



Impactos de la incorporación de fuentes renovables sobre el costo de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, las tarifas de electricidad y el desempeño financiero de UTE

Julio 2025

EXANTE
ECONOMÍA Y FINANZAS CORPORATIVAS

 **AUGPEE**
Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica

Contenido

1. Introducción	3
Antecedentes y objetivo del trabajo.....	3
Fuentes de información	3
Estructura del documento	4
Principales conclusiones	4
2. El cambio de matriz energética y el rol de la interconexión regional	7
La integración de las energías renovables en la matriz energética	7
3. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda	11
Consideraciones metodológicas	11
Impacto de la introducción de energías renovables a gran escala	12
Descomposición por fuentes	14
Reconciliación contable	15
4. Estructura y evolución de las tarifas de energía eléctrica en Uruguay	16
El procedimiento de fijación de tarifas de energía eléctrica	16
Estructura por tipo de cliente	17
Evolución histórica de las tarifas de energía eléctrica	19
5. El CAD y los otros costos operativos de UTE desde la óptica de sus balances	23
El impacto de la reducción del CAD en los márgenes de UTE.....	23
La evolución de la rentabilidad de UTE en una perspectiva de largo plazo.....	26
Cambios en la situación financiera de UTE a raíz de la mejora en la rentabilidad	26
6. Aporte de la mejora en la rentabilidad de UTE sobre las cuentas públicas	29
Relación entre los estados contables de UTE y la contabilidad fiscal.....	29
Contribución de UTE al resultado del sector público.....	29
7. Reflexiones finales	31
8. Anexo	33

1. Introducción

Antecedentes y objetivo del trabajo

Con el fin de aportar elementos objetivos al debate público sobre los criterios de fijación de tarifas en nuestro país, en 2020 la Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica (en adelante AUGPEE) contrató un estudio de cuantificación del impacto de la integración de las fuentes de origen renovable (biomasa, eólica y solar fotovoltaica) en el costo de abastecimiento de la demanda (en adelante CAD).

El estudio estuvo a cargo de la consultora Mercados Energéticos¹ y concluyó que:

- En 2015-2019 el CAD bajó significativamente frente al quinquenio previo a la introducción de energías renovables a gran escala (2007-2011).
- La simulación de un escenario contrafáctico sin cambios en la matriz energética arroja que para el período 2015-2019 el CAD hubiera sido muy superior al efectivamente observado, incluso creciendo frente al CAD del período 2007-2011.
- El abaratamiento del CAD no fue trasladado en igual magnitud a las tarifas de electricidad, lo que en los hechos también implicó que el CAD bajara su peso relativo en los precios finales pagados por los consumidores.

El trabajo fue actualizado en 2022 por el Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de la Universidad Católica, extendiendo los cálculos del CAD al bienio 2020-2021².

Con este marco, en 2023 AUGPEE solicitó a nuestra firma la preparación de un informe de análisis sobre los impactos del cambio de matriz energética desde algunas perspectivas complementarias, recorriendo en particular la evolución del CAD frente a variables macroeconómicas como la inflación y el PIB, la evolución de las tarifas, el peso del CAD y otros costos operativos en relación a los ingresos de UTE y su repercusión en términos de la situación financiera del ente.

El presente trabajo constituye una actualización de ese informe para incorporar los años más recientes, que incluyen un evento de sequía extrema que estresó al sistema y puso presión sobre el CAD.

Fuentes de información

Los análisis vertidos en este documento caracterizan el mercado a través de estadísticas provenientes de distintas fuentes de información pública, tales como series de generación y consumos de energía eléctrica publicadas en las páginas web de UTE, de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería y de la Administración Nacional del Mercado Eléctrico. También consultamos los estados financieros auditados de UTE, así como datos fiscales del sector público divulgados por el Ministerio de Economía y Finanzas.

A su vez, el trabajo incorpora las estimaciones del CAD y sus componentes que publica periódicamente el Observatorio de Energía de la Universidad Católica. En ocasión del informe de 2023, ese equipo también compartió con nuestra firma una versión ajustada del cálculo de CAD elaborado por Mercados

¹ Daniel Llarens (2020), "Impacto de la integración de las renovables en el costo de abastecimiento de la demanda".

² Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de la Universidad Católica del Uruguay (2022), "Actualización 2020 y 2021 CAD Contra fáctico" e información de soporte proporcionada a nuestra firma.

Energéticos para el período 2007-2019, de forma tal que fuera estrictamente comparable a la utilizada en su actualización para los años más recientes.

Estructura del documento

Este informe se estructura en una serie de capítulos, en los cuales se recorren los siguientes aspectos relacionados al impacto de la generación de energías renovables en la matriz energética de Uruguay:

- En el capítulo 2 se describen los cambios que atravesó el mercado eléctrico uruguayo a raíz de la introducción de las energías renovables a gran escala, analizando el impacto sobre la generación y en el intercambio de flujos con la región.
- En el capítulo 3 se analiza la evolución del costo de abastecimiento de la demanda, con énfasis en la reducción que tuvo a partir de la introducción de las energías renovables a gran escala. Se integran las estimaciones elaboradas por la Universidad Católica con la información que surge de los estados financieros de UTE, que resulta enteramente consistente.
- En el capítulo 4 se detalla la estructura tarifaria de UTE y su incidencia sobre la facturación total de la empresa. En forma adicional, se presenta la evolución de las tarifas en los últimos años (medidas en dólares y en términos reales), constatándose que han tenido una reducción más moderada que la del CAD si se comparan los períodos posterior y previo a la introducción de energías renovables en la matriz. Se deja como referencia también el comportamiento relativo de las tarifas de energía eléctrica respecto a otras variables, tales como el salario promedio de la economía y otras tarifas de servicios públicos.
- En el capítulo 5 se examina el impacto que tuvo la reducción del costo de abastecimiento de la demanda de electricidad sobre los márgenes UTE. En particular, se busca poner en perspectiva la magnitud de la baja del CAD respecto a los otros costos de UTE y su impacto en la rentabilidad del ente, así como también el cambio en su situación financiera a raíz de la mayor generación operativa de caja de la compañía.
- El capítulo 6 aborda el impacto de la mejora en la rentabilidad de UTE sobre las cuentas públicas, comparando el aporte de UTE al resultado del sector público consolidado respecto al de la administración central y al del resto de las empresas públicas.
- Finalmente, el capítulo 7 presenta algunas reflexiones finales acerca de los avances y desafíos del sector.

Principales conclusiones

La ampliación de la capacidad de generación de electricidad a partir de energía eólica y de energía solar fotovoltaica determinó un cambio sumamente relevante en la matriz energética uruguaya en la última década. Como es sabido, esa transformación posicionó a Uruguay en un sitio de vanguardia en cuanto al desarrollo de energías limpias a nivel internacional, redujo la exposición de nuestro país a las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles fósiles y se procesó con un ingreso al mercado de numerosos actores privados.

El foco de nuestro trabajo estuvo puesto en el análisis de los impactos de naturaleza económico-financiera que se generaron a partir de ese proceso. A continuación se resumen las conclusiones que consideramos más relevantes:

- Existen distintas aproximaciones metodológicas para estimar el costo de abastecimiento de la demanda, pero **desde todas las perspectivas analizadas a lo largo de este informe resulta inequívoco que se produjo un abaratamiento muy significativo del CAD a partir de la introducción de fuentes renovables a gran escala.**
- Comparando el promedio del período 2015-2024 con el del quinquenio 2007-2011 y considerando al ingreso por exportaciones como elemento que permite abatir los costos de abastecer el mercado doméstico, **el CAD bajó aproximadamente 15% cuando se lo mide en dólares corrientes, cayó casi 40% cuando se lo expresa en términos reales y se redujo a la mitad cuando se controla también por la cantidad de MWh consumidos.**
- Ese abaratamiento del CAD, junto con una mayor eficiencia en el consumo energético tanto a nivel residencial como en los usos productivos, hizo que el **costo de abastecimiento también cayera en relación al tamaño de la economía (en promedio anual ~1% del PIB).**
- **La sequía de 2023 supuso un encarecimiento del CAD, pero sus impactos fueron notoriamente menores que los de episodios anteriores de déficits hídricos así de severos. La interconexión regional y la disponibilidad de otras fuentes de energía renovable más allá del agua tuvieron un rol clave en la amortiguación de los costos de tener que recurrir a mayor generación térmica.**
- Los distintos tipos de tarifas de energía eléctrica medidos en términos reales han tendido a bajar de manera relevante en los últimos quince años, a lo que se suma una mayor incidencia de bonificaciones por distintos tipos de programas de descuentos y beneficios. Los “picos” en general se observaron entre 2009 y 2013, lo que significa que los precios habían comenzado a descender incluso en forma previa a la incorporación de los generadores eólicos y fotovoltaicos a gran escala. Sin embargo, la caída se profundizó con ese proceso.
- **Las tarifas que nuclean la mayor parte del volumen de energía comercializado en el mercado local tuvieron un abaratamiento menos pronunciado que el que se observó en el CAD. Sin embargo, también vale destacar que, en términos del poder adquisitivo del salario, el abaratamiento de la tarifa residencial simple fue del orden de 30%.**
- La reducción del CAD fue determinante en la recomposición del margen bruto y de la rentabilidad operativa de UTE. Si se expresan las cifras en relación al total de los ingresos operativos de UTE, la reducción de la incidencia del CAD bruto fue de más de 15 puntos porcentuales (de 56% a 39%) y **resultó el cambio más material para explicar la mejora que tuvo el margen operativo del ente, que pasó de promediar un 4% de los ingresos operativos totales en 2007-2011 a ubicarse en torno a 20% en el período 2015-2024.**
- En una perspectiva de más largo plazo, es importante notar que los niveles de rentabilidad operativa que obtuvo UTE en el período posterior a la introducción de energías renovables a gran escala resultan similares a los que se observaron en el promedio de los últimos treinta años. A nuestro juicio, de lo anterior debe concluirse que **la reducción del CAD que siguió a la transformación de la matriz energética permitió una recomposición de la rentabilidad operativa del ente luego de un período de resultados especialmente bajos, que en ausencia de ese abaratamiento de costos solo podría haberse logrado con ajustes al alza de las tarifas.**
- La mejora de la rentabilidad operativa de UTE se tradujo en una mayor generación de efectivo, lo que **permitió que el ente aplicara fondos para amortizar deudas financieras y para distribuir dividendos.** En particular, los dividendos distribuidos habían sumado US\$ 270 millones en todo el período 2007-2011 (con algunos años prácticamente nulos) y resultaron en

promedio de US\$ 180 millones por año (US\$ 1.800 millones en total) en el período 2015-2024. La distribución de dividendos no se interrumpió ni siquiera en el bienio 2023-2024, en el contexto de sequía.

- Finalmente, vale destacar que en los últimos años **UTE ha tenido una contribución destacada al resultado fiscal del sector** público consolidado. Sumando el resultado primario que reporta la contabilidad fiscal para el ente y las transferencias de dividendos a rentas generales, el aporte de UTE al resultado primario global promedió unos US\$ 210 millones (0,3% del PIB) por año en 2015-2024, lo cual no solo ha contrastado con los déficits exhibidos a nivel del Gobierno Central y el BPS en los últimos diez años, sino que también se ha ubicado en la mayoría de los ejercicios por encima de la contribución acumulada del resto de las empresas públicas.
- **Mirando hacia adelante, cabe preguntarse si la amplia disponibilidad de energías renovables, el potencial de expansión de la capacidad instalada y la reducción que ha tenido el CAD pueden convertirse en un pilar más protagónico de la agenda de captación de inversiones de Uruguay.** Para que ello suceda, es clave optimizar todos los costos de la cadena (además del CAD), así como también asegurar un sistema de fijación de precios transparente y previsible. También entendemos que es deseable que Uruguay cuide las condiciones para que pueda producirse un desarrollo cabal del mercado mayorista.

2. El cambio de matriz energética y el rol de la interconexión regional

En este capítulo se describen los principales cambios que atravesó el mercado eléctrico uruguayo a raíz de la introducción de las energías renovables a gran escala, recorriendo su incidencia en la generación local y el rol que han tenido los intercambios de flujos con la región, absorbiendo los excedentes de generación y permitiendo abastecer la demanda local en momentos de baja producción hidroeléctrica.

La integración de las energías renovables en la matriz energética

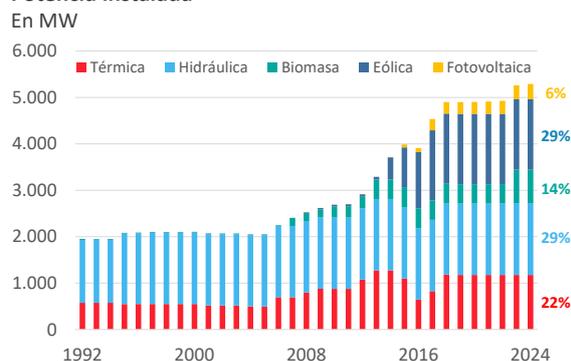
La matriz de abastecimiento de energía eléctrica en Uruguay históricamente tuvo a la generación térmica en base a combustibles fósiles y a la generación hidráulica como sus principales fuentes de oferta.

Sin embargo, desde fines de la década de los 2000 comenzó a ganar relevancia la capacidad de generación en base a otras fuentes renovables. En una primera instancia eso se dio con el incremento de la producción en base a biomasa (sobre todo con la instalación de dos plantas de celulosa en el país, que iniciaron operaciones en 2008 y 2014) y más adelante con el ingreso de generadores de energía eólica y fotovoltaica.

Estos desarrollos se produjeron en el marco de una redefinición de la política energética del país, cuyos lineamientos se comenzaron a discutir en 2005 con el objetivo de promover una matriz más eficiente y diversificada y fueron sistematizadas en la denominada “Política Energética 2005-2030” aprobada por el Poder Ejecutivo en 2008. Dicha redefinición incluyó metas de participación de fuentes renovables no tradicionales, que fueron alcanzadas con éxito.

Como resultado de ese proceso, en la última década se verificó un importante incremento de la potencia instalada, que actualmente se ubica en torno a 5.300 MW y que se compone en un 78% de fuentes renovables (29% hidráulica, 29% eólica, 14% en base a biomasa y 6% fotovoltaica).

Potencia instalada

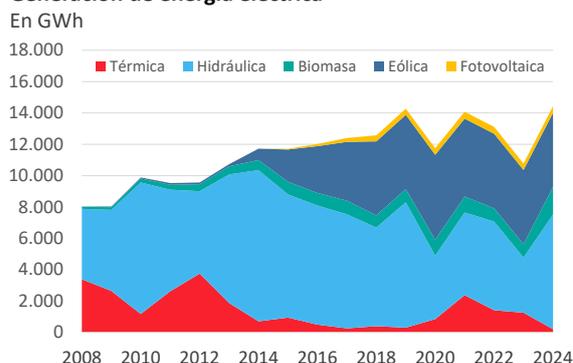


Nota: “Térmica” refiere a la fuente térmica en base a combustibles fósiles.

La producción refiere a la energía neta volcada al Sistema Interconectado Nacional.

Fuente: EXANTE en base a Dirección Nacional de Energía (DNE) y Administración de Mercado Eléctrico.

Generación de energía eléctrica

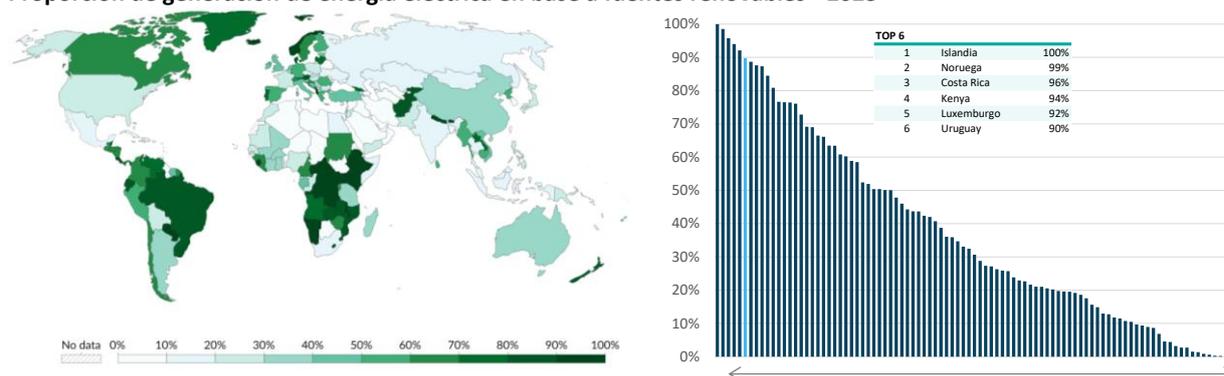


Consistentemente, también se observó un cambio relevante en la composición de la producción de energía eléctrica por fuente. De hecho, la generación térmica en base a combustibles fósiles tuvo un peso de únicamente 1% en el total del año pasado, el mínimo valor en una comparación histórica.

Vale destacar que en el desarrollo de la capacidad de generación eólica y solar fue clave que UTE se comprometiera a la compra de energía a precios predeterminados por contratos PPA³, lo cual facilitó la obtención de financiamiento para los proyectos y alentó el ingreso de numerosos actores privados.

Este avance de las energías renovables deja a Uruguay muy bien posicionado en el concierto internacional. Como se observa en el diagrama a continuación, con los últimos datos disponibles nuestro país figura sexto en el ranking de países con mayor generación en base a fuentes renovables, incluso cuando 2023 fue un año de sequía en el cual se tuvo que recurrir a generación térmica con mayor asiduidad que en años previos y en el que también se utilizaron las centrales térmicas como apoyo para la exportación de energía a la región. **De hecho, en 2024 la proporción de energía eléctrica en base a fuentes renovables se ubicó en 99% del total.**

Proporción de generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables - 2023



Fuente: Our World in Data en base a “Ember” (2024) y “Energy Institute - Statistical Review of World Energy” (2024) 94 países

El aumento de la producción nacional de energía eléctrica de las últimas décadas se ha dado en un contexto de mayor consumo interno. Sin embargo, los flujos exportados a la región también se han incrementado sensiblemente en los últimos años.

En efecto, **la red de interconexión regional ha tenido una contribución significativa a un funcionamiento más eficiente del mercado eléctrico y a un mejor aprovechamiento de la potencia instalada.** Desde hace muchos años Uruguay cuenta con infraestructura de interconexión con Argentina de 2.000 MW y más recientemente fortaleció la interconexión con Brasil. Concretamente, a la interconexión de 70MW en Rivera se sumó a partir de 2016 la línea Melo – Candiota, con capacidad de 500 MW.

Estructura del mercado eléctrico

Cifras en GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción nacional	9.887	9.524	9.563	10.729	11.720	11.711	12.022	12.401	12.574	14.269	11.755	14.077	13.116	10.776	14.441
Importaciones	387	470	742	0	0	2	25	3	14	0	514	55	84	1.398	7
Oferta total	10.274	9.995	10.305	10.729	11.720	11.713	12.047	12.404	12.588	14.269	12.270	14.132	13.200	12.174	14.449
Consumo interno	9.562	9.976	10.111	10.521	10.454	10.392	11.268	10.942	11.511	11.258	11.122	11.288	11.784	11.929	12.422
Exportaciones	711	19	194	209	1.267	1.320	779	1.462	1.077	3.010	1.148	2.843	1.416	244	2.026

Nota: El consumo interno se calcula como la suma de la producción nacional y las importaciones menos las exportaciones. La producción refiere a la energía neta volcada al Sistema Interconectado Nacional. Fuente: EXANTE en base a DNE y ADME

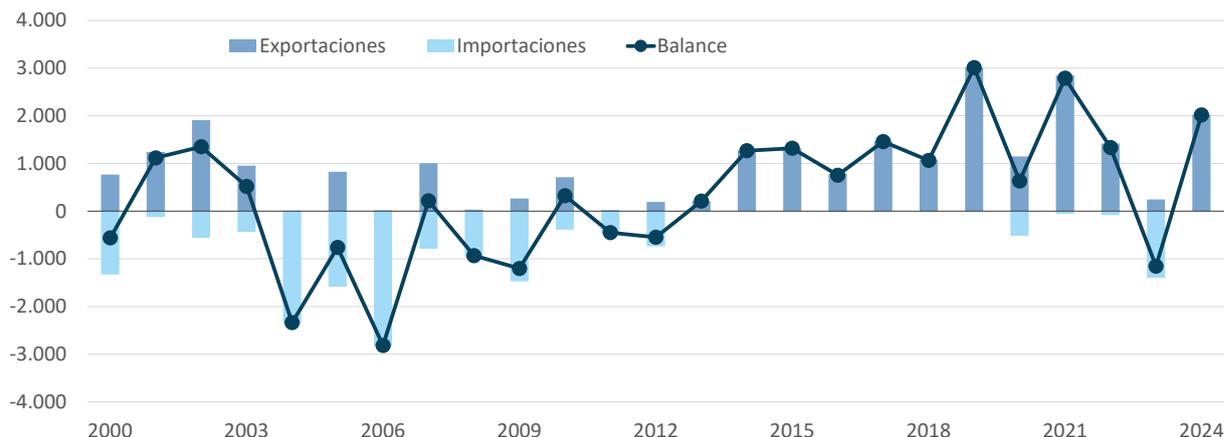
³ A través de distintos decretos se autorizó a UTE a celebrar contratos con empresas generadoras de energía en base a fuentes renovables, los cuales se ejecutaron en procedimientos competitivos y contemplaron paramétricas de ajuste de precios.

Con el aumento de la potencia instalada y el desarrollo de la infraestructura de interconexión regional, Uruguay paso de vender unos 200 GWh a la región en 2012 y 2013 a exportar unos 2.000 GWh en 2024 (representando un 14% de la producción nacional de energía). En 2019 y 2021 se registraron picos de exportación incluso mayores, del orden de 3.000 GWh en cada uno de esos años.

El registro bajo de exportaciones que se observa para 2023 se dio en un contexto de déficit hídrico que afectó la producción hidroeléctrica. Ese mismo contexto de sequía determinó que en 2023 aumentaran marcadamente nuestras importaciones y se registrara un déficit de la balanza comercial de energía eléctrica, por primera vez en diez años.

Balanza comercial de energía eléctrica

En GWh



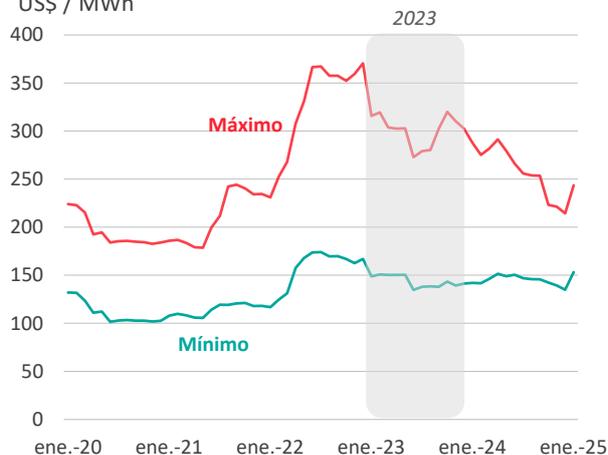
Fuente: EXANTE en base a DNE

Durante la sequía de 2023 Uruguay optó por importar energía de la región incluso pese a tener capacidad instalada para abastecer la demanda interna. Fue una estrategia de conveniencia económica, puesto que los precios de importación resultaban menores a los costos de operación de las centrales térmicas.

De hecho, como se ilustra en los gráficos a continuación, ese año el precio medio de importación resultó significativamente menor a la central térmica más eficiente. Para tener de referencia, en 2023 el costo promedio de generación térmica fue de US\$ 235 / MWh. En particular, el costo de generación en la central térmica "Motores Central Batlle MFO" se ubicó en US\$ 144 / MWh y el costo de generación en Punta del Tigre fue de US\$ 246 / MWh.

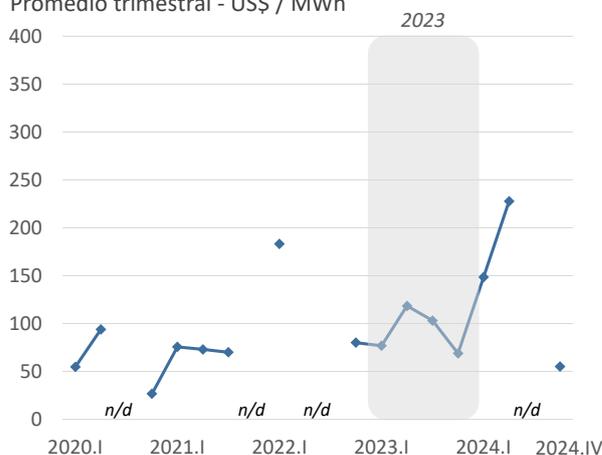
Costo Variable generación térmica

US\$ / MWh



Precio de importación

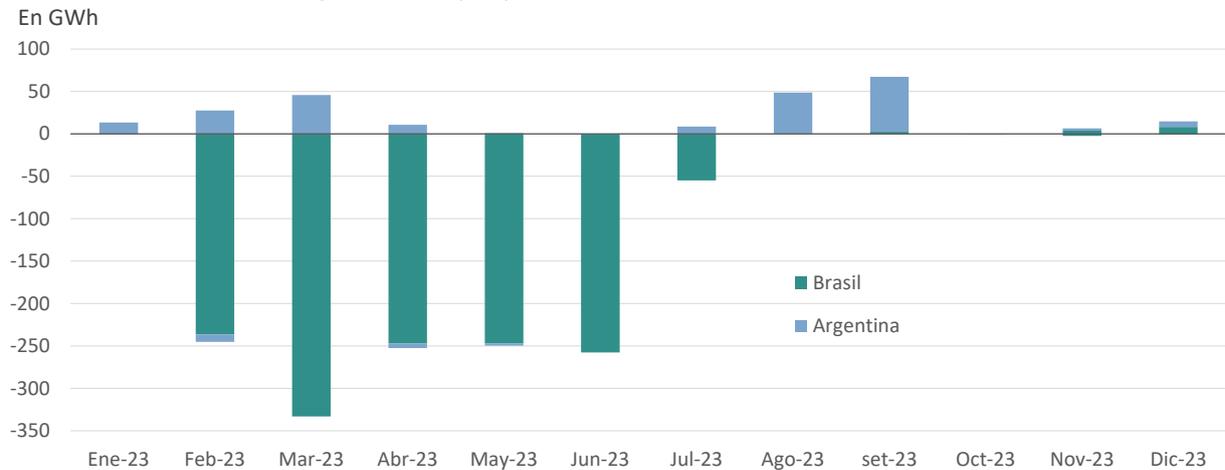
Promedio trimestral - US\$ / MWh



Fuente: EXANTE en base a ADME para los costos variables y a BCU para los precios de importaciones (corresponden a los precios implícitos).

Cabe notar que durante 2023 también se dieron exportaciones de energía eléctrica a la región, incluso en los meses de mayores importaciones. Esto responde principalmente a períodos en donde la demanda eléctrica local era baja y la red de interconexión regional permitió la exportación de excedentes.

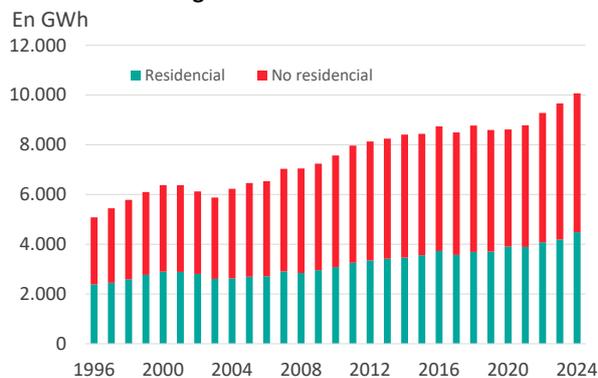
Balance comercial de energía eléctrica por país durante 2023



Fuente: EXANTE en base a DNE

Por último y en relación al consumo interno, vale notar que en los años más recientes ha vuelto a crecer luego de un período de relativa estabilidad en la segunda mitad de la década pasada. El aumento reciente abarcó tanto al consumo residencial como al no residencial y resultó superior a la expansión de la actividad económica, redundando en un incremento del ratio de consumo / PIB. Sin perjuicio de eso y en una mirada de largo plazo, ese ratio sigue siendo inferior a los parámetros de la década de los 2000s. Ello da cuenta de un proceso de mayor eficiencia en el consumo de energía eléctrica.

Consumo de energía eléctrica



En relación al PIB - Índices 2000 = 100



Nota: El consumo de energía que figura en este diagrama no contempla producción para consumo propio ni pérdidas en la distribución (por ende, difiere del consumo interno de electricidad presentado en el cuadro previo).

Fuente: EXANTE en base a DNE

3. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda

En este capítulo se analiza la incidencia de la introducción de las energías renovables a gran escala sobre la evolución del costo de abastecimiento de la demanda (CAD) en Uruguay.

Consideraciones metodológicas

Como ya se explicó, este análisis se basa en las estimaciones realizadas por Mercados Energéticos para el período 2007-2019, así como en las actualizaciones que posteriormente ha venido realizando el Observatorio de Energía de la Universidad Católica⁴.

Las definiciones adoptadas para el cálculo del CAD se encuentran debidamente detalladas en los respectivos informes de Mercados Energéticos y la Universidad Católica, revistiendo particular interés el tratamiento de los ingresos por exportaciones de energía eléctrica a la región. En particular, las estimaciones del CAD en ambos estudios netean dichos ingresos para aproximar el costo de abastecimiento de la demanda interna. La lógica detrás de ese cálculo es que el costo total de generación incluye una parte correspondiente a flujos de energía que finalmente se exportan y que no se consumen en el país.

Desde el punto de vista estrictamente económico, sin embargo, es preciso notar que al deducir los ingresos por exportaciones del costo bruto total también se están deduciendo los eventuales márgenes obtenidos por UTE sobre esos flujos vendidos a la región. También vale señalar que en dicho cálculo subyace el supuesto de que, en ausencia de demanda de exportación, nuestro país no habría producido esos volúmenes de energía y no hubiera incurrido por tanto en los respectivos costos. Eso seguramente es correcto en los casos en que, como en 2021, se utilizaron centrales térmicas para aprovechar oportunidades de exportación a precios atractivos en la región. Sin embargo, también hay que considerar que los PPA obligan a UTE a adquirir toda la energía generada en el marco de dichos contratos y que los costos de algunos excedentes exportables de años anteriores no habrían sido “evitables”⁵. En cualquier caso, a nuestro juicio es correcta la noción de que los ingresos que se obtienen por esos excedentes al colocarlos en la región abaten el costo de abastecimiento de la demanda interna.

A falta de información pública para refinar el cómputo del CAD ajustando los márgenes de la exportación, a continuación, se analiza su evolución bajo dos perspectivas complementarias:

- (i) la del costo de abastecimiento de la demanda global (consumo interno + exportaciones);
- (ii) la del costo de abastecimiento de la demanda interna siguiendo el cálculo de Mercados Energéticos y la Universidad Católica.

Naturalmente, como las ventas de energía a la región se volvieron relevantes en forma sistemática a partir de 2014, ambas mediciones difieren de manera significativa sobre todo en los años más recientes (ver gráficos de la página siguiente).

⁴ Se contempla un cambio en la imputación del costo asociado a la generación hidroeléctrica. Concretamente, el informe de Mercados Energéticos le asigna costo variable cero a dicha fuente, mientras que los cálculos de la Universidad Católica incluyen una valorización de la energía de las represas del Río Negro a 5 US\$/MWh y un cargo fijo mensual de US\$ 2,1 millones para la energía proveniente de Salto Grande.

⁵ No habrían sido enteramente “evitables” en el sentido de que, sin exportaciones, en algunos casos UTE igual habría pagado ciertas sumas a los generadores eólicos y fotovoltaicos. En términos más precisos, los contratos con los generadores establecen una remuneración por la energía no suministrada por las llamadas “restricciones operativas”, que son aquellas limitaciones a la generación impuestas por ADME para la operación segura del sistema. En particular, esas restricciones operativas comprenden las limitaciones a la generación en situaciones en que, de no aplicarse la reducción, la generación total superaría el valor de la demanda de energía (demanda de Uruguay más exportación) menos el margen de reserva y forzamientos definidos por ADME para la operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Si bien como ya se mencionó la introducción de fuentes de generación renovables distintas a la hidráulica comenzó en forma incipiente sobre fines de la década de los 2000, fue fundamentalmente a partir de 2015 que adquirió una mayor relevancia dentro de la matriz. Por lo tanto, a los efectos de la comparación del CAD se optó por considerar el promedio de los siguientes períodos: 2007-2011 como referencia previa a la introducción de renovables en gran escala y 2015-2024 como referencia posterior a dicho cambio (se deja fuera el período de transición, el cual a su vez contempla al año 2012 que fue de severa sequía en el país).

La elección del período 2007-2011 mantiene el criterio establecido por Mercados Energéticos, en su estudio del año 2020, para definir la referencia previa a la introducción masiva de las energías renovables. En ese sentido, si bien la cantidad de años de los períodos seleccionados difiere entre sí porque ahora se ha extendido el más reciente, entendemos que esto no afecta las conclusiones alcanzadas en el documento debido a que las comparaciones se realizan siempre en términos de promedios anuales.

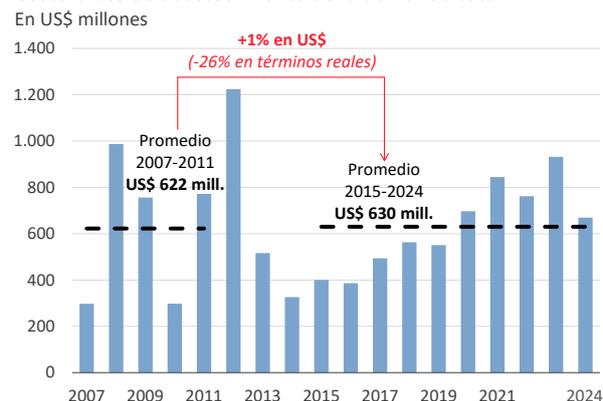
Impacto de la introducción de energías renovables a gran escala

El CAD bruto (costo de abastecimiento de la demanda global) fue de unos US\$ 620 millones por año en 2007-2011 y promedió US\$ 630 millones por año en 2015-2024, aunque con diferencias entre años. En particular, el período más reciente comprende una fuerte sequía en 2023, que determinó un registro especialmente elevado en ese año.

En cualquier caso, también es importante tener en cuenta que a lo largo del extenso período de análisis Uruguay acumuló inflación en dólares. Descontando ese efecto de precios relativos, el CAD bruto medido en términos reales descendió 26% en términos reales en la misma comparación de promedios anuales.

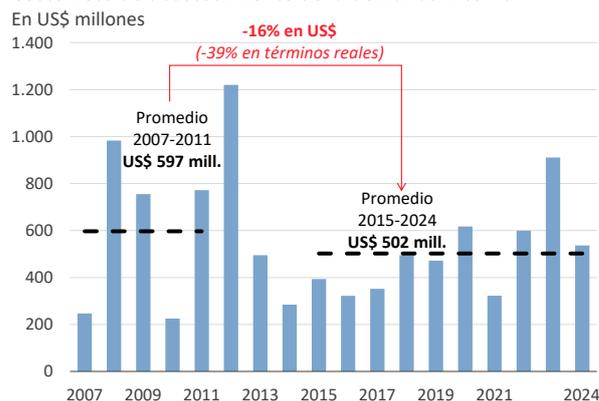
Por su parte, si se restan los ingresos por exportaciones (costo de abastecimiento de la demanda interna), se pasa de un promedio de US\$ 597 millones por año en 2007-2011 a una media de US\$ 502 millones en el segundo período, con un descenso de 16% en la medición en dólares. En pesos constantes, eso implica una caída del CAD neto de exportaciones de casi 40%.

Costo bruto de abastecimiento de la demanda total



Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos y Universidad Católica

Costo neto de abastecimiento de la demanda interna



Más allá de la reducción del CAD neto entre los dos períodos considerados, que apunta a una incidencia positiva de la introducción a gran escala de las energías renovables, también es pertinente realizar algunas precisiones adicionales.

En primer lugar, junto con la reducción del CAD neto también tendió a observarse una menor variabilidad en el segundo período analizado respecto al que existía previo al cambio de matriz energética. Esto está asociado a una disminución de la incidencia de la generación térmica (cuyo costo

oscila con las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles fósiles) y a la mayor disponibilidad de energía de otras fuentes renovables para amortiguar el impacto de la menor generación hidráulica en momentos de sequía.

En concreto y como fuera comentado previamente, durante 2023 se observó una fuerte sequía que redujo la participación de la generación de energía hidráulica y derivó en un incremento del costo de abastecimiento de la demanda. Sin embargo, la suba del CAD neto registrada en dicho año fue menor a la que fuera observada en años anteriores ante eventos climáticos de ese calibre. De hecho, el CAD neto ascendió a US\$ 911 millones durante 2023, más de US\$ 300 millones por debajo del pico registrado en 2012, en ocasión de un shock climático adverso comparable.

A continuación, se presenta un cuadro que ilustra la reducción en la volatilidad del CAD.

Indicadores de CAD neto (de ingresos por exportaciones)

En US\$ millones

	2007-2011	2015-2024
Mínimo	225	322
Máximo	983	911
Promedio	597	502

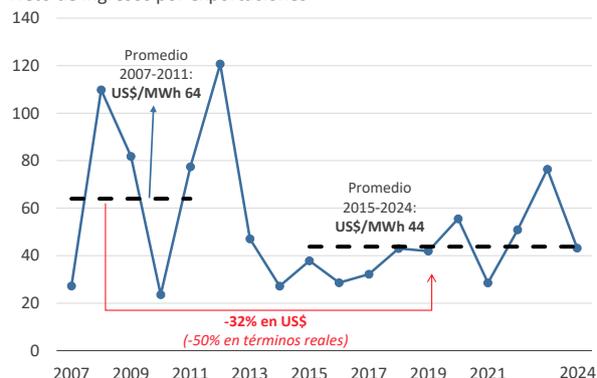
Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos y Universidad Católica

Por otro lado, cabe marcar que en tanto la reducción del CAD en la comparación de promedios fue acompañada por un aumento en el consumo interno de electricidad, el CAD unitario disminuyó en forma aún más pronunciada. Concretamente, el CAD expresado en US\$ / MWh de energía eléctrica consumido en el país bajó 32% entre los dos períodos tomados como referencia previa y posterior a la introducción de energías renovables en la matriz energética (y utilizando la versión del CAD que netea los ingresos por exportaciones). En términos reales, el descenso del CAD unitario fue de 50%.

Una conclusión similar se obtiene al analizar la evolución del CAD en relación al PIB. Ese ratio ha tendido a fluctuar entre 0,5% y 1% en el período 2015-2024, frente a registros que incluso llegaron a superar el 2% del PIB en algunos años previo al cambio de la matriz. Esa evolución da cuenta del abaratamiento del CAD y también de una mayor eficiencia en el consumo energético.

Estimación del CAD unitario (US\$/MWh)

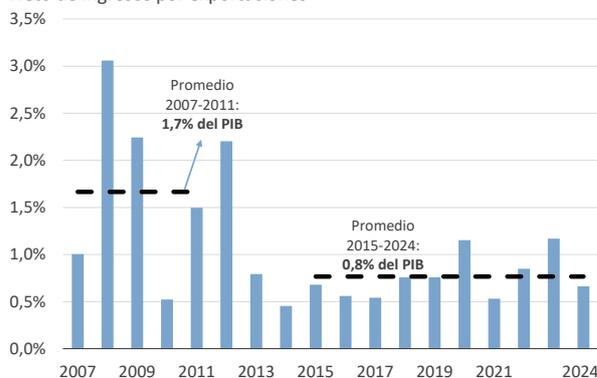
Neto de ingresos por exportaciones



Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos y Universidad Católica

Estimación del CAD en % del PIB

Neto de ingresos por exportaciones

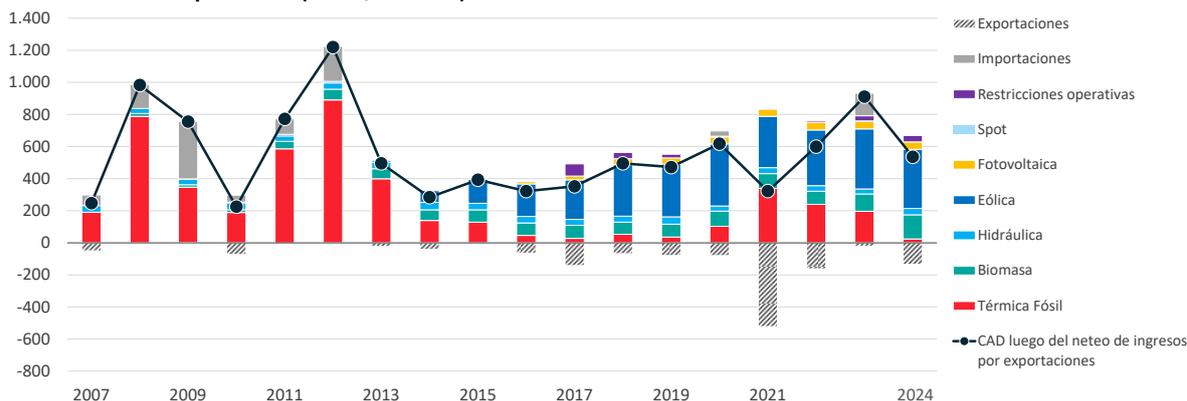


Descomposición por fuentes

La estimación del CAD elaborada por Mercados Energéticos y la Universidad Católica permite observar que el costo asociado a la generación térmica en base a combustibles fósiles bajó sustancialmente con la introducción de fuentes renovables a la matriz, promediando unos US\$ 120 millones anuales en el período 2015-2024 (frente a niveles de alrededor de US\$ 400 millones anuales en 2007-2011).

Consistentemente, también se observa que el CAD vinculado a la generación eólica ha adquirido relevancia: en el promedio 2015-2024 rondó los US\$ 300 millones al año y puntualmente desde el año 2018 se ha ubicado entre los US\$ 320 y US\$ 390 millones anuales.

Estimación del CAD por fuente (en US\$ millones)



Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos y Universidad Católica

El cálculo del CAD considera el monto de las restricciones operativas, correspondiente a la generación que no se vuelca a la red en los casos en que la demanda interna ya está cubierta y no es posible exportar, pero la cual UTE está comprometida a comprar. Según las estimaciones de Mercados Energéticos y la Universidad Católica, ese monto tuvo un máximo de US\$ 75 millones en el año 2017 y se redujo hasta valores próximos a 0 entre 2020 y 2022. En los ejercicios más recientes se ubicó entre US\$ 30 y US\$ 40 millones anuales.

Estimación del CAD por fuente

En US\$ millones

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Importaciones	66	150	359	43	96	218	1	0	0	0	0	2	0	33	5	0	140	1
Restricciones operativas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	76	39	23	3	6	9	32	40
Spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4	1
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	4	14	24	37	38	43	43	47	46	46
Eólica	0	0	3	5	10	10	13	73	149	203	246	321	329	386	320	347	375	368
Hidráulica	41	31	33	43	34	39	41	46	40	40	37	37	46	33	37	35	31	40
Biomasa	1	18	15	17	46	66	63	67	77	78	81	76	80	95	92	81	108	150
Térmica Fósil	190	788	347	189	586	891	399	139	129	46	28	53	36	103	339	240	196	24
Exportaciones	-50	-4	-1	-73	0	-4	-21	-42	-7	-64	-142	-68	-79	-80	-522	-163	-21	-133
CAD neto (de ingresos por exportaciones)	247	983	755	225	772	1.220	495	284	393	322	352	495	472	617	322	599	911	536
CAD neto (de ingresos por exportaciones) / MWh	27	110	82	24	77	121	47	27	38	29	32	43	42	56	29	51	76	43
Consumo interno (en GWh)	9.090	8.954	9.230	9.562	9.976	10.111	10.521	10.454	10.392	11.268	10.942	11.511	11.258	11.122	11.288	11.784	11.929	12.422

Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos y Universidad Católica

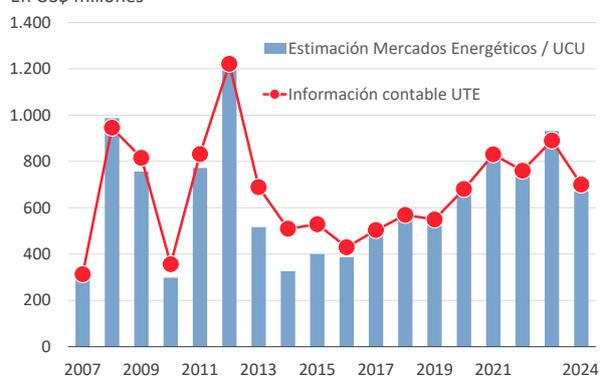
Reconciliación contable

Como se indicó previamente, el cálculo de CAD aquí utilizado proviene de estimaciones realizadas por Mercados Energéticos y la Universidad Católica, aunque el CAD podría aproximarse también a partir de la información contable de UTE. En efecto, las notas a los Estados Financieros Auditados de UTE incluyen aperturas de los costos que permiten discriminar la porción asociada a la generación de electricidad y a la compra de energía eléctrica a terceros⁶.

En las gráficas siguientes se presenta la comparación del CAD según ambas fuentes de información, las cuales han evolucionado en forma muy alineada durante todo el período de análisis. De hecho, la comparación de promedios para los períodos considerados arroja una disminución de 1% en el CAD bruto (frente a la suba de 1% que fuera analizada anteriormente) y una baja de 17% del CAD luego de restar ingresos por exportaciones. En términos reales, se trata de caídas de 27% y 39% respectivamente, prácticamente iguales a las que surgen de la sección previa.

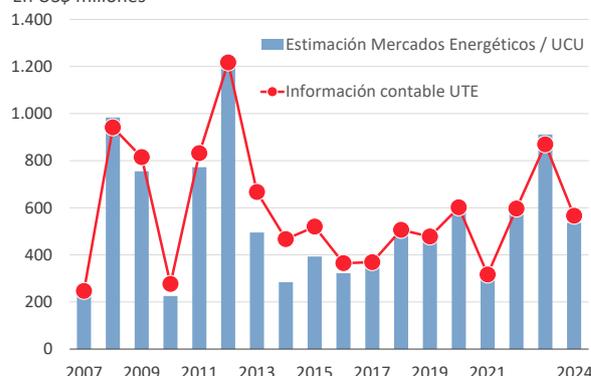
Costo bruto de abastecimiento de la demanda total

En US\$ millones



Costo neto de abastecimiento de la demanda interna

En US\$ millones



Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos, Universidad Católica y Estados Financieros Auditados de UTE

A modo de síntesis, el cuadro siguiente resume la evolución del CAD desde las distintas perspectivas consideradas en este análisis, las cuales ratifican que la introducción de fuentes renovables a gran escala derivó en descensos muy relevantes del costo de abastecimiento de la demanda de electricidad en la comparación del promedio 2015-2024 frente al promedio 2007-2011 (tomado como referencia previa al cambio de matriz energética del país).

	2007-2011	2015-2024	Variación	
			En US\$	En términos reales
Estimaciones Mercados Energéticos / Universidad Católica				
Bruto en mill. US\$	622	630	1%	-26%
Neto de ingresos por exportaciones en mill. US\$	597	502	-16%	-39%
Neto de ingresos por exportaciones unitario (US\$/MWh)	64	44	-32%	-50%
Neto de ingresos por exportaciones en % del PIB	1,7%	0,8%	--	--
Estados Financieros Auditados de UTE				
Bruto en mill. US\$	652	644	-1%	-27%
Neto de ingresos por exportaciones en mill. US\$	622	519	-17%	-39%
Neto de ingresos por exportaciones unitario (US\$/MWh)	67	45	-32%	-50%
Neto de ingresos por exportaciones en % del PIB	1,7%	0,8%	--	--

Fuente: EXANTE en base a Mercados Energéticos, Universidad Católica y Estados Financieros Auditados de UTE.

⁶ Dentro del costo de ventas, se consideraron las cuentas "Compra de energía" y "Generación", las cuales figuran detalladas en la Nota 13 de los Estados Financieros Auditados de UTE, denominada "Información Exigida por Ley N° 19.889 Art. 289 Literal D Informe referente a utilidades y costos desagregados para el ejercicio".

4. Estructura y evolución de las tarifas de energía eléctrica en Uruguay

En este capítulo se analiza el pliego tarifario de UTE y el proceso de fijación de las tarifas de energía eléctrica en Uruguay, presentándose a su vez una descomposición de los ingresos del ente según los distintos segmentos de clientes. Por otra parte, se presenta la evolución de las tarifas de energía eléctrica en diferentes perspectivas (en dólares y en términos reales) y frente a otras variables de relevancia (como los salarios y las tarifas de otros servicios públicos), de forma de contextualizar y evaluar en términos relativos los movimientos de los precios de la energía.

El procedimiento de fijación de tarifas de energía eléctrica

El pliego tarifario de UTE incluye una gran variedad de tarifas, tanto para clientes residenciales como para clientes que utilizan la energía eléctrica para fines productivos. A continuación se presenta un esquema que describe las distintas categorías:

RESIDENCIAL

Residencial simple:

Para los servicios conectados en los niveles de tensión de 230 V y 400 V con modalidad de consumo Residencial cuya potencia contratada sea menor o igual que 40 kW.

Residencial triple horario:

Para los servicios conectados en los niveles de tensión de 230 V y 400 V con modalidad de consumo Residencial con una potencia contratada mínima igual o mayor que 3,5 kW y una potencia contratada máxima menor o igual que 40 kW, con carácter opcional.

Residencial doble horario:

Para los servicios conectados en los niveles de tensión de 230 V y 400 V con modalidad de consumo Residencial cuya potencia contratada sea mayor o igual que 3,5 kW y menor o igual que 40 kW, con carácter opcional.

Consumo básico residencial:

Para servicios monofásicos con modalidad de consumo residencial, a titulares de único servicio, cuya potencia contratada sea igual o menor que 3,7 kW, con carácter opcional. A los efectos de permanecer en esta tarifa no se podrá superar más de dos veces los 230 kWh/mes, en los últimos doce meses (año móvil). Nuestro entendimiento es que esta categoría no está disponible para nuevos clientes.

NO RESIDENCIAL

General simple:

Para los servicios conectados en los niveles de tensión de 230 V y 400 V con modalidad de consumo no Residencial ni Alumbrado Público cuya potencia contratada sea inferior o igual a los 40 kW.

Medianos consumidores:

Con carácter opcional, para los servicios que presenten una potencia contratada mínima (tramo horario Punta-Llano o Punta, según la tarifa) mayor que 40 kW y una potencia contratada máxima (tramo horario Valle) inferior a 250 kW.

Alumbrado público:

Para el alumbrado público a cargo de las autoridades municipales y nacionales y otros clasificados dentro de la modalidad de consumo Alumbrado Público.

Zafra estival:

Para los servicios que concentren el 80% o más de su consumo entre noviembre y marzo inclusive; y que presenten una potencia contratada mínima (tramo horario Punta-Llano o Punta, según la tarifa) mayor que 40 kW y una potencia contratada máxima (tramo horario Valle) inferior a 250 kW, con carácter opcional.

General hora-estacional:

Con carácter opcional para los servicios conectados en los niveles de tensión de 230 V y 400 V con modalidad de consumo no Residencial ni Alumbrado Público, con una potencia contratada mínima igual o mayor que 3,5 kW y una potencia contratada máxima menor o igual que 40 kW.

Grandes consumidores:

Con carácter opcional para los servicios con potencia contratada máxima (tramo horario Valle) igual o mayor que 200 kW.

Doble horario alumbrado público:

Para los servicios de Alumbrado Público cuya potencia contratada sea mayor o igual a 10 kW, con mantenimiento de las redes hasta el puesto de medida a cargo del Cliente, con carácter "opcional".

Movilidad eléctrica:

Para la carga de energía a vehículos eléctricos en puestos de carga ubicados en la vía pública. La habilitación para utilizar el puesto de carga requiere tarjeta de identificación específica.

Fuente: EXANTE en base a UTE.

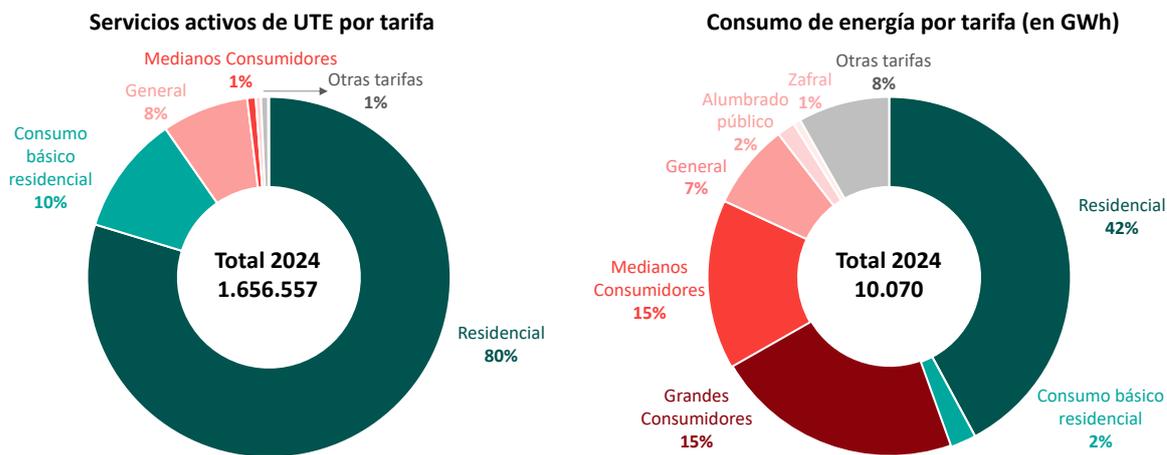
A partir de mayo de 2024 comenzó a regir una nueva tarifa para los servicios con modalidad de consumo de “suscriptores con generación”. En esta categoría entran los suscriptores conectados a la red de distribución de baja o media tensión de UTE que tienen instaladas fuentes primarias de generación para autoconsumo, que funcionan en paralelo con la red y que pueden inyectar energía a la misma. De todas formas, según información de la Dirección Nacional de Energía, actualmente dicha tarifa no cuenta con clientes asociados y por esa razón no se incluye en el diagrama anterior.

Todas las tarifas de energía eléctrica (residenciales y no residenciales) son fijadas por Decreto del Poder Ejecutivo a propuesta de UTE. A su vez, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) cumple el rol de analizar dichas propuestas y elevar informes al Poder Ejecutivo con su valoración respecto a la pertinencia de las mismas. Vale notar que las últimas propuestas de ajustes tarifarios de UTE no han derivado en mayores objeciones por parte de la URSEA.

Según consta en página web de URSEA⁷, “el criterio para determinar la tarifa es el de asegurar que la empresa proveedora del servicio obtenga ingresos que le permitan cubrir sus costos operativos, las amortizaciones de los bienes de uso afectados al servicio y obtener una utilidad razonable”. A su vez, la URSEA agrega que “en la práctica, a este objetivo se han agregado consideraciones de índole macroeconómica”. Sobre este último punto, corresponde marcar que a lo largo del período analizado hubo momentos en los cuales las autoridades hicieron explícito que la incidencia de los precios de la energía en la inflación y la contribución de UTE al balance general del sector público también jugaron un rol relevante en la fijación de las tarifas.

Estructura por tipo de cliente

Más del 90% de los servicios activos de UTE corresponden a tarifas residenciales (de tipo residencial o consumo básico residencial). Sin embargo, el año pasado más de la mitad de la energía comercializada localmente correspondió a clientes no residenciales, que naturalmente tienen una media de consumo sustancialmente mayor. De hecho, el sector no residencial mirado en su conjunto ha tenido una participación de entre 55% y 60% en el consumo total en las últimas tres décadas.



Nota: El consumo de energía que figura en este diagrama no contempla producción para consumo propio ni pérdidas en la distribución (por ende, difiere del consumo interno de electricidad presentado en el cuadro de la sección 2).

Fuente: EXANTE en base a DNE

Como se observa en el cuadro de la página siguiente, las tarifas presentan una dispersión considerable entre sí, aunque el precio del plan residencial simple es mayor en términos unitarios que el precio no residencial (considerando por ejemplo las tarifas de grandes y medianos consumidores o la tarifa general). De todas formas, vale marcar que dicha brecha se ha reducido en los últimos años.

⁷ Disponible en: <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/tarifas-energia-electrica>

Los precios que se listan a continuación corresponden a los promedios ponderados por cada tipo de tarifa, calculados por UTE y publicados en su informe anual de “UTE en Cifras”. Incluyen los costos por energía, cargo fijo, potencia y descuentos, sin considerar impuestos.

Precio medio de venta en el mercado interno - 2024		
	\$/MWh	US\$/MWh
Tarifas residenciales		
Residencial simple	9.169	228
Consumo Básico Residencial	7.701	192
Doble Horario Residencial	7.110	177
Triple Horario Residencial	6.414	160
Tarifas no residenciales		
Alumbrado Público	10.154	253
Doble Horario Alumbrado Público	8.561	213
Medianos Consumidores	7.648	190
Zafra Estival	7.234	180
Movilidad eléctrica	7.057	176
General	6.961	173
Grandes Consumidores	5.296	132
General Hora Estacional	5.035	125

Nota: Refiere a precios promedio ponderados. Incluye los costos por energía, cargo fijo, potencia y descuentos, sin considerar impuestos.
Fuente: EXANTE en base a UTE en Cifras 2024.

Por otro lado, es relevante notar que estas tarifas coexisten con una serie de programas de bonificaciones especiales para algunos sectores o destinos de consumo. A continuación se detallan algunos ejemplos.

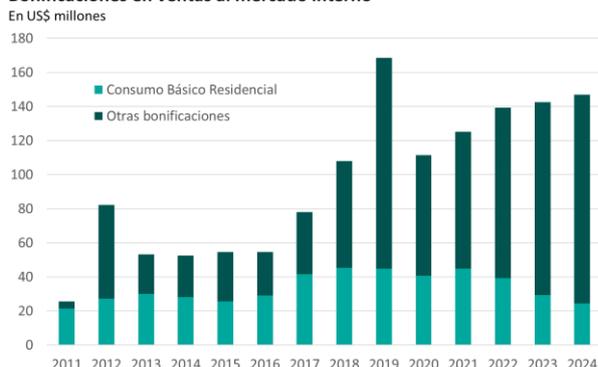
Ejemplos de programas de bonificaciones y descuentos de UTE

Convenio UTE - APPCU	Incentivos para la industria de la construcción de edificios residenciales u oficinas, donde se prevean y/o instalen tecnologías de interés de UTE. Se exonera el 100% del costo mensual que será acumulado por el término de los primeros meses de facturación del Suministro Provisorio, se aplica una bonificación por el local de subestación y también una bonificación sobre la tasa de conexión del servicio definitivo total, de acuerdo a la potencia total de las tecnologías de interés instaladas.
Beneficio sector pesquero	Las plantas procesadoras de pescado obtendrán un descuento del 15% en la factura de energía eléctrica, correspondiente a los conceptos energéticos (costos fijos, potencia contratada y energía consumida) sin IVA, durante el periodo de agosto de 2024 hasta julio de 2025. Los suministros beneficiados serán proporcionados por el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP), pudiendo incorporar nuevos servicios a bonificar hasta el 31 de julio de 2025.
Beneficios para riego	El Plan Riego Adicional Fuera de Zafra beneficia a clientes de UTE que utilizan el riego con fines productivos. Se otorga un descuento de 50% en el consumo de energía eléctrica que se realice por encima del consumo de referencia de años anteriores. Aplica entre los meses de abril a octubre de 2025. Por otro lado, todos los clientes inscriptos en el MGAP habilitados para realizar riego con fines productivos y que tengan contratadas tarifas horarias con UTE, el consumo en Horario Punta será facturada al precio de Fuera de Punta o de Llano (según el tipo de contrato). El beneficio aplica al periodo que va desde noviembre 2024 hasta octubre 2025.
Beneficios para el sector lácteo	Aplicable durante 2024 a productores lácteos y empresas o unidades productivas de la cadena láctea. Contemplaba los siguientes descuentos: El 80% sobre el cargo de la energía para los primeros 500 kWh de consumo a los productores con potencia contratada menor o igual a 15 kW. El 15% sobre el cargo de la energía a los productores con potencia contratada mayor a 15 kW. El 15% sobre los cargos de energía a la industria láctea.
Beneficio para el sector vitivinícola	Se obtuvo un descuento del 10% en la factura de energía eléctrica, correspondiente a los conceptos energéticos (costos fijos, potencia contratada y energía consumida) sin IVA del período febrero 2024 a julio 2024.
Confort Central	Bonificación a todos los edificios residenciales o de oficinas que instalen una Bomba de Calor asociada a un servicio con potencia contratada mayor a 40 kW destinados exclusivamente para calentamiento de agua y/o calefacción central. Consiste en la aplicación de un descuento en el cargo por Potencia Contratada de la Tarifa Mediano Consumidor durante 10 años (período equivalente a vida útil de esta tecnología), de 90% en los meses de octubre a marzo y de 35% en los meses de abril a setiembre.
Confort Piscinas	Incentivo para la instalación de Bombas de Calor en piscinas utilizadas por clientes no domésticos (clubes deportivos, plazas de deportes, hoteles, hogares de ancianos, etc). UTE bonifica USD 200 por kW eléctrico, refiriéndose a la potencia eléctrica nominal instalada para la Bomba de Calor asociada exclusivamente a climatización de la piscina.
Plan PYMES +	Para pequeñas y medianas empresas que tengan una potencia contratada menor o igual a 40 kW y por la adquisición de nuevos equipos eléctricos necesiten elevarla. Contratan la Tarifa Mediano Consumidor 1 (MC1), la cual tiene cargos por conceptos energéticos más elevados, pero se le mantiene precio de la tarifa THE por 5 años.

Fuente: EXANTE en base a web de UTE. Listado no exhaustivo.

De hecho, la apertura de los ingresos por ventas en los estados financieros de UTE ha mostrado una incidencia creciente de las bonificaciones. Concretamente, el año pasado el ente explicitó bonificaciones por un total de casi US\$ 150 millones, que equivalen a 7,8% de la facturación bruta (antes de bonificaciones) al mercado interno. De ese monto, unos US\$ 24 millones correspondieron a la bonificación en consumo básico residencial. Los restantes US\$ 123 millones no cuentan con apertura en las notas de los estados financieros auditados y por tanto no pueden asociarse específicamente a los distintos programas de bonificaciones y descuentos que tiene UTE.

Bonificaciones en ventas al mercado interno



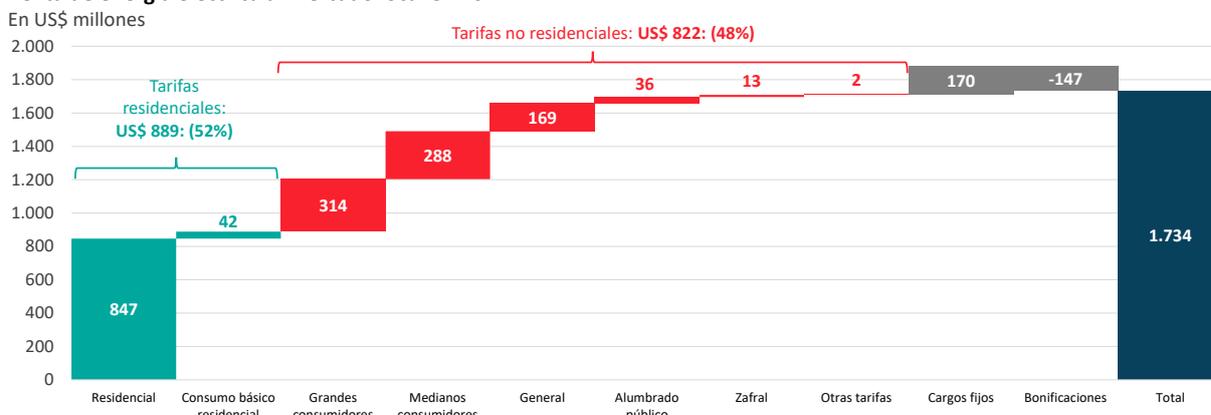
Bonificaciones / Ventas Brutas al Mercado Interno



Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

Por último y en relación a la estructura general de ingresos, cabe marcar que el mayor precio unitario de las tarifas residenciales explica que, a pesar de tener asociado un menor consumo energético, los ingresos por tarifas residenciales tienen un peso relativamente similar al de las tarifas no residenciales en la facturación de UTE en el mercado local.

Venta de energía eléctrica al mercado local en 2024



Notas:

- "Residencial" incluye a las tarifas residencial simple, doble horario y triple horario.
- Los porcentajes expuestos se expresan en relación a la facturación antes de cargos fijos y bonificaciones, ya que éstos no se pueden descomponer entre clientes residenciales y no residenciales.

Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

Evolución histórica de las tarifas de energía eléctrica

A continuación se presenta la evolución de las tarifas de energía eléctrica en diferentes perspectivas: en términos nominales (pesos y dólares), en términos reales, en relación a los salarios y en relación a otras tarifas (agua potable y nafta).

Como ya se explicó, existe una gran cantidad de tarifas con diferentes valores entre sí, por lo que optamos por presentar en los gráficos la evolución de las categorías con mayor peso relativo.

Concretamente, se utilizó la referencia de la tarifa “Residencial simple” para los clientes residenciales (que en 2024 representó casi el 60% de los flujos consumidos por el sector residencial) y las tarifas “Grandes consumidores” y “Medianos consumidores” para los clientes no residenciales (que el año pasado tuvieron un peso de 40% y 27% respectivamente en los flujos consumidos por el sector no residencial).

En cualquier caso, cabe aclarar que las conclusiones respecto a los movimientos que han tenido estas tarifas no varían en forma sustantiva de la que surge de considerar promedios ponderados.

Si se analizan los distintos tipos de tarifas de energía eléctrica en términos reales, se observa que las mismas evolucionaron fuertemente al alza hasta el año 2009, quedando relativamente estables posteriormente y empezando a declinar desde el 2013. Ello significa que habían comenzado a descender incluso en forma previa a la incorporación de los generadores eólicos y fotovoltaicos a gran escala, aunque la caída se profundizó con ese proceso. Así, las tarifas de energía eléctrica acumularon frente a ese máximo caídas de entre 17% y 28% en términos reales.

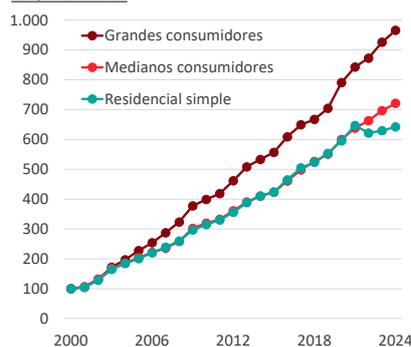
Cabe notar que esos descensos son los que resultan de considerar los precios medios reportados en los informes de “UTE en cifras” para cada una de las categorías tarifarias seleccionadas. Entendemos que éstos no incluyen la incidencia de bonificaciones sectoriales y otras bonificaciones por distintos tipos de consumo que UTE implementó en los últimos años. Por lo tanto, es de presumir que el descenso efectivo del costo de la energía eléctrica para los clientes de UTE (considerando también esos descuentos) haya sido incluso superior.

Cuando se expresan las tarifas en dólares, si bien el máximo se alcanzó también en 2013, en los últimos años tendieron a aumentar. De hecho, la tarifa de los grandes consumidores registró un aumento de 28% en los últimos cuatro años y en 2024 se ubicó solo 3% por debajo de los niveles de 2013. Asimismo, la tarifa de los medianos consumidores se incrementó 26% desde 2020 y se situó en un valor 6% inferior al de 2013. En el caso de la tarifa residencial, el aumento de los últimos años fue menor y preserva una distancia de 16% en la misma comparación.

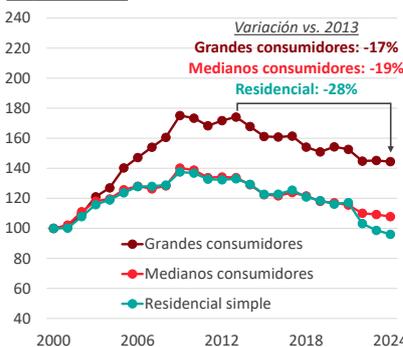
Tarifas de energía eléctrica por MWh

Índices base 2000 = 100

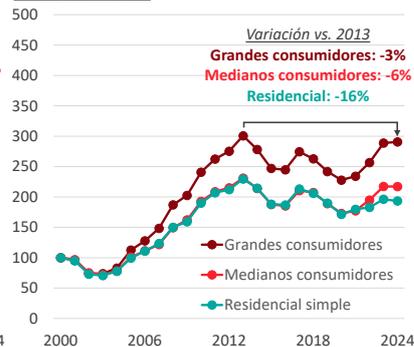
En \$ corrientes



En \$ constantes



En US\$ corrientes



Fuente: EXANTE en base a UTE en Cifras e INE.

Utilizando la misma comparación de promedios que en el capítulo previo (período 2007-2011 como referencia anterior a la penetración de energías renovables y período 2015-2024 como referencia posterior), se obtiene que en términos reales las tarifas bajaron entre 8% y 14%, pero que medidas en dólares tuvieron incrementos de entre 15% y 23%. Como se expuso en la sección previa, en esa comparación el CAD mostró un abaratamiento notoriamente más pronunciado (ver tabla siguiente).

Tarifas y Costo de Abastecimiento de la Demanda	2007-2011	2015-2024	Variación	
			En US\$	En términos reales
Tarifas de UTE				
Residencial (US\$/MWh)	196	225	15%	-14%
Grandes consumidores (US\$/MWh)	94	116	23%	-8%
Medianos consumidores (US\$/MWh)	146	172	17%	-13%
Unidad Básica de Tasa (referencia de tarifa promedio) en US\$*	18	21	15%	-14%
CAD de Estados Financieros Auditados de UTE				
Bruto en mill. US\$	652	644	-1%	-27%
Neto de ingresos por exportaciones en mill. US\$	622	519	-17%	-39%
Neto de ingresos por exportaciones unitario (US\$/MWh)	67	45	-32%	-50%

(*) La Unidad Básica de Tasa es una referencia que publica UTE, la cual se actualiza en función del ajuste medio de los distintos tipos de tarifas.

Nota: Se trae como referencia la evolución del CAD compuesto a partir de los Estados Financieros de UTE, aunque como se explicó en la sección previa muestra una evolución muy similar a la del CAD estimado a partir del costo por fuente de generación que realizaron Mercados Energéticos y la Universidad Católica.

Fuente: EXANTE en base a UTE en Cifras y Estados Financieros Auditados de UTE.

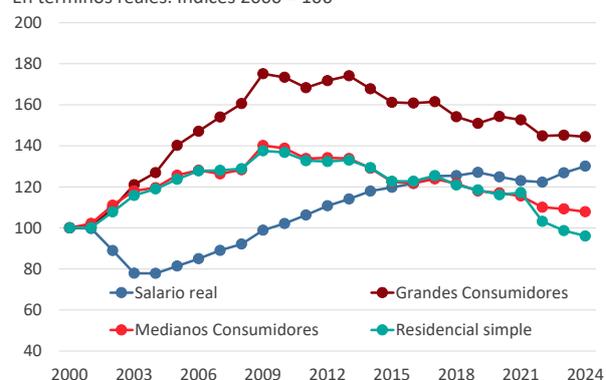
A los efectos de caracterizar la trayectoria del precio de la electricidad en los últimos años, también es importante analizar la evolución de las tarifas en relación a otras variables clave de la economía, como el salario real. El salario promedio de la economía medido en términos reales evolucionó sistemáticamente al alza desde 2003 hasta 2019. Luego, entre 2020 y 2022 registró cierto descenso, en un contexto de caída de la actividad a instancias de la pandemia del COVID 19. En los últimos dos años el salario promedio en términos reales mostró un aumento y superó los niveles de 2019.

Dado que el incremento de las tarifas medidas en términos reales fue más moderado que el del salario real en la década de los 2000 y en primeros años de la década del 2010, las tarifas de energía eléctrica de hecho se abarataron en relación a los salarios en ese período. Esa tendencia siguió verificándose en años posteriores y, si bien mostró un leve freno en 2020-2021 (a raíz de la caída de los salarios en términos reales ya comentada), en los últimos años continuó con la tendencia pre-COVID.

En comparación con 2013 (año en que las tarifas de electricidad medidas en términos reales alcanzaron su máximo), las tarifas se abarataron en relación al salario promedio de la economía 27% y 29% a nivel de grandes y medianos consumidores respectivamente y en 37% para las tarifas residenciales. Si se utiliza la comparación de promedios 2015-2024 frente a 2007-2011, el abaratamiento de las tarifas en términos del poder adquisitivo del salario fue del orden de 30%.

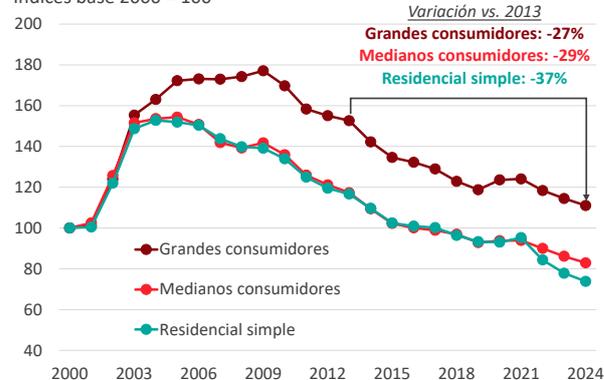
Tarifas de energía y salario

En términos reales. Índices 2000 = 100



Tarifas de energía en relación al salario

Índices base 2000 = 100



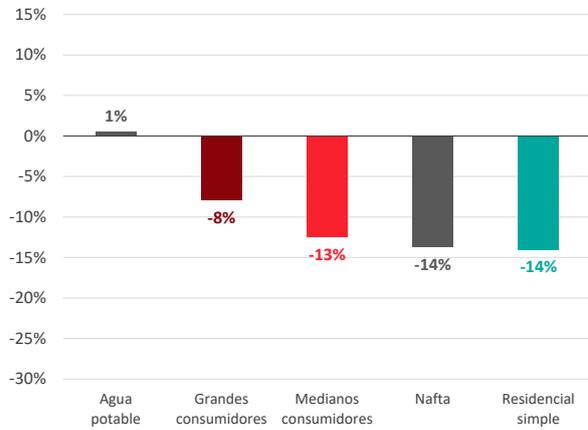
Fuente: EXANTE en base a UTE en Cifras e INE.

Finalmente, se compara la evolución de la tarifa de energía eléctrica respecto a la de otros servicios públicos. Para ello se tomaron como referencia las series de precios del agua potable y de la nafta que componen al Índice de Precios al Consumo del INE y se las contrastó con las tarifas de energía eléctrica

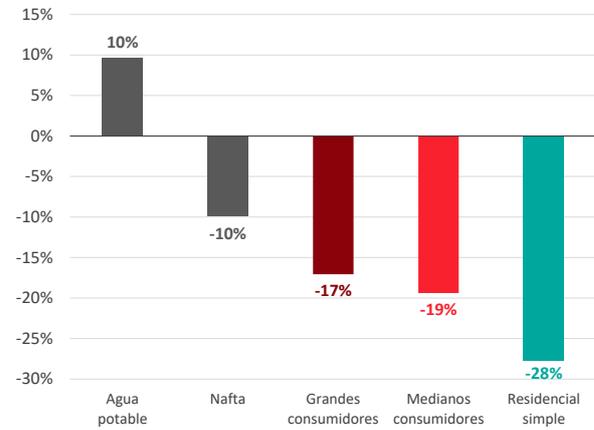
seleccionadas anteriormente. Como se ilustra a continuación, la tarifa de energía eléctrica residencial mostró una reducción similar que el precio de la nafta en la comparación de promedios de los dos períodos considerados a lo largo del informe y mayor en la comparación frente a 2013. Por su parte, las tarifas para medianos y grandes consumidores tuvieron un descenso algo inferior al del precio de la nafta en la comparación de promedios, aunque superior en la comparativa respecto a 2013.

Tarifas públicas en términos reales

Variación promedio 2015-2024 vs. promedio 2007-2011



Variación 2024 vs. 2013



Fuente: EXANTE en base a UTE en Cifras e INE.

5. El CAD y los otros costos operativos de UTE desde la óptica de sus balances

En este capítulo se analiza el impacto que tuvo la reducción del costo de abastecimiento de la demanda de electricidad sobre los márgenes de UTE, a través de diversas métricas contables calculadas desde sus estados financieros auditados. En particular, se busca poner en perspectiva la magnitud de la baja del CAD respecto a los otros costos de UTE y su impacto en la rentabilidad del ente, así como también el cambio en su situación financiera a raíz de la mayor generación operativa de caja de la compañía.

El impacto de la reducción del CAD en los márgenes de UTE

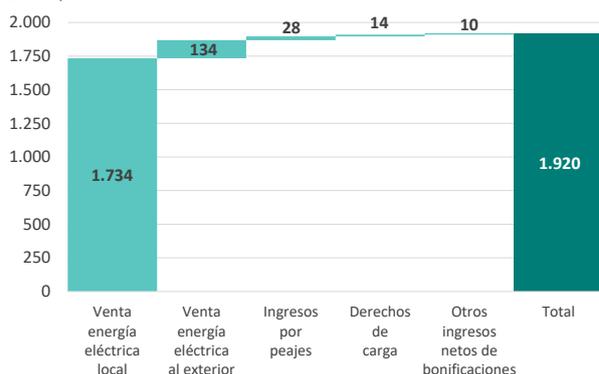
Esta sección se basa en los estados financieros auditados y sus respectivas notas, que permiten visualizar una mayor apertura dentro de los ingresos y los costos. Cabe notar que la referencia al CAD como suma de los costos de generación y de compra de energía es propia de EXANTE. El costo de abastecimiento de la demanda no es un concepto contable ni que esté referido explícitamente en los estados financieros de la compañía.

Como es sabido, UTE obtiene ingresos y enfrenta costos por distintas actividades adicionales a la generación de energía eléctrica, como por ejemplo la transmisión y la distribución de energía. Esas actividades quedan por fuera del objeto central de este informe, pero lógicamente impactan también sobre los resultados del ente. En el Anexo se incluye una tabla con información desagregada de los costos de venta de UTE, identificando esas otras actividades (según la información que se desprende de los estados contables de la empresa).

Sin embargo y como se ilustra a continuación, la evolución del CAD y de las tarifas es clave en la determinación del margen bruto de UTE, ya que las ventas de energía eléctrica constituyen prácticamente la totalidad de los ingresos operativos del ente, al tiempo que el CAD (computado en este informe como la suma del costo de generación y la compra de energía eléctrica) representó en 2024 casi el 65% del costo de venta⁸.

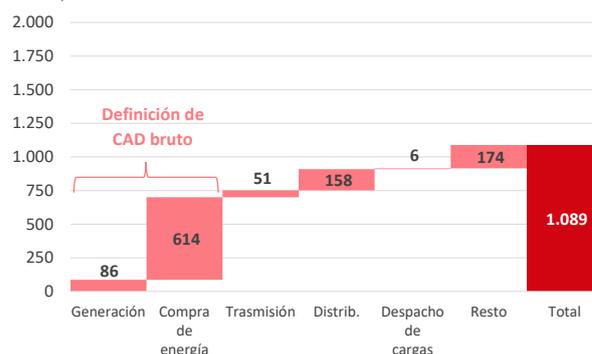
Composición de los ingresos operativos de UTE - 2024

En US\$ millones



Composición del costo de ventas de UTE - 2024

En US\$ millones



Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

En la página siguiente se expone el Estado de Resultados de UTE expresado en su equivalente en millones de dólares para el período 2007-2024 y se incluye un diagrama que presenta la variación por rubro en la comparación de promedios que se viene utilizando a lo largo de este informe, expresada en dólares, en términos reales y de forma unitaria (en términos reales y normalizado por los MWh consumidos).

⁸ En Anexo se incluye una tabla con información desagregada de los costos de venta de UTE en cada uno de los años del período analizado.

UTE – Estado de Resultados (en US\$ millones)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Venta de energía eléctrica	927	943	1.098	1.453	1.568	1.551	1.745	1.659	1.456
<i>Mercado Interno</i>	861	939	1.097	1.373	1.568	1.547	1.723	1.617	1.448
<i>Exportación</i>	66	4	0	80	0	4	22	42	9
Otros ingresos operativos	41	37	24	25	25	28	27	24	23
Costo de venta	(525)	(1.187)	(1.056)	(657)	(1.179)	(1.580)	(1.054)	(884)	(885)
<i>Generación</i>	(184)	(700)	(386)	(224)	(615)	(898)	(562)	(340)	(284)
<i>Compra de energía</i>	(128)	(246)	(429)	(132)	(217)	(323)	(126)	(169)	(245)
<i>Subtotal CAD</i>	(313)	(946)	(815)	(356)	(832)	(1.221)	(689)	(509)	(529)
<i>Otros costos de venta</i>	(212)	(241)	(241)	(301)	(348)	(359)	(365)	(375)	(356)
Resultado Bruto	443	(206)	65	820	414	(1)	718	799	594
Gastos de Administración y Ventas	(182)	(176)	(190)	(266)	(277)	(318)	(351)	(307)	(314)
[Ingresos - Gastos Varios]	(9)	(20)	12	(18)	(15)	(17)	(36)	(30)	(54)
Resultado Operativo	252	(402)	(113)	536	121	(336)	331	462	226
Resultados financieros	38	(108)	200	(6)	33	33	(18)	(57)	(20)
Resultado antes de impuestos	291	(510)	87	530	154	(303)	313	405	206
IRAE	(85)	116	9	(113)	(7)	134	4	47	12
Resultado Neto	206	(395)	96	417	147	(168)	317	452	218
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones</i>	(247)	(941)	(815)	(277)	(832)	(1.217)	(667)	(467)	(520)
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones / MWh</i>	(27)	(105)	(88)	(29)	(83)	(120)	(63)	(45)	(50)
<i>Consumo interno (en GWh)</i>	<i>9.090</i>	<i>8.954</i>	<i>9.230</i>	<i>9.562</i>	<i>9.976</i>	<i>10.111</i>	<i>10.521</i>	<i>10.454</i>	<i>10.392</i>

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Venta de energía eléctrica	1.556	1.765	1.650	1.438	1.365	1.864	1.672	1.727	1.869
<i>Mercado Interno</i>	1.492	1.631	1.588	1.366	1.286	1.350	1.508	1.706	1.734
<i>Exportación</i>	65	134	63	72	79	514	163	21	134
Otros ingresos operativos	22	25	28	26	25	24	31	52	51
Costo de venta	(748)	(870)	(942)	(893)	(979)	(1.120)	(1.110)	(1.273)	(1.089)
<i>Generación</i>	(139)	(76)	(102)	(80)	(144)	(362)	(286)	(262)	(86)
<i>Compra de energía</i>	(290)	(427)	(467)	(470)	(536)	(469)	(474)	(629)	(614)
<i>Subtotal CAD</i>	(429)	(503)	(569)	(549)	(681)	(831)	(760)	(890)	(700)
<i>Otros costos de venta</i>	(319)	(367)	(373)	(343)	(298)	(290)	(350)	(383)	(389)
Resultado Bruto	831	920	736	571	412	768	593	506	831
Gastos de Administración y Ventas	(285)	(339)	(338)	(318)	(286)	(295)	(364)	(371)	(387)
[Ingresos - Gastos Varios]	(39)	30	(2)	(32)	(20)	30	(40)	22	(5)
Resultado Operativo	508	610	397	221	106	503	189	156	439
Resultados financieros	(89)	(82)	(43)	(117)	(151)	(105)	(89)	(117)	(145)
Resultado antes de impuestos	418	528	354	104	(45)	398	101	40	295
IRAE	(14)	(39)	14	75	116	(2)	61	68	3
Resultado Neto	405	489	368	179	71	396	162	108	298
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones</i>	(365)	(369)	(506)	(478)	(602)	(316)	(596)	(869)	(566)
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones / MWh</i>	(32)	(34)	(44)	(42)	(54)	(28)	(51)	(73)	(46)
<i>Consumo interno (en GWh)</i>	<i>11.268</i>	<i>10.942</i>	<i>11.511</i>	<i>11.258</i>	<i>11.122</i>	<i>11.288</i>	<i>11.784</i>	<i>11.929</i>	<i>12.422</i>

Nota: Como se explicó en la sección previa, el CAD (que conforma el costo de ventas del ente) se compuso a partir del gasto en compra de energía y costos de generación detallado en las notas a los Estados Financieros Auditados de UTE y se trata de una versión bruta, por lo que se deja como referencia el CAD neto de ingresos por exportación al final del diagrama.

Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

Comparación de promedios

	Mill. US\$		Variación 2015-2024 vs. 2007-2011			
	2007-2011	2015-2024	En US\$		En términos reales	
			(en monto)	(var. %)	(var. %)	En términos reales unitarios (var. %)
Venta de energía eléctrica	1.198	1.636	439	37%	2%	-16%
<i>Mercado Interno</i>	1.168	1.511	343	29%	-3%	-20%
<i>Exportación</i>	30	125	95	317%	196%	141%
Otros ingresos operativos	30	31	0	1%	-31%	-44%
Costo de venta	(921)	(991)	(70)	8%	-21%	-35%
<i>Generación</i>	(422)	(182)	240	-57%	-67%	-73%
<i>Compra de energía</i>	(230)	(462)	(232)	100%	44%	17%
<i>Subtotal CAD</i>	(652)	(644)	8	-1%	-27%	-41%
<i>Otros costos de venta</i>	(269)	(347)	(78)	29%	-4%	-21%
Resultado Bruto	307	676	369	120%	69%	42%
Gastos de Administración y Ventas	(218)	(330)	(111)	51%	12%	-8%
[Ingresos - Gastos Varios]	(10)	(11)	(1)	8%	-8%	-21%
Resultado Operativo	79	336	257	326%	256%	219%
Resultados financieros	31	(96)	(127)	-	-	-
Resultado antes de impuestos	110	240	130	117%	72%	52%
IRAE	(16)	30	46	-	-	-
Resultado Neto	94	269	175	186%	130%	102%
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones</i>	(622)	(519)	104	-17%	-39%	-50%
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones / MWh</i>	(66)	(46)	21	-31%	-50%	

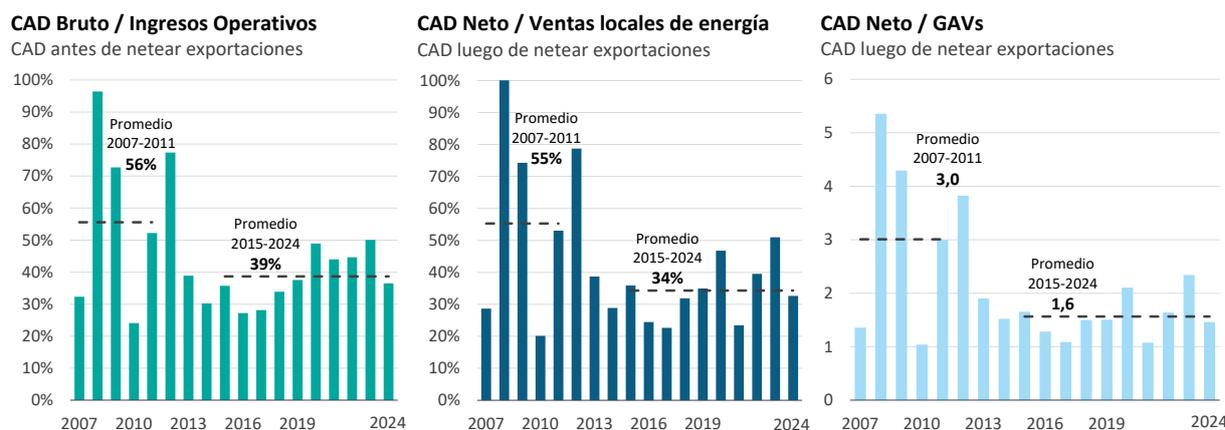
Nota: La última columna referente a la variación en términos reales por GWh considera los flujos de consumo interno (incluyendo consumos propios de las centrales y pérdidas en la distribución).

Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

La reducción del CAD fue relevante en la mejora del resultado bruto de UTE entre ambos períodos, ya que si bien los otros componentes del costo de venta también bajaron si se los mide en términos reales controlados por consumo, lo hicieron en una magnitud notoriamente más acotada.

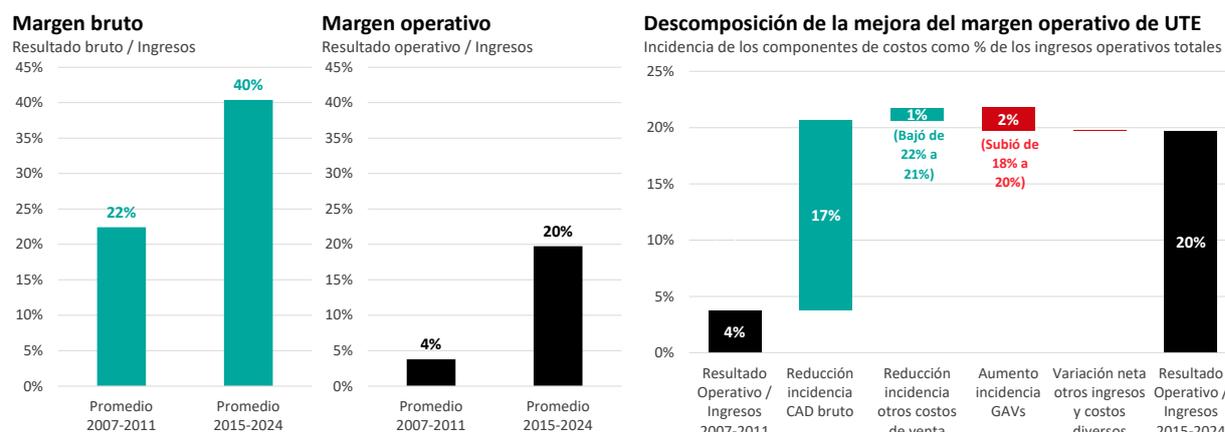
En particular, se destaca que el CAD no solo bajó sensiblemente su incidencia en relación a los ingresos operativos, sino que también redujo su peso relativo dentro de los costos operativos. En la tercera gráfica se presenta la evolución del CAD neto de ingresos por exportaciones en relación a los Gastos de Administración y Ventas del ente, constatándose que en el período 2007-2011 el CAD neto llegó a ser de 3 veces esos costos, mientras que en el período 2015-2024 el CAD neto los superó en 1,6 veces.

A su vez, vale marcar que el incremento que exhibió el CAD respecto a estas referencias durante la sequía de 2023 igualmente dejó a estos ratios en niveles sensiblemente inferiores a los registrados durante el fenómeno climático adverso de 2012.



Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

En síntesis, la reducción del CAD contribuyó en la recomposición del margen bruto y de la rentabilidad operativa de UTE. En concreto, del diagrama de la página anterior se desprende que el CAD bruto disminuyó en US\$ 8 millones anuales si se compara el promedio del período 2015-2024 frente al promedio del período 2007-2011. Eso difiere de la evolución registrada por los restantes componentes del costo de venta y los gastos de estructura de la compañía, que en términos agregados aumentaron en unos US\$ 190 millones anuales en la comparación entre períodos.



Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

Si se expresan las cifras en relación al total de los ingresos operativos de UTE, la reducción de la incidencia del CAD bruto fue de más de 15 puntos porcentuales (de 56% a 39%) y resultó el cambio más material para explicar la mejora que tuvo el margen operativo del ente, que pasó de promediar un

4% de los ingresos operativos totales en 2007-2011 a ubicarse en torno a 20% en el período 2015-2024 (ver segundo gráfico de la página anterior).

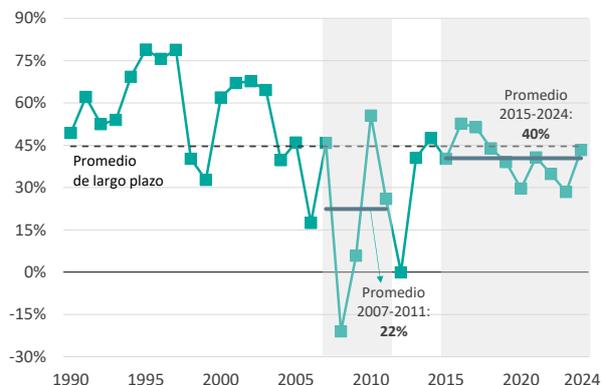
La evolución de la rentabilidad de UTE en una perspectiva de largo plazo

Cabe notar que, en una perspectiva de más largo plazo, los niveles de rentabilidad bruta que obtuvo UTE en el período posterior a la introducción de energías renovables a gran escala resultan algo menores a los observados en la década de los 90 y primera parte de la década de los 2000 (cuando el margen bruto llegó a superar el 60% en varios años). De hecho, el margen bruto de UTE en un promedio de largo plazo (1990-2024) rondó justamente el 45%.

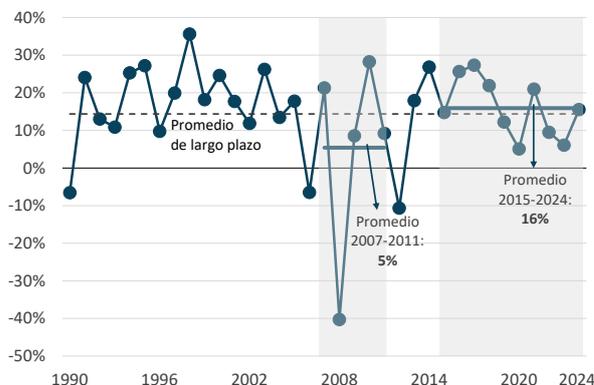
A nuestro juicio, de lo anterior debe concluirse que la reducción del CAD que siguió a la transformación de la matriz energética permitió una recomposición de la rentabilidad operativa del ente luego de un período de resultados especialmente bajos en términos históricos, que en ausencia de ese abaratamiento de costos solo podría haberse logrado con aumentos de las tarifas.

Acompañando este aumento de la rentabilidad operativa, UTE procesó también una importante mejora de su margen neto en la comparación de promedios. En efecto, el margen neto del ente pasó de promediar un 5% en el período 2007-2011 a promediar 16% en 2015-2024 (incluso pese a que en esta comparación de promedios el movimiento de los resultados no operativos operó en sentido contrario, puesto que tuvieron un deterioro). Se cumple nuevamente la conclusión de que esta mejora en el margen neto implicó retornar a niveles similares a los obtenidos en una mirada de largo plazo (en 1990-2024 el margen neto promedió un 14%).

Resultado Bruto / Ingresos operativos



Resultado Neto / Ingresos operativos



Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE y Memorias Anuales de UTE.

Cambios en la situación financiera de UTE a raíz de la mejora en la rentabilidad

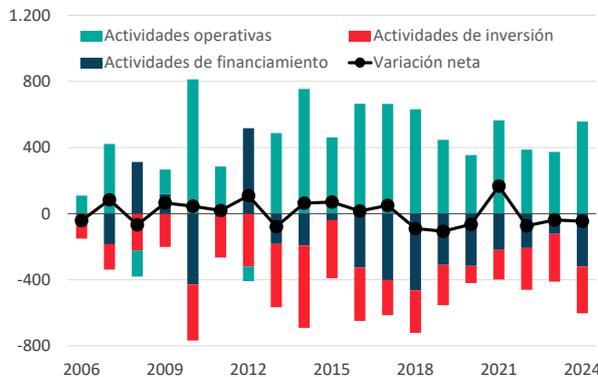
Naturalmente, la mejora de la rentabilidad operativa de UTE se tradujo en una mayor generación de efectivo proveniente de actividades operativas. En efecto, el flujo de efectivo derivado de la operación ha sido sistemáticamente positivo en los últimos años, pasando de una media de US\$ 302 millones por año en el período 2007-2011 a un promedio de US\$ 510 millones por año en 2015-2024. A su vez y como se observa en el primer gráfico de la página siguiente, eso permitió que el ente aplicara fondos para amortizar deudas financieras y pagar intereses financieros, para realizar pagos de arrendamientos⁹ y para distribuir dividendos.

⁹ UTE en su calidad de arrendatario reconoce activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos (y reconoce el gasto por intereses sobre el pasivo financiero, así como el gasto por depreciación del activo por derecho de uso). Los principales acuerdos por arrendamiento

En particular, los dividendos distribuidos habían sumado unos US\$ 270 millones en todo el período 2007-2011 (US\$ 54 millones por año en promedio, aunque con registros prácticamente nulos en algunos ejercicios) y resultaron en promedio de US\$ 180 millones por año (US\$ 1.800 millones en total) en el período 2015-2024. Cabe notar que la distribución de dividendos no se interrumpió en el período 2023-2024, incluso con un contexto de severa sequía.

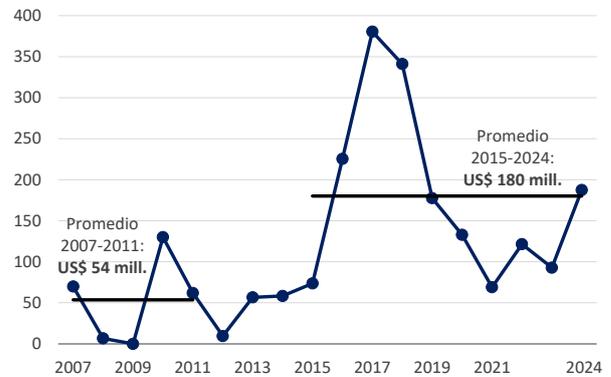
Flujo de efectivo por actividad

En US\$ millones



Pago de dividendos

En US\$ millones

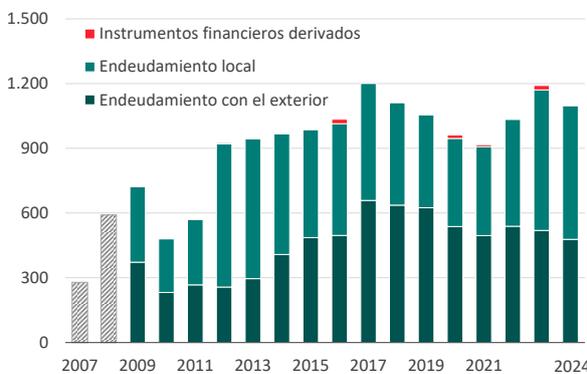


Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

Además de haber distribuido dividendos y como ya se señaló, el ente disminuyó su saldo de pasivos financieros en gran parte del segundo período definido. En el gráfico de la izquierda se observa que ese saldo tuvo un máximo en 2017 y descendió de forma sostenida hasta 2021, bajando en casi US\$ 300 millones en el acumulado de esos cuatro ejercicios. Esa tendencia no continuó en los tres ejercicios más recientes. De todos modos, el año pasado los pasivos financieros igual resultaron más de US\$ 100 millones inferiores al pico de 2017.

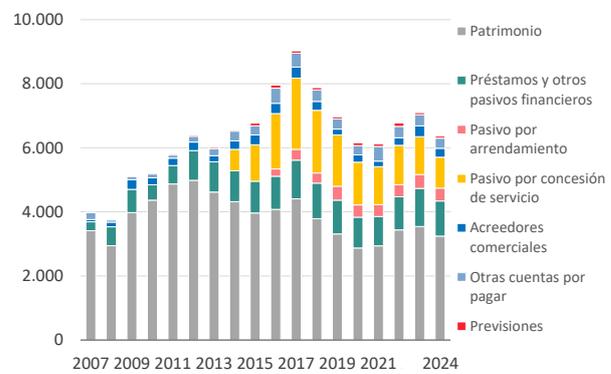
Préstamos y otros pasivos financieros de UTE

En US\$ millones



Pasivo y patrimonio de UTE

En US\$ millones



Notas:

- No se cuenta con la desagregación del saldo de la cuenta "Préstamos y otros pasivos financieros" según tipo de endeudamiento para 2007 y 2008.
- El saldo de instrumentos financieros derivados corresponde a swaps de tasa de interés y contratos de compraventa de dólares a futuro.

Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.

Más allá de estos movimientos en la deuda financiera, UTE no modificó en forma sustancial su nivel de apalancamiento durante el período analizado, puesto que al mismo tiempo también variaron otros pasivos. En particular, el saldo de pasivos por arrendamiento tendió a permanecer relativamente estable y los pasivos por concesión de servicios adquirieron relevancia al inicio del segundo período

eran al cierre del último ejercicio: contrato con Interconexión del Sur S.A. para la cesión de uso de las instalaciones de la Estación Conversora de Melo, contrato con Eletrobras para derechos de uso exclusivo de las instalaciones de transmisión construidas en Brasil, contrato con Nicefield S.A. para acceder a una central de generación eólica en el campo "Palomas" con opción de compra, contrato con Isbel S.A. para arrendar medidores básicos inteligentes y el software asociado y diversos contratos de arrendamiento de líneas, inmuebles y vehículos.

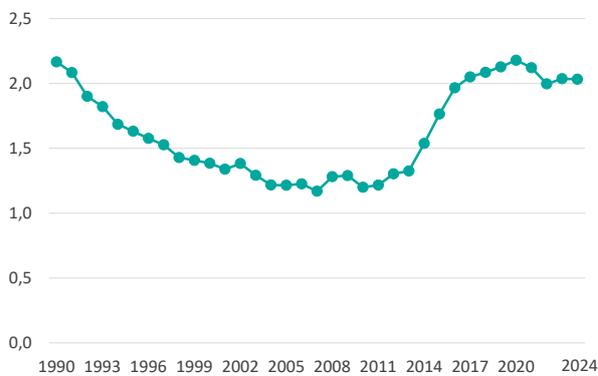
considerado (asociados a los contratos celebrados con generadores privados que han instalado parques eólicos y fotovoltaicos, por los cuales UTE se obliga a comprar la energía contratada y los generadores a vendérsela a UTE en régimen de exclusividad).

De hecho, el apalancamiento de la compañía (medido a través del ratio activo / patrimonio) tendió a permanecer relativamente estable en los últimos años en torno a 2, lo que de hecho implica un nivel más alto que el observado en el período 2007-2011 (aunque similar al que tenía el ente a inicios de la década de los 90).

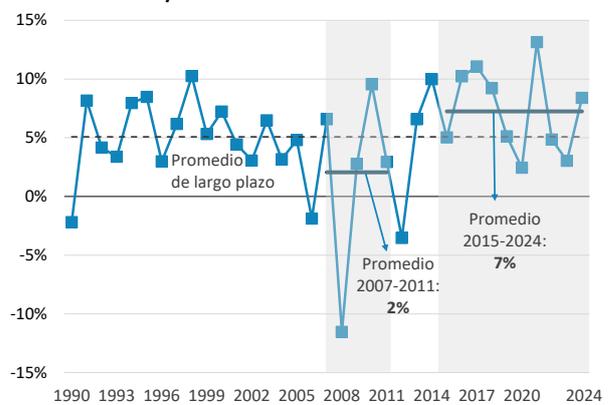
El efecto conjunto del mayor apalancamiento respecto a los años previos a la introducción de las energías renovables a gran escala y de la antedicha mejora de rentabilidad operativa derivó en un sensible incremento del resultado en términos del patrimonio. Concretamente, dicho ratio pasó de promediar 2% en el período 2007-2011 a promediar 7% en el período 2015-2024, ubicándose en los años recientes por encima de la media de las últimas tres décadas.

Leverage de UTE

Ratio Activo / Patrimonio



Resultado Neto / Patrimonio



Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE y Memorias Anuales de UTE.

6. Aporte de la mejora en la rentabilidad de UTE sobre las cuentas públicas

En este capítulo se estudia la contribución de la mejora en la rentabilidad de UTE observada en los últimos años sobre el resultado del sector público. En particular, se compara el aporte de UTE con el realizado por la administración central y por el acumulado del resto de las empresas públicas.

Relación entre los estados contables de UTE y la contabilidad fiscal

En esta sección y con el objetivo de evaluar el aporte de UTE a las cuentas públicas, se utiliza como fuente de información principal los datos del resultado fiscal del sector público consolidado que publica mensualmente el Ministerio de Economía y Finanzas.

Estas cifras que surgen de la contabilidad fiscal presentan una diferencia de criterio relevante respecto a la información que se venía utilizando en las secciones anteriores de este documento, proveniente de los estados financieros auditados de UTE. Concretamente, la contabilidad fiscal sigue un “criterio de base caja”, mientras que los estados financieros se construyen bajo el “criterio de lo devengado”. Esa diferencia es especialmente relevante en el tratamiento de las inversiones del ente. Cabe notar también que, en la contabilidad fiscal de base caja, los pagos de dividendos que realiza UTE a la administración central son computados dentro de los egresos y redundan en un menor balance para el ente (como contrapartida, en cambio, esos dividendos se computan como ingresos a nivel del gobierno central).

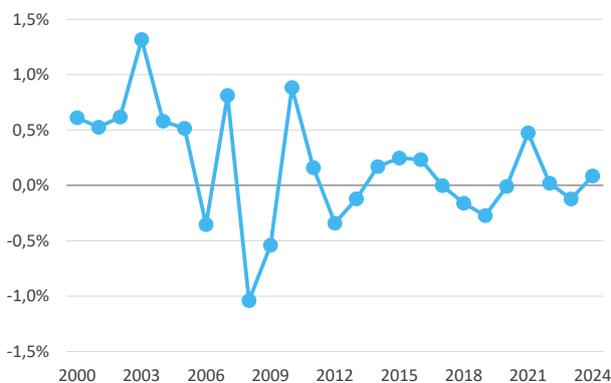
Por todo lo anterior, las cifras de estas dos fuentes de información presentan discrepancias materiales a lo largo del tiempo.

Contribución de UTE al resultado del sector público

De la información proveniente de la contabilidad fiscal se desprende que el resultado primario de UTE (esto es, antes del pago de intereses por su deuda) ha tendido a oscilar entre déficits y superávits en las últimas dos décadas, por niveles de $\pm 1\%$ del PIB (ver gráfico de la izquierda). Sin embargo, como ya se mencionó en el capítulo anterior, en gran parte del período UTE ha transferido dividendos a Rentas Generales, por montos que se situaron en promedio en los últimos 25 años en torno a un 0,3% del PIB (pero que alcanzaron máximos de 0,6% del PIB en algunos ejercicios).

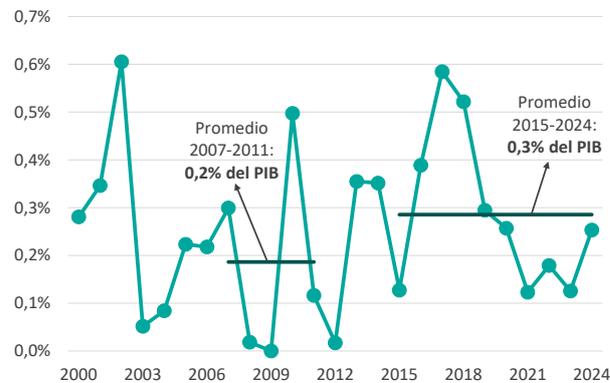
Resultado primario de UTE

En % del PIB



Pago de dividendos de UTE

En % del PIB

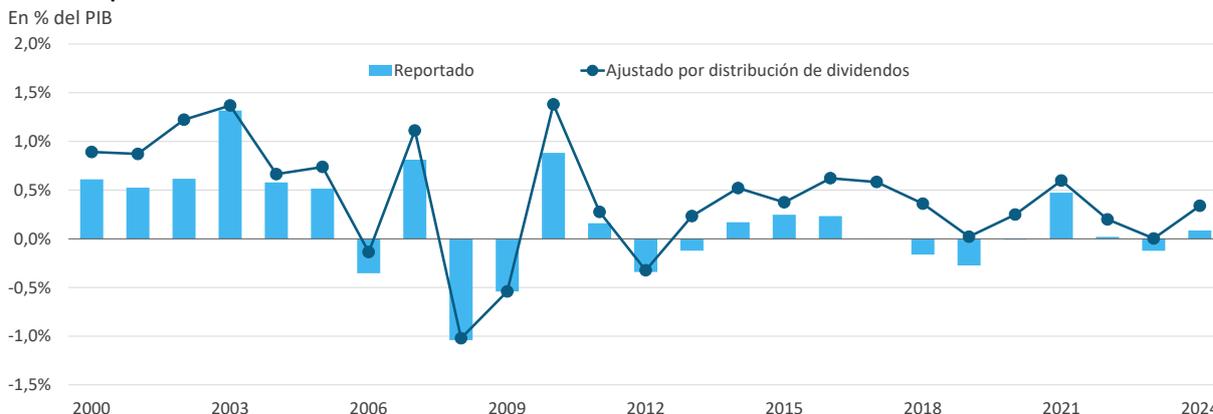


Nota: Cifras provenientes de la contabilidad fiscal, que siguen criterios distintos que las que surgen de los Estados Financieros Auditados.

Fuente: EXANTE en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

Si se considera el resultado primario de UTE ajustado por la distribución de dividendos a Rentas Generales, el resultado en la última década ha sido superavitario en todos los ejercicios (con la excepción de 2019 y 2023, cuando el ente obtuvo un resultado equilibrado).

Resultado primario de UTE

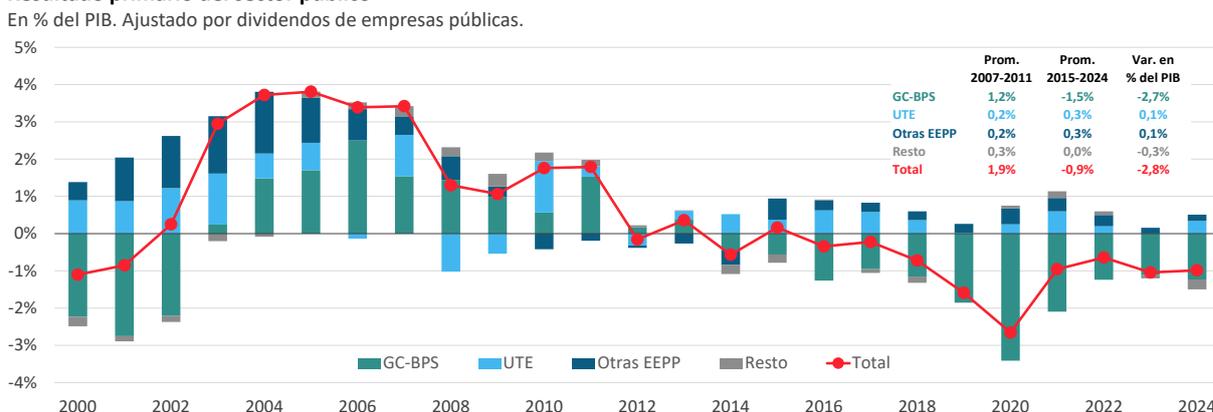


Nota: Cifras provenientes de la contabilidad fiscal, que siguen criterios distintos que las que surgen de los Estados Financieros Auditados.
Fuente: EXANTE en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

Bajo esta lógica, se puede concluir que UTE ha tenido una contribución positiva al resultado primario global del sector público consolidado. Este aporte del ente al resultado global no solo ha contrastado con los déficits exhibidos a nivel del Gobierno Central y el BPS en los últimos diez años, sino que también se ha ubicado en muchos ejercicios por encima de la contribución acumulada del resto de las empresas públicas.

A su vez, en la comparación de los promedios empleados en el resto del documento, se observa que el resultado primario de UTE de hecho tuvo una mejora de más de US\$ 110 millones (0,1% del PIB) anuales en el promedio del período 2015-2024 frente al promedio de 2007-2011, con una contribución del ente que promedió US\$ 212 millones por año (0,3% del PIB) al resultado primario global del sector público. Se trata de una evolución muy destacada en relación a la del consolidado del Gobierno Central y el BPS, cuyo balance primario registró una desmejora de US\$ 1.400 millones anuales (2,7% del PIB) entre los dos períodos considerados y explicó el deterioro del resultado primario global del sector público.

Resultado primario del sector público



Notas:
- Cifras provenientes de la contabilidad fiscal, que siguen criterios distintos que las que surgen de los Estados Financieros Auditados.
- En la contabilidad fiscal, los dividendos de las empresas públicas se exponen como gasto de éstas y como ingreso del gobierno. En este gráfico, en cambio, los dividendos se exponen como resultado de las empresas que los generan y se excluyen del balance de la administración central (GC-BPS).
- Excluye el efecto del traspaso de fondos de los llamados "cincuentones" en las AFAPs al BPS.
Fuente: EXANTE en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

Lo anterior no quita que Uruguay pueda tener espacios de mejora de la competitividad en materia de precios de la energía eléctrica. Al fin y al cabo, para que la oferta de energía renovable pueda desarrollar su potencial de atracción de inversiones, es clave optimizar todos los costos de la cadena (además del CAD), así como también asegurar un sistema de fijación de precios transparente y previsible.

Para cuantificar los espacios de reducción adicional de los precios que enfrentan consumidores y empresas, a nuestro juicio sería deseable que URSEA y UTE hicieran un mayor aprovechamiento de la contabilidad regulatoria, mejorando además la información que surge de ésta. Este asunto excede el alcance del presente informe, pero de trabajos anteriores hemos constatado que los criterios de exposición de ingresos y costos entre las distintas divisiones dentro de UTE no han sido uniformes a lo largo de los años y que el grado de apertura de la información es insuficiente para analizar adecuadamente la incidencia de los costos de transmisión y distribución¹⁰.

El incremento de la cantidad y cuantía de las bonificaciones que otorga UTE a algunos sectores y segmentos específicos de consumo que se refirió en el capítulo 2 de este informe tampoco contribuye a la transparencia y previsibilidad del proceso de fijación de precios.

Por otro lado, también entendemos que es deseable que Uruguay cuide las condiciones para que pueda producirse un desarrollo cabal del mercado mayorista. Nuestra comprensión es que las actuales tarifas de peajes se derivan de remuneraciones regulatorias que exceden largamente los costos efectivos de UTE y resultan en cargos por el uso de las redes para los participantes del mercado mayorista superiores a los que enfrentan los actores que contratan la energía a través de UTE, salvo para los niveles de tensión correspondientes a transmisión. Este resultado parece contrario al espíritu de la regulación y, dada la magnitud de las diferencias, seguramente opera como inhibidor para el desarrollo del mercado mayorista de energía eléctrica¹¹.

¹⁰ Ver EXANTE (2024), “Trasmisión y Distribución de Energía Eléctrica en Uruguay | Análisis desde una perspectiva económico-financiera”. <https://augpee.org.uy/wp-content/uploads/2024/10/Informe-Transmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica-en-Uruguay.pdf>

¹¹ El documento citado en (10) contiene un análisis en base a la contabilidad regulatoria de UTE e incluye un análisis comparativo de costos entre suscriptores de UTE y potenciales clientes del mercado mayorista para distintos casos de uso.

8. Anexo

En millones de US\$	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CAD	313	946	815	356	832	1.221	689	509	529
<i>Generación</i>	184	700	386	224	615	898	562	340	284
<i>Compra de energía</i>	128	246	429	132	217	323	126	169	245
Otros costos de venta	212	241	241	301	348	359	365	375	356
<i>Trasmisión</i>	20	22	21	26	33	37	41	46	44
<i>Distribución</i>	63	65	71	94	110	123	131	136	130
<i>Despacho de cargas</i>	-	-	3	3	4	4	5	4	3
<i>Resto</i>	129	153	147	177	202	195	190	188	179
Costo de venta	525	1.187	1.056	657	1.179	1.581	1.054	884	885
CAD / Costo de ventas	60%	80%	77%	54%	71%	77%	65%	58%	60%
<i>Generación</i>	35%	59%	37%	34%	52%	57%	53%	38%	32%
<i>Compra de energía</i>	24%	21%	41%	20%	18%	20%	12%	19%	28%
Otros costos de venta / Costo de ventas	40%	20%	23%	46%	29%	23%	35%	42%	40%
<i>Trasmisión</i>	4%	2%	2%	4%	3%	2%	4%	5%	5%
<i>Distribución</i>	12%	6%	7%	14%	9%	8%	12%	15%	15%
<i>Despacho de cargas</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<i>Resto</i>	25%	13%	14%	27%	17%	12%	18%	21%	20%

En millones de US\$	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
CAD	429	503	569	549	681	831	760	890	700
<i>Generación</i>	139	76	102	80	144	362	286	262	86
<i>Compra de energía</i>	290	427	467	470	536	469	474	629	614
Otros costos de venta	319	367	373	343	298	290	350	383	389
<i>Trasmisión</i>	43	51	49	48	40	40	42	49	51
<i>Distribución</i>	126	142	143	135	120	116	123	147	158
<i>Despacho de cargas</i>	3	4	5	5	4	4	5	6	6
<i>Resto</i>	146	170	176	156	134	130	180	181	174
Costo de venta	748	870	942	893	979	1.120	1.110	1.273	1.089
CAD / Costo de ventas	57%	58%	60%	62%	70%	74%	68%	70%	64%
<i>Generación</i>	19%	9%	11%	9%	15%	32%	26%	21%	8%
<i>Compra de energía</i>	39%	49%	50%	53%	55%	42%	43%	49%	56%
Otros costos de venta / Costo de ventas	43%	42%	40%	38%	30%	26%	32%	30%	36%
<i>Trasmisión</i>	6%	6%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	5%
<i>Distribución</i>	17%	16%	15%	15%	12%	10%	11%	12%	14%
<i>Despacho de cargas</i>	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	1%
<i>Resto</i>	20%	19%	19%	17%	14%	12%	16%	14%	16%

Nota: Como se explicó en el informe, el CAD (que conforma el costo de ventas del ente) se compuso a partir del gasto en compra de energía y costos de generación detallado en las notas a los Estados Financieros Auditados de UTE y se trata de una versión bruta (antes de netear ingresos por exportaciones).
Fuente: EXANTE en base a Estados Financieros Auditados de UTE.