielle S.A., Banco Santander Argentina S.A., Banco de la Provincia de Córdoba S.A., Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco de Servicios y Transacciones S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires. El Préstamo Sindicado contempla pagos de amortización mensuales a partir de febrero de 2026 y hasta 21 de enero de 2027, a una tasa de interés anual del 8,75% y siendo el destino de los fondos desembolsados se la cancelación de la totalidad de los Pagarés Bursátiles y las líneas bancarias Existentes.
- Analizar todas las alternativas posibles para mejorar la estructura de capital del grupo, de modo de agregar valor a nuestros inversores.

Buscando cumplir con estos objetivos, con fecha 1° de febrero de 2025, el Directorio designó a Juan Cruz Piccardo como nuevo Gerente General, quien será el encargado de llevar adelante los planes de acción fijados por el Directorio.

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

Se prevé que el crecimiento mundial sea del 3,3% tanto en 2025 como en 2026, por debajo de la media histórica (2000–19) del 3,7%. El pronóstico para 2025 se mantiene prácticamente sin cambios con respecto al de la edición de octubre de 2024 de Perspectivas de la economía mundial (informe WEO), 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.

En la balanza de riesgos a mediano plazo con respecto al escenario base pesan más los factores adversos, mientras que las perspectivas a corto plazo están caracterizadas por riesgos con efectos divergentes. En Estados Unidos, se observan mejoras que podrían impulsar un crecimiento a corto plazo ya de por sí fuerte, mientras que en otros países es probable que las perspectivas se revisen a la baja en medio de una elevada incertidumbre política. Las 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.

Contexto regional

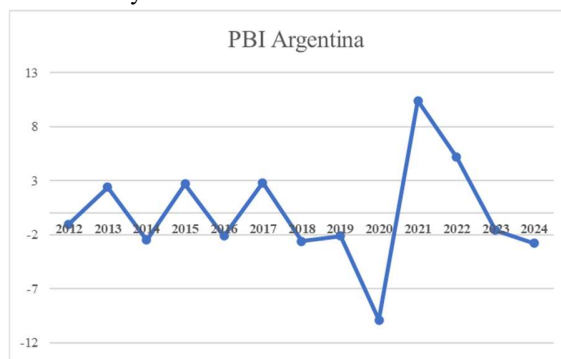
Se prevé que el crecimiento mundial se mantenga estable, aunque lento. Los pronósticos de crecimiento, del 3,3% en 2025 y 2026, están por debajo del promedio histórico (2000–19) del 3,7% y permanecen en general invariables con respecto a octubre. No obstante, el panorama general oculta las trayectorias divergentes de las distintas economías y un precario perfil de crecimiento mundial.

Según informe de enero 2025 del World Economic Outlook de FMI, en América Latina y el Caribe, se espera que el crecimiento global se acelere levemente al 2,5% en 2025, a pesar de la desaceleración prevista en las principales economías de la región.

Argentina

Las perspectivas económicas de Argentina para 2025 son de crecimiento, con un aumento del PBI de aproximadamente el 5%. Este crecimiento se espera que sea liderado por la minería, la energía y el agro. Sin embargo, esta gran posibilidad de crecimiento dependerá en gran medida de la gestión de políticas clave, como la devaluación controlada, la inflación y el manejo del superávit fiscal y energético.

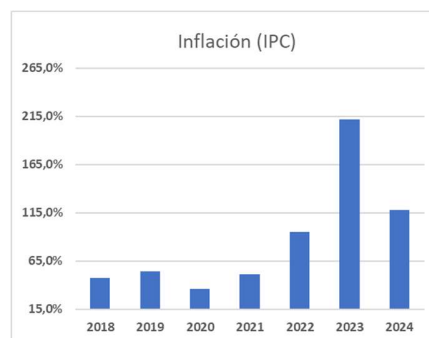
El informe de enero 2025 del World Economic Outlook de FMI, en 2024 decreció 2,8% para Argentina. El FMI proyecta un aumento de crecimiento 5% en el 2025 y un crecimiento de 5% en el 2026.



En noviembre de 2024, el estimador mensual de actividad económica (EMAE) registró una suba de 0,1% en la comparación interanual y de 0,9% respecto a octubre en la medición desestacionalizada.

En la misma dirección, y de acuerdo al Informe de Avance del Nivel de Actividad que elabora el INDEC, en el tercer trimestre de 2024, el producto interno bruto (PIB) creció 3,9% en términos desestacionalizados respecto al segundo trimestre del año.

Respecto a la evolución de los precios, de acuerdo el IPC (Índice de Precios Consumidor) alcanzó un 211,4% acumulado en 2023 (INDEC) versus un 94,8% para el 2022. A continuación, se detalla la inflación de los últimos 6 años.



Según el informe del INDEC del Intercambio Comercial Argentino, en diciembre, las exportaciones aumentaron 33,4% en comparación con el mismo mes del año anterior. En términos desestacionalizados y tendencia-ciclo crecieron 0,6% y

0,1%, respectivamente, en relación con el mes anterior. Entre enero y diciembre de 2024, las exportaciones registraron un incremento de 19,4%, y alcanzaron un valor total de USD 79.721 millones.

Las importaciones en diciembre 2024 registraron un aumento interanual del 26,2%. En términos desestacionalizados y tendencia-ciclo crecieron 8,8% y 2,6%, respectivamente, en relación con el mes anterior. Durante los doce meses de 2024, las importaciones totalizaron USD 60.822 millones, 17,5% menos que en el mismo período del año anterior.

La balanza comercial en diciembre registró un superávit de USD 1.666 millones, y acumuló trece meses consecutivos con saldo positivo. En el año 2024 se registró un superávit comercial de USD 18.899 millones.

El tipo de cambio oficial mayorista concluyó el 2024 en \$1.032. Entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2024, el peso se depreció 27,65% frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina.

Según el informe monetario mensual del BCRA, la Base Monetaria presentó un aumento promedio mensual de 2,7% s.e. en términos reales, siendo el principal factor de creación primaria de dinero la reducción de las tenencias de LEFI por parte de las entidades financieras.

El sector energético en el año 2024

PETROLEO Y SUS DERIVADOS

La producción de petróleo en 2024 se incrementó en un 9,9% con relación al año previo. Mientras que la producción convencional se redujo un 5,5%, la no convencional creció un 27,4%. En efecto, durante 2024 se registraron en promedio 46 pozos de explotación terminados y 37 plataformas de perforación en actividad, se engancharon en promedio 27 pozos mensuales de shale oil.

En cuanto al crudo procesado, en el año 2024, se incrementó un 0,4% con relación al año previo, alcanzando las refinerías locales prácticamente una plena utilización de su capacidad. En el mes de diciembre de 2024 se alcanzó un nivel de procesamiento de 538 kbb/d.

Durante los 11 primeros meses de 2024, el precio del crudo en el mercado local se incrementó un 10,5% en dólares respecto al mismo período de 2023. A nivel internacional, se verificó una disminución de los precios con relación al año previo, observándose en el caso del Brent una contracción interanual del 19%.

Por su parte, la producción de naftas y gasoil verificó aumentos interanuales que alcanzaron el 1,3% y 1,1%. En 2024 se verificó un incremento interanual del precio en dólares de las naftas y el gasoil del 15,4% y 8,5% respectivamente. Evaluados en moneda constante, el incremento fue del 14,0% para las naftas y del 7,4% el gasoil. Por esta razón, se verifica que la venta de nafta se contrajo un 6,3% con relación a 2023, mientras que la venta de gasoil exhibió una disminución del 4,8%.

GAS NATURAL

La producción de gas natural en 2024 se incrementó un 5,1% con relación al año previo. Por su parte, la producción convencional se redujo un 6,6%, mientras que la producción de shale gas creció un 20,3%.

En 2024 se verificó una importante contracción de las importaciones de gas natural que registraron un volumen de 7,9 MMm³/día, un 42% menos que el año anterior.

En 2024 el costo de abastecimiento del gas natural para la demanda prioritaria se redujo como consecuencia de la mayor disponibilidad de gas natural local y la contracción del precio de importación de GNL. Por su parte, la mayor disponibilidad de gas natural permitió reducir la utilización de combustibles alternativos en el sistema de generación de energía eléctrica.

Desde la segunda mitad del 2024 se verificaron incrementos en los distintos segmentos que componen la tarifa de gas natural: gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), transporte y distribución. En 2024 las tarifas medias residenciales de Metrogas se incrementaron interanualmente un 51% en pesos constantes y un 76% en dólares. Por su parte, las tarifas del de pequeñas industrias (Servicio General “P”) de Metrogas aumentaron un 85% en pesos constantes y un 112% en dólares.

ENERGIA ELÉCTRICA

En 2024 se alcanzó un volumen de generación de energía eléctrica de 142 TWh, manteniéndose en niveles similares a los del año previo. La generación térmica alcanzó una participación del 53% sobre el total, mientras que la energía proveniente de fuentes de origen renovable tuvo una participación del 16%. La energía hidráulica disminuyó su participación en 4%, pasando del 28% en 2023 al 24% en 2024. Por su parte la importación de energía tuvo una participación del 3% sobre la oferta, esto es 1% menos respecto de las importaciones de energía eléctrica del año previo.

El consumo de combustibles para generación eléctrica en 2024 alcanzó los 45,4 MMm³/día de gas natural equivalentes, incrementándose en un 1% respecto del año previo. La utilización de gas natural pasó de tener una participación del 85% en 2023 al 92% en 2024. El costo de los combustibles para generación estuvo en torno a los 5,7 USD/MMBTU, esto es un 21% inferior al del año previo. Ello se debió fundamentalmente a la mayor utilización de gas natural y a la contracción del valor del gas natural importado.

El costo monómico del mercado eléctrico mayorista en 2024 fue de 75 USD/MWh, manteniéndose en niveles similares a los del año previo. Por su parte, debe destacarse el incremento el precio estacional sobre los usuarios comerciales y, desde la segunda mitad del año, sobre los sectores residenciales de ingresos medios y bajos, determinando un mayor nivel de cubrimiento del precio estacional sobre el costo monómico de generación, traduciéndose finalmente en una disminución del subsidio energético.

Desde la segunda mitad del 2024 se verificaron incrementos a nivel nacional en el precio estacional y el transporte. Adicionalmente, en el AMBA se instrumentaron significativos incrementos sobre la tarifa de distribución de Edenor y Edesur. En 2024 las tarifas residenciales y comerciales del AMBA se incrementaron un 34% y 75%, respectivamente, evaluadas en moneda constante y en un 45% y 88% en dólares.

SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ESTRUCTURA DE DEMANDA

El parque de generación eléctrica en la Argentina evolucionó de modo dispar a lo largo de la historia, con diferentes períodos de incremento de la oferta en respuesta a las políticas para satisfacer la demanda de las distintas Administraciones.

CAMMESA reporta la existencia de 43.351 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de diciembre 2024, de los cuales 1000 MW instalados corresponden a autogeneradores. El 58% de la potencia instalada corresponde a generación térmica y en el año 2024 su disponibilidad fue del 84%, un 1% mejor que el año anterior.

Durante el año 2024 las incorporaciones fueron principalmente los cierre de ciclos combinados propiedad de Albanesi y la incorporación de unidades renovables eólicas y solares.

El 1° de febrero 2024 se registró un nuevo récord de consumo de potencia máxima con 29.653 MW. A las 14:48 hs de ese jueves, con reserva rotante de 7.2% de 2.135 MW e importaciones de 2.264 MW.

A diferencia de 2017 y 2018 en que se habían incorporado motores¹ y turbinas a gas (TG) en respuesta a la contratación por Resolución 21/2016, en 2019 el aumento de potencia comenzó a provenir de cierres de ciclos combinados con unidades turbo vapor (TV) bajo Resolución 287/2017, como también ciclos de cogeneración como el de CT Renova.

En 2019 ingresaron TG por 174 MW comparado con 1.232 MW en 2018; en 2020 se redujo el parque TG en 1.112 MW pasando de ciclos abiertos a ciclos combinados bajo Resolución 287/2017. En 2021 continuó este proceso con reducción de 343 MW de TG, y en 2022 se retiraron 128 MW de unidades TG que se enviaron a otros países al finalizar los contratos bajo los cuales estuvieron disponibles; en 2023 se redujo el parque TG en 537 MW principalmente por conversión a ciclo combinado.

El correlato de lo citado en el párrafo anterior, fue que en 2019 se incorporaron 210 MW en cierre de ciclos combinados comparado con 598 MW en 2018, y en 2020 el incremento fue sustancial con 1.875 MW en esta categoría de potencia. En 2021 se incorporaron 383 MW finalizando la mayor parte del proceso iniciado bajo la Resolución 27/2017. En 2022 se produjo un ajuste negativo técnico de 3 MW sin incorporaciones, y en 2023 el incremento fue nuevamente sustancial con 735 MW con el cierre del ciclo Ensenada de Barragán principalmente. Finalmente en 2024 se volvió a reducir el parque TG por la conversión a ciclo de la CT Maranzana, incorporándose 112 MW.

No se produjeron cambios en unidades hidroeléctricas, nucleares o grupos Turbo-Vapor en 2021, 2022, y 2023 tras la repotenciación de algunos turbo grupos de centrales hidroeléctricas que habían incorporado 22 MW en 2019 y 22 MW en 2020.

En 2019 se produjo el ingreso sustancial de 1.130 MW nominales de fuentes renovables – principalmente eólicas – comparado con 709 MW en 2018. En 2020, y a pesar de restricciones operativas en la construcción por las disposiciones sanitarias, se incorporaron otros 1.408 MW renovables, principalmente eólicas. En 2021 se incorporaron nuevamente 1.002 MW renovables con mayor participación solar, y 60 MW en 2022. En 2023, la incorporación de fuentes renovables fue nuevamente importante con 685 MW, solares y eólicas. En 2024, la incorporación de generación de fuente renovable fue de 139 MW.

Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales como hidroeléctricas o nucleares que fueron construidas con fondos públicos, por su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Los proyectos de dos centrales hidroeléctricas en construcción por 1.310 MW en Santa Cruz con financiamiento de la República Popular China, los planes sin avance concreto de dos centrales nucleares de gran porte con financiamiento del mismo país, y la central hidroeléctrica binacional en Aña Cuá en el canal de Yacyretá se encuentran suspendidos sin avances por la nueva Administración.

Por su menor costo y tiempo de ejecución, en las últimas décadas prevalecieron los proyectos termoeléctricos aunque requiriendo suministro de gas natural y combustibles líquidos. La incorporación de generación termoeléctrica encontró restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local entre 2004 y 2017, en particular de gas natural. Por

¹ Pese a la incorporación 2018 se retiraron 201 MW de este tipo de unidades. En 2019 se retiraron 155 MW motores Diésel y 198 MW en unidades TV.

esto, las Administraciones desde 2016 procuran brindar incentivos a la producción y ampliar la capacidad de transporte de gas.

El incremento de potencia disponible había mejorado hasta 2019-2021 con el ingreso de centrales nuevas. En 2021 se incorporó de la unidad de cogeneración de Terminal 6 en que participa Central Puerto S.A., y la operación estable de la cogeneración de Renova en la que participa el Grupo Albanesi. En 2022 no hubo incorporaciones relevantes, con retraso de algunos meses en el ciclo combinado de Ensenada de Barragán de Pampa Energía-YPF.

Entre las incorporaciones térmicas de 2023, se cita el cierre de ciclo combinado Ensenada de Barragán que comenzó su operación comercial en febrero 2023 adicionando 279 MW netos, y una unidad TG en CTE de GMSA del Grupo Albanesi en diciembre. En el año 2024, el Grupo Albanesi culminó los dos proyectos de cierre de ciclo en la CTE y CTMM, incorporando al sistema 265 MW y culminó con la primera etapa del Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco, incorporando al sistema eléctrico 100 MW. El cierre de ciclo combinado en la CT Brigadier López de Central Puerto extiende su demora a 2025.

Las empresas del Grupo Albanesi participaron de modo relevante en varias centrales adjudicadas desde 2016 a pesar de la finalización de contratos de potencia previos, en general en plazos convenidos con nuevas unidades ingresadas. Tras el ingreso de la central de cogeneración Renova con 170 MW en 2021 (Central Térmica Cogeneración Timbúes) se destaca la reanudación de los ingresos en la CT Ezeiza. Previamente, el Grupo Albanesi había sido participante activo en la incorporación de unidades TG desde inicios de los 2000 con un rol destacado para sustentar el crecimiento de la oferta de potencia. En la licitación pública internacional convocada por Resolución SEE 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de 420 MW. Las centrales adjudicadas bajo dicha Resolución 21 se encuentran enteramente completadas.

El Grupo Albanesi posee las siguientes centrales:

- CTE de GMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y una tercera turbina de 50 MW incorporada en 2018. Como se indicó, en diciembre 2023 se habilitó comercialmente la cuarta TG con 54 MW y en el mes de abril de 2024 se incorporaron las dos unidades turbo vapor de 50 MW cada una de potencia nominal para cerrar los dos ciclos combinados
- CTI de GMSA obtuvo la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW adicional en agosto 2017, y la segunda turbina adicional de similar potencia en 2018, que se agregaron a dos unidades preexistentes de 60 MW cada una.
- CTRi de GMSA obtuvo la habilitación comercial de una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW en mayo 2017, adicional a tres unidades previas de 13, 13 y 14 MW preexistentes.
- CTMM de GMSA incorporó 100 MW de potencia nominal en julio 2017, que se agregaron a 250 MW preexistentes. En el año 2024 se incorporó una tercera turbina de 50 MW y una unidad turbo vapor de 65 MW nominales para culminar con el proyecto de cierre de ciclo combinado.
- CTF de GMSA incorporó 60MW de potencia nominal.
- CTRO se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW en 2018 a la turbina a gas de 130 MW preexistente.
- AESA cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Timbúes de 170 MW en la provincia de Santa Fe, en asociación con Renova – productor de aceite y crushing de soja - que se encuentra en operación desde 2019 y a plena capacidad completa desde 2021, con alto factor de disponibilidad y despacho.

- GLSA: cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco de 130 MW en la provincia de Santa Fe, en asociación con Louis Dreyfus Argentina – productor de aceite y crushing de soja - que se encuentra en operación desde el mes de octubre de 2024.

3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2024

3.1 Energía Eléctrica

CTMM

A partir del mes de abril de 2023, el ciclo combinado de la CTMM comenzó a actuar como Agente Autogenerador del MEM. A partir del mes de Mayo de 2023 comenzó con el abastecimiento de energía como Autogenerador con un despacho del 46%, finalizando el año con un despacho del 100%. El año 2024 continuó en el mismo sentido. La disponibilidad de las unidades fue del 80%. El despacho fue continuo registrando un total de 457.221 MWh en todo el año.

Uno de los principales objetivos de GMSA, para CTMM, en el año 2024 fue incorporar nuevos clientes grandes usuarios del MEM así como mantener los contratos con grandes usuarios en el Mercado a Término para la venta de Energía Plus. Esto fue logrado reflejando en los precios los reales costos de combustible, los costos de operación y mantenimiento más un margen razonable. La potencia contratada con Grandes Usuarios del MEM es de 150 MW, es decir que las unidades TG03, TG04 y TG05 se encuentran contratadas en su totalidad. La duración de los contratos celebrados es de 1 a 2 años.

Otro de los grandes objetivos durante el año 2024 fue cumplir con los contratos de demanda mayorista celebrados entre GMSA y CAMMESA. En este sentido, las unidades MMARTG06 y MMATG07 han cumplido con los objetivos de disponibilidad comprometida en el contrato de demanda bajo Resolución 220/2007. La disponibilidad de las unidades MMARTG06 y MMARTG07 fue del 95% y 97% respectivamente. Por lo tanto, no se generaron penalidades por indisponibilidad durante el año.

El 26 de junio de 2024 se habilitó comercialmente la unidad TG08 con 49,6 MW operando con gas natural y el 18 de diciembre de 2024 quedó habilitada la TV09 con 65 MW, dando comienzo al Contrato de Demanda Mayorista en el marco de la Resolución SE 287/17.

La generación de energía en la Central fue de 599.600 MWh durante el año 2024, concentrada principalmente en las unidades TG01 y 02. El 4,5% de la energía generada fue con combustible gas oil y el resto con gas natural.

CTI

Durante el año 2024, las unidades de CTI operaron con bajo nivel de despacho.

A mediados del mes de noviembre de 2021 venció el contrato de abastecimiento MEM celebrado con CAMMESA en el marco de la Res. SE 220/2007 por 90MW de las unidades TG01 y TG02 pasando toda su potencia a ser remunerada como máquinas de base, pudiendo también ser comercializada en el Mercado a Término en principio hasta 15 MW.

Las nuevas unidades instaladas en el marco de la Resolución 21/2016, TG03 y TG04, alcanzaron una disponibilidad promedio anual del 93%, cumpliendo con la potencia comprometida en el Contrato de Demanda Mayorista Resolución 21/2016. Por lo tanto, no se generaron penalidades significativas por indisponibilidad durante el año.

Por último, la energía generada durante el 2024 por las cuatro unidades fue de 158.948 MWh, un 25% menor a la energía generada en el año 2023. La generación con gas oil representó un 37% de la generación total como consecuencia de la falta de gas natural de cuenca noroeste.

CTRi

En el año 2024 CTRi tuvo una disponibilidad promedio de planta del 95% y la energía generada ascendió a 15.881 MWh y el 95% de la misma correspondió a la unidad TG24, habilitada en el año 2017. El 75% de la energía generada con la unidad TG24 fue con combustible gas oil como consecuencia de la falta de gas natural en cuenca noroeste y falta de transporte de gas natural de cuenca neuquina para el sector de generación de energía.

La unidad TG24 ha cumplido con los objetivos de disponibilidad comprometida en el contrato de demanda bajo Resolución 220/2007. Por lo tanto, no se generaron penalidades por indisponibilidad durante el año.

CTF

En el año 2024 la Central alcanzó una disponibilidad promedio del 72% y registró una energía generada de 29.546 MWh, de los cuales el 15% fue generada con gas oil.

Con fecha 6 de junio de 2024 CTF ha sufrido una salida intespestiva de la GG4000 como consecuencia de un hallazgo observado en una boroscopia realizada por personal de Mitsubishi, una parte de la chapa del conducto exterior LPTEC de GG 782112 se agrietó y desgarró. Para que esa lámina metálica del conducto exterior no se siga rompiendo y ello genere daños a las superficies aerodinámicas del PT, se debió retirar la GG y enviar a los talleres de Mitsubishi. El 2/9 se recibió una GG de leasing en reemplazo de la dañada que aún continúa instalada.

Luego de las gestiones realizadas con el seguro de la máquina, la franquicia de aplicación fue de 60 días, y el monto recuperado por las compañías de seguros ascendió a USD 1.000.000 (el monto corresponde solo a “perdida de beneficios”), dado que la reparación estuvo a cargo de Mitsubishi dentro del contrato de mantenimiento.

CTE

Durante el año 2024, la disponibilidad promedio de las tres unidades turbo gas fue del 90% lo que permitió cumplir con la disponibilidad comprometida en los contratos de demanda celebrados en el marco de la Resolución 21/2016.

El 8 de diciembre de 2023 se habilitó comercialmente la unidad TG04 con 52 MW operando con gas natural, el 8 de abril de 2024 se habilitó comercialmente la unidad TV05 con 42 MW operando con gas natural y el 17 de abril de 2024 quedó habilitada la TV06 con 42,5 MW, dando comienzo al Contrato de Demanda Mayorista en el marco de la Resolución SE 287/17.

La energía generada en el año 2024 ascendió a 747.255 MWh con un 12% de consumo de gas oil entre los meses de mayo y agosto.

3.2 Mantenimiento

Durante 2024, los resultados operativos han sido buenos, con detección y posibilidad de mejora en alguno de ellos.

Para seguir garantizando la mejora en los resultados de O&M, se ha implementado y certificado, en todas las Centrales del Grupo, las Normas internacionales de Gestión de la Calidad ISO 9000, lo cual permite garantizar que todas las Centrales cuenten y apliquen las mejoras Prácticas de Operación y Mantenimiento; Gestión del Medio Ambiente 14000 y la ISO 45000 Gestión de seguridad y salud en el trabajo, destinada a proteger a los trabajadores y visitantes de accidentes y enfermedades laborales.

Sobre los Software de gestión se sigue invirtiendo en el buen uso de SAP y en el COG, con nuevos desarrollos y capacitaciones.

Con respecto a los indicadores, se han basado en Normas Internacionales, lo cual nos permitirá prontamente contar con datos trazables que nos permitan realizar, Benchmarking a nivel local e Internacional

Con respecto al mantenimiento, se sigue apostando al desarrollo de los colaboradores, con capacitaciones internas y externas en áreas técnicas y de gestión, invirtiendo en el crecimiento personal y profesionalmente.

Con respecto a las herramientas, se sigue comprando herramental de última generación, en equipos que permitan mejorar los datos obtenidos de las rutinas preventivas y predictivas que permitan disminuir más las tareas correctivas que causan pérdida de disponibilidad y que empeoran los resultados de O&M; también se ha fabricado y adquirido un contenedor taller, con todas las herramientas de mano, equipos de medición y consumibles necesarios. para poder realizar las inspecciones mayores de las unidades de generación SIEMENS SGT800, que junto al kit dispositivos de desarme / armado, adquirido previamente, a SIEMENS, nos asegura flexibilidad en las fechas a ser realizado los Mantenimientos Mayores, ya que no dependemos de la disponibilidad de SIEMENS en el envío / alquiler de los mismos.

Para los repuestos y consumibles, se están analizando sus compras por criticidad, para que el mismo sea un análisis sistemático y no quede ceñido por la percepción de algunas personas, se ha implementado un procedimiento, con pasos sistemáticos de análisis que permite detectar que partes son necesarias adquirir más pronto; además de comenzar a gestionar los almacenes del grupo en forma corporativa,

Se mantuvieron reuniones periódicas con SIEMENS, MITSUBISHI, GENERAL ELECTRIC y otros fabricantes, para analizar y mejorar los rendimientos técnicos y económicos de los contratos de LTSA, LTP o de compra de partes.

CTMM

Durante 2024, se han activado los contratos LTP con SIEMENS ENERGY, lo que garantiza aún más la disponibilidad de las tres unidades de generación Siemens SGT880 que pasan a operar en modo Ciclo Combinado, con la puesta en servicio de la nueva TV09 -SIEMENS SST600.

Además, durante el ejercicio se ha continuado realizado los Planes de Mantenimientos Planificados, los cuales han atendido satisfactoriamente los objetivos fijados, con la meta de garantizar la disponibilidad de planta y la satisfacción de nuestros clientes externos, además de tener una participación en las tareas de comisionamiento de las Calderas y Turbina de Vapor.

CTI

Durante 2024, se han realizado los Planes de Mantenimientos Planificados, con la meta de garantizar la disponibilidad de Planta.

Los Contratos de LTP con SIEMENS ENERGY que involucra a las dos Turbinas a Gas SGT800 se vuelven a activar el 1 de octubre del 2024, con lo cual se planifica la primera inspección tipo B a partir de abr-25 en la TG03.

A nivel provisión de repuestos, se han coordinado con SIEMENS ENERGY la provisión de partes nobles a ser utilizado en el Mantenimiento tipo B de la TG03.

CTRI

Durante 2024, se han realizado los Planes de Mantenimientos Planificados atendiendo muy satisfactoriamente los objetivos fijados, con la meta de garantizar la disponibilidad.

Los contratos de LTP con SIEMENS ENERGY que involucra la Turbina a Gas SGT800 se vuelve a activar el 1 de octubre del 2024, con lo cual se planifica la primera inspección tipo B, a partir de oct-25 en la TG24.

Los mantenimientos más importantes y rutinarios has sido los que recomiendan los fabricantes.

A nivel provisión de repuestos, se mantiene el stock necesario para garantizar la disponibilidad de las unidades generadoras.

CTE

Durante 2024, han estado operativas las Turbinas a Gas, en modo Ciclo Combinado, se ha mantenido activo el Contrato de LTP con SIEMENS ENERGY; lo cual nos ha permitido realizar dos Inspecciones B, en las TG01, TG03 y TG02, las cuales demandaron un tiempo de ejecución promedio de 24 días cada, y nos permite operar por un tiempo de 3 años sin la realización de Mantenimientos Mayores, que demanden esta cantidad de días de ejecución.

A nivel mantenimiento, se realizaron las tareas recomendadas por el fabricante, según sus manuales y las tareas que van sumándose según la concepción del tipo de planta.

Durante el ejercicio, se han adquirido herramental nuevo necesario, para atender el nuevo y más extensivo plan de mantenimiento, causado por la ampliación de la planta al transformarse en una central de Ciclo Combinado.

A nivel repuestos, se han estado realizando compras estrategias, para incrementar el stock, y así garantizar la correcta O&M, garantizando la disponibilidad y la satisfacción del cliente interno como externo.

El personal técnico, ha recibido capacitación tanto interna como externa en Operación como Mantenimiento, en la procura de mantener la excelencia de Operación y Mantenimiento de la planta.

3.3 Medio Ambiente

Sistema de Gestión Ambiental Corporativo

La certificación del Sistema de Gestión Ambiental bajo Norma ISO 14001:2015 se mantiene disponible en todas las centrales de generación de energía eléctrica del Grupo, sustentado en un diseño e implementación de alcance corporativo.

En octubre del 2023, se concretó un nuevo proceso de auditoría externa a cargo de IRAM, mediante el cual se dio cumplimiento a la segunda instancia de seguimiento del mantenimiento de los Sistemas de Gestión Ambiental de los sitios dentro del actual período de certificación 2021-2024.

Por otra parte, en mayo del 2024, se certificó el Sistema de Gestión Integrado del Grupo bajo las normas ISO 14001:2015 (Sistemas de Gestión Ambiental), ISO 45001:2018 (Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo) e ISO 9001:2015 (Sistemas de Gestión de la Calidad), consolidando el compromiso con la gestión ambiental, la seguridad y salud ocupacional, y la calidad hasta el año 2027.

Actualmente, se sigue trabajando de manera conjunta en todas las centrales del Grupo para mantener la efectividad de este Sistema de Gestión Integrado a nivel corporativo.

- Gestión Ambiental

La gestión ambiental administrada bajo esta modalidad corporativa permite proceder unificada y coordinadamente en todos los sitios de trabajo aunando criterios para la determinación de los aspectos ambientales de la actividad, sus evaluaciones de significancia y los controles operacionales adoptados en respuesta. Este enfoque se encuentra plenamente alineado con los compromisos establecidos en la política integrada de calidad, salud, seguridad y medio ambiente, fortaleciendo la integración de los principios de sostenibilidad y la protección del entorno en todas las operaciones.

Sustentado en una documentación predominantemente estandarizada e implementada en un marco de trabajo apoyado en el desempeño solidario y cooperativo entre las partes, se ha logrado en el tiempo un crecimiento conjunto sostenido, sujeto a revisiones periódicas de desempeño y procesos de mejora continua. Este marco no solo respalda la prevención de la contaminación y el uso responsable de los recursos naturales, sino que también fomenta la participación activa de los trabajadores y partes interesadas en la mejora del desempeño ambiental.

Los beneficios fundamentales de esta cultura de trabajo pueden evidenciarse en aspectos que identifican especialmente a la organización en su conjunto, como:

- La concientización ambiental y el involucramiento del personal en el cumplimiento de los objetivos establecidos.
- La importancia prioritaria brindada al ejercicio de la gestión preventiva.
- La ausencia histórica de incidentes ambientales producto de una cultura de trabajo arraigada en profundos valores éticos y profesionales.
- El eficiente proceder demostrado frente a las acciones correctivas necesarias y la erradicación definitiva de sus causas raíz, la contención segura de los riesgos y el logro de nuevas oportunidades de mejora.
- La atención en tiempo y forma brindada al cumplimiento de los requisitos legales y otros compromisos suscritos por la organización.
- Garantizar la consulta y participación de los trabajadores y sus representantes, permitiendo un entorno inclusivo y colaborativo para abordar desafíos ambientales.
- La superación en la gestión de los aspectos ambientales de la actividad con especial consideración de sus ciclos de vida y los intereses implicados de sostenibilidad ambiental.
- La eficacia, fluidez y claridad de las comunicaciones internas para el tratamiento oportuno de las necesidades y desafíos de gestión.
- La preocupación y atención dada a los intereses y expectativas de la comunidad y otras partes externas interesadas. Esto incluye garantizar un adecuado tratamiento y respuesta conforme a las expectativas planteadas.
- La estricta regularidad mantenida en el seguimiento y análisis de los parámetros ambientales.
- Los esfuerzos dedicados, con resultados meritorios, en la preservación del orden, la higiene y el cuidado estético de los espacios naturales.

- Proporcionar condiciones de trabajo seguras y saludables para la prevención de lesiones y deterioro de la salud, apropiadas al propósito, tamaño, contexto de la organización y a la naturaleza específica de sus riesgos y oportunidades.
- El compromiso de la Alta Dirección para proporcionar el apoyo necesario en el ejercicio del Sistema de Gestión Integrado, asegurando la motivación, el entrenamiento y la asignación de responsabilidades a todos los niveles de la organización.

3.4 Capital Humano

2024 fue el año de la puesta en marcha de los proyectos en curso. En tal sentido finalizamos 2024 con dos de ellos con el inicio de la operación comercial – ampliación de CTE y CTMM; y concluyó en término la primera etapa de la nueva central de Cogeneración en Arroyo Seco en la provincia de Santa Fe. Este escenario tuvo un impacto positivo a nivel de empleos, así como en los programas de capacitación asociados, tanto en los procesos de on boarding, como de bienvenida al personal y curvas de aprendizaje en el puesto de trabajo tanto para el nuevo personal como para el personal en movilidad interna ascendente u horizontal.

Empleos

El nivel de empleos consolidado del Grupo creció en un 10,5 %, destacándose un nuevo crecimiento del 10% en el plantel femenino respecto del cierre de 2023.

La tasa de rotación en 2024 cerró a la baja registrando un 5,7 %.

En una organización más estable en términos de rotación externa se completaron 10 movimientos de personal con recursos propios, gracias a nuestro programa de búsquedas internas (MOBI) y los movimientos intrasector tanto horizontales como verticales de promoción a funciones de mayor responsabilidad.

En la continuidad del proceso de profesionalización de nuestra plantilla se afianzó el programa de jóvenes profesionales, que en su segunda edición integro 9 jóvenes seleccionados entre más de 800 postulaciones, manteniendo al cierre del ejercicio los niveles de retención registrados en la primera edición. Los 9 profesionales hoy están ocupando posiciones en la estructura de operaciones y áreas soporte donde desarrollan sus competencias. Estamos en pleno proceso de selección para la tercera edición del programa.

Capacitación

Se dictaron un total de 11.223 hs de formación; más del 60 % dedicadas a actualización y desarrollo de competencias técnicas y HSEQ.

Se continuó el Plan de formación de Mandos Medios para el desarrollo de habilidades blandas.

- ❖ Comunicación efectiva I y II
- ❖ Trabajo en Equipo
- ❖ Gestión del tiempo

En el marco de nuestro programa de desarrollo de líderes con potencial. Se formaron 6 líderes más en el IAE Universidad Austral en el marco del programa de Certificación de Negocios donde se abordan temáticas de Gestión en 5 bloques de contenido:

- Control y Costos / Finanzas/ Comercial

- Comportamiento Humano/Metodologías Agiles /
- Dirección y Gestión de la Operación en los Negocios 4.0/
- Toma de decisiones
- Liderazgo/ Negociación/Innovación/ Team Building Virtual

Se mantuvo el programa de sensibilización en materia de Integridad y Compliance abordando temáticas de actualidad e interés abarcando nuevamente al 100 % de dotación de la compañía.

Para el desarrollo de habilidades técnicas se puso en marcha la Plataforma Udemty como una forma de llegar a todos los sitios y niveles de la organización; brindando la posibilidad a los equipos de acceder a contenidos específicos que no pueden ser abordados de manera colectiva.

Compensaciones y Beneficios

En función del contexto de alta inflación reinante fue un año de actividad importante en términos de negociaciones en el marco de las convenciones colectivas del sector de energía, llegando a acuerdos consensuados y sin pérdida de horas en el desarrollo de nuestras operaciones. Para el personal staff que se administra por grados salariales se mantuvo la dinámica de mantenimiento de valores de mercado en función del valor relativo de cada puesto de la estructura y administrando de manera ajustada los umbrales de retención de posiciones clave.

Comunicación al personal y Sistemas de información de RRHH

Se agregaron funcionalidades adicionales a través de la plataforma office 365 permitiendo integrar nuevas herramientas de comunicación directa con el personal.

Se llevaron a cabo dos pulsos de clima organizacional; permitiendo el feedback directo de los empleados en temas de interés general o puntual y que promueven la implementación de acciones tendientes a mejorar los diferentes aspectos evaluados en la investigación.

Se continuó en el proceso de formalización de los procesos del área estableciendo un marco de procedimientos que siguen un criterio de convergencia y simplificación. Los mismos abarcan todas las funciones de incumbencia del área.

3.5 Sistemas y Comunicaciones

Durante el año 2024, el área de Sistemas continuó brindando mantenimiento, desarrollo, implementación, innovación y soluciones asociadas a aplicaciones, tecnología, telecomunicaciones, seguridad de la información y procesos, garantizando un adecuado nivel de servicio y cubriendo las necesidades del negocio de la compañía.

Cabe destacar que el área cuenta con políticas y procedimientos acordes a normas y estándares internacionales los cuales son monitoreados en forma continua a fin de controlar el cumplimiento de los objetivos del sector, los controles internos, como así también asegurar la calidad y la mejora continua.

Los proyectos y objetivos logrados durante el año 2024 se resumen a continuación:

- Se realizaron mejoras en el equipamiento del data center corporativo, incorporando nuevo equipamiento de backups y sistemas de conectividad, con el propósito de mejorar la seguridad del mismo.
- Se adquirieron 45 laptops para recambio de equipos obsoletos y nuevas asignaciones.
- Se actualizaron y renovaron 30 celulares de la flota corporativa.
- Se ampliaron y mejoraron los sistemas comerciales, obteniendo nuevas funcionalidades para la gestión diaria.

- Se realizó el recambio y renovación de todo el parque de impresión, con nueva tecnología, y mejores controles de seguridad de la información.
- Se desarrollaron más de 40 mejoras a los programas de gestión utilizados diariamente.
- Se continuó evolucionando el portal de aplicaciones para utilización dinámica de SAP, incorporando nuevos desarrollos para la ejecución de procesos industriales dentro de las centrales, dándoles mayor movilidad, y control de las tareas desarrolladas.
- Se continuó con la capacitación del equipo de Usuarios Claves, donde los mismos participaron de proyectos de mejoras en el sistema SAP y capacitando a la comunidad de usuarios, para potenciar el uso de la herramienta, y mejorar el soporte y mantenimiento de los procesos corporativos.
- Se realizó la ampliación del sistema CCTV en diferentes centrales, con la colocación de 5 domos nuevos, y un nuevo sistema de gestión del servicio de cámaras, brindando una visualización centralizada, y la posibilidad de acceso móvil.
- Se continuo con el desarrollo e implementación, de nuevos tableros de control, para la gestión centralizada de diferentes indicadores de la compañía, impulsando la cultura data driven que tenemos como objetivo.
- En lo que respecta al área de Ciberseguridad, se continuó con la implementación de políticas de protección, como SSO (Single Sign On), y doble factor de autenticación, alineado a las tendencias de CyberSecurity, que permiten proteger con mejores prácticas la información de Grupo Albanesi.

Como objetivo para el 2025, la Gerencia de Sistemas y Tecnología de la Información continuará con el proceso de inversión tendiente a mejorar la productividad y la eficiencia de los procesos existentes, como así también la incorporación de tecnologías innovadoras, permitiendo de esta manera continuar con el proceso de mejora de las acciones enfocadas a garantizar la seguridad, confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

Algunos de los proyectos para el año 2025 son:

- Desarrollo de portal de clientes para la gestión de documentación asociada a los mismos.
- Ampliación en funcionalidad en el portal de proveedores, para la gestión de licitaciones, compras, etc.
- Generación de nuevos tableros de control, para el seguimiento de métricas definidas por la compañía.
- Continuar con la actualización del parque de PC, laptop y celulares.
- Mejoramiento de los sistemas comerciales y de facturación de energía.
- Continuar ampliando y mejorando la solución del sistema CCTV.
- Se evaluará la implementación de SAP Signavio, para mejorar la gestión y optimización de los procesos de negocio mediante la modelización, automatización y análisis de flujos de trabajo.
- Se realizará la implementación de TRM (Treasury and Risk Management) en SAP, como objetivo de optimizar la gestión de tesorería y riesgos financieros, automatizando procesos clave.

3.6 **Programa de Integridad**

Desde febrero 2018, Grupo Albanesi comenzó el proceso de fortalecimiento de su Programa de Integridad, (el “Programa de Integridad” o el “Programa”), comprometiéndose a cumplir los más altos estándares en materia de ética y compliance, extendiendo su compromiso a todo su personal y los terceros que se relacionan con el Grupo.

Con el fin de asegurar la efectividad del Programa con los riesgos atinentes a sus actividades se elaboraron políticas a las que se puede acceder a través de un reservorio actualizado en: [Programa de Integridad de Albanesi](#). Con el mismo fin se desarrolló una Línea Ética para denuncias confidenciales y anónimas, administrada por la firma PricewaterhouseCoopers (“PwC”).

El Programa y la Línea se encuentran disponibles en el sitio web de Albanesi (<http://www.albanesi.com.ar/programa-integridad.php>), en sustento de un criterio de publicidad y transparencia que continuó desarrollándose posteriormente a partir de su difusión a proveedores y clientes. Con relación a nuestra Línea Ética, durante 2024, implementamos la utilización de métricas de denuncias para realizar mediciones en aspectos clave de nuestra gestión y contribuir así, a mayor eficacia de la gestión de investigación y resolución de reportes recibidos.

El Directorio constituyó el Comité de Ética para que evalúe y resuelva las controversias que surgiesen en relación al cumplimiento del Programa, órgano que durante 2024 se conformó por el Gerente Corporativo de Legales & Compliance, el Gerente Corporativo de Auditoría Interna, el Gerente Corporativo de Recursos Humanos y un director de algunas de las compañías, independiente de los accionistas del Grupo.

Asimismo, durante el 2024 se desarrolló un “Plan de Capacitaciones”, aprobado por el Comité de Ética, que consistió en el desarrollo de entrenamientos presenciales que promueven el cumplimiento de los estándares éticos adoptados por el Grupo. Se capacitaron 377 empleados incluyendo la sede central y las diferentes centrales del país.

En 2024, efectuó una se repitió la evaluación del Programa, a fin de recoger los avances y progresos sobre las oportunidades de mejora observadas en 2023.

Asimismo, durante 2024 se realizó un proceso de auditoría interna sobre el Programa de Compliance para evaluar y optimizar los aspectos que requieran mejoras y el nivel de cumplimiento de las observaciones realizadas por las evaluaciones externas.

3.7 Asuntos Corporativos

En 2024, la Gerencia de Asuntos Corporativos tuvo como propósito alimentar y preservar la reputación de la compañía. Para ello, ejecutó un plan integral basado en:

- La generación de relaciones virtuosas con los stakeholders: autoridades del ámbito municipal, provincial nacional, ejecutivo y legislativo; periodistas y medios nacionales y del interior, cámaras y asociaciones sectoriales, y organizaciones no gubernamentales. Ello contempló la incorporación a redes de networking como así también la generación de vínculos con otras compañías y organizaciones del tercer sector, colocando a Albanesi en la agenda de los gobernadores y de la industria de la energía.
- El desarrollo de contenidos de los perfiles de redes sociales corporativos, con resultados altamente positivos para el posicionamiento de la compañía en el entorno digital. En este aspecto, se avanzó en el desarrollo de la estrategia de branding para reforzar la presencia de marca.
- La planificación de medios, a través de la detección de oportunidades para la incorporación de Albanesi en espacios y eventos sectoriales que traccionaron en favor de su reputación. Además, se trabajó en la ampliación y profundización de instancias de relacionamiento con periodistas de medios nacionales y del interior, con el fin de poner en valor el aporte que Albanesi realiza en cada una de las localidades donde opera.
- La organización de eventos para convocar a diversos stakeholders, con la premisa de mostrar el destacado rol que la compañía desempeña en el sector energético y en cada una de las comunidades donde tiene presencia, a través de la inversión y el desarrollo de las economías locales.
- El entrenamiento de voceros: se desarrollaron instancias de capacitación para mejorar e incrementar las habilidades comunicacionales de los ejecutivos que desarrollan la vocería.
- La gestión del vínculo con las comunidades donde opera la compañía, por intermedio del desarrollo de la relación con los actores sociales más relevantes, incluidos los convenios de apoyo ya establecidos con diversas ONG.

3.8 Situación Financiera

Durante el ejercicio 2024 GMSA tuvo como objetivo mejorar el perfil financiero, extender plazos de financiamiento y reducir el costo del endeudamiento, garantizando las necesidades de fondos para finalizar la inversión en ampliación de capacidad y la correcta operación de las Centrales. La deuda bancaria y financiera consolidada de GMSA al 31 de diciembre del 2024 se encontraba estructurada de la siguiente forma:

ARS							
	Tomador	Capital	Saldo al 31.12.24	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
		(En miles)	(En miles de Pesos)	(%)			
<u>Contrato de Crédito</u>							
JP Morgan	GMSA	USD 2.962	3.296.755	SOFR 6 MESES + 1,43%	USD	28/12/2020	20/11/2025
Subtotal			3.296.755				
<u>Títulos de Deuda</u>							
ON Internacional 2027 (a)	GMSA/CTR	USD 74.918	72.932.903	9,875%	USD	01/12/2021	01/12/2027
ON Internacional 2031	GMSA/CTR	USD 353.964	360.076.401	11,000%	USD	30/10/2024	01/11/2031
ON Clase XV Coemisión	GMSA/CTR	USD 2.526	2.858.722	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD Linked	18/07/2022	28/08/2027
ON Clase XVI Coemisión	GMSA/CTR	UVA 1.995	2.585.935	UVA + 0%	ARS	18/07/2022	18/07/2025
ON Clase XIX Coemisión	GMSA/CTR	UVA 462	595.888	UVA + 1%	ARS	07/11/2022	07/11/2025
ON Clase XX Coemisión	GMSA/CTR	USD 4.593	4.877.416	9,50%	USD	17/04/2023	27/07/2025
ON Clase XXI Coemisión	GMSA/CTR	USD 6.486	6.731.348	5,50%	USD Linked	17/04/2023	17/04/2025
ON Clase XXIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 2.031	2.134.434	9,50%	USD	20/07/2023	20/01/2026
ON Clase XXIV Coemisión	GMSA/CTR	USD 3.706	3.823.422	5,00%	USD Linked	20/07/2023	20/07/2025
ON Clase XXV Coemisión	GMSA/CTR	USD 1.776	1.853.464	9,50%	USD	18/10/2023	18/04/2026
ON Clase XXVI Coemisión	GMSA/CTR	USD 5.323	5.368.768	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD Linked	12/10/2023	28/08/2027
ON Clase XXVII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 31.821	40.850.485	UVA + 5%	ARS	12/10/2023	12/04/2027
ON Clase XXVIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 1.634	1.683.037	9,50%	USD	08/03/2024	08/03/2026
ON Clase XXIX Coemisión	GMSA/CTR	\$ 1.696.417	1.683.394	BADLAR + 5%	ARS	08/03/2024	08/03/2025
ON Clase XXX Coemisión	GMSA/CTR	UVA 6.037	7.734.895	UVA + 0%	ARS	08/03/2024	08/03/2027
ON Clase XXXII Coemisión	GMSA/CTR	USD 3.199	3.179.887	9,50%	USD	30/05/2024	30/05/2026
ON Clase XXXIII Coemisión	GMSA/CTR	\$ 1.109.148	1.129.336	BADLAR + 10%	ARS	30/05/2024	30/05/2025
ON Clase XXXIV Coemisión (*)	GMSA/CTR	UVA 4.343	5.590.889	UVA + 5%	ARS	30/05/2024	30/05/2026
ON Clase XXXV Coemisión	GMSA/CTR	USD 50.731	51.384.644	9,75%	USD	28/08/2024	28/08/2027
ON Clase XXXVI Coemisión	GMSA/CTR	USD 52.710	51.576.618	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD Linked	28/08/2024	28/08/2027
ON Clase XXXVII Coemisión	GMSA/CTR	USD 68.591	67.684.760	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD Linked	28/08/2024	28/08/2028
ON Clase XXXVIII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 21.701	26.953.703	UVA + 4%	ARS	28/08/2024	30/08/2027
ON Clase XL Coemisión	GMSA/CTR	USD 1.648	1.729.694	11,00%	USD	08/11/2024	03/11/2031
ON Clase XLI Coemisión	GMSA/CTR	USD 15.439	16.205.619	11,00%	USD Linked	08/11/2024	03/11/2031
ON Clase XV	GMSA	UVA 22.747	29.603.396	UVA + 6,50%	ARS	16/07/2021	28/07/2026
ON Clase XVI	GMSA	USD 120.540	123.507.736	7,75%	USD Linked	16/07/2021	28/07/2029
ON Clase XVII	GMSA	USD 26.559	27.236.736	3,50%	USD Linked	23/05/2022	28/05/2027
ON Clase XVIII	GMSA	UVA 14.926	19.317.064	UVA + 0%	ARS	23/05/2022	28/05/2027
ON Clase XIX	GMSA	USD 101.259	103.528.731	6,50%	USD Linked	23/05/2022	28/05/2032
ON Clase I	GLSA	USD 26.485	27.826.729	4,00%	USD Linked	08/03/2023	28/03/2028
ON Clase III	GLSA	USD 127.116	133.918.793	6,50%	USD Linked	08/03/2023	28/03/2033
ON Clase IV	GLSA	USD 14.949	15.671.010	4,00% y a partir de 28/10/2025 10,75%	USD	24/10/2024	28/04/2029
Notas privadas garantizadas	GMOP	USD 22.816	23.190.424	12,50%	USD	28/10/2022	28/05/2027
Subtotal			1.245.026.281				

Tomador	Capital (En miles)	Saldo al 31.12.24 (En miles de Pesos)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	
Otras deudas							
Préstamo BPN	GMSA	\$ 245.015	260.454	92,00%	ARS	30/06/2023	01/07/2025
Préstamo Bancor	GMSA	\$ 166.667	169.334	BADLAR + 7%	ARS	07/12/2023	13/05/2025
Préstamo Bind	GMSA	USD 3.108	3.222.344	11,50%	USD	26/04/2024	28/02/2025
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 6.300	6.517.631	6,00%	USD	14/05/2024	14/05/2026
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 680.273	701.241	45,00%	ARS	21/05/2024	06/02/2025
Préstamo Ciudad	GMSA	\$ 478.880	488.329	BADLAR + 9%	ARS	14/05/2024	14/05/2025
Préstamo Bancor	GMSA	\$ 843.333	853.230	BADLAR + 7%	ARS	05/06/2024	19/11/2025
Préstamo Coinag	GMSA	\$ 110.853	112.903	45,00%	ARS	18/06/2024	16/06/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 184.788	185.952	46,00%	ARS	27/06/2024	24/03/2025
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 1.200	1.243.896	6,00%	USD	04/07/2024	04/07/2026
Préstamo Macro	GMSA	\$ 300.000	310.071	BADCOR + 10%	ARS	08/07/2024	06/01/2025
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 222.312	227.685	BADCOR + 10%	ARS	08/07/2024	08/01/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 337	348.608	5,00%	USD	10/07/2024	09/01/2025
Préstamo Chubut	GMSA	\$ 151.970	153.234	BADLAR + 6%	ARS	23/07/2024	22/01/2025
Préstamo BPN	GMSA	\$ 899.257	928.828	52,80%	ARS	31/07/2024	02/08/2026
Préstamo Bancor	GMSA	\$ 1.127.778	1.151.840	44,94%	ARS	09/08/2024	10/02/2026
Préstamo Chubut	GMSA	USD 336	347.237	5,00%	USD	23/08/2024	23/02/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 503	520.905	5,00%	USD	05/09/2024	07/03/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 491.125	509.666	53,00%	ARS	09/09/2024	02/06/2025
Préstamo Galicia	GMSA	\$ 140.907	150.681	52,75%	ARS	12/09/2024	02/01/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 402.285	415.500	54,50%	ARS	15/10/2024	07/07/2025
Préstamo Bind	GMSA	USD 2.000	2.112.518	11,00%	USD	18/10/2024	02/01/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 1.339	1.383.086	5,00%	USD	22/10/2024	21/04/2025
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 500.000	527.928	58,25%	ARS	25/10/2024	27/01/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 1.791.814	1.839.923	49,00%	ARS	13/11/2024	07/01/2025
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 552.778	569.655	52,50%	ARS	13/11/2024	13/05/2025
Préstamo Hipotecario	GMSA	\$ 5.500.000	5.579.562	48,00%	ARS	20/11/2024	19/02/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 835	863.038	5,00%	USD	20/11/2024	20/05/2025
Préstamo Bapros	GMSA	\$ 2.000.000	2.089.753	44,50%	ARS	25/11/2024	24/03/2025
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 300.000	314.811	53,00%	ARS	27/11/2024	27/02/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 439.267	454.939	44,00%	ARS	27/11/2024	04/08/2025
Préstamo Citibank	GMSA	\$ 4.000.000	4.150.263	41,55%	ARS	28/11/2024	28/01/2025
Préstamo Coinag	GMSA	USD 600	621.914	8,00%	USD	11/12/2024	11/06/2026
Préstamo CMF	GMSA	\$ 4.600.000	4.711.156	49,00%	ARS	13/12/2024	31/01/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	USD 1.200	1.240.512	4,15%	USD	16/12/2024	24/01/2025
Préstamo Banco Julio	GMSA	\$ 400.000	407.726	47,00%	ARS	16/12/2024	16/02/2025
Préstamo Hipotecario	GMSA	\$ 6.000.000	6.108.493	44,00%	ARS	17/12/2024	17/03/2025
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 2.400.000	2.400.000	46,50%	ARS	19/12/2024	20/01/2025
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 400.000	410.737	49,50%	ARS	19/12/2024	17/04/2025
Préstamo CMF	GMSA	\$ 2.000.000	2.029.534	49,00%	ARS	20/12/2024	21/01/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 700.000	706.904	45,00%	ARS	23/12/2024	09/09/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 2.000	2.064.283	5,00%	USD	30/12/2024	29/06/2025
Préstamo Chubut	CTR	\$ 25.197	25.486	BADLAR + 6%	ARS	21/07/2023	22/07/2025
Préstamo Macro	CTR	\$ 200.000	206.293	BADCOR + 10%	ARS	08/07/2024	06/01/2025
Préstamo BPN	CTR	\$ 96.863	98.456	89,00%	ARS	30/06/2023	01/07/2025
Préstamo BPN	CTR	\$ 404.632	421.608	52,80%	ARS	31/07/2024	02/08/2026
Préstamo BPN	CTR	\$ 44.963	46.849	52,80%	ARS	31/07/2024	02/08/2026
Préstamo Bapros	CTR	\$ 992.000	1.036.518	45,50%	ARS	25/11/2024	25/03/2025
Préstamo Chubut	CTR	\$ 57.591	59.336	BADLAR + 6%	ARS	10/10/2023	09/10/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 457.638	471.744	45,00%	ARS	21/05/2024	06/02/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 160.914	166.200	54,50%	ARS	15/10/2024	07/07/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 439.267	454.094	45,00%	ARS	27/11/2024	04/08/2025
Préstamo Supervielle	CTR	USD 2.900	2.997.904	4,15%	USD	16/12/2024	24/01/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 700.000	706.904	45,00%	ARS	23/12/2024	09/09/2025
Pagaré	GMSA/CTR		51.819.411				
Descuento de cheques	GMSA		18.480.700				
Descubiertos bancarios	GMSA		11.251.227				
Sociedades relacionadas - arrendamiento financiero RGA (Nota 23)	GLSA		17.528.153				
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR/GMOP		870.247				
Subtotal			166.047.434				
Total deuda financiera			1.414.370.470				

(*) GMSA tiene UVA 380 miles de VR de ON Clase XXXIV Coemisión.

(a) A partir del 1 de junio de 2022 los intereses de las Obligaciones Negociables Clase X se devengarán a una tasa del 9,875% anual, habiendo vencido el plazo previsto en el Suplemento para el perfeccionamiento del Gravamen en primer grado de privilegio sobre los Derechos Cedidos en Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas sin que se hayan obtenido los Consentimientos Requeridos de Garantía.

1. Análisis de los resultados (en miles de pesos)

Se detalla a continuación la composición de las ventas en unidades físicas:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2023	Var.	Var. %
	GWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	1.039	1.067	(28)	(3%)
Venta de energía Plus	674	744	(70)	(9%)
Venta de energía Res. 220	502	467	35	7%
Venta de energía Res. 21	471	258	213	83%
Venta de energía Res. 287	393	-	393	100%
	3.079	2.536	543	21%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2023	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	16.451.573	6.199.624	10.251.949	165%
Venta de energía Plus	65.706.294	18.780.118	46.926.176	250%
Venta de energía Res.220	53.102.043	19.456.315	33.645.728	173%
Venta de energía Res. 21	61.490.326	19.312.307	42.178.019	218%
Venta de energía Res. 287	26.633.605	-	26.633.605	100%
Venta de energía Perú	15.772.908	-	15.772.908	100%
Total	239.156.749	63.748.364	175.408.385	275%

Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (en miles de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2023	Var.	Var. %
Ventas de energía	239.156.749	63.748.364	175.408.385	275%
Ventas netas	239.156.749	63.748.364	175.408.385	275%
Costo de compra de energía eléctrica	(34.467.880)	(11.883.769)	(22.584.111)	190%
Consumo de gas y gasoil de planta	(14.912.398)	(4.541.853)	(10.370.545)	228%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(9.945.063)	(2.820.938)	(7.124.125)	253%
Plan de beneficios definidos	(137.732)	(37.888)	(99.844)	264%
Servicios de mantenimiento	(13.486.367)	(2.430.882)	(11.055.485)	455%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(55.380.800)	(13.322.346)	(42.058.454)	316%
Seguros	(7.192.708)	(1.307.386)	(5.885.322)	450%
Diversos	(4.114.717)	(965.929)	(3.148.788)	326%
Costo de ventas	(139.637.665)	(37.310.991)	(102.326.674)	274%
Resultado bruto	99.519.084	26.437.373	73.081.711	276%
Tasas e impuestos	(498.965)	(153.653)	(345.312)	225%
Gastos de comercialización	(498.965)	(153.653)	(345.312)	225%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(1.260.074)	(388.655)	(871.419)	224%
Honorarios profesionales	(11.712.681)	(3.448.629)	(8.264.052)	240%
Honorarios directores	(597.648)	(109.107)	(488.541)	448%
Movilidad, viáticos y traslados	(1.020.485)	(467.262)	(553.223)	118%
Tasas e impuestos	(198.067)	(56.878)	(141.189)	248%
Donaciones	(58.313)	(10.663)	(47.650)	447%
Diversos	(570.580)	(395.452)	(175.128)	44%
Gastos de administración	(15.417.848)	(4.876.646)	(10.541.202)	216%
Otros ingresos operativos	1.565.690	49.032	1.516.658	3093%
Otros egresos operativos	(54.401)	(30.730)	(23.671)	77%
Deterioro de activos financieros	(8.517.051)	-	(8.517.051)	100%
Resultado operativo	76.596.509	21.425.376	55.171.133	258%
Intereses comerciales, netos	(3.057.618)	(3.480.737)	423.119	(12%)
Intereses por préstamos, netos	(149.234.009)	(26.911.468)	(122.322.541)	455%
Gastos y comisiones bancarias	(8.519.324)	(1.489.734)	(7.029.590)	472%
Diferencia de cambio, neta	15.643.093	41.346.791	(25.703.698)	(62%)
Diferencia de cotización UVA	(79.561.004)	(21.253.059)	(58.307.945)	274%
RECPAM	(8.868.731)	(6.521.050)	(2.347.681)	36%
Otros resultados financieros	6.148.435	3.169.649	2.978.786	94%
Resultados financieros, netos	(227.449.158)	(15.139.608)	(212.309.550)	1402%
Resultados participación en asociadas	(844.706)	(752.890)	(91.816)	12%
Resultado antes de impuestos	(151.697.355)	5.532.878	(157.230.233)	(2842%)
Impuesto a las ganancias	(58.777.002)	(1.258.374)	(57.518.628)	4571%
(Pérdida)/Ganancia del ejercicio	(210.474.357)	4.274.504	(214.748.861)	(5024%)
Otros resultado integral del ejercicio				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>				
Plan de beneficios definidos	(144.185)	(17.115)	(127.070)	742%
Revalúo de propiedades, planta y equipos	183.847.272	-	183.847.272	100%
Efecto en el impuesto a las ganancias	(64.296.080)	5.990	(64.302.070)	(1073490%)
Diferencias de conversión	20.254.307	88.333.950	(68.079.643)	(77%)
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados:</i>				
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	23.855.645	43.855.717	(20.000.072)	(46%)
Ganancia de otro resultado integral del ejercicio	163.516.959	132.178.542	31.338.417	24%
Total de resultados integrales del ejercicio	(46.957.398)	136.453.046	(183.410.444)	(134%)

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$239.156.749 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, comparado con los \$63.748.364 para el ejercicio 2023, lo que equivale a un aumento de \$175.408.385 (275%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la venta de energía fue de 3.079 GWh, lo que representa un aumento del 21% comparado con los 2.536 GWh para el ejercicio 2023.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con el ejercicio anterior:

- i) \$16.451.573 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 165% respecto de los \$6.199.624 para el ejercicio 2023. Esto se debe, principalmente, al aumento de tarifa para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respecto el ejercicio 2023. Adicionalmente, la TG04 de CTE fue remunerada por energía base desde su habilitación comercial, el 8 de diciembre de 2023, hasta la habilitación del contrato Res. 287 del cierre de ciclo, el 17 de abril de 2024. También, se realizaron pruebas en CTAS que fueron remuneradas bajo esta Resolución en agosto y septiembre de 2024, que fue habilitada comercialmente el 1 de octubre de 2024. Y, por otro lado, la TG08 de CTMM fue remunerada por energía base desde su habilitación comercial, el 26 de junio de 2024, hasta la habilitación del contrato Res. 287 del cierre de ciclo, el 18 de diciembre de 2024.
- ii) \$65.706.294 por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 250% respecto de los \$18.780.118 para el ejercicio 2023. Dicha variación se explica principalmente por un incremento en el tipo de cambio y precio de la energía vendida.
- iii) \$37.588.569 por ventas de energía en el mercado a término a CAMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 227% respecto de los \$11.512.229 del ejercicio 2023. Dicha variación se explica principalmente por un incremento en el tipo de cambio.
- iv) \$53.102.043 por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó un aumento del 173% respecto de los \$19.456.315 para el ejercicio 2023. Esto se debe principalmente a un incremento en el tipo de cambio para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respecto el ejercicio 2023, y un aumento en la cantidad de energía vendida bajo esta Resolución.
- v) \$26.633.605 por ventas de energía bajo Res. 287, lo que representó un aumento del 100% respecto del ejercicio 2023. Esto se debe a la finalización y habilitación comercial por parte de CAMESA de: la obra de ampliación y cierre de ciclo combinado de la CTE, el 17 de abril de 2024; la habilitación comercial de las TG01 y TG02 de la CTAS, el 17 de septiembre de 2024 y el 1 de octubre 2024 respectivamente; y la habilitación comercial del cierre de ciclo de las unidades TG08 y TV09 de la CTMM, el 18 de diciembre de 2024.
- vi) \$ 15.772.908 por ventas de energía en Perú, lo que representó un aumento del 100% respecto del ejercicio 2023, dado por la consolidación de GMOP a partir del 1 de abril de 2024, como consecuencia de la firma del Acuerdo de Accionistas. GMSA a partir de la fecha de dicho acuerdo cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP en virtud de que GMSA dirige las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir de 1 de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de \$139.637.665 comparado con \$37.310.991 del ejercicio 2023, lo que equivale a un aumento de \$102.326.674 (274%).

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con el ejercicio anterior:

- i) \$34.467.880 por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 190% respecto de \$11.883.769 para el ejercicio 2023.
- ii) \$14.912.398 por consumo de gas, lo que representó un aumento de \$4.541.853 respecto de los \$10.370.545 para el ejercicio 2023, debido principalmente a la habilitación, en abril de 2023, del autogenerador TG1y2 de CTMM que consume gas reconocido parcialmente por CAMMESA y, a partir de septiembre de 2024, también consume gas el ciclo combinado de CTMM Res. 287.
- iii) \$55.380.800 por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 316% respecto de los \$13.322.346 para el ejercicio 2023. Esta variación se origina, principalmente, por las altas de propiedades, planta y equipo ocurridas durante los últimos doce meses. Además, por el traspaso a activos amortizables de: las obras de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE en abril de 2024, la TG08 de la CTMM en junio de 2024, la TG01 y TG02 de la CTAS en octubre de 2024, la TV09 del cierre de ciclo de la CTMM en diciembre de 2024. Esto no implica una salida de caja.
- iv) \$9.945.063 por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento del 253% respecto de los \$2.820.938 para el ejercicio 2023. Dicha variación se explica por los incrementos salariales y la incorporación del personal de GMOP por consolidación, a partir del 1 de abril de 2024.
- v) \$13.486.367 por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 455% respecto de los \$2.430.882 para el ejercicio 2023. Esto se debe principalmente a un aumento en los cargos fijos de los contratos de CTE y CTMM, un aumento en los cargos variables por las turbinas que se pusieron en marcha en 2024 (TG04 de CTE, TG08 de CTMM y TG01 y TG02 de CTAS), la incorporación de servicios de mantenimiento de GMOP por consolidación a partir del 1 de abril de 2024 y un aumento en el tipo de cambio para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respecto el ejercicio 2023.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 arrojó una ganancia de \$99.519.084, comparado con una ganancia de \$26.437.373 para el ejercicio 2023, representando un aumento del 276%.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$498.965 comparado con los \$153.653 para el ejercicio 2023, lo que equivale a un aumento de \$345.312. En parte, se debe a la variación en el monto de ventas, dado por el incremento en el tipo de cambio.

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendieron a \$15.417.848, comparado con los \$4.876.646 para el ejercicio 2023, lo que equivale a un aumento de \$10.541.202 (216%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- i) \$11.712.681 de honorarios profesionales, lo que representó un aumento del 240% respecto de los \$3.448.629 para el ejercicio 2023. Dicha variación se debe al aumento de los gastos por facturación de servicios administrativos realizados por RGA.

- ii) \$597.648 de honorarios de directores, lo que representó un aumento del 448% comparado con los \$109.107 para el ejercicio 2023. Corresponde a la provisión de honorarios de directores de GMSA y CTR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Otros Ingresos y Egresos Operativos:

Los otros ingresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendieron a \$1.565.690 lo que representó un aumento de \$1.516.658 comparado con los \$49.032 para el ejercicio 2023.

Los otros egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendieron a \$54.401, aumentando \$23.671 con respecto al ejercicio 2023.

Deterioro de activos financieros:

El resultado negativo por deterioro de activos financieros fue de \$8.517.051 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, reconociendo un deterioro de créditos por ventas de GMSA y CTR con CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024 (ver nota 2 a los estados financieros consolidados).

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue una ganancia de \$76.596.509, comparado con una ganancia de \$21.425.376 para el ejercicio 2023, representando un aumento de \$55.171.133 (258%).

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 totalizaron una pérdida de \$227.449.158, comparado con una pérdida de \$15.139.608 para el ejercicio 2023, representando un aumento de \$212.309.550.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- i) \$149.234.009 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 455% respecto de los \$26.911.468 de pérdida para el ejercicio 2023. Dicha variación se debe a un aumento de la deuda financiera.
- ii) \$15.643.093 de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de \$25.703.698 respecto de los \$41.346.791 de ganancia del ejercicio 2023.
- iii) \$79.561.004 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 274% comparado con la pérdida de \$21.253.059 para el ejercicio 2023, dado por un aumento de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVA, y al aumento de su cotización.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$151.697.355 comparada con una ganancia de \$5.532.878 para el ejercicio 2023, lo que representa un aumento de la pérdida \$157.230.233.

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de \$58.777.002 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, lo que representa un aumento de \$57.518.628 en comparación con los \$1.258.374 de resultado negativo del ejercicio 2023.

Resultado neto:

El resultado neto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue una pérdida de \$210.474.357, comparada con los \$4.274.504 de ganancia para el ejercicio 2023, lo que representa una disminución de la ganancia de \$214.748.861.

Resultados integrales:

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de \$163.516.959, e incluyen la variación en los planes de pensión y el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado en GMSA y CTR y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, más las diferencias de conversión, representando un aumento del 24% en comparación con los \$31.338.417 para el ejercicio 2023.

El resultado integral total del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue una pérdida de \$46.957.398, representando una disminución del 134% respecto de la ganancia integral para el ejercicio 2023, de \$136.453.046.

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior: (en miles de pesos)

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020
Activo no corriente	1.677.115.231	1.079.327.156	196.445.577	95.706.520	62.263.334
Activo corriente	183.055.173	150.561.041	41.845.796	24.302.714	8.874.581
Total activo	1.860.170.404	1.229.888.197	238.291.373	120.009.234	71.137.915
Patrimonio atribuible a los propietarios	107.979.758	163.307.000	41.982.277	24.680.391	14.475.751
Patrimonio no controladora	18.967.692	9.170.511	2.498.118	1.402.199	-
Total patrimonio	126.947.450	172.477.511	44.480.395	26.082.590	14.475.751
Pasivo no corriente	1.379.615.108	790.723.250	152.044.525	79.256.225	43.075.136
Pasivo corriente	353.607.846	266.687.436	41.766.453	14.670.419	13.587.028
Total pasivo	1.733.222.954	1.057.410.686	193.810.978	93.926.644	56.662.164
Total patrimonio y pasivo	1.860.170.404	1.229.888.197	238.291.373	120.009.234	71.137.915

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior:(en miles de pesos)

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020
Resultado operativo ordinario	76.596.509	21.425.376	12.069.489	10.113.698	7.975.512
Resultados financieros	(227.449.158)	(15.139.608)	(14.346.404)	(8.972.579)	(4.052.703)
Resultados participación en asociadas	(844.706)	(752.890)	(128.419)	(48.974)	-
Resultado neto ordinario	(151.697.355)	5.532.878	(2.405.334)	1.092.145	3.922.809
Impuesto a las ganancias	(58.777.002)	(1.258.374)	101.465	7.123.588	(2.008.284)
Resultado por operaciones continuas	(210.474.357)	4.274.504	(2.303.869)	8.215.733	1.914.525
Operaciones discontinuadas	-	-	(772.918)	(133.899)	-
Resultado del ejercicio	(210.474.357)	4.274.504	(3.076.787)	8.081.834	1.914.525
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones continuas	163.516.959	132.178.542	21.260.515	2.130.442	(44.045)
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	-	-	32.893	(3.070)	-
Otros resultados integrales	163.516.959	132.178.542	21.293.408	2.127.372	(44.045)
Total de resultados integrales	(46.957.398)	136.453.046	18.216.621	10.209.206	1.870.480

4. Estructura del flujo de efectivo comparativa con el ejercicio anterior:(en miles de pesos)

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020
Flujos de efectivo generados por las actividades operativas	67.427.093	10.466.341	8.826.592	9.208.451	8.488.315
Flujos de efectivo (aplicados a) las actividades de inversión	(35.957.863)	(19.534.818)	(5.197.279)	(3.087.004)	(3.499.140)
Flujos de efectivo (aplicados a)/generados por las actividades de financiación	(72.479.014)	25.141.075	(2.132.063)	(6.626.914)	(3.946.354)
(Disminución)/Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(41.009.784)	16.072.598	1.497.250	(505.467)	1.042.821

5. Índices comparativos con el ejercicio anterior:

	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020
Liquidez (1)	0,52	0,56	1,00	1,66	0,65
Solvencia (2)	0,06	0,15	0,22	0,26	0,26
Inmovilización del capital (3)	0,90	0,88	0,82	0,80	0,88
Rentabilidad (4)	(1,41)	0,04	(0,09)	0,40	0,14

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

(2) Patrimonio neto atribuible a los propietarios / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Resultado neto del ejercicio (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio

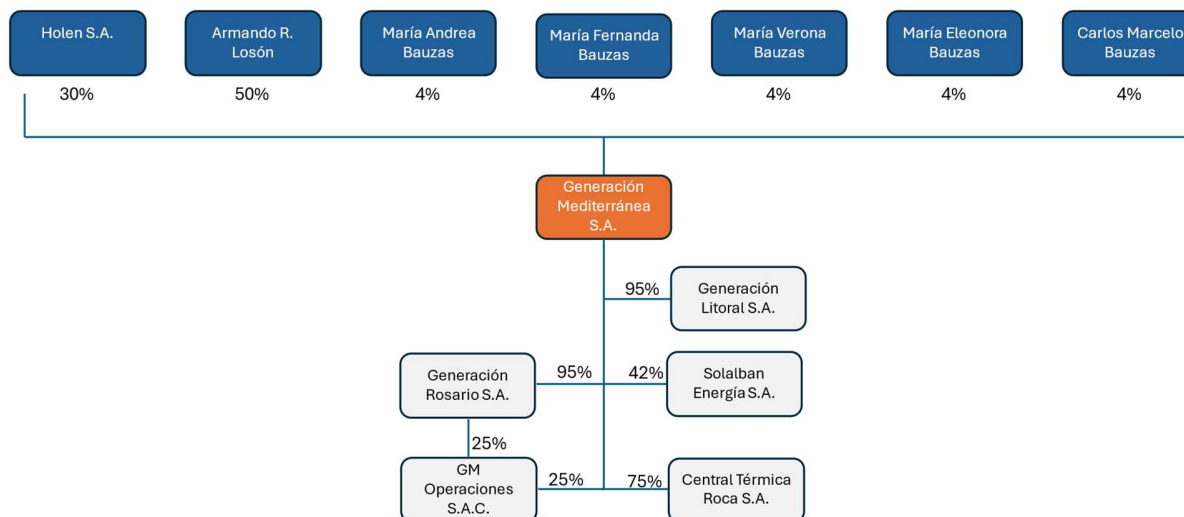
6. Honorarios facturados por la firma auditoría:

En virtud de lo requerido por el Código de Ética del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (IESBA), a continuación se detallan los honorarios facturados por los servicios prestados en el ejercicio 2024 a las sociedades GMSA, CTR, GROS, GELI y GMOP:

Servicios auditoría	\$ 687.057.486
Servicios que no son de auditoría	\$ 123.983.151
	\$ 811.040.637

4. ESTRUCTURA SOCIETARIA

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa al 31 de diciembre 2024:



Holen S.A., Armando Losón, Carlos Marcelo Bauzas, María Eleonora Bauzas, María Fernanda Bauzas, María Andrea Bauzas y María Verona Bauzas poseen el 5% restante de GROSA y GLSA.

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2024 el capital social de la Sociedad estaba compuesto por 203.123.895 acciones ordinarias nominativas, no endosables de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, distribuidas de la siguiente forma:

• Armando Roberto Losón	50,86% (103.305.078 acciones)
• Holen S.A.	29,14% (59.194.038 acciones)
• Carlos Marcelo Bauzas	4% (5.124.956 acciones)
• María Eleonora Bauzas	4% (5.124.956 acciones)
• María Verona Bauzas	4% (5.124.956 acciones)
• María Fernanda Bauzas	4% (5.124.956 acciones)
• María Andrea Bauzas	4% (5.124.956 acciones)

Organización de la toma de decisiones

Conforme se expresa en los diferentes apartados del Anexo IV del Título IV de las Normas de la CNV, que acompaña a esta Memoria, referido al grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario, las políticas y estrategias de la Sociedad son definidas por el Directorio para ser ejecutadas por cada uno de los sectores bajo la supervisión de las Gerencias correspondientes y del mismo Directorio inclusive.

Aquellas decisiones cuya magnitud y/o monto implicado resulten de importancia y/o relevantes, relacionadas a la administración de las actividades de la Sociedad, son resueltas en forma directa por el Directorio reunido especialmente a tal fin. De ser requerido en caso concreto, es la Asamblea de Accionistas, en sesión extraordinaria, la que se encarga de resolver. En todos los casos acaecidos durante el año 2024, las decisiones en la Asamblea de Accionistas han sido adoptadas por unanimidad, mientras que las relativas al Directorio han sido tomadas cumpliendo con las mayorías establecidas en el estatuto social.

Remuneraciones del Directorio

Las resoluciones de la Sociedad vinculadas a la determinación de los honorarios a regular para el Directorio, se ajustan a los límites y lineamientos previstos por el artículo 261 de la Ley N° 19.550 y los artículos 1° a 7° del Capítulo III del Título II de las Normas de la CNV.

5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2025

5.1 Perspectivas para el Mercado de Generadores Eléctricos en general

Tras las licitaciones para la contratación de potencia y energía nueva, organizadas desde 2016, se incorporaron numerosas centrales eléctricas como se describió en detalle. Los cambios regulatorios acaecidos desde entonces y en particular desde la inestabilidad financiera y económica iniciada en abril 2018, llevan a una situación compleja en el sector de generación eléctrica.

Similar situación se verificó en el sector de gas natural, que resulta fundamental para el abastecimiento eléctrico por su incidencia en la generación termoeléctrica. La reducción de precios de gas en boca de pozo llevó a niveles inferiores al costo de desarrollo de reservas, por lo cual las inversiones se detuvieron con la consiguiente reducción de producción.

El cambio de signo político en la Administración en diciembre 2019, acentuó la incertidumbre en el mercado eléctrico con demora en las decisiones necesarias para mantener condiciones adecuadas de suministro al mercado, que retomó su

crecimiento en 2021 hasta inicios de 2023, con desaceleramiento en el segundo semestre 2023. El año 2024 mostró una profundización de esta tendencia reciente.

El congelamiento de tarifas, precios y remuneraciones extendido en términos prácticos desde febrero 2019 con ajustes reducido en moneda corriente a consumidores finales, generaron un déficit fiscal creciente. La reducción del déficit sectorial se moderó en 2023 por efecto de menores costos de abastecimiento, y no por ajustes en los ingresos tarifarios, en un contexto devaluatorio e inflacionario muy relevante.

En el año 2024 debe destacarse el incremento el precio estacional sobre los usuarios comerciales y, desde la segunda mitad del año, sobre los sectores residenciales de ingresos medios y bajos, determinando un mayor nivel de cubrimiento del precio estacional sobre el costo monómico de generación.

Desde la segunda mitad del 2024 se verificaron incrementos a nivel nacional en el precio estacional y el transporte. Adicionalmente, en el AMBA se instrumentaron significativos incrementos sobre los Costos Propios de Distribución de Edenor y Edesur. • En 2024 las tarifas residenciales y comerciales del AMBA se incrementaron un 34% y 75%, respectivamente, evaluadas en moneda constante y en un 45% y 88% en dólares.

En el mes de febrero de 2025, a través de la Resolución 21/2025 del Ministerio de Economía, se inició el proceso de desregulación del sector de energía eléctrica, modificando aspectos normativos sensibles para el sector. Para dar cuenta del impacto que tendrá la medida, será necesario analizar las resoluciones adicionales que seguramente se publicarán en las próximas semanas. La resolución habilita a los nuevos proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a celebrar contratos de abastecimiento en el Mercado a Término. Complementariamente, se ha derogado la Resolución N°354/2020 y se habilita la gestión de los combustibles por parte de los generadores térmicos. Adicionalmente, se dispuso la finalización del Servicio de Energía Plus y se incrementaron las penalidades por la energía no entregada. Consideramos que en 2025 el proceso inversor finalizará con la Cogeneración de Arroyo Seco y aguardará el establecimiento de las nuevas reglas de funcionamiento con restitución de ingresos y estabilización financiera del sistema eléctrica. No obstante, el monitoreo de la viabilidad legal y social de los ajustes que se procuran establecer en un corto plazo de tiempo, es necesario para corroborar una transición correcta y con cumplimiento en los nuevos valores de ingreso de los diferentes actores.

También se verificará este proceso de cambio radical den el funcionamiento de los últimos 22 años en un contexto de reversión de la tendencia positiva de la demanda de electricidad, con reducción probable de la misma al menos en este año.

Las perspectivas de abastecimiento de combustibles en el invierno 2025 mejorarán por la utilización plena del nuevo gasoducto y la posibilidad de abastecer de combustible propio a algunas centrales. Varias de las centrales del Grupo Albanesi contarán con una mejora en el abastecimiento.

5.2 Perspectivas de la Sociedad

Energía Eléctrica

La dirección de la Sociedad espera para el año 2025 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados, cumpliendo todos los requerimientos de los contratos de demanda, así como el abastecimiento a los grandes usuarios del MEM. En cuanto al despacho, la concreción y puesta en marcha de los proyectos de cierre de ciclo de la CTE y de la CTMM provoca un mayor despacho de estas unidades y en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica y consumo de combustible.

Para el año 2025 se espera realizar una eficiente gestión operativa de la Central de Cogeneración de la Nueva Refinería de Talara, propiedad de Petroperú, localizada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El principal objetivo de la Sociedad es proveer eficientemente de energía eléctrica, vapor y condensado a la Refinería de PETROPERÚ operando y manteniendo correctamente las unidades de cogeneración.

Situación Financiera

Durante el presente ejercicio la Sociedad tiene como objetivo asegurar el financiamiento para el avance de las obras de inversión descritas de acuerdo a los cronogramas presupuestados. Mientras tanto, se continuará optimizando la estructura de financiamiento asegurando un desendeudamiento gradual de la compañía.

6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS

En cumplimiento de las disposiciones legales vigentes, el Directorio de la Sociedad manifiesta que el resultado del ejercicio arroja una pérdida que asciende a la suma de \$208.311.636 miles, obteniendo así resultados no asignados acumulados negativos al 31 de diciembre de 2024 por \$226.493.471 miles.

La Asamblea de Accionistas deliberará y decidirá finalmente el destino de las utilidades acumuladas detalladas anteriormente.

7. AGRADECIMIENTOS

Resulta importante para el Directorio manifestar su agradecimiento a todos los empleados de la Sociedad por la labor realizada durante el ejercicio que ha resultado fundamental para los logros técnicos y económicos obtenidos. Asimismo, reconoce expresamente la contribución de clientes y proveedores así como de las entidades bancarias y demás colaboradores que han trabajado para una mejor gestión de la compañía durante el ejercicio.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2025.

EL DIRECTORIO