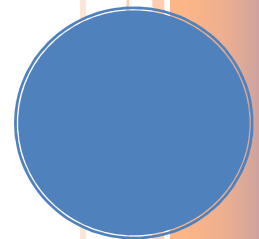




ALBANESI ENERGÍA S.A.

Memoria Ejercicio 2023



Albanesi Energía S.A.

Memoria Ejercicio 2023

Contenido

1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA	1
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO	2
3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2023	5
4. ESTRUCTURA SOCIETARIA	34
5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2024.....	35
6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS	38
7. AGRADECIMIENTOS	38

Memoria Ejercicio 2023

Sres. Accionistas de AESA,

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 2023.

1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA

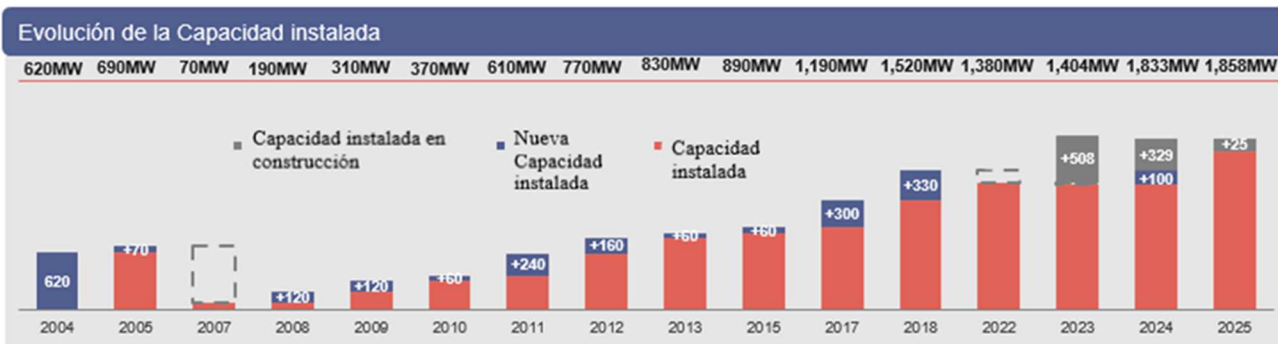
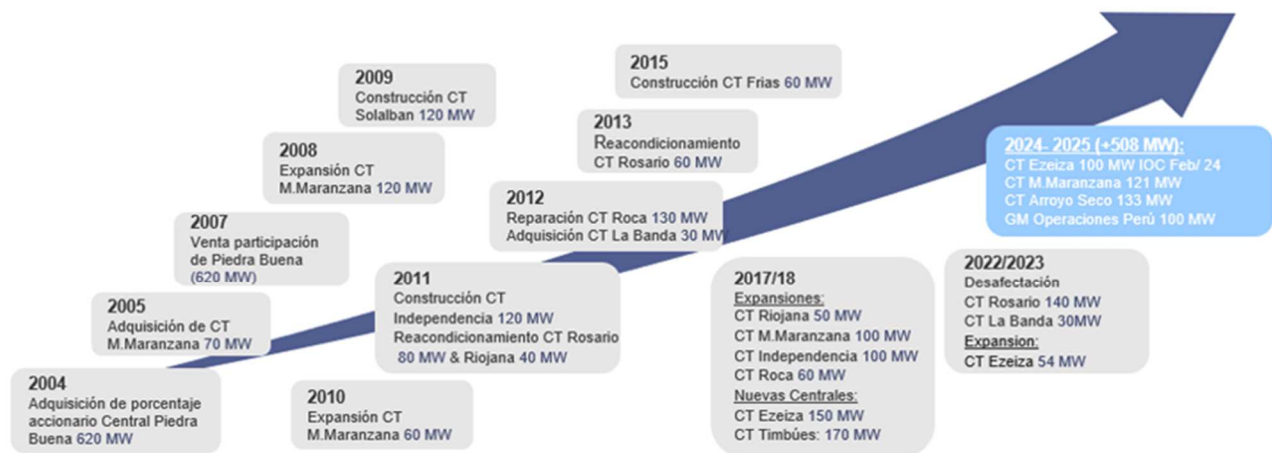
AESA, es una sociedad cuya actividad principal es la generación y venta de energía eléctrica y vapor a través de un sistema de cogeneración. La capacidad nominal instalada es de 170 MW, bajo la Resolución SEE 21/16.

Con fecha 24 de febrero de 2018 la Central Térmica de Cogeneración Timbúes quedó habilitada comercialmente para operar en el MEM hasta una potencia de 172 MW, y con fecha 11 de febrero de 2019 quedó habilitada para la generación y entrega de vapor.

La Sociedad se encuentra situada en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fe.

El Grupo Albanesi posee a la fecha de firma de los presentes estados financieros una capacidad instalada total de 1.404 MW, ampliándose con 356 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados.

El Grupo Albanesi se insertó en el mercado energético en 2004 con la adquisición de la central térmica Luis Piedra Buena S.A. De esta forma el desarrollo del segmento eléctrico pasó a formar parte de uno de los objetivos principales del Grupo.



2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

Las proyecciones sitúan el crecimiento mundial en 3,1% en 2024 y en 3,2% en 2025; esto se debe a una resiliencia mayor de lo esperado en Estados Unidos y en varias economías de mercados emergentes y en desarrollo importantes, así como al estímulo fiscal en China, según informe de enero 2024 del World Economic Outlook de Fondo Monetario Internacional (FMI). De todos modos, las previsiones para 2024 y 2025 son inferiores al promedio histórico de 3,8% (2000 y 2019), ante las elevadas tasas de interés de política monetaria para combatir la inflación, el repliegue del apoyo fiscal en un entorno de fuerte endeudamiento que frena la actividad económica y el bajo crecimiento de la productividad subyacente. La inflación está disminuyendo más rápidamente de lo previsto en la mayoría de las regiones, mientras se disipan los problemas en el lado de la oferta y se aplica una política monetaria restrictiva. Se prevé que el nivel general de inflación a escala mundial descienda a 5,8% en 2024 y a 4,4% en 2025, lo que supone una revisión a la baja del pronóstico para 2025.

Ante la desinflación y el crecimiento firme, la probabilidad de que se produzca un aterrizaje brusco ha remitido, y los riesgos para el crecimiento mundial están en general equilibrados. Por el lado positivo, una desinflación más rápida podría dar lugar a una mayor distensión de las condiciones financieras. Una política fiscal más laxa de lo necesario y de lo asumido en las proyecciones podría comportar un aumento temporal del crecimiento. Un mayor dinamismo de las reformas estructurales podría impulsar la productividad y dar lugar a efectos secundarios transfronterizos positivos. Por el lado negativo, las nuevas escaladas de los precios de las materias primas a causa de los shocks geopolíticos —como son los continuos ataques en el mar Rojo— y las perturbaciones de la oferta, o una mayor persistencia de la inflación subyacente, podrían prolongar las condiciones monetarias restrictivas. Una profundización de los problemas del sector inmobiliario en China o la desestabilización provocada en otros lugares por las subidas de impuestos y los recortes del gasto también podrían causar decepción en cuanto al crecimiento.

A corto plazo, las autoridades enfrentan el reto de gestionar con éxito el descenso final de la inflación hasta la meta, calibrando la política monetaria en respuesta a la dinámica de la inflación subyacente y, allí donde las presiones sobre precios y salarios claramente se estén disipando, ajustándola a una orientación menos restrictiva. Al mismo tiempo, en muchos casos, visto que la inflación desciende y las economías están en mejores condiciones para absorber los efectos del ajuste presupuestario, es preciso prestar una atención renovada a la consolidación fiscal con el fin de restablecer la capacidad presupuestaria y poder abordar shocks futuros, recaudar ingresos para nuevas prioridades de gasto y frenar el incremento de la deuda pública. La aplicación de reformas estructurales focalizadas y ordenadas reforzaría el crecimiento de la productividad y la sostenibilidad de la deuda, además de acelerar la convergencia hacia niveles de ingreso superiores. Es preciso aumentar la eficiencia de la coordinación multilateral, entre otras cosas, para facilitar la resolución de la deuda, evitar las situaciones críticas causadas por el sobreendeudamiento y crear espacio para las inversiones necesarias, así como para mitigar los efectos del cambio climático.

Contexto regional

Según informe de enero 2024 del World Economic Outlook de FMI, en América Latina y el Caribe, se proyecta que el crecimiento disminuya de 2,5% estimado en 2023 a 1,9% en 2024, y que aumente hasta 2,5% en 2025. La revisión del pronóstico para 2024 se debe al crecimiento negativo de Argentina en el contexto de un ajuste significativo de la política económica para restablecer la estabilidad macroeconómica. Como en otras economías importantes de la región, se registran mejoras de 0,2 puntos porcentuales para Brasil y 0,6 puntos porcentuales para México, principalmente a causa

de los efectos de arrastre de una demanda interna más fuerte de lo esperado y un crecimiento mayor de lo previsto en los principales socios comerciales.

Argentina

El informe de enero 2024 del World Economic Outlook de FMI, en 2023 decreció 1,1% para Argentina. El FMI proyecta una disminución de crecimiento 2,8% en el 2024 y un crecimiento de 5% en el 2025.



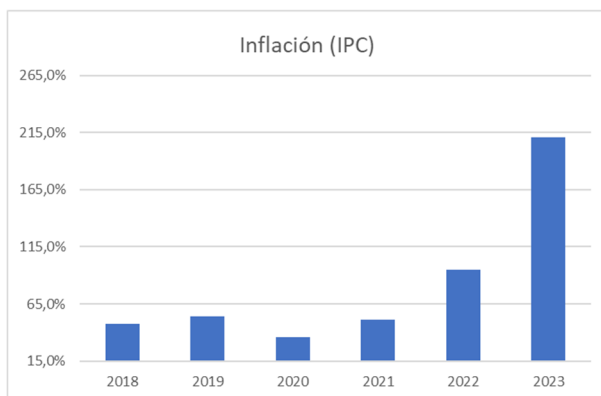
En diciembre de 2023, el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) decreció 4,5% respecto al mismo mes de 2022.

En la misma dirección, y de acuerdo al Informe de Avance del Nivel de Actividad que elabora el INDEC, la estimación preliminar del producto interno bruto (PIB), en el segundo trimestre de 2023, muestra una caída de 4,9% con relación al mismo período del año anterior.

El PIB desestacionalizado del segundo trimestre de 2023, con respecto al primer trimestre de 2023, arroja una variación de -2,8%, mientras que la tendencia ciclo muestra una variación de -2,0%.

En diciembre de 2023, el Índice de producción industrial manufacturero (IPI manufacturero) muestra una caída de 12,8% respecto a igual mes de 2022. El acumulado enero-diciembre de 2023 presenta una disminución de 1,8% respecto a igual período de 2022. En diciembre de 2023, el índice de la serie desestacionalizada muestra una variación negativa de 5,4% respecto al mes anterior y el índice serie tendencia-ciclo registra una baja de 0,6% respecto al mes anterior.

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 noviembre de 2023, las exportaciones alcanzaron 4.872 millones de dólares y las importaciones, 5.487 millones de dólares. El intercambio comercial (exportaciones más importaciones) disminuyó 19,6% en relación con igual mes del año anterior, y alcanzó un monto de 10.359 millones de dólares. La balanza comercial mostró un déficit de 615 millones de dólares, el décimo registro negativo del año.

Las exportaciones cayeron 31,6% respecto a noviembre de 2022 (-2.250 millones de dólares), debido a una baja de 22,1% en las cantidades y de 12,2% en los precios. Las series desestacionalizada y tendencia-ciclo se redujeron 0,4% y 0,2% respectivamente con relación a octubre de 2023. Todos los rubros disminuyeron: los productos primarios (PP), 54,2%; las manufacturas de origen agropecuario (MOA), 37,5%; las manufacturas de origen industrial (MOI), 15,0%; y los combustibles y energía (CyE), 9,5%.

Las importaciones descendieron 4,8% respecto a noviembre de 2022 (-275 millones de dólares), debido a una caída de 2,0% en los precios y de 2,9% en las cantidades. En términos desestacionalizados, las compras al exterior aumentaron 1,2%, mientras que la tendencia-ciclo cayó 0,7% con relación a octubre de 2023. A nivel de uso económico, se redujeron las importaciones de vehículos automotores de pasajeros (VA), 62,3%; bienes de capital (BK), 19,2%; y combustibles y lubricantes (CyL), 14,9%. Resto aumentó 72,0%, fundamentalmente por la mayor compra de bienes despachados mediante servicios postales (couriers); bienes intermedios (BI), 3,4%; bienes de consumo (BC), 0,8%; y piezas y accesorios para bienes de capital (PyA), 0,5%.

El tipo de cambio oficial mayorista concluyó el 2023 en \$808,45 por lo que la devaluación acumulada en 2023 alcanzó el 356%.

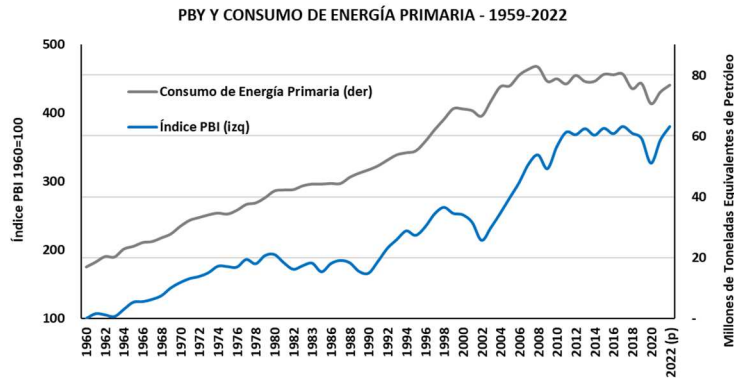
Según el informe monetario mensual del BCRA, en diciembre la Base Monetaria se ubicó en promedio en \$9,2 billones, lo que implicó una expansión mensual de 18,1% (\$1.412 mil millones) a precios corrientes.

Las Reservas Internacionales del BCRA finalizaron diciembre con un saldo de USD23.073 millones, registrando una suba de USD1.560 millones respecto a fines de noviembre. Sobre esta dinámica incidió la corrección cambiaria y la reducción en la brecha respecto de los tipos de cambios financieros, lo que le permitió al BCRA realizar compras netas de divisas por casi USD2.900 millones en las últimas 12 jornadas del año.

Características estructurales del sector energético

La demanda y consumo energético en la Argentina evidencia una correlación positiva con el Producto Bruto Interno como sucede en países con desarrollo económico intermedio. Esta correlación implica que, a mayor crecimiento económico, la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. La evolución inversa cuando decrece la economía también se cumple, aunque con menor intensidad ya que a disminución de la actividad económica se corresponde una reducción en el consumo energético de menor magnitud.

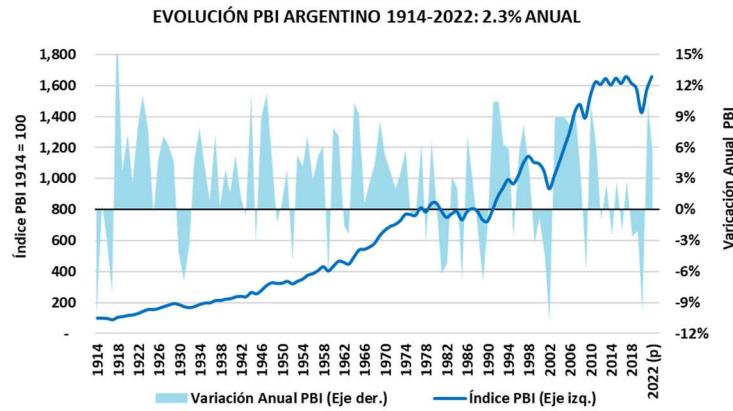
El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2.6% desde 1959 hasta 2022¹, y un promedio anual normalizado de solo 0.7% anual desde la gran crisis de 2002. Tras la importante caída de consumo energético y del PBI en 2020 de -8.6% y -9.9% respectivamente, se produjo una reversión relevante en 2021 con +5.4% y +10.3% respectivamente. Nuestra estimación preliminar para 2022 indica una recuperación menor de +3.1% en consumo energético, y +5.5% del PBI.



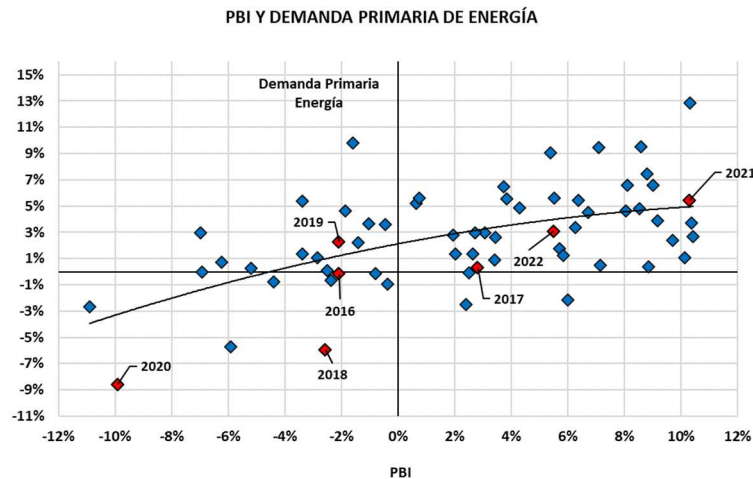
Los cambios de políticas económicas alteran las variaciones de consumo energético. En 2018 la recesión de -2.6% - tras la buena marcha de 2017 con +2.8% - con temperaturas inferiores a las del año previo en meses de verano, impactaron en la demanda de energía, que se redujo -6.0% interanual. En 2019 pese a la nueva caída del PBI de -2.1% respecto a 2018, se produjo un incremento en el consumo energético de 2.2% respecto a 2018, con influencia de tarifas de gas y electricidad congeladas desde inicios de año, y precios de combustibles congelados desde agosto 2019.

Las consecuencias de las medidas de restricción impuestas para contener los efectos de la pandemia COVID 19 desde marzo 2020, impactaron de modo contundente en la economía argentina. Durante 2020, las medidas de aislamiento derivaron en una contracción económica histórica de -9.9%. La reducción en el consumo energético también fue histórica, con reducción de -8.6% pese a las bajas temperaturas del invierno en relación al invierno 2019.

¹ Datos oficiales de Secretaría de Energía desde 1959 a 2021, y estimación preliminar asumida por G&G Energy Consultants para 2022.



En 2021, la economía se recuperó con crecimiento de +10.3% anual según datos del INDEC con incremento de +5.3% en consumo energético. Las primeras estimaciones que elabora G&G Energy Consultants para el consumo de energía en 2022 muestran una expansión de +3.1% con temperaturas algo más frías que las históricas en mayo y junio 2022.



Los cambios macroeconómicos iniciados en diciembre 2023 incluyen como un ítem esencial al retiro de subsidios energéticos de gas y electricidad, con inicio de recomposición de tarifas energéticas desde febrero 2024 a pesar de la recesión económica incipiente.

El crecimiento del consumo energético en años de la primera década del siglo XXI fue resultado de un crecimiento económico elevado, impulsado preponderantemente por los segmentos Residencial y Comercial en su demanda de diversos productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de electricidad. El estancamiento económico entre 2011 y 2020 con alternancia entre años positivos y negativos de similar nivel, redujo las tasas de crecimiento del consumo energético que se situaron sobre la media histórica entre 2003 y 2011. Probablemente los niveles tarifarios de combustibles, gas y electricidad deprimidos de aquellos años hayan incentivado el consumo energético en este periodo, aunque probaron ser insostenibles para la macroeconomía argentina.

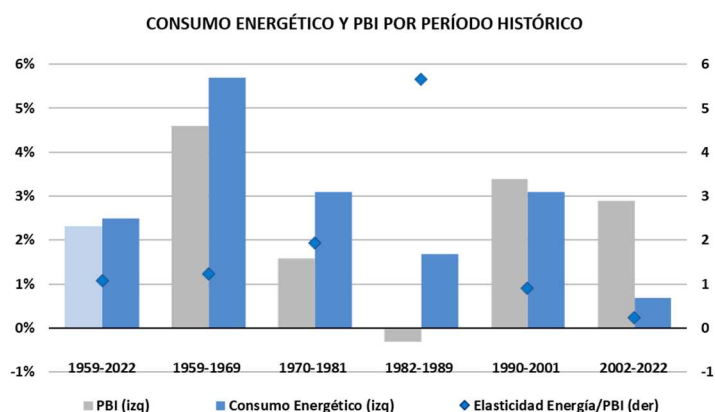
La elasticidad del consumo energético en relación al PBI² en los últimos dos grandes ciclos político-económicos – década de 1990 y de 2000-2023 - es menor a décadas previas. Las restricciones a la demanda energética por suministro

² Los datos de 1982-1989 muestran elasticidad aparentemente elevada porque la volatilidad del PBI arroja promedio negativo, que distorsiona el cálculo.

insuficiente, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta local, tuvieron impacto en la economía. Si existiera un proceso de crecimiento económico sólido en el futuro, la necesidad de abastecimiento energético sin dudas será creciente y mayor al de los últimos veinte años.

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2023	2.2%	2.5%	1.1
1959-1969	4.6%	5.7%	1.2
1970-1981	1.6%	3.1%	1.9
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.7
1990-2001	3.4%	3.1%	0.9
2002-2023	2.7%	0.7%	0.3

Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011, junto con crecimiento moderado de demanda energética en términos amplios³, generaron problemas en el suministro efectivo de la demanda. La prioridad de abastecimiento de consumidores del segmento Residencial-Comercial de gas y electricidad junto a la recuperación industrial de pequeña y mediana relevancia dio lugar a restricciones y menor crecimiento del consumo energético de grandes consumidores.

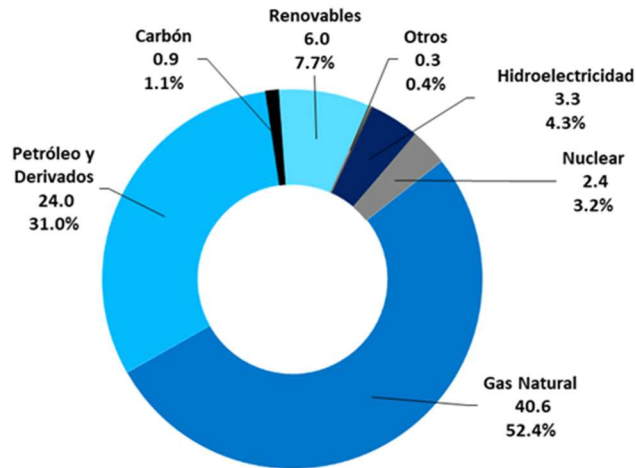


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos fósiles, con 86.8% en 2016, 86.5% en 2017, 85.8% en 2018, 86.1% en 2019; 85.4% en 2020; 85.1% en 2021. En 2022 la tendencia no se modificó, con 86.0%. Estimamos cambios poco significativos en 2023, probablemente en 84.5% por incremento de oferta hidroeléctrica y nuclear en el sector eléctrico junto a un crecimiento más moderado de fuentes renovables⁴.

³ Cuando se analiza algún subsector en particular como el eléctrico, se advierte que la tasa de crecimiento de la demanda es superior a la del crecimiento del PBI.

⁴ Últimos datos oficiales de 2022. Estimación de 2023 elaborada por G&G Energy Consultants, expresado en millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo para Consumo Primario Energético.

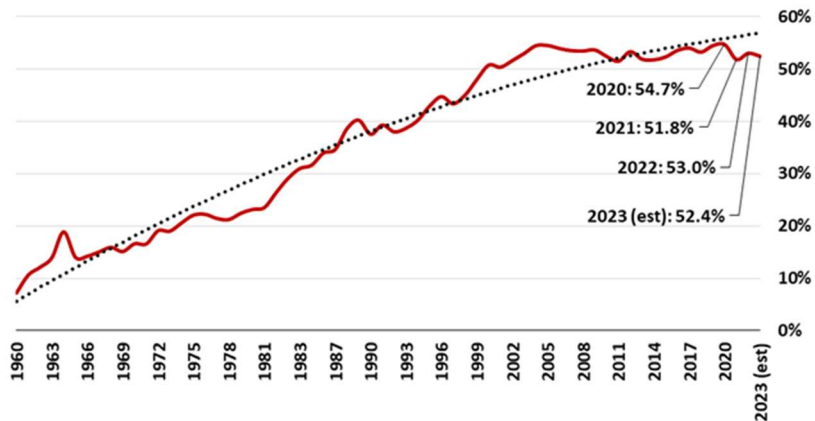
**CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA
PROVISORIO ESTIMADO 2023 (77.47 Millones TEP)**



Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad en modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo en favor de fuentes hidroeléctricas, nuclear, o renovables. Igualmente, las diferentes Administraciones mantienen políticas de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento eléctrico, a pesar del financiamiento escaso y limitaciones en líneas de transmisión eléctrica.

La participación del gas natural en el consumo energético primario (53.2% en 2018, 54.5% en 2019, 54.7% en 2020, 51.8% en 2021, 53.0% en 2022, y un estimado de 52.4% en 2023), fluctúa en función de las cantidades importadas de gas natural desde Bolivia, Gas Natural Licuado (GNL), y producción local desde distintas cuencas. A pesar de la mayor producción de 2019, y 2021-2023, la demanda de gas continúa parcialmente insatisfecha en meses de invierno en segmentos como Industrial y Generación Termoeléctrica. En el invierno 2020 se evidenció un mayor déficit de oferta por la reducción de producción comercial local de gas – el mayor porcentaje de caída anual de las últimas décadas –, que se mitigó parcialmente por la recuperación de cuenca Neuquina en los inviernos 2021 y 2022.

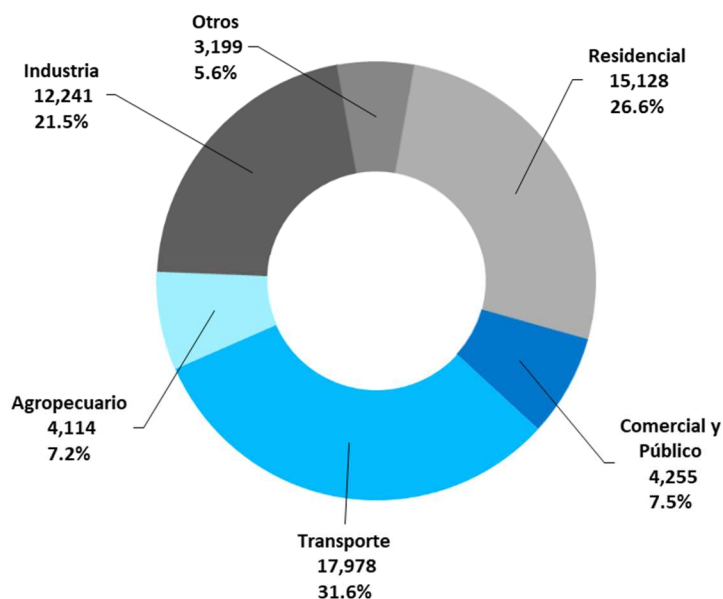
PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA EN ARGENTINA



El Consumo Energético Final en la Argentina – esto es, el Consumo Primario Energético neto de las pérdidas intrínsecas en la propia producción y transporte de productos energéticos primarios y de la transformación en productos energético finales, se distribuye en forma equilibrada entre Transporte⁵, Industria y Residencial/Comercial. Esta distribución es similar a otros países en desarrollo con territorio extenso y tamaño medio de población.

⁵ Puede advertirse la fuerte contracción en el Transporte en el aislamiento de 2020.

**ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2022 (56.9
Millones TEP)**



Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura sesgada hacia el Petróleo y Gas, característica de grandes exportadores de hidrocarburos como Medio Oriente, Rusia, países exportadores de LNG de África, o Venezuela.
- Adicionalmente, posee la particularidad que entre 50 y 55% del consumo primario interno de energía se basa en gas natural a pesar de restricciones a la demanda potencial en meses de invierno. La restricción de abastecimiento final de gas, lleva a la sustitución por otros combustibles como gas oil y fuel oil en generación eléctrica y algunas industrias, y a restricciones directas a la actividad industrial en algunas ramas industriales.
- La penetración de gas en el consumo energético es relevante para los standards mundiales, solo superada por pocos países con producciones excedentes de gas para exportación.
- Recuperación de oferta local en gas y petróleo desde fin de 2020, en consonancia con tendencia de recuperación económica hasta inicios de 2023.
- Aumento continuo de oferta de hidrocarburos en cuenca Neuquina, y reducción en las restantes cuencas productivas del país.
- Recuperación de inversión en petróleo y gas tras la crisis económica de 2020. El denominado Plan Gas.Ar permitió detener el proceso de caída productiva y saturar la capacidad de transporte desde cuenca Neuquina en 2021-2023, a pesar del ingreso del nuevo gran gasoducto desde esta cuenca en agosto 2023.
- El Plan Gas.Ar fue extendido a fin de 2022 hasta diciembre 2028, con ampliación de volúmenes para completar las dos primeras etapas del nuevo gasoducto desde Neuquén hasta el oeste de Buenos Aires, y ampliación de tramos finales.
- Recuperación de demanda energética de segmentos Industrial, Transporte y Comercial tanto en gas como en electricidad, desde fin de 2020 hasta inicios de 2023.
- El congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesta mediante Decretos de Necesidad y Urgencia de diciembre 2019, se extendió en 2020 y tuvo un ajuste de solo 9% en el primer semestre de 2021. Si bien se

implementaron ajustes adicionales inferiores a la evolución de la inflación, solo a fin de 2022 se inició un ajuste mayor para reducir el déficit fiscal y subsidios para cierto segmento de ingresos elevados de los consumidores. En 2022 y 2023 se aprobaron ajustes parciales en márgenes de transporte y distribución de gas y electricidad para permitir mantener la operación.

- La Revisión Tarifaria Integral postergada para 2023, no se realizó. LA nueva Administración se propone iniciarla en el segundo trimestre 2024.

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 43.774 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de diciembre 2023⁶ comparados con 42.927 MW en diciembre 2022, con incremento de +2.0% por la adición de 847 MW. Este incremento de potencia supera la reducción de -0.1% del 2022⁷, que fue la primera desde 2006.⁸

Las incorporaciones de 2023 fueron principalmente cierre de ciclos combinados con incorporación de unidades turbo vapor, unidades renovables eólicas y solares. La potencia disponible operativa estimada por G&G Energy Consultants durante el verano 2023/2024 se sitúa en torno a 29.000 MW-30.000 MW – inferior a la demanda máxima de potencia aunque con disponibilidad de importaciones, principalmente desde Brasil -, con reserva técnica rotante de 7.2% del orden de 2.050 MW. La ausencia de ajustes de remuneración razonables a unidades sin contratos de potencia firme, agudizó el incremento de indisponibilidad de unidades térmicas.

La demanda del 1° de febrero 2024 se registró el 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, la indisponibilidad fue elevada aunque inferior a 2023. Se reportaron 6.417 MW de unidades térmicas indisponibles debido a la política de remuneraciones reducidas para unidades que despachan al mercado spot sin contratos; adicionalmente se reportaron 740 MW hidroeléctricos indisponibles, y 437 MW nucleares en mantenimiento, aunque en menor nivel que en el anterior registro máximo de inicios de 2023⁹. Las importaciones desde países limítrofes permitieron contar con un excedente local disponible de 713 MW, principalmente térmicos.

⁶ 43.706 MW a fin de enero 2024.

⁷ La reducción neta se debió a retiro de unidades térmicas por expiración de contratos con CAMMESA de diversos regímenes, y menor incorporación de unidades nuevas

⁸ En 2021 el incremento neto había sido 2.5% con adición neta de 1.038 MW, y 5.6% en 2020 con 2.232 MW (1.181 MW en 2019, y 2.388 MW en 2018)

⁹ La diferencia entre potencia nominal y efectiva se debe a que algunas unidades reportan restricciones por insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar el rendimiento nominal, pero principalmente porque un número de unidades se encuentran recurrentemente en mantenimiento, o indisponibles por cuestiones técnicas. También debe considerarse que las unidades renovables no despachan su potencia nominal todas las horas, sino que responden a parámetros particulares de velocidad puntual del viento y radiación solar.

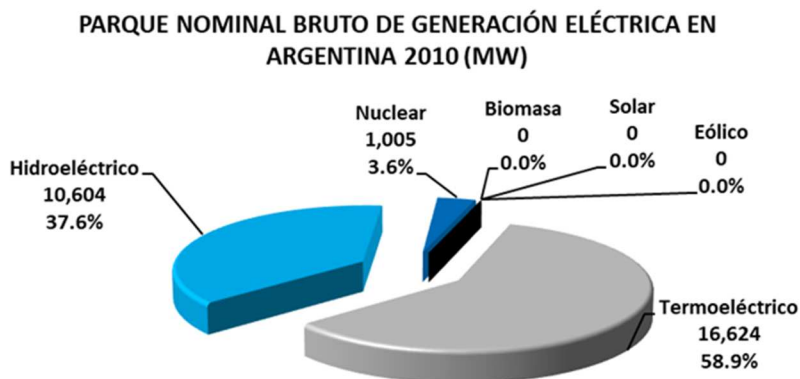
A diferencia de 2017 y 2018 en que se habían incorporado motores¹⁰ y turbinas a gas (TG) en respuesta a la contratación por Resolución 21/2016, en 2019 el aumento de potencia comenzó a provenir de cierres de ciclos combinados con unidades turbo vapor (TV) bajo Resolución 287/2017, como también ciclos 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.

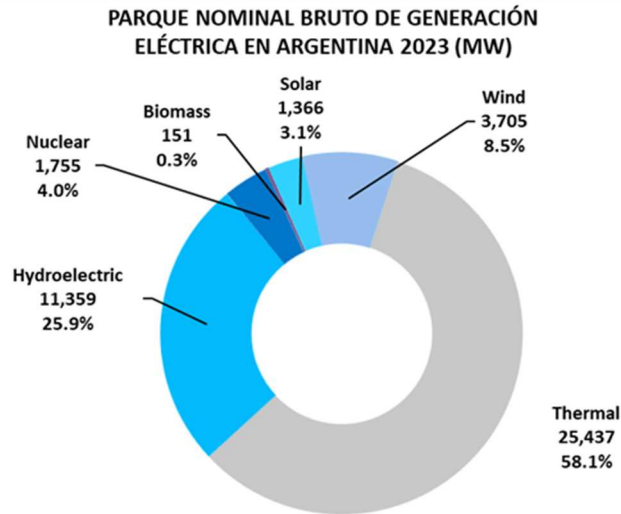
No se produjeron cambios en unidades hidroeléctricas, nucleares o grupos Turbo-Vapor en 2021, 2022, y 2023 tras la repotenciación de algunos turbo grupos de centrales hidroeléctricas que habían incorporado 22 MW en 2019 y 22 MW en 2020.

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.



Puede advertirse la variación porcentual entre las distintas fuentes de generación eléctrica entre 2010 y 2023.

¹⁰ 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.



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

Durante la etapa de iniciativa privada de desregulación del Sector Eléctrico en la década de 1990, los inversores privados concentraron la ampliación de la oferta en generación termoeléctrica. Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron con intervención del Estado, también expandiendo la oferta en generación termoeléctrica. El Estado había reanudado en 2004 obras de terminación de la central hidroeléctrica Yacyretá, aunque su operación fuera de condiciones de diseño llevó a daño parcial en sus 20 turbo grupos, en curso de reparación desde entonces. También la central nuclear Atucha II fue completada entre 2002 y 2015, aunque con baja confiabilidad y alta indisponibilidad en su despacho.

El Gobierno entre 2016 y 2019 lanzó un programa agresivo de contratación de nueva potencia de generación, tanto de origen termoeléctrico como también de fuentes renovables. La incorporación de oferta se logró mediante contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho de energía para el caso de unidades térmicas de 10 y 15 años de extensión con remuneraciones en dólares estadounidenses. También se incorporaron unidades mediante contratos de largo plazo de 20 años de compra de la energía disponible con CAMMESA en el caso de unidades de generación eólica, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992, se concentra en un 30.7% entre 1992 y 2001 de mercado eléctrico desregulado. No obstante, la parálisis inversora tras la crisis del régimen contractual y regulatorio desde 2002, el desabastecimiento grave de suministro eléctrico de 2007 motorizó proyectos de generación con intervención y financiamiento estatal. Existió una incorporación de potencia de generación relevante en 2002-2015 – en especial desde 2008 - que constituye el 34.9% del total incorporado desde 1992. Entre 2016 y 2023, la potencia incorporada asciende a 10.209 MW con 34.4% del total adicionado desde 1992, por el impulso dado en 2016 y 2017 ya que en 2019 volvió a interrumpirse la corriente inversora en nuevos proyectos. En los tres períodos indicados, la expansión se concentró en

generación termoeléctrica. Entre 2016 y 2019 se gestó la incorporación de unidades de fuentes renovables algunos pocos de cuyos proyectos continuán ingresando, con retrasos.

INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2023	18,642	5,098	750	151	5,071	29,712	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	30.7%
2002-2015	7,703	1,734	725	17	195	10,375	34.9%
2016-2023	4,994	181	25	134	4,876	10,209	34.4%

Capacidad Nominal de Generación

La Potencia Instalada Nominal se concentra en generación termoeléctrica, aunque su indisponibilidad es elevada en relación a otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear que evidencia indisponibilidad recurrente por mantenimientos programados y también intempestivos. Una cantidad no menor de unidades termoeléctricas muestra indisponibilidad recurrente y no se encuentra en condiciones confiables de despacho, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible. Puede verse la potencia instalada a diciembre 2022 y su evolución respecto a 2021 en las dos Tablas siguientes¹¹:

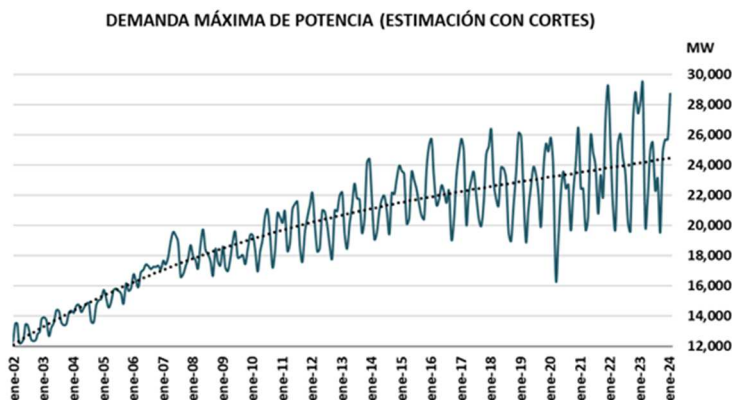
CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2022												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	312			2,124	4.9%
COMAHUE	0	501	1,490	96	2,087	0	4,769		253	2	7,111	16.6%
NOA	261	725	1,945	349	3,280	0	218	703	158	5	4,364	10.2%
CENTRO		626	789	51	1,466	648	919	71	128	21	3,253	7.6%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,565	8,591	833	16,859	1,107	945		1,195	45	20,151	46.9%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	285	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,829	13,500	1,697	25,277	1,755	11,357	1,086	3,309	144	42,928	100.0%
% TÉRMICOS	16.8%	23.1%	53.4%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					58.9%	4.1%	26.5%	2.5%	7.7%	0.3%	100.0%	

¹¹ Las diferencias respecto a cifras previas pueden deberse a mínimos errores de redondeo.

CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2023												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMINICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/ BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	512			2,324	5.4%
COMAHUE	0	501	1,490	64	2,055	0	4,769		253	2	7,079	16.5%
NOA	261	699	1,945	343	3,248	0	220	736	194	5	4,403	10.3%
CENTRO		626	721	53	1,400	648	919	118	240	21	3,346	7.8%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,053	9,395	804	17,122	1,107	945		1,443	53	20,670	48.2%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,291	14,236	1,632	25,410	1,755	11,359	1,366	3,705	152	43,747	101.9%
% TERMICOS	16.8%	20.9%	56.3%	6.5%	100.5%							
% TOTAL					58.1%	4.0%	26.0%	3.1%	8.5%	0.3%	100.0%	

El récord de demanda de potencia eléctrica para un Día Hábil fue superado en sucesivas oportunidades desde diciembre 2021, en el transcurso de olas de calor principalmente en la región central del país de mayor demanda. El registro máximo de 2022 se produjo el viernes 14 de enero de 2022 con incremento de 6.7% (4.108 MW de aumento) respecto al del 25 de enero de 2021, con 28.231 MW y restricciones forzadas de difícil estimación. El martes 6 de diciembre de 2022 se superó nuevamente este registro con 28.283 MW y cortes a la demanda. El sábado 11 de marzo de 2023 de muy alta temperatura y muy inusual para ese mes, se superó el récord de consumo de potencia para un día Sábado con 26.719 MW y un aumento de 1.8% (484 MW de aumento) respecto al registro previo; desde 2021 se superan los máximos con incrementos sustanciales. Este valor no fue superado hasta la fecha.

En cuanto a los registros máximos de consumo de energía diaria también se verifican en verano. El viernes 14 de enero de 2022 se llegó al récord de consumo de energía para un día hábil con 575.9 MWh, 5.8% mayor al de enero de 2019¹². Las olas de calor sucesivas de fin de 2022 e inicios de 2023 llevaron a 590.7 GWh/d el 13 de marzo de 2023, superado el 1° de febrero 2024 con 597.7 GWh/d.



¹² El sábado 11 de marzo de 2023 y el domingo 12 de febrero de 2023 se registraron máximos de energía para fines de semana con 559.8 MWh y 543.6 MWh respectivamente. Estos valores no fueron superados en el verano 2023/2024.

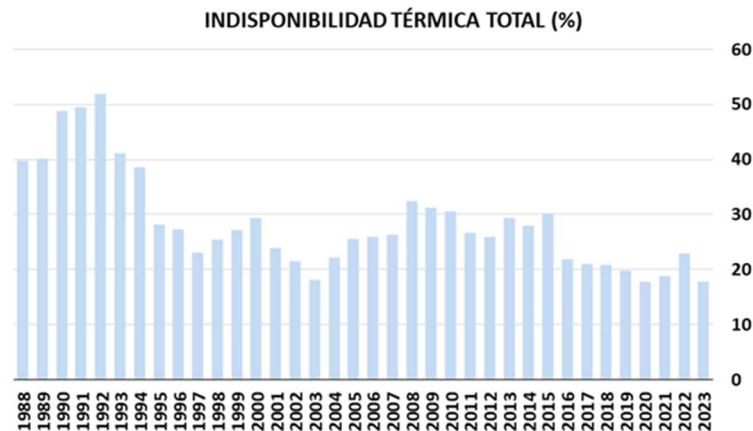
EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO EFECTIVO						
DÍA	RECORDS ANTERIORES		RECORDS ACTUALES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)					
Sábado	11-feb-23	26,746	11-mar-23	27,203	1.7%	457
Domingo	11-dic-22	23,724	12-feb-23	25,739	8.5%	2,015
Día Hábil	13-mar-23	29,105	1-feb-24	29,653	1.9%	548
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)				VARIACION	GWh
Sábado	15-ene-22	559.0	11-mar-23	559.8	0.1%	0.8
Domingo	16-ene-22	543.6	12-feb-23	543.6	0.0%	0.0
Día Hábil	13-mar-23	590.7	1-feb-24	597.7	1.2%	7.0

En febrero de 2024 se alcanzó un nuevo registro máximo de potencia eléctrica, con 713 MW de excedentes de capacidad de generación, con indisponibilidad que presentó 6.417 MW térmicos más 740 MW hidroeléctricos y 437 MW nucleares¹³. A pesar de esta indisponibilidad, el aporte termoeléctrico fue 16.193 MW sin superar el despacho récord del parque termoeléctrico de 17.274 MW del 25 de enero de 2021.

La escasez de reserva de generación eléctrica hasta 2016 tanto en días de invierno como de verano, se resolvió con la incorporación de una cantidad importante de nuevas unidades de potencia. Durante los días fríos de los inviernos 2019 y 2020 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica, mejoró con amplia capacidad disponible, solo limitada por disponibilidad de combustibles. El respaldo de potencia se revirtió desde 2020 hasta la fecha debido a que la insuficiente remuneración a la potencia y energía que despacha al mercado spot junto con la finalización de contratos de potencia con CAMMESA que no se renovaron, incrementó la indisponibilidad de estas unidades.

La indisponibilidad termoeléctrica había mejorado hasta 2018-2019, pero desde 2021 se deteriora en generadores con unidades que no cuentan con una proporción importante de contratos de venta de potencia con CAMMESA. Estas unidades no tuvieron fondos para inversiones en mantenimiento necesarias, que habían recibido hasta 2018/2019. Un ajuste de estas remuneraciones a fin de 2022 y durante 2023 e inicios de 2024 - que se detallará más adelante -, no aparece como suficiente hacia el futuro, ya que no alcanzan a reflejar el incremento de costos, que mayormente siguen la evolución del dólar estadounidense y los impuestos vinculados.

Desde los últimos meses de 2021 hasta 2022, CAMMESA reportó en sus Informes Mensuales la disminución de disponibilidad del parque térmico, con una mejora en algunas unidades en 2023 con incorporación de unidades nuevas, que permitió mitigar la indisponibilidad de unidades más antiguas, como se refleja a continuación:



¹³ El 14 de enero de 2022 la indisponibilidad, si bien elevada, fue menor a la de diciembre 2022: 8.191 MW térmicos más 505 MW hidroeléctricos y 230 MW nucleares.

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 CT Ezeiza de Generación Mediterránea del Grupo Albanesi en diciembre en anticipación de su cierre de ciclo combinado en 2024. El cierre de ciclo combinado en la CT Brigadier López de Central Puerto extiende su demora a 2024.

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 partícipe 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.

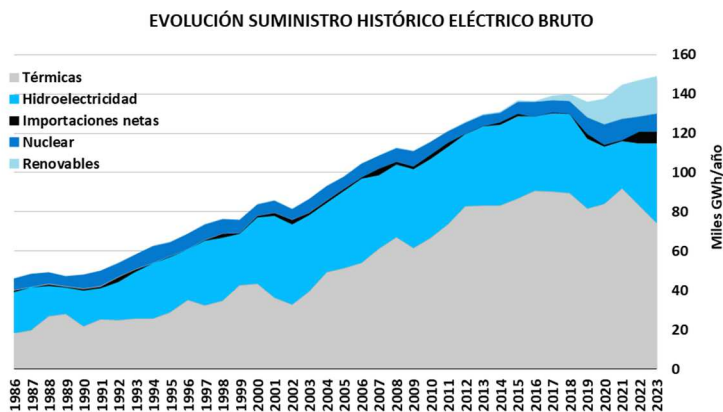
El Grupo Albanesi posee las siguientes centrales:

- 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.
- 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.
- 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.

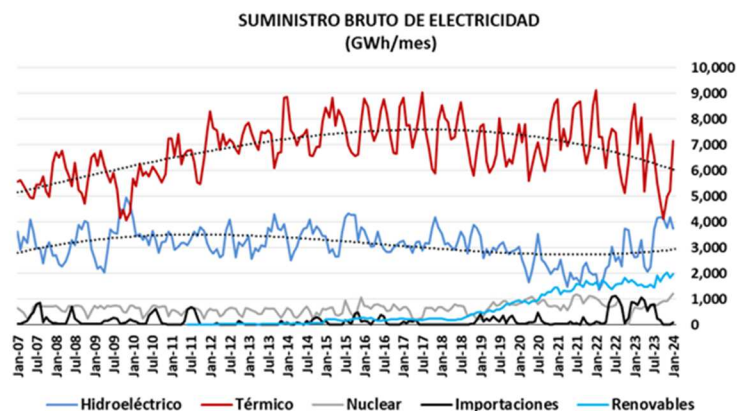
Adicionalmente, diferentes empresas del Grupo Albanesi fueron adjudicadas con otros contratos con CAMMESA para expandir su potencia. En el marco de la licitación pública internacional para cierre de ciclo combinado y cogeneración eléctrica convocada por Resolución SEE 287-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, el Grupo Albanesi resultó adjudicado con 3 proyectos para instalar 354 MW de nueva capacidad, junto a otras unidades de diferentes empresas. Albanesi logró la operación plena de la denominada cogeneración Renova en Santa Fe como se citó previamente, a pesar de la interrupción de financiamiento al país desde la crisis de 2018/2019. El Grupo participó en el proceso de incorporación de capacidad de generación bajo Resolución SEE 287-E/2017, con las siguientes centrales:

- Cierre de Ciclo por 121 MW adicionales con unidades turbo vapor en la CTMM, en Córdoba. Este proyecto se encuentra en desarrollo avanzado para incorporación a mediados de 2024.
- Cierre de Ciclo por 154 MW en unidades turbo vapor en la CTE en Buenos Aires, en proceso de finalización inminente a inicios de 2024. En esta central se habilitó fines de diciembre de 2023 TG de 54 MW y se encuentra próximo a inicios de ensayos la TV de 100 MW.
- Adicionalmente el Grupo Albanesi desarrolla un proyecto de cogeneración de 133 MW en arroyo Seco, en la provincia de Santa Fe.

La Demanda Bruta de Electricidad para mercado interno y externo – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación rotante –, se sustentó en el suministro termoeléctrico en las últimas décadas, acompañado con un leve incremento de la oferta hidroeléctrica por la incorporación de la etapa final de la CH Yacretá desde el 2006. Desde 2017 se incorpora la generación renovable, con relevancia creciente.

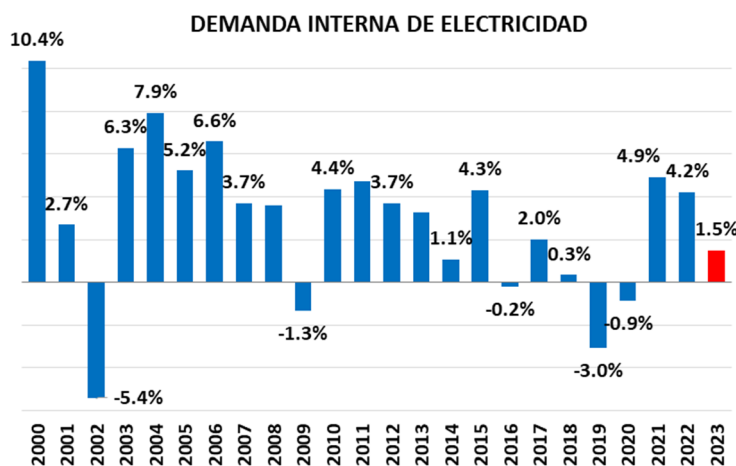


La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año, y entre diferentes años influida por períodos de sequía: 2021 fue el año de menor aporte hidroeléctrico desde 1993 extendiendo la reducción de oferta hasta el invierno 2022, en que parece haberse modificado el patrón de bajos aportes. Asimismo, varía entre años debido a la mayor o menor oferta de lluvias en el Noreste, o de lluvias y nieve en el Comahue, Cuyo, y Noroeste en menor medida.



La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2020 un desaceleramiento de la tendencia de crecimiento, por incrementos tarifarios y bajo crecimiento económico. La tendencia se profundizó en 2019 con temperaturas invernales moderadas y crisis económica. Durante 2020, la contribución de exportaciones a Brasil en los últimos meses llevó a un repunte de 1.2% respecto a 2019, con la demanda del mercado interno reducida por efectos del aislamiento sanitario.

La demanda interna bruta de electricidad se redujo -3.0% en 2019, y -0.9% en 2020, con fuerte recuperación de +4.9% en 2021 y un sólido +4.2% en 2022¹⁴. La reactivación económica desde 2021 llevó a una expansión de la demanda interna importante que se extendió hasta inicios de 2023. En 2023, el desaceleramiento económico y temperaturas más templadas llevaron a una reducción de la tasa interanual a +1.5%.



La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como 2016, 2018, 2019 o 2020, con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron hasta febrero 2019 para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico. En 2020 el efecto de las medidas para controlar la pandemia COVID 19 produjo una reducción de demanda en segmentos industrial y comercial. Probablemente el inicio de 2024 muestre reducción importante en la demanda eléctrica, por menor actividad económica, ajustes tarifarios, y menores temperaturas en marzo respecto al extraordinario marzo 2023.

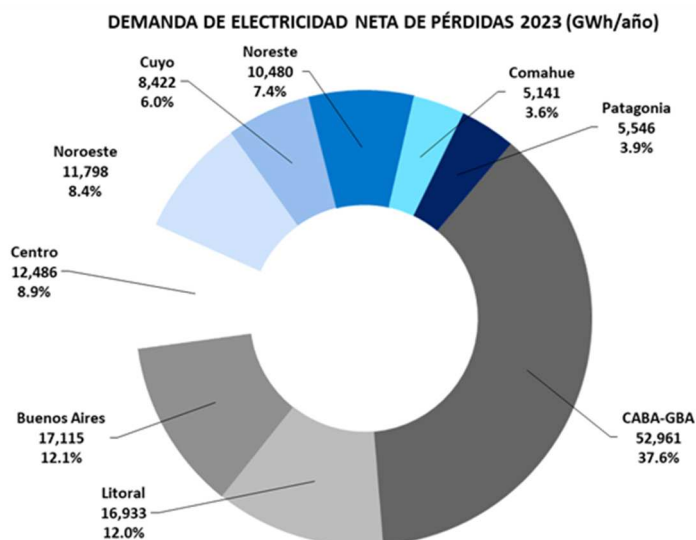
¹⁴ Si se computaran las exportaciones eléctricas a Brasil de 2020 y 2021, la expansión de demanda agregada de aquellos años habría sido +1.1% de 2020 y +5.4% en 2021.

Demanda de energía eléctrica

CAMMESA divide a la Argentina en Regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de características socio-económicas, y de integración de cada subsistema eléctrico. La demanda se localiza concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que representó 62.2% de la demanda eléctrica total del país en 2021 y 62.0% en 2022¹⁵ al reabrirse actividades principalmente en el Gran Buenos Aires en 2021 y 2022.

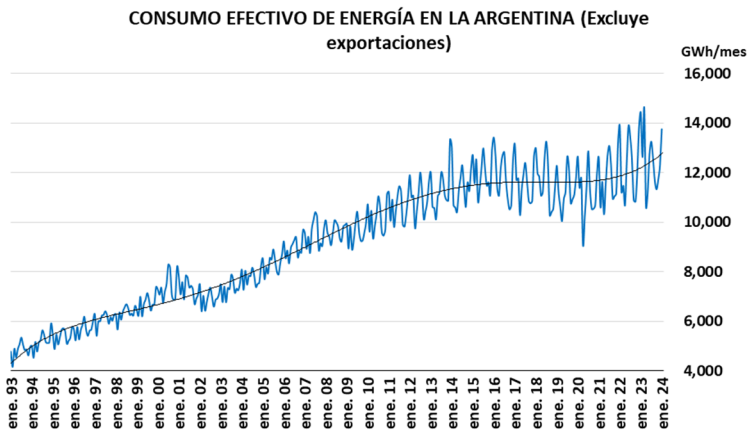
Nuestra estimación para 2023 muestra variaciones menores con un estimado de 61.8% en la región central del país, con alto crecimiento en regiones como Noroeste, y Noreste superiores al resto de las regiones. Los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro, por lo que las inversiones de abastecimiento eléctrico se concentrarán en las regiones GBA-CABA-Litoral.

DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2023							
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN		VARIACIÓN 2023/2022		VARIACIÓN 2023/2021	
CABA-GBA	52,961	37.6%	37.6%	1,030	2.0%	2,310	4.6%
Litoral	16,933	12.0%	49.6%	-59	-0.3%	471	2.9%
Buenos Aires	17,115	12.1%	61.8%	56	0.3%	935	5.8%
Centro	12,486	8.9%	70.6%	64	0.5%	894	7.7%
Noroeste	11,798	8.4%	79.0%	498	4.4%	1,102	10.3%
Cuyo	8,422	6.0%	85.0%	-75	-0.9%	425	5.3%
Noreste	10,480	7.4%	92.4%	467	4.7%	640	6.5%
Comahue	5,141	3.6%	96.1%	59	1.2%	222	4.5%
Patagonia	5,546	3.9%	100.0%	81	1.5%	3	0.1%
TOTAL	140,882	100.0%	100.0%	2,121	1.5%	7,002	5.2%

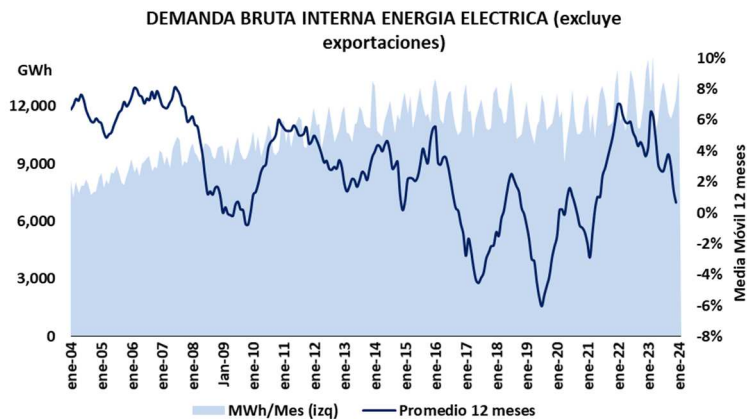


¹⁵ 2022 es el último dato oficial publicado.

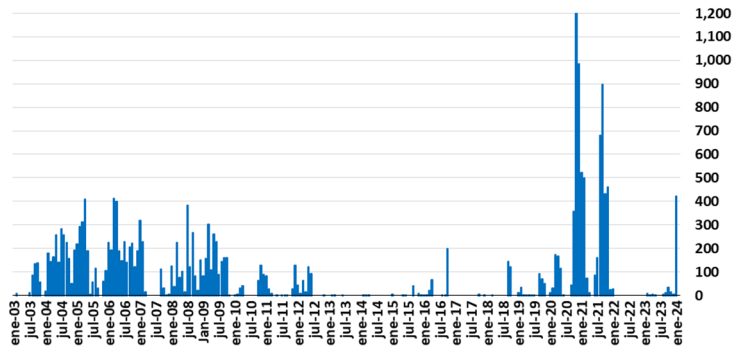
En 2020, la se redujo la demanda bruta interna -1.0% pese al congelamiento tarifario, debido a las restricciones y aislamiento. La caída económica de -9.9% impactó en el ritmo de incremento de demanda. En 2021, se produjo una fuerte reversión de la demanda bruta interna con +4.9% con congelamiento tarifario y reactivación económica. En 2022 se extendió el crecimiento de la demanda eléctrica en el mercado interno con +4.2%, con cierta disminución de las tasas en los últimos meses del año. La incidencia de alta temperatura en febrero y marzo 2023 pero moderadas en el invierno 2023, sumado al deterioro de la actividad económica a fin de 2023 llevó la tasa de crecimiento de demanda bruta a una disminución interanual de +1.5% en 2023.



La evolución de la demanda de energía se advierte en la variación del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, renovada caída por efecto del aislamiento social de 2020 hasta inicios de 2021, y fuerte recuperación hasta inicios de 2023. Consideramos que el crecimiento visto se revertirá en el inicio de 2024 al menos hasta el invierno.

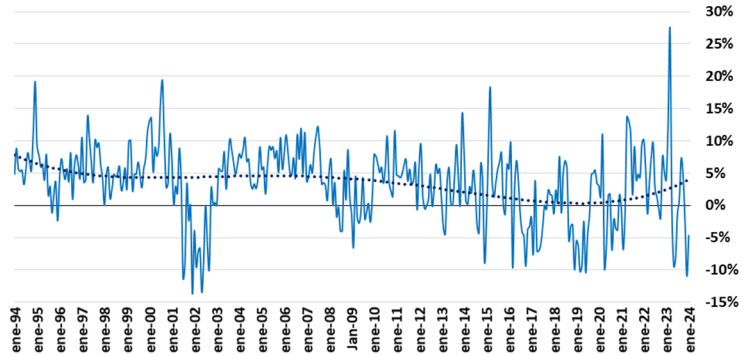


EXPORTACIONES DE ENERGIA ELECTRICA (GWh/mes)



El aislamiento de 2020 llevó a reducciones interanuales inusuales de dos dígitos, y no debidas a la influencia de temperaturas de invierno o de verano. La reversión desde mitad de 2021 se advierte con nuevos registros interanuales de más de 10% y hasta 15% en el invierno 2021. Por el contrario, en 2023 se revierten estas tasas de crecimiento y se muestran registros negativos.

VARIACIÓN INTERANUAL DEMANDA BRUTA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA



En febrero 2016, la elevada demanda eléctrica residencial y comercial por temperaturas elevadas, originó cortes programados e intempestivos en la distribución eléctrica, que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se moderó y fue menor a la disponibilidad del sistema de generación, por mayor oferta disponible y temperaturas moderadas. En 2018 se superó el récord de demanda de potencia en febrero, atendido sin contratiempos con disponibilidad local y sin necesidad de importaciones. En el inicio de 2019, las temperaturas elevadas impulsaron la demanda de potencia, atendida con reservas suficientes. En 2020, el excedente de generación disponible permitió atender un nuevo récord de demanda de potencia sin problemas, con excedentes importantes y mínimas interrupciones forzadas a nivel de distribución. La situación de 2021 permitió satisfacer la demanda máxima de potencia de fin de enero con excedentes suficientes, y también la de invierno. En el inicio de 2022 se presentó una ola de calor aguda en la región Central del país, que llevó la demanda máxima de potencia a nuevos récords que fueron superados el 6 de diciembre de 2022. La satisfacción de esta demanda en enero 2022 fue compleja y se registraron cortes a nivel de distribución y transmisión en el Noreste, y en líneas de subtransmisión en la provincia de Buenos Aires. En marzo 2023 una inusual ola de calor en todo el país llevó a máximos de abastecimiento con restricciones del orden de 300 MW en el día de máxima demanda. En 2024 no existieron problemas relevantes en el abastecimiento de nuevos records de demanda de potencia.

3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2023

3.1 Energía y operación

En el año 2023 la demanda local presentó un crecimiento respecto al mismo ejercicio del año anterior en el orden del 1,5%.

De acuerdo al comportamiento de la demanda que se observa, la demanda de grandes usuarios o demanda industrial registró consumos similares o menores al 2022. Los consumos menores impulsaron el crecimiento de la demanda, especialmente el comportamiento de los usuarios residenciales en la primera parte del año.

El día 13 de marzo de 2023 se registró un nuevo máximo histórico de demanda de potencia en el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), la que alcanzó los 29.105 MW a las 15:28 hs, con una temperatura de 36,1°C. Ese día también se alcanzó el nuevo máximo histórico de demanda de energía de 590,7 GWh.

Siguiendo el comportamiento de la demanda, con una generación de energía renovable e importación similar, el incremento de la demanda fue cubierto por mayor despacho hidroeléctrico asociado a mayores caudales en las principales cuencas del Comahue, Paraná (Yacyretá) y Uruguay (Santo Grande) y el aumento de la generación nuclear por mejor disponibilidad asociada. El aumento de estas fuentes de generación explica en parte una baja del despacho térmico del -10,3%.

Con un despacho térmico menor, el consumo de combustible total terminó siendo menor este año en comparación con el año 2022. La baja de los consumos se presenta en los combustibles alternativos, prácticamente en conjunto cayendo el consumo en casi un 50% comparado con el año anterior.

El menor despacho térmico y los menores consumos de combustibles alternativos explican el precio monómico del sistema que se ubicó en el orden de los 74 USD/Mwh, 15 USD/Mwh menor respecto al precio monómico promedio del año 2022.

La Sociedad ha desarrollado un proyecto de cogeneración en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fe. El Proyecto consiste en la instalación de una turbina de gas Siemens modelo STG5-2000E de 170 MW de capacidad nominal y una caldera de recuperación del calor que, mediante el uso de los gases de escape de la turbina, genera vapor. De este modo la Sociedad genera (i) energía eléctrica, que es comercializada bajo un contrato suscripto con CAMMESA adjudicado en el marco de la licitación pública bajo la Resolución N° 21/2016 y (ii) vapor, que es suministrado a Renova S.A. bajo un contrato suscripto con fecha 12 de enero 2017 para ser utilizado directamente en su proceso productivo.

El 24 de febrero de 2018 la Central Térmica de Cogeneración Timbúes quedó habilitada comercialmente para operar en el MEM hasta una potencia de 172 MW.

En el año 2023 tuvo una disponibilidad promedio de planta del 100% y la energía generada ascendió a 301.014 MWh como consecuencia de la falta de gas natural para el área de Litoral y la falta de semilla que afectó el proceso productivo de RENOVA S.A.

3.2 Mantenimiento

El objetivo de las tareas de mantenimiento durante el ejercicio fue mantener la disponibilidad de la unidad generadora. El plan de mantenimiento abarcó tanto a la Turbina de Gas, el HRSG como a los equipos auxiliares.

Para la Turbina a gas Siemens 2000E, se acordó con SIEMENS Energy, extender el periodo de mantenimiento de la inspección mayor de las 24000 EOH a las 32000 EOH, lo cual se consiguió gracias al excelente estado de la unidad, registrada durante las inspecciones menores anteriores, producto de las condiciones de operación, la baja cantidad de arranques, salidas intempestivas de la turbina sumando a ello el bajo despacho en el año postergando esta inspección Mayor al primer trimestre de 2025.

Con respecto al HRSG, se realizaron diferentes mantenimientos preventivos recomendados por el fabricante.

Asimismo, se mantuvieron vigentes los acuerdos de asistencia remota y local de Siemens USA y Argentina, con la presencia del técnico local en la Central.

3.3 Medio Ambiente

Sistema de Gestión Ambiental Corporativo

- Normas ISO

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 el mes de 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.

Actualmente, se está desarrollando de manera conjunta en todas las centrales del grupo la implementación de los Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud, así como del Sistema de Gestión de Calidad. El objetivo es integrar estos sistemas con el actual Sistema de Gestión Ambiental, creando así un Sistema de Gestión Integrado a nivel de grupo.

- 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.

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.

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.
- 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.
- 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.

3.4 Capital Humano

2023 fue el año de los nuevos proyectos, finalizamos con tres proyectos en marcha; cierre de ciclo de CTE ya en fase preoperativa, cierre de ciclo de la CTMM y la construcción de una nueva central de Cogeneración en Arroyo Seco provincia de Santa Fe sendos proyectos que avanzan de acuerdo con el planning previsto. Este escenario tuvo un impacto positivo en el 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 7,5 %, destacándose un crecimiento del 10 % en el plantel femenino respecto del cierre de 2022.

La tasa de rotación en 2023 registro un crecimiento pasando al 12,9 %. En términos de movilidad interna se pudieron completar 34 posiciones 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.

Un capítulo aparte para destacar es nuestro primer programa de Jóvenes Profesionales en el cual se insertaron a la organización 10 jóvenes seleccionados entre más de 400 postulantes que pudieron desarrollarse con el acompañamiento de un mentor en cada sector quien fue el encargado de desarrollar el contenido y guiarlos en su proceso de integración. La tasa de retención al final del año y ya confirmados en puestos operativos fue del 90 % que están siendo confirmados ocupando posiciones fijas en la estructura. Estamos en pleno proceso de selección para la segunda edición del programa.

Capacitación

Se mantuvo el nivel de horas de formación invertidas en 2022 (12.000 horas) distribuidas en disciplinas blandas destinadas al management y mandos medios. La formación continua en idiomas, habilidades Directivas y el Staff, además de la formación continua en idiomas y el desarrollo de competencias técnicas, Seguridad, Higiene y condiciones de trabajo y habilidades técnicas y de especialización para acompañar la evolución en el contenido de los puestos de trabajo que abarcan a todos los niveles de la organización.

Compliance tuvo un capítulo destacado desarrollando un programa de formación que alcanzó al 100 % de la dotación del Grupo en el proceso de sensibilización sobre las buenas prácticas de nuestro programa de integridad.

Además, se hicieron las capacitaciones de bienvenida al personal que forman parte del proceso de on boarding de nuevos ingresos.

Organización

Como hecho relevante en términos de organización se dispuso la creación de la Gerencia de Asuntos Corporativos que se incorporó al Board reportando a presidencia y que tiene como rol principal la gestión de todos los aspectos vinculados a Comunicación, Prensa y Relacionamento con el universo de Stakeholders públicos y privados en los diferentes ámbitos de impacto de nuestra actividad. Además, es responsable por el desarrollo de los programas de RSE del Grupo y de las relaciones con las comunidades donde operamos.

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.

Además, ante el movimiento de mercado que marca una alerta sobre el aumento del nivel de retención se realizaron ajustes en el programa de beneficios orientados a mejorar las condiciones de ingreso de nuevo personal en términos de cobertura médica (up grade de OSDE de 210 a 310) – Semana adicional de licencia paga que se suma a las dos por ley y pasando a días contabilizar días hábiles. Dotando de mayor flexibilidad al sistema y mejorando nuestra atractividad como marca empleadora.

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 llevo a cabo un pulso 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 trabajó intensamente en la 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 Payroll, Administración, Capacitación y Desarrollo, Desempeño y Empleos, compensaciones y Beneficios.

Por segundo año consecutivo en el mes de abril se dieron cita los participantes de la segunda edición del premio a la Innovación con el fin de promover la iniciativa y creatividad de nuestro personal proponiendo ideas de mejora tendientes a la mejora de la eficiencia y la productividad en toda la cadena de valor. Más de 30 participantes recibieron los reconocimientos y participaron de una charla sobre Innovación y Tecnología transmitida vía streaming a todo el personal de la Empresa.

Sustentabilidad/RSE

Balance Social

Un año más contribuyendo de manera continua al desarrollo de las comunidades donde operamos seguimos apoyando los siguientes proyectos educativos y de inclusión social.

GMSA – Santiago del Estero
Fundación Grano de Mostaza.

GMSA – La Rioja
Fundación Padre Praolini

GMSA – Río Cuarto – Córdoba
Colegio General Ignacio Fotheringham

GMSA – Ezeiza Provincia de Buenos Aires
Coop. Hospital Eurnekian

AESA – Cogeneración Timbues
Coop. Hospital Zonal Municipal

3.5 Sistemas y Comunicaciones

Durante el año 2023, 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 2023 se resumen a continuación:

- Se realizaron mejoras en el sistema de acceso del data center corporativo, incorporando acceso por reconocimiento facial, 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 40 celulares de la flota corporativa.
- Se ampliaron y mejoraron los sistemas comerciales, obteniendo nuevas funcionalidades para la gestión diaria.
- Se realizó la implementación de un nuevo sistema de control de acceso a las centrales, para el control de visitas y asistencias. Implementando un sistema es cloud y con hardware con reconocimiento facial.
- Se desarrollaron más de 85 mejoras a los programas de gestión utilizados diariamente.
- Se continuó evolucionando el portal de aplicaciones para utilización dinámica de SAP, incorporando workflows de aprobación para las notas de crédito.
- Se conformó un equipo de Key User, dándoles formación en la herramienta SAP, 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 9 domos nuevos.
- Se realizó la ampliación del portal de proveedores incorporando a nuestros proveedores de Perú, para la gestión de la documentación de estos.
- Se implementó una plataforma de gestión integral de datos que nos permitió desarrollar tableros de seguimiento para los principales indicadores tácticos y estratégicos.
- En lo que respecta al área de Ciberseguridad, se implementó un SOC (Security Operations Center), con la empresa PwC, alineado a las tendencias de CyberSecurity, que permita detectar, registrar evidencia y reportar los eventos de seguridad de la información que ocurran en la plataforma tecnológica de Grupo Albanesi.

Como objetivo para el 2024, 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 2024 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 dashboard 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.
- Implementación de portal de capacitaciones.
- Continuar desarrollando el plan de unificación de contraseñas, de los distintos sistemas de la compañía, con la modalidad SSO (Single Sign On).

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.

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 2023 se conformó por el Gerente Corporativo de Legales & Compliance, el Gerente Corporativo de Auditoría Interna y un director de algunas de las compañías, independiente de los accionistas del Grupo.

Asimismo, durante el 2023 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 370 empleados incluyendo la sede central y las diferentes centrales del país.

Paralelamente, durante el segundo semestre de 2023, PwC efectuó una auditoría de Compliance que permitió documentar los avances y progresos que fueron implementados desde la aprobación del Programa, así como las oportunidades de mejora a llevar a cabo en el futuro.

En 2023, Grupo Albanesi comenzó a solicitar a Proveedores del Grupo, al momento de iniciar la relación comercial, la firma de adhesión al Programa y a las prácticas que establecen las Políticas.

Para acompañar los nuevos negocios que el Grupo está desarrollando en la República del Perú, se trabajó, junto con Estudio Muñiz Abogados, en la Modificación del Programa de Integridad conforme a la sanción de la Ley N° 31740.

3.7 Asuntos Corporativos

En 2023, como iniciativa que respondió a una necesidad en el proceso evolutivo de crecimiento del Grupo, fue creada la Gerencia de Asuntos Corporativos. La puesta en marcha del área se produjo durante el segundo semestre del año. En ese período se llevó a cabo un profundo análisis, cuyos principales vectores fueron:

- El mapeo de stakeholders: autoridades en general, periodistas, medios, cámaras y asociaciones sectoriales, y organizaciones no gubernamentales.
- El diagnóstico de necesidades: se relevaron las redes sociales, como así también el sitio web corporativo, y la narrativa de la organización en todos sus niveles.

Todo ello, con el foco puesto en el eje central que guía la gestión del área: alimentar y preservar la reputación de la compañía.

Finalizada la etapa de diagnóstico, se generó un plan estratégico para trabajar durante 2024 en la ejecución de los siguientes tópicos:

- El desarrollo de alianzas virtuosas, que contempla la incorporación a redes de networking como así también la generación de vínculos con otras compañías y organizaciones del tercer sector.
- El manejo profesional de los perfiles de redes sociales corporativo y de los ejecutivos con mayor nivel de exposición. Ello incluye la curaduría de los perfiles, tanto en términos estéticos como así también a nivel de los contenidos y sus redes de vinculación.
- La planificación de medios pensada de manera estratégica. Esta supone la detección de oportunidades que permitan generar un flujo sostenido de presencia y participación de la compañía a través de conversaciones relevantes, que traccionen en favor de su reputación.
- La formación y entrenamiento de voceros: de manera adicional al punto precedente, se desarrollarán instancias de capacitación para mejorar e incrementar las habilidades comunicacionales de los ejecutivos que desarrollen la vocería.
- La gestión del vínculo con las comunidades donde opera la compañía: desarrollo de la relación con los actores sociales más relevantes, incluidos los convenios de apoyo ya establecidos con diversas ONG.

3.8 Situación Financiera

La deuda bancaria y financiera de la Sociedad al 31 de diciembre del 2023 se encontraba estructurada de la siguiente forma:

	Capital (en miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2023 (en miles de Pesos)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Títulos de Deuda						
ON III	USD 12.645	10.253.247	4,90%	USD Linked	14 de diciembre, 2021	14 de septiembre, 2024
ON V	USD 6.474	5.272.063	2,75%	USD Linked	22 de agosto, 2022	22 de agosto, 2024
ON VII (*)	USD 11.327	9.102.977	4,00%	USD Linked	13 de febrero, 2023	13 de febrero, 2025
ON VIII	\$ 388.552	448.421	Badlar + 5,00%	ARS	13 de febrero, 2023	13 de febrero, 2024
ON IX (**)	UVA 38.196	17.561.274	UVA + 3,80%	ARS	13 de febrero, 2023	13 de febrero, 2026
ON X	USD 63.634	50.401.639	5,00%	USD Linked	21 de septiembre, 2023	22 de septiembre, 2025
ON XI	USD 11.052	9.097.052	9,50%	USD	21 de septiembre, 2023	23 de marzo, 2026
Subtotal		102.136.673				
Otras deudas						
Sociedades relacionadas (Nota 27)	USD 20.000	33.294.697	17,00%	USD	21 de julio, 2017	subordinado a préstamo UBS
Sociedades relacionadas (Nota 27)	USD 4.701	7.675.740	19,00%	USD	17 de agosto, 2018	subordinado a préstamo UBS
Préstamo BAPRO	\$ 400.000	405.890	197,50%	ARS	1 de agosto, 2023	26 de enero, 2024
Préstamo Supervielle	\$ 149.000	111.606	133,00%	ARS	6 de octubre, 2023	28 de junio, 2024
Préstamo BAPRO	\$ 250.000	272.884	128,50%	ARS	9 de octubre, 2023	5 de abril, 2024
Préstamo Supervielle	\$ 1.100.000	1.145.808	157,00%	ARS	21 de diciembre, 2023	18 de marzo, 2024
Préstamo CMF	\$ 1.200.000	1.248.000	Badlar	ARS	21 de diciembre, 2023	19 de marzo, 2024
Préstamo Chubut	USD 900	728.503	5,00%	USD	22 de diciembre, 2023	22 de junio, 2024
Caución a sola firma		41.866.671				
Arrendamiento financiero		2.465.190				
Subtotal		89.214.989				
Total deuda financiera		191.351.662				

(*) AESA tiene USD 1.587 miles en VR de ON Clase VII.

(**) AESA tiene UVA 314 miles en VR de ON Clase IX.

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:			
	2023	2022	Var.	Var. %
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 21	301.003	757.996	(456.993)	(60%)
	301.003	757.996	(456.993)	(60%)

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

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2023	2022	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Ventas de vapor	2.085.535	2.322.100	(236.565)	(10%)
Venta de Energía Res. 21	15.377.888	6.957.067	8.420.821	121%
	17.463.423	9.279.167	8.184.256	88%

Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2023	2022	Var.	Var. %
Ventas	17.463.423	9.279.167	8.184.256	88%
Ventas netas	17.463.423	9.279.167	8.184.256	88%
Compra de energía eléctrica	(77.241)	(119.122)	41.881	(35%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(2.159.102)	(2.164.254)	5.152	(0%)
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(831.779)	(303.374)	(528.405)	174%
Planes de beneficios definidos	(12.208)	(19.602)	7.394	(38%)
Servicios de mantenimiento	(817.696)	(470.851)	(346.845)	74%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(3.751.244)	(1.579.847)	(2.171.397)	137%
Vigilancia y portería	(108.933)	(41.817)	(67.116)	160%
Seguros	(225.741)	(81.616)	(144.125)	177%
Impuestos, tasas y contribuciones	(1.843)	(7.621)	5.778	(76%)
Otros	(74.894)	(36.766)	(38.128)	104%
Costo de ventas	(8.060.681)	(4.824.870)	(3.235.811)	67%
Resultado bruto	9.402.742	4.454.297	4.948.445	111%
Impuestos, tasas y contribuciones	(94.482)	(122.122)	27.640	(23%)
Gastos de comercialización	(94.482)	(122.122)	27.640	(23%)
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(82.018)	(33.222)	(48.796)	147%
Honorarios y retribuciones por servicios	(465.324)	(206.079)	(259.245)	126%
Alquileres	(11.200)	(4.691)	(6.509)	139%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(2.706)	(443)	(2.263)	511%
Gastos de oficina	(5.132)	(2.849)	(2.283)	80%
Diversos	(13.839)	(2.373)	(11.466)	483%
Gastos de administración	(580.219)	(249.657)	(330.562)	132%
Otros ingresos/egresos operativos	-	896	(896)	(100%)
Resultado operativo	8.728.041	4.083.414	4.644.627	114%

Intereses comerciales	1.375.963	133.844	1.242.119	928%
Intereses por préstamos	(9.252.463)	(4.012.908)	(5.239.555)	131%
Gastos y comisiones bancarias	(535.988)	(32.418)	(503.570)	1553%
Resultado por venta de obligaciones negociables	(44.452)	1.190	(45.642)	(3835%)
Diferencia de cambio neta	2.474.793	1.420.690	1.054.103	74%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	3.992.295	835.917	3.156.378	378%
Diferencia de cotización UVA	(9.702.988)	(3.576.438)	(6.126.550)	171%
Otros resultados financieros	(1.313.779)	(540.992)	(772.787)	143%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(13.006.619)	(5.771.115)	(7.235.504)	125%
Resultado antes de impuestos	(4.278.578)	(1.687.701)	(2.590.877)	154%
Impuesto a las ganancias	(3.843.423)	1.882.441	(5.725.864)	(304%)
Resultado del ejercicio	(8.122.001)	194.740	(8.316.741)	(4271%)
Otros Resultado Integral del ejercicio				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>				
Plan de beneficios	(4.086)	(2.373)	(1.713)	72%
Diferencias de conversión	14.061.115	2.155.384	11.905.731	552%
Efecto en el impuesto a las ganancias	1.430	831	599	72%
Otros resultados integrales del ejercicio	14.058.459	2.153.842	11.904.617	553%
Total de resultados integrales del ejercicio	5.936.458	2.348.582	3.587.876	153%

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$17.463.423 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con los \$9.279.167 miles para el mismo ejercicio de 2022, lo que equivale a un incremento de \$8.184.256 miles o 88%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el despacho de energía fue de 301.303 MWh, lo que representa una disminución del 60% comparado con los 757.996 MWh del mismo ejercicio de 2022.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el mismo ejercicio de 2022:

- (i) \$15.377.888 por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CMMESA en el marco de la Resolución 21, lo que representó un aumento del 121% respecto de los \$6.957.067 del mismo ejercicio 2022. Esta variación se explica principalmente por el efecto neto entre la variación del tipo de cambio y la disminución de los MWh vendidos.
- (ii) \$2.085.535 por ventas de vapor bajo el contrato para el suministro de vapor a Renova SA, lo que representó una disminución del 10% respecto de los \$2.322.100 del mismo ejercicio de 2022. Esta variación se explica principalmente por la variación en las cantidades de vapor vendidas.

Costos de ventas:

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de \$8.060.681 comparado con \$4.824.870 del mismo ejercicio de 2022, lo que equivale a un aumento de \$3.235.811 o 67%.

Los principales costos de ventas de la Compañía durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 son la depreciación de propiedades, planta y equipo, consumo de gas y gasoil, servicios de mantenimiento, y sueldos, cargas sociales y beneficios al personal.

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a \$580.219 lo que representó un aumento de \$330.562, comparado con \$249.657 para el mismo ejercicio de 2022.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a \$8.728.041 comparado con \$4.083.414 del ejercicio de 2022, lo que equivale a un aumento de \$4.644.627.

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizaron una pérdida de \$13.006.619, comparado con una pérdida de \$5.771.115 del mismo ejercicio de 2022, representando un aumento del 125%. La variación se debe principalmente a la variación de diferencia de cotización UVA, diferencia de cambio y a la variación de intereses por préstamos.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$9.252.463 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 131% respecto de los \$4.012.908 de pérdida del mismo ejercicio de 2022. Esta variación se explica principalmente por el incremento en el tipo de cambio.
- (ii) \$2.474.793 de ganancia por diferencia de cambio neta, lo que representó una variación del 74% respecto de la ganancia de \$1.420.690 del mismo ejercicio de 2022. La variación se debe, principalmente a una posición pasiva en pesos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, junto a que la devaluación fue de 356,34% para el ejercicio 2023 y de 103,2% para el mismo ejercicio del 2022.
- (iii) \$9.702.988 de variación por diferencia de cotización UVA, lo que represento un aumento del 171%. La variación se principalmente por la variación en la cotización UVA.

Resultado neto:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$4.278.578, comparada con una pérdida de \$1.687.701 para el mismo ejercicio de 2022.

El resultado negativo del impuesto a las ganancias fue de \$3.843.423 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con los \$1.882.441 de ganancia del mismo ejercicio de 2022. La variación se debe, principalmente, al mayor impacto del ajuste por inflación impositivo con respecto al mismo ejercicio del año anterior.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una pérdida de \$8.122.001, comparada con la ganancia de \$194.740 para el mismo ejercicio anterior.

Resultados integrales del ejercicio:

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$5.936.458, representando un aumento de 533% respecto de la ganancia integral del ejercicio del 2022, de \$2.348.582.

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

	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.20	31.12.19
Activo no corriente	194.133.310	43.908.699	25.777.608	20.822.240	21.103.659
Activo corriente	19.208.489	6.189.188	2.549.516	1.877.641	2.303.066
Total activo	213.341.799	50.097.887	28.327.124	22.699.881	23.406.725
Patrimonio	11.614.971	5.678.513	3.329.931	(554.515)	395.765
Total patrimonio	11.614.971	5.678.513	3.329.931	(554.515)	395.765
Pasivo no corriente	115.463.217	15.437.559	20.697.007	6.521.996	19.670.871
Pasivo corriente	86.263.611	28.981.815	4.300.186	16.732.400	3.340.089
Total pasivo	201.726.828	44.419.374	24.997.193	23.254.396	23.010.960
Total pasivo + patrimonio	213.341.799	50.097.887	28.327.124	22.699.881	23.406.725

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

	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.20	31.12.19
Resultado operativo ordinario	8.728.041	4.083.414	3.488.259	2.893.900	3.521.647
Resultados financieros y por tenencia	(13.006.619)	(5.771.115)	(4.572.769)	(3.877.000)	(4.886.736)
Resultado neto ordinario	(4.278.578)	(1.687.701)	(1.084.510)	(983.101)	(1.365.089)
Impuesto a las ganancias	(3.843.423)	1.882.441	5.047.130	(424.542)	(1.419.565)
Resultado neto	(8.122.001)	194.740	3.962.620	(1.407.643)	(2.784.654)
Otros resultados integrales	14.058.459	2.153.842	(758.173)	457.362	831.053
Total de resultados integrales	5.936.458	2.348.582	3.204.447	(950.280)	(1.953.601)

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

	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.20	31.12.19
Fondos generados por las actividades operativas	14.180.643	3.895.622	3.119.079	2.761.181	2.191.886
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(1.932.740)	(65.943)	(584.133)	(75.947)	(418.273)
Fondos (aplicados a) las actividades de financiación	(32.153.987)	(3.316.880)	(2.321.090)	(2.817.211)	(2.663.609)
(Disminución)/ Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(19.906.084)	512.799	213.856	(889.996)	(983.316)

5. Índices comparativos con el ejercicio anterior:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.20	31.12.19
Liquidez (1)	0,22	0,21	0,59	0,69	0,14
Solvencia (2)	0,06	0,13	0,13	0,02	0,12
Inmovilización del capital (3)	0,91	0,88	0,91	0,9	0,9
Índice de endeudamiento (4)	15,33	7,7	5,16	4,23	12,03
Ratio de cobertura de intereses (5)	1,35	1,41	1,48	1,47	1,2
Rentabilidad (6)	(0,94)	0,04	2,86	(2,03)	0,92

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

(2) Patrimonio neto / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Deuda financiera / EBITDA anualizado (*)

(5) EBITDA anualizado (*) / intereses financieros devengados anualizados

(6) Resultado neto del ejercicio / Patrimonio neto total promedio

(*) Cifra no cubierta por el informe de auditoría.

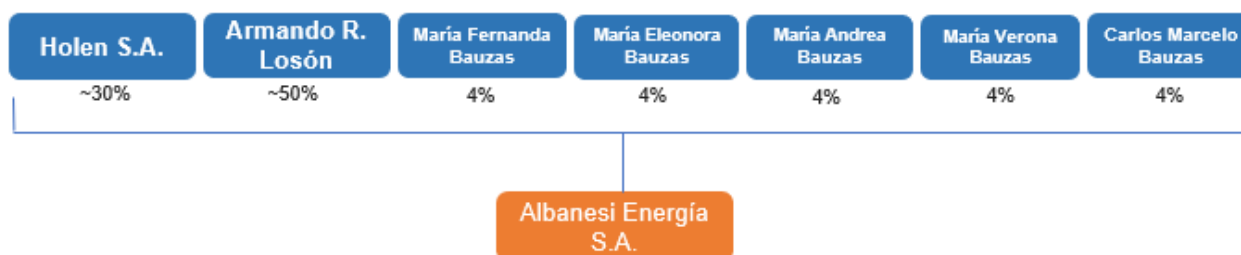
6. Honorarios facturados por la firma auditoría:

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 2023 a AESA:

Servicios auditoría	\$	25.615.194
Servicios que no son de auditoría	\$	6.946.413
	\$	32.561.607

4. ESTRUCTURA SOCIETARIA

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa al 31 de diciembre 2023.



Capital Social

Al 31 de diciembre de 2023 el capital social de la Sociedad estaba compuesto por 747.850.000 acciones ordinarias nominativas, no endosables de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción.

Capital	Importe En miles de \$	Fecha	Aprobado por		Fecha de Inscripción en el Registro Público
			Órgano		
Total al 31/12/15	500	15/02/2012	Estatuto Constitutivo		23/02/2012
Aumento de capital	79.850	16/12/2016	Asamblea General Extraordinaria		12/01/2017
Reducción de capital	(12.500)	19/04/2018	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		10/09/2019
Aumento de capital	680.000	06/01/2021	Asamblea General Extraordinaria		07/02/2023
Total	747.850				

Con fecha 06 de enero de 2021, mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, los accionistas resolvieron por unanimidad efectuar un aumento de capital por aportes en efectivo por la suma de \$425.000 y capitalizar los créditos existentes de los accionistas por la suma de \$255.000 motivo por el cual al 31 de diciembre de 2023 el capital de la sociedad asciende a la suma de \$747.850, el cual se encuentra compuesto por 747.850.000 acciones de VN \$1 cada una, con derecho a igual cantidad de votos. Con motivo de dicha capitalización se reformó el artículo cuarto del estatuto social. Dicha modificación fue inscrita en el Registro Público a cargo de la Inspección General de Justicia con fecha 07 de febrero de 2023, bajo el número 1085, de Libro 111, Tomo: - de SOCIEDADES POR 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. En todos los casos acaecidos durante el año 2023, 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 2024

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 inicio de 2024 mostrará 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 efecto, a pesar que desde los últimos meses de 2022 el Ministerio de Economía comenzó a impulsar incrementos en precios de gas natural y electricidad a consumidores residenciales con el fin prioritario de reducir el déficit fiscal, estos fueron claramente insuficientes.

La nueva Administración realiza Audiencias Públicas en gas y electricidad para determinar ajustes en tarifas finales de empresas de transmisión eléctrica y distribución – y de gas – al igual que en el Precio Estacional de la Energía Eléctrica y del Precio del Gas en el Ingreso al sistema de Transporte.

Este proceso de Audiencias y de resoluciones de ajuste tarifarios son superiores a la inflación recientes pro efecto de la depreciación de la moneda y recuperación real de tarifas, a cuenta del proceso de Revisión Tarifaria Integral que no se realizó entre 2019 y 2023 y posiblemente se inicie en 2024 bajo la actual Administración.

Al momento de elaborar este Informe, la Secretaría de Energía se encuentra analizando la situación de los generadores termoeléctricos con el fin de incrementar la remuneración y nuevo esquema de funcionamiento del sistema de generación eléctrico, retirando a CAMMESA de la administración e intervención que mantuvo en los últimos 22 años.

Aun no existen precisiones relativas a nuevas líneas de transmisión eléctrica, nuevas centrales de fuentes renovables o térmicas ya que la Administración procura establecer nuevas reglas de funcionamiento del mercado eléctrico con participación exclusiva entre privados.

Consideramos que en 2024 el proceso inversor finalizará los proyectos en marcha, 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 ajuste 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.

La brusca depreciación del peso argentino de diciembre 2023 lleva a dificultades en el financiamiento de CAMMESA que no recibe transferencias completas del Tesoro Nacional en el inicio de 2024. Esto genera retrasos mayores a los de 2023 en el pago de las obligaciones de CAMMESA, con incertidumbre en el corto plazo respecto a las mismas hasta que se normalice el nuevo funcionamiento propuesto para el mercado eléctrico.

La mejora en la oferta hidroeléctrica de 2022 y 2023 probablemente se estabilice en 2024, contribuyendo a la reducción de costos generales en el sistema. La reducción del despacho termoeléctrico se estabiliza y probablemente se incremente hacia el segundo semestre de 2024.

La extensión de condiciones de emergencia en la normativa del Sector Eléctrico requiere decisiones pendientes para normalizar su funcionamiento que consideramos que llevará adelante la actual Administración, que deberá resolver la implementación práctica de varios aspectos y contratos que involucran a los generadores eléctricos. Entre ellos deberá dilucidarse cómo se traspasarán obligaciones de CAMMESA de compra de potencia y compra de gas, en un marco de respeto de las obligaciones contractuales con inversores al que se comprometió la nueva Administración.

Las perspectivas de abastecimiento de combustibles en el invierno 2024 mejorarán por la utilización plena del nuevo gasoducto, aunque es probable una demora en obras complementarias. No obstante, varias de las centrales del Grupo Albanesi contarán con una mejora en el abastecimiento.

Las restricciones de financiamiento internacional para la Argentina comienzan a ser más auspiciosas bajo la nueva Administración que se encuentra en el proceso de ordenamiento de la macroeconomía.

La ausencia de nuevas centrales hidroeléctricas en los próximos años y el deterioro del parque nuclear junto a la disminución de ingreso de nuevas centrales de fuentes renovables, brinda una perspectiva favorable al despacho de unidades termoeléctricas. La detención de decisiones de inversión para el ingreso de nuevas unidades de generación de fuentes renovables contribuye a que el crecimiento esperado de demanda eléctrica se satisfaga con unidades termoeléctricas. Es probable que una incipiente recuperación en la demanda de energía eléctrica en el primer semestre de 2025.

Las unidades renovables, por su característica intrínseca, requieren respaldo de unidades termoeléctricas en buenas condiciones de operación para poder operar, dada la interrumpibilidad natural de las mismas. El respaldo de unidades termoeléctricas aparece como imprescindible para respaldar a estas unidades.

La crisis fiscal desde 2020 y el inicio de la nueva Administración desde diciembre 2023, reabre la oportunidad para una estabilización en el mercado eléctrico que permita dotar de previsibilidad a un sector que requiere reglas de largo plazo para acompañar la demanda con inversiones adecuadas.

5.2 Perspectivas de la Sociedad

Energía Eléctrica

Durante el año 2024 la Sociedad tiene como objetivo mantener la disponibilidad de la unidad y el suministro de vapor ya habilitada en los máximos niveles para cumplir con el contrato de demanda.

Situación Financiera

Durante el presente ejercicio la Sociedad mantendrá los altos estándares operativos que viene mostrando la planta que le asegura un flujo de caja estable, y buscará refinanciar la deuda existente con el objetivo de desendeudar la compañía en forma gradual.

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 \$8.122.001 miles, obteniendo así resultados no asignados acumulados al 31 de diciembre de 2023 por \$36.771.098 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, 8 de marzo de 2024.

EL DIRECTORIO