



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

Diciembre 2022

EXANTE
ECONOMÍA Y FINANZAS CORPORATIVAS

Contenido

1. Introducción	3
Antecedentes y objetivo del trabajo.....	3
Estructura del documento	4
Principales conclusiones	4
2. El cambio de matriz energética y su impacto en el Costo de Abastecimiento de la Demanda..	7
La integración de las energías renovables en la matriz energética	7
Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda	10
Ahorro en relación a un CAD “contrafáctico”	14
3. 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.....	18
4. El CAD y los otros costos operativos de UTE desde la óptica de sus balances.....	21
El impacto de la reducción del CAD en los márgenes de UTE.....	21
La evolución de la rentabilidad de UTE en una perspectiva de largo plazo.....	24
Cambios en la situación financiera de UTE a raíz de la mejora en la rentabilidad	24
5. Aporte de la mejora en la rentabilidad de UTE sobre las cuentas públicas	27
Relación entre los estados contables de UTE y la contabilidad fiscal.....	27
Contribución de UTE al resultado del sector público.....	27
6. Anexo.....	30

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, 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.

Cabe aclarar que el equipo de la Universidad Católica también compartió con nuestra firma una versión ajustada del cálculo de CAD elaborado por Mercados Energéticos para el período 2007-2019, de forma tal que fuera estrictamente comparable a la utilizada en su actualización para los años más recientes. De esta forma, se garantiza la consistencia de las series a lo largo de todo el período de análisis, siendo éstas las utilizadas en este documento. Según se nos indicó, las estimaciones son preliminares y podrían sufrir leves modificaciones, pero sin alterar en forma significativa las conclusiones que pueden derivarse a partir de esos datos.

Los análisis vertidos en este documento también utilizaron 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 Eléctrica, así como también información contable de UTE y datos fiscales del sector público divulgados por el Ministerio de Economía y Finanzas.

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.

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, en el intercambio de flujos con la región y en la reducción del CAD. También se presenta un cálculo del ahorro generado a través de la comparación contra un escenario contrafáctico sin energías renovables en base a las estimaciones de Mercados Energéticos y la Universidad Católica.
- En el capítulo 3 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 4 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.
- Finalmente, el capítulo 5 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.

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 2015-2021 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 30% cuando se lo mide en dólares corrientes, cayó más de 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, también permitió una reducción significativa del costo de abastecimiento de la demanda en relación al tamaño de la economía. Concretamente, **el ratio CAD / PIB ha tendido a fluctuar entre 0,5% y 1% en el período 2015-2021, frente a registros que incluso llegaron a superar el 2% del PIB en algunos años previo al cambio de la matriz.**
- El pliego tarifario de UTE es amplio y diverso, pero en general se constata que los distintos tipos de tarifas de energía eléctrica medidos en términos reales han tendido a bajar de manera relevante en los últimos quince años. 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.
- Utilizando la misma comparación de promedios que en el caso del CAD (período 2007-2011 como referencia anterior a la penetración de energías renovables y período 2015-2021 como referencia posterior), se obtiene que **las tarifas que nuclean la mayor parte del volumen de energía comercializado en el mercado local bajaron entre 6% y 10% en términos reales.**
- **Se trata de un abaratamiento notoriamente 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%.**
- Pese a la caída de las tarifas en términos reales, la reducción del CAD fue determinante en la recomposición del margen bruto y de la rentabilidad operativa de UTE. **Del trabajo realizado concluimos que el CAD bruto disminuyó en casi US\$ 70 millones anuales si se compara el promedio del período 2015-2021 frente al promedio del período 2007-2011, lo cual compensó enteramente el incremento que tuvieron los restantes componentes del costo de venta y los gastos de estructura de la compañía.**
- 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 casi 20 puntos porcentuales (de 56% a 36%) 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 22% en el período 2015-2021.**
- 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\$ 200 millones por año (US\$ 1.400 millones en total) en el período 2015-2021.

- 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\$ 240 millones (0,4% del PIB) por año en 2015-2021, 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.

2. El cambio de matriz energética y su impacto en el Costo de Abastecimiento de la Demanda

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, en el intercambio de flujos con la región y en la reducción del CAD. Como método alternativo para evaluar el ahorro que generó dicho cambio, se detallan las conclusiones de un ejercicio de simulación respecto a cuánto habría ascendido el CAD en un escenario contrafáctico sin penetración de estas fuentes alternativas.

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.

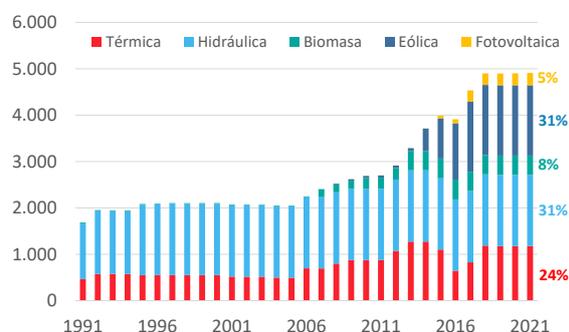
Sin embargo, desde fines de la década de los 2000 comenzó a ganar relevancia la capacidad de generación en base a otras fuentes renovables. En una primera instancia eso se dio con el incremento de la producción en base a biomasa (sobre todo con la instalación de dos plantas de celulosa en el país, que 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 4.900 MW y que se compone en un 76% de fuentes renovables (31% hidráulica y 45% en base a biomasa, eólica y solar). 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 solo 17% en el total del año pasado e incluso alcanzó mínimos de entre 2% y 5% entre 2016 y 2019.

Potencia instalada

En MW

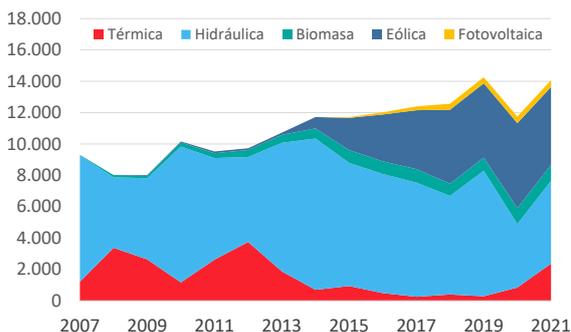


Nota: “Térmica” refiere a la fuente térmica en base a combustibles fósiles.
Fuente: DNE

	Térmica	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Fotovoltaica	Total
2007	695	1.538	173	0	0	2.406
2008	801	1.538	173	15	0	2.526
2009	878	1.538	173	31	0	2.620
2010	876	1.538	236	41	0	2.690
2011	876	1.538	243	44	0	2.701
2012	1.076	1.538	247	53	1	2.914
2013	1.275	1.538	417	59	2	3.291
2014	1.275	1.538	418	481	4	3.716
2015	1.102	1.538	428	857	65	3.989
2016	647	1.538	428	1.212	89	3.913
2017	827	1.538	416	1.511	243	4.534
2018	1.187	1.538	416	1.511	248	4.900
2019	1.177	1.538	416	1.514	253	4.898
2020	1.177	1.538	416	1.514	258	4.903
2021	1.177	1.538	416	1.514	266	4.911

Generación de energía eléctrica

En GWh



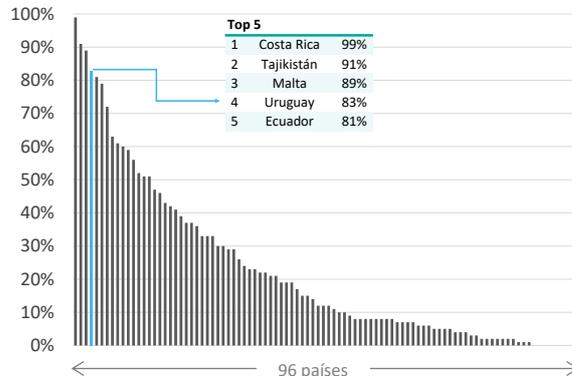
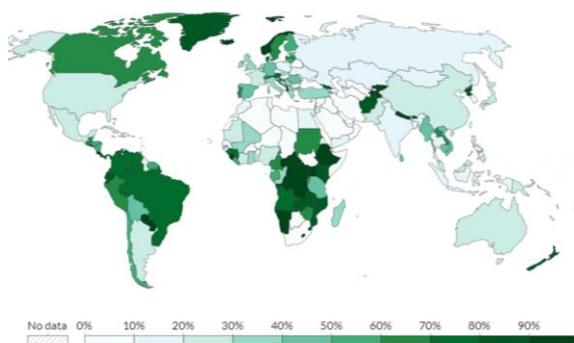
	Térmica	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Fotovoltaica	Total
2007	1.214	8.069	23	0	0	9.306
2008	3.381	4.500	137	0	0	8.018
2009	2.640	5.175	168	42	0	8.024
2010	1.172	8.666	254	68	0	10.160
2011	2.624	6.479	310	111	0	9.524
2012	3.748	5.421	446	111	0	9.726
2013	1.871	8.204	512	137	0	10.724
2014	701	9.649	642	728	1	11.720
2015	944	7.855	812	2.057	43	11.711
2016	493	7.601	799	2.986	142	12.022
2017	257	7.277	866	3.756	241	12.397
2018	399	6.290	778	4.718	390	12.574
2019	288	8.007	838	4.736	390	14.259
2020	844	4.051	1.018	5.418	425	11.755
2021	2.374	5.277	1.018	4.971	437	14.077

Nota: "Térmica" refiere a la fuente térmica en base a combustibles fósiles.
Fuente: DNE y ADME

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 dentro del "top-5" de países con mayor generación en base a fuentes renovables, incluso cuando 2021 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 años anteriores la proporción de energía eléctrica en base a fuentes renovables llegó a ser de 98%.

Proporción de generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables - 2021



Fuente: Our World in Data en base a "BP Statistical Review of World Energy" (2022) y "Ember's Global Electricity Review" (2022)

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, es importante destacar que el consumo local tendió a enlentecerse en los años más recientes y que se ha estabilizado algo por arriba de los 11.000 GWh, al tiempo que se incrementaron sensiblemente los flujos exportados a la región.

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.

Estructura del mercado eléctrico

Cifras en GWh

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Producción nacional	9.306	8.018	8.024	10.160	9.524	9.726	10.724	11.720	11.711	12.022	12.397	12.574	14.259	11.755	14.077
Importaciones	789	961	1.468	387	470	742	0	0	2	25	3	14	0	514	55
Oferta total	10.095	8.979	9.492	10.547	9.995	10.468	10.724	11.720	11.713	12.047	12.400	12.588	14.260	12.270	14.132
Consumo interno	9.090	8.950	9.227	9.836	9.976	10.274	10.516	10.454	10.392	11.268	10.939	11.511	11.249	11.122	11.288
Exportaciones	1.005	29	265	711	19	194	209	1.267	1.320	779	1.462	1.077	3.010	1.148	2.843

Nota: El consumo interno se calcula como la suma de la producción nacional y las importaciones menos las exportaciones.

Fuente: DNE

En efecto, desde 2013 Uruguay pasó a ser exportador neto de electricidad a la región y, si bien las exportaciones han tenido oscilaciones, llegaron a alcanzar máximos de unos 3.000 GWh en 2019 y 2021. En esos dos años, de hecho, las exportaciones representaron un 20% de la producción nacional de energía.

Balance comercial de energía eléctrica

En GWh



Fuente: DNE

	2010	2015	2021	
Brasil	Exportaciones	0	7	2.216
	Importaciones	42	0	0
	Balance comercial	-42	7	2.216
Argentina	Exportaciones	711	1.314	628
	Importaciones	345	2	55
	Balance comercial	367	1.312	573
Total	Exportaciones	711	1.320	2.843
	Importaciones	387	2	55
	Balance comercial	325	1.318	2.788

Por otro lado, cabe marcar que el consumo interno mirado en relación al PIB ha caído significativamente en las últimas dos décadas, como se ve en el gráfico de la página siguiente. A su vez, cuando se analiza por tipo de clientes, se observa que esa mayor eficiencia en el consumo de energía abarca tanto a consumidores residenciales como no residenciales. En el caso de la demanda no residencial, el ratio consumo de electricidad / PIB permanece estable desde 2014, pero había tenido un descenso apreciable en la década anterior. En el caso de la demanda residencial hubo un aumento en 2020 (asociado a la caída del PIB por el contexto de pandemia) pero también permanece en niveles bajos en comparación con los últimos veinte años.

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 de la página previa).

Fuente: DNE

Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda

Como ya se explicó, el informe encomendado por AUGPEE a Mercados Energéticos en 2020 cuantificó el CAD para el período 2007-2019. Posteriormente, el Observatorio de Energía de la Universidad Católica realizó una actualización de dicha estimación para incluir también el período 2020-2021 y proporcionó a nuestra firma una reestimación del CAD para el período 2007-2019 siguiendo criterios estrictamente comparables con los del último período⁴.

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 el año pasado, 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.

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 para la energía proveniente de Salto Grande que implicó costos de entre 5 y 10 US\$/MWh en el período 2007-2021.

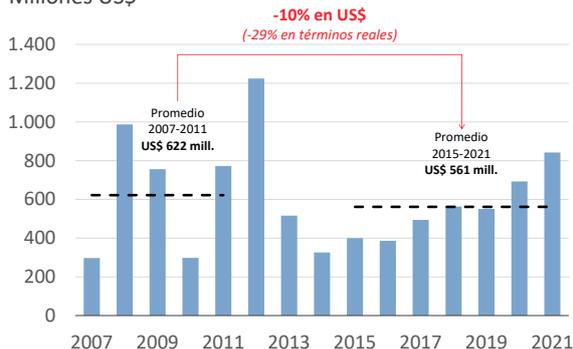
⁵ No habrían sido enteramente “evitables” en el sentido de que, sin exportaciones, en algunos casos UTE igual habría pagado ciertas sumas a los generadores eólicos y fotovoltaicos. En términos más precisos, los contratos con los generadores establecen una remuneración por la energía no suministrada por 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).

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) y (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.

Costo bruto de abastecimiento de la demanda total

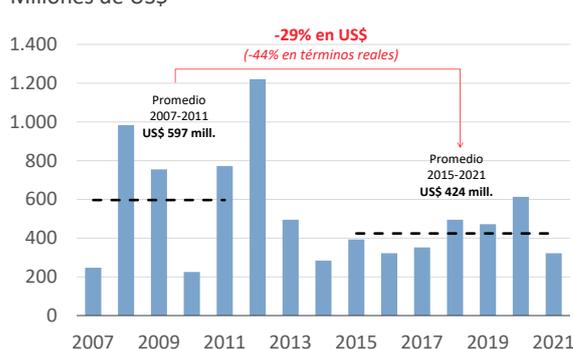
Millones US\$



Fuente: Mercados Energéticos y Universidad Católica

Costo neto de abastecimiento de la demanda interna

Millones de US\$



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 2015-2021 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.

Tomando estos promedios, se observa que el CAD presentó un descenso de 10% en su versión bruta (costo de abastecimiento de la demanda global) y de 29% si se restan los ingresos por exportaciones (costo de abastecimiento de la demanda interna), pasando de US\$ 622 millones por año a US\$ 561 millones en el primer caso y desde US\$ 597 millones por año hasta US\$ 424 millones en el segundo caso. En términos reales y en la comparación de promedios, esto implica una reducción de 29% en el CAD bruto y de 44% si se netean ingresos por exportaciones.

También es pertinente marcar que junto con la reducción del CAD tendió a observarse una menor variabilidad en el segundo período analizado respecto al que había previo al cambio de matriz energética, lo cual 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 la página siguiente, se presenta un cuadro que ilustra dicha reducción en la volatilidad del CAD.

Indicadores de CAD neto (de ingresos por exportaciones)

En US\$ millones

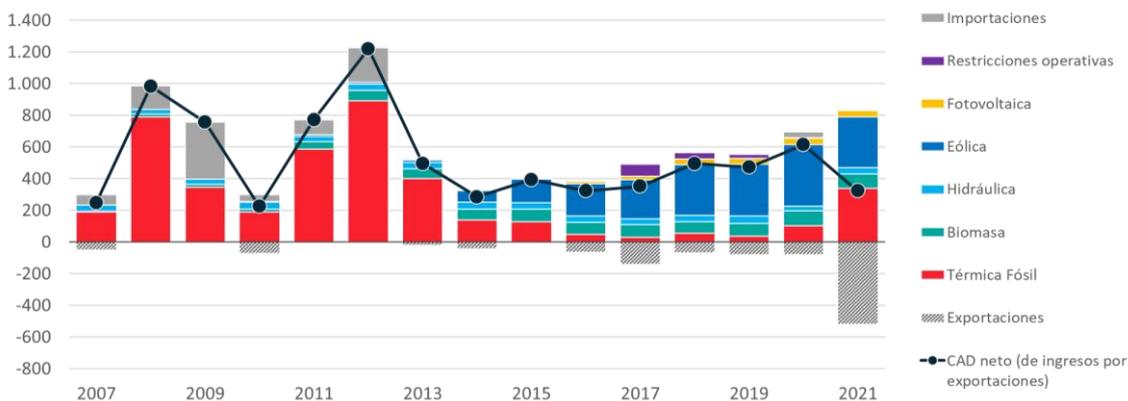
	2007-2011	2015-2021
<i>Mínimo</i>	225	322
<i>Máximo</i>	983	613
<i>Promedio</i>	597	424

Fuente: Mercados Energéticos y Universidad Católica

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\$ 105 millones anuales en el período 2015-2021 (frente a niveles de casi US\$ 600 millones anuales en 2007-2011).

Consistentemente, también se observa que el CAD vinculado a la generación eólica ha adquirido relevancia: en el promedio 2015-2021 rondó los US\$ 280 millones al año y puntualmente desde el año 2018 se ha ubicado entre los US\$ 320 y US\$ 390 millones anuales.

Es importante aclarar que 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 (ver nota en pie de página 10). Según las estimaciones de Mercados Energéticos y la Universidad Católica, ese monto alcanzó un máximo de US\$ 75 millones en el año 2017 y posteriormente fue reduciéndose, hasta volverse prácticamente nulo en los años más recientes (lo que es consistente con que al mismo tiempo hayan aumentado fuertemente las ventas a la región).

Estimación del CAD por fuente (mill. US\$)

Fuente: Mercados Energéticos y Universidad Católica

Estimación del CAD por fuente

En US\$ millones

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Importaciones	66	150	359	43	96	218	1	0	0	0	0	2	0	33	5
Restricciones operativas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	76	39	23	4	7
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	4	14	24	37	38	43	43
Eólica	0	0	3	5	10	10	13	73	149	203	246	321	329	386	320
Hidráulica	41	31	33	43	34	39	41	46	40	40	37	37	46	30	37
Biomasa	1	18	15	17	46	66	63	67	77	78	81	76	80	95	93
Térmica Fósil	190	788	347	189	586	891	399	139	129	46	28	53	36	102	338
Exportaciones	-50	-4	-1	-73	0	-4	-21	-42	-7	-64	-142	-68	-79	-80	-520
CAD neto (de ingresos por exportaciones)	247	983	755	225	772	1.220	495	284	393	322	352	495	472	613	322
CAD neto (de ingresos por exportaciones) / MWh	27	105	88	28	83	118	63	45	50	32	34	44	42	54	28
Consumo interno (en GWh)	9.090	8.950	9.227	9.836	9.976	10.274	10.516	10.454	10.392	11.268	10.939	11.511	11.249	11.122	11.288

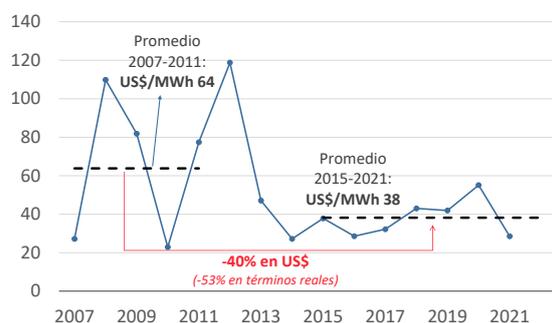
Fuente: Mercados Energéticos y Universidad Católica

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 40% 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 algo más 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 2015-2021, 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.

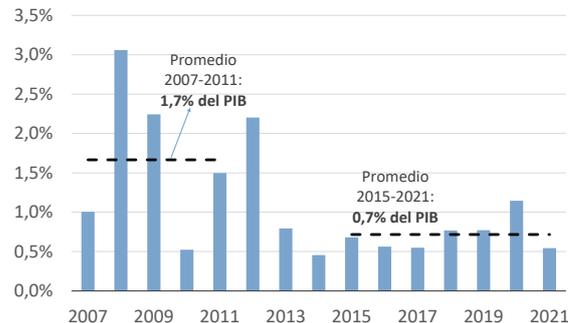
Estimación del CAD unitario (US\$/MWh)

Neto de ingresos por exportaciones



Estimación del CAD en % del PIB

Neto de ingresos por exportaciones



Fuente: Mercados Energéticos y Universidad Católica

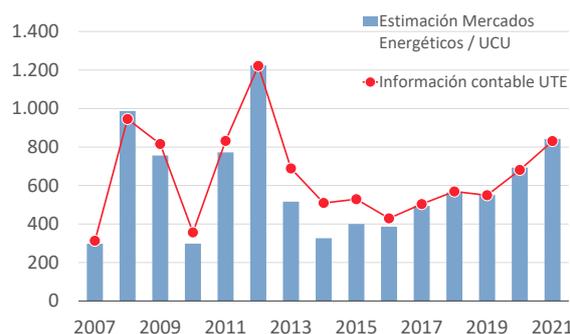
Como ya se aclaró, el cálculo de CAD aquí utilizado proviene de estimaciones realizadas por Mercados Energéticos y la Universidad Católica, aunque el CAD podría aproximarse también a partir de la información contable de UTE. En efecto, las notas a los Estados Financieros Auditados de UTE incluyen aperturas 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 de la página siguiente se presenta la comparación del CAD según ambas fuentes de información, las cuales han evolucionado en forma muy similar durante todo el período de análisis y permiten arribar a las mismas conclusiones. De hecho, la comparación de promedios para los períodos considerados arroja una reducción de 10% en el CAD bruto y una baja de aproximadamente 30% del CAD luego de restar ingresos por exportaciones. En términos reales, se trata de descensos de 28% y 43% respectivamente, prácticamente idénticos a los que surgen de considerar los estudios contratados por AUGPEE a Mercados Energéticos y a la Universidad Católica.

⁶ Dentro del costo de ventas, se consideraron las cuentas "Compra de energía" y "Generación", las cuales figuran detalladas en la Nota 14 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".

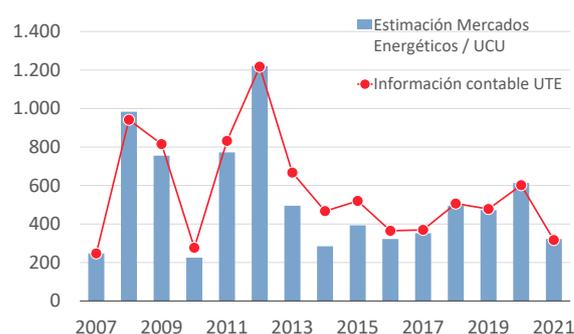
Costo bruto de abastecimiento de la demanda total

Millones US\$



Costo neto de abastecimiento de la demanda interna

Millones US\$



Fuente: 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 en todos los casos 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 2015-2021 frente al promedio 2007-2011 (tomado como referencia previa al cambio de matriz energética del país).

Costo de Abastecimiento de la Demanda

	2007-2011	2015-2021	Variación	
			En US\$	En términos reales
Estimaciones Mercados Energéticos / Universidad Católica				
Bruto en mill. US\$	622	561	-10%	-29%
Neto de ingresos por exportaciones en mill. US\$	597	424	-29%	-44%
Neto de ingresos por exportaciones unitario (US\$/MWh)	64	38	-40%	-53%
Neto de ingresos por exportaciones en % del PIB	1,7%	0,7%	-	-
Estados Financieros Auditados de UTE				
Bruto en mill. US\$	652	584	-10%	-29%
Neto de ingresos por exportaciones en mill. US\$	622	451	-28%	-43%
Neto de ingresos por exportaciones unitario (US\$/MWh)	66	41	-39%	-52%
Neto de ingresos por exportaciones en % del PIB	1,7%	0,8%	-	-

Fuente: Mercados Energéticos, Universidad Católica y Estados Financieros Auditados de UTE.

Ahorro en relación a un CAD “contrafáctico”

Mercados Energéticos y la Universidad Católica realizaron en base a simulaciones un análisis contrafáctico de cómo hubiera sido la evolución del CAD en un escenario en el cual no hubiera habido penetración de las energías renovables en la matriz. En particular, se asumió que no hubiera habido generación eólica ni solar y que la generación faltante para cubrir la demanda hubiese correspondido a generación térmica fósil adicional o a importaciones⁷. El análisis simulado replica las condiciones de demanda y los elementos que determinan el orden de despacho (típicamente los costos unitarios por generador).

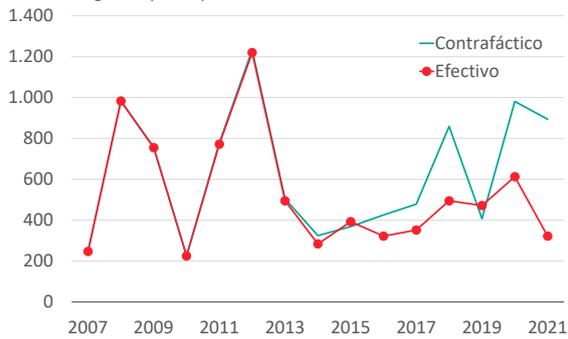
Las estimaciones apuntan a que en ese escenario contrafáctico el CAD promedio del período 2015-2021 (neto de ingresos por exportaciones y medido en dólares) hubiera sido mayor al que se estimó como “efectivo” en un 50%, es decir, por más de US\$ 200 millones anuales. También se observa que el CAD contrafáctico presenta una volatilidad notoriamente mayor a la del CAD “efectivo”, lo cual ratifica

⁷ Para el escenario contrafáctico se utilizaron reestimaciones proporcionadas por el equipo de la Universidad Católica, siguiendo criterios estrictamente comparables a los utilizados en el cálculo del CAD presentado en la sección previa. Las mismas fueron entregadas en formato borrador, por lo que podrían presentar modificaciones.

la conclusión de que el cambio de la matriz energética dotó de mayor estabilidad al costo de abastecimiento de la demanda.

CAD contrafáctico y "efectivo" (mill. US\$)

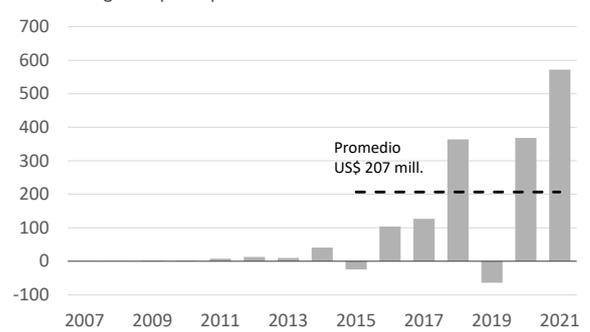
Neto de ingresos por exportaciones



Fuente: Mercados Energéticos y Universidad Católica.

Diferencia CAD contrafáctico y "efectivo" (mill. US\$)

Neto de ingresos por exportaciones



Por último, vale notar que el CAD contrafáctico del promedio 2015-2021 de hecho se ubica 6% por encima del CAD efectivo del período 2007-2011. Ello hubiera implicado un aumento de aproximadamente US\$ 35 millones anuales y contrasta drásticamente con el descenso de aproximadamente 30% que efectivamente se procesó entre ambos períodos.

3. 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 igual o mayor que 10 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 aquellos servicios que concentren el 80% o más de su consumo entre los meses de noviembre y marzo inclusive; y que presenten en el tramo horario Punta-Llano una potencia contratada igual o mayor que 10 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 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.

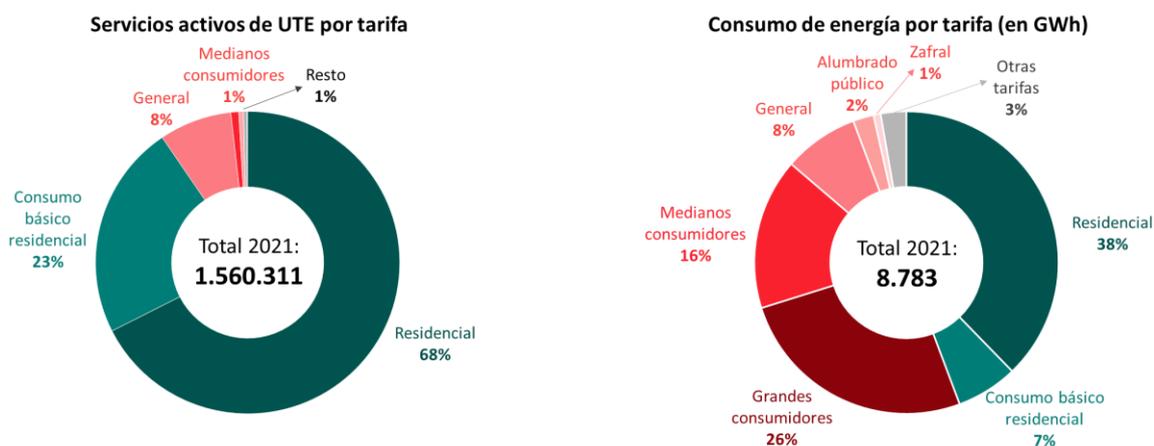
Fuente: Pliego tarifario de UTE.

Las tarifas de energía eléctrica 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 URSEA⁸, “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 dos 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 la sección previa).
Fuente: 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 notoriamente mayor en términos unitarios que el precio no residencial (considerando por ejemplo las tarifas de grandes y medianos consumidores o la tarifa general).

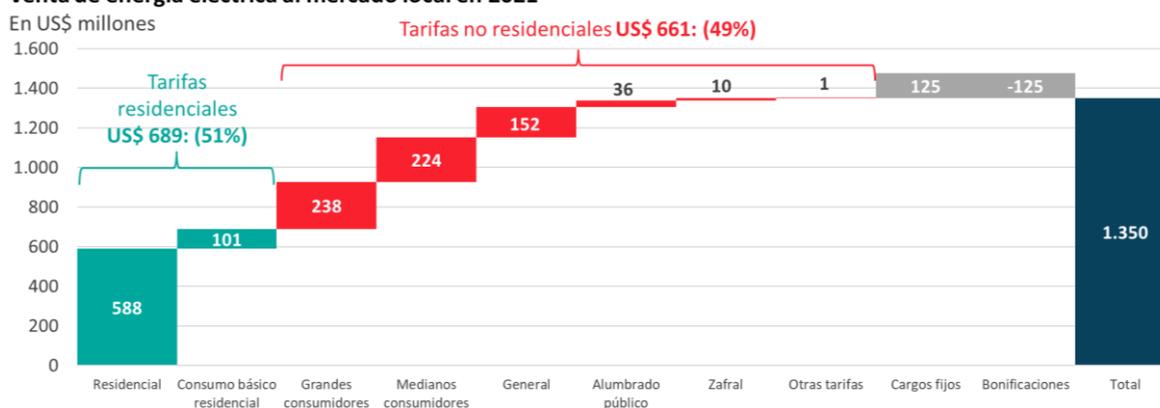
⁸ Disponible en: <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/tarifas-energia-electrica>

Precio medio de venta al mercado interno – 2021

	\$/MWh	US\$/MWh
Tarifas residenciales		
Residencial simple	9.233	212
Doble Horario Residencial	6.494	149
Consumo Básico Residencial	5.993	138
Triple Horario Residencial	5.954	137
Tarifas no residenciales		
Alumbrado Público	9.233	212
Doble Horario Alumbrado Público	7.491	172
Medianos Consumidores	6.759	155
Zafra Estival	6.385	147
General	6.254	144
General Hora Estacional	4.821	111
Grandes Consumidores	4.621	106

Nota: Refiere a precios promedio ponderados.
Fuente: UTE en Cifras.

El mayor precio unitario de las tarifas residenciales explica que, a pesar de tener asociado un menor consumo energético, los ingresos por tarifas residenciales (sin considerar cargos fijos ni bonificaciones generales) 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 2021**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.
- Fuente: 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 2021 representó el 63% de los flujos consumidos por el sector residencial) y las tarifas

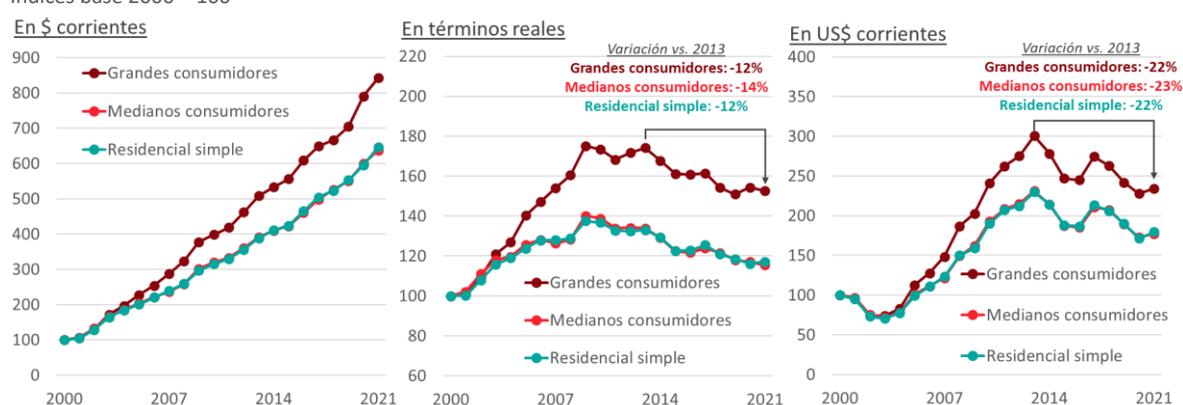
“Grandes consumidores” y “Medianos consumidores” para los clientes no residenciales (que el año pasado tuvieron un peso de 46% y 29% respectivamente en los flujos consumidos para actividades productivas).

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 12% y 14%. Cuando se expresan las tarifas en dólares, el máximo se alcanzó también en 2013 y la caída acumulada desde entonces es de algo más de 20%.

Tarifas de energía eléctrica por MWh

Índices base 2000 = 100



Fuente: 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 2015-2021 como referencia posterior), se obtiene que en términos reales las tarifas bajaron entre 6% y 10%, pero que medidas en dólares tuvieron incrementos de entre 14% y 19%. 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	2015-2021	Variación	
			En US\$	En términos reales
Tarifas de UTE				
Residencial (US\$/MWh)	196	225	15%	-9%
Grandes consumidores (US\$/MWh)	94	112	19%	-6%
Medianos consumidores (US\$/MWh)	146	166	14%	-10%
Unidad Básica de Tasa (referencia de tarifa promedio) en US\$*	18	20	13%	-11%
CAD de Estados Financieros Auditados de UTE				
Bruto en mill. US\$	652	584	-10%	-29%
Neto de ingresos por exportaciones en mill. US\$	622	451	-28%	-43%
Neto de ingresos por exportaciones unitario (US\$/MWh)	66	41	-39%	-52%

(*) 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.

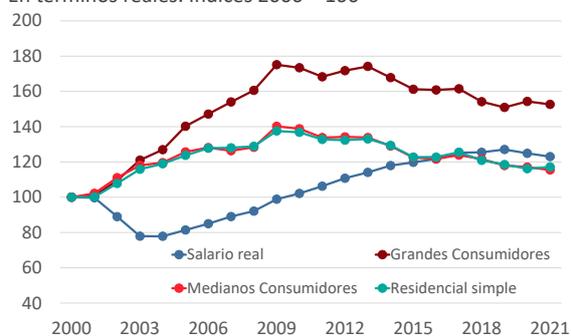
Fuente: UTE en Cifras y Estados Financieros Auditados de UTE.

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 lo es en particular el salario real. El salario medido en términos reales evolucionó sistemáticamente al alza desde 2003, aunque tuvo un descenso a partir de 2020 con la irrupción de la pandemia.

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, aunque se frenó en 2020-2021 a raíz de la caída de los salarios en términos reales ya comentada. En cualquier caso, en comparación con 2013 (año en que las tarifas de electricidad medidas en términos reales alcanzaron su máximo), las tarifas se abarataron aproximadamente 20% en relación al salario promedio de la economía. Si se utiliza la comparación de promedios 2015-2021 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

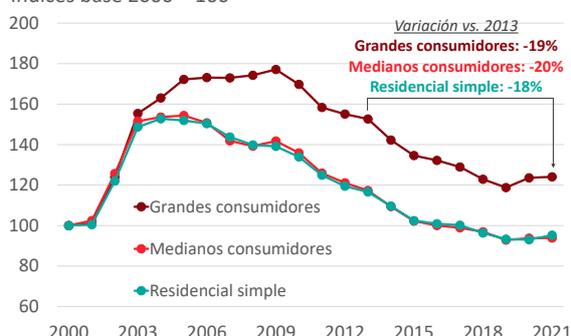
En términos reales. Índices 2000 = 100



Fuente: UTE en Cifras e INE.

Tarifas de energía en relación al salario

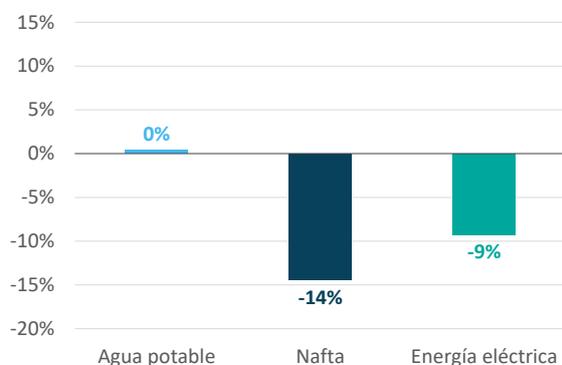
Índices base 2000 = 100



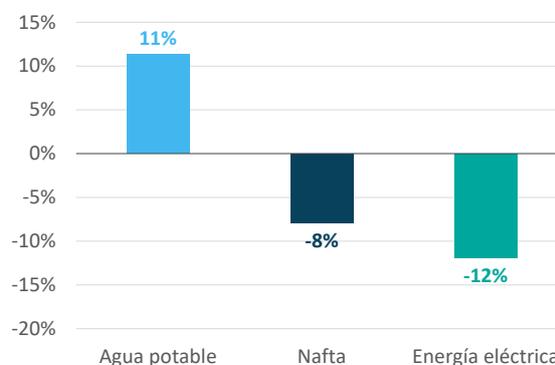
Finalmente, se compara la evolución de la tarifa de energía eléctrica respecto a la de otros servicios públicos. Para ello se tomaron como referencia las series de precios del agua potable y de la nafta que componen al Índice de Precios al Consumo del INE y se las contrastó con la tarifa de energía eléctrica residencial seleccionada anteriormente. Como se ilustra a continuación, si bien la tarifa de energía eléctrica residencial mostró una reducción más pequeña que el precio de la nafta en la comparación de promedios de los dos períodos considerados a lo largo del informe (9%, frente a 14% en el caso de la nafta), es la que ha acumulado la mayor disminución frente a 2013 (bajando 12%)⁹.

Tarifas públicas en términos reales

Variación promedio 2015-2021 vs. promedio 2007-2011



Variación 2021 vs. 2013



Nota: Para la energía eléctrica se utiliza la tarifa Residencial simple seleccionada anteriormente.
Fuente: UTE en Cifras e INE.

⁹ Debe advertirse que en 2013 los precios de la nafta se ubicaban en niveles particularmente elevados, en un contexto de precios internacionales del petróleo en el eje de US\$ 100 / barril.

4. 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.

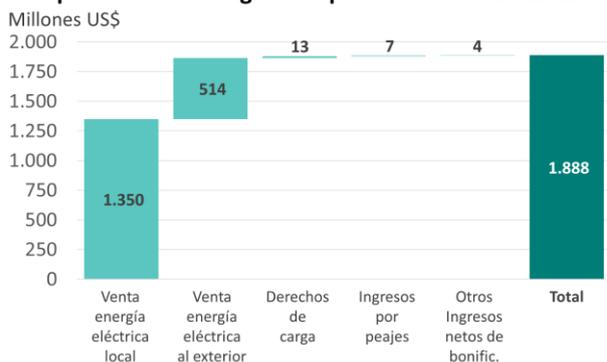
El impacto de la reducción del CAD en los márgenes de UTE

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 nuestra. El costo de abastecimiento de la demanda no es un concepto contable ni que esté referido explícitamente en los estados financieros de la compañía.

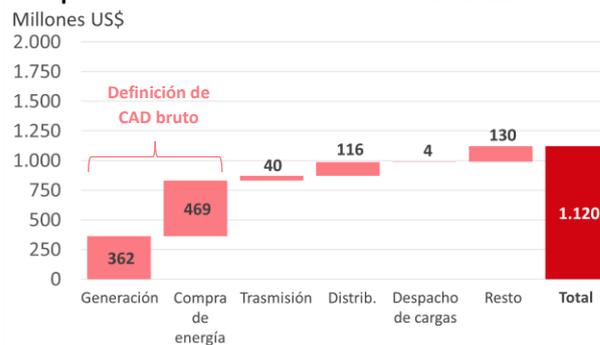
Como es sabido, UTE obtiene ingresos y enfrenta costos por distintas actividades adicionales a la generación de energía eléctrica, como por ejemplo la transmisión y la distribución de energía. Esas actividades quedan por fuera del objeto central de este informe, pero lógicamente impactan también sobre 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 el año pasado casi el 75% del costo de venta¹⁰.

Composición de los ingresos operativos de UTE - 2021



Composición del costo de ventas de UTE - 2021



Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE.

En la página siguiente se expone el Estados de Resultados de UTE expresado en su equivalente en millones de US\$ para el período 2017-2021 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).

¹⁰ 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 (US\$ millones)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Venta de energía eléctrica	927	943	1.098	1.453	1.568	1.551	1.745	1.659
<i>Mercado Interno</i>	861	939	1.097	1.373	1.568	1.547	1.723	1.617
<i>Exportación</i>	66	4	0	80	0	4	22	42
Otros ingresos operativos	41	37	24	25	25	28	27	24
Costo de venta	(525)	(1.187)	(1.056)	(657)	(1.179)	(1.580)	(1.054)	(884)
<i>Generación</i>	(184)	(700)	(386)	(224)	(615)	(898)	(562)	(340)
<i>Compra de energía</i>	(128)	(246)	(429)	(132)	(217)	(323)	(126)	(169)
<i>Subtotal CAD</i>	(313)	(946)	(815)	(356)	(832)	(1.221)	(689)	(509)
<i>Otros costos de venta</i>	(212)	(241)	(241)	(301)	(348)	(359)	(365)	(375)
Resultado Bruto	443	(206)	65	820	414	(1)	718	799
Gastos de Administración y Ventas	(182)	(176)	(190)	(266)	(277)	(318)	(351)	(307)
[Ingresos - Gastos Varios]	(9)	(20)	12	(18)	(15)	(17)	(36)	(30)
Resultado Operativo	252	(402)	(113)	536	121	(336)	331	462
Resultados financieros	38	(108)	200	(6)	33	33	(18)	(57)
Resultado antes de impuestos	291	(510)	87	530	154	(303)	313	405
IRAE	(85)	116	9	(113)	(7)	134	4	47
Resultado Neto	206	(395)	96	417	147	(168)	317	452
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones</i>	(247)	(941)	(815)	(277)	(832)	(1.217)	(667)	(467)
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones / MWh</i>	(27)	(105)	(88)	(28)	(83)	(118)	(63)	(45)
<i>Consumo interno (en GWh)</i>	9.090	8.950	9.227	9.836	9.976	10.274	10.516	10.454

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Venta de energía eléctrica	1.456	1.556	1.765	1.650	1.438	1.365	1.864
<i>Mercado Interno</i>	1.448	1.492	1.631	1.588	1.366	1.286	1.350
<i>Exportación</i>	9	65	134	63	72	79	514
Otros ingresos operativos	23	22	25	28	26	25	24
Costo de venta	(885)	(748)	(870)	(942)	(893)	(979)	(1.120)
<i>Generación</i>	(284)	(139)	(76)	(102)	(80)	(144)	(362)
<i>Compra de energía</i>	(245)	(290)	(427)	(467)	(470)	(536)	(469)
<i>Subtotal CAD</i>	(529)	(429)	(503)	(569)	(549)	(681)	(831)
<i>Otros costos de venta</i>	(356)	(319)	(367)	(373)	(343)	(298)	(290)
Resultado Bruto	594	831	920	736	571	412	768
Gastos de Administración y Ventas	(314)	(285)	(339)	(338)	(318)	(286)	(295)
[Ingresos - Gastos Varios]	(54)	(39)	30	(2)	(32)	(20)	30
Resultado Operativo	226	508	610	397	221	106	503
Resultados financieros	(20)	(89)	(82)	(43)	(117)	(151)	(105)
Resultado antes de impuestos	206	418	528	354	104	(45)	398
IRAE	12	(14)	(39)	14	75	116	(2)
Resultado Neto	218	405	489	368	179	71	396
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones</i>	(520)	(365)	(369)	(506)	(478)	(602)	(316)
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones / MWh</i>	(50)	(32)	(34)	(44)	(42)	(54)	(28)
<i>Consumo interno (en GWh)</i>	10.392	11.268	10.939	11.511	11.249	11.122	11.288

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: Estados Financieros Auditados de UTE.

Comparación de promedios

	Mill. US\$ 2007-2011	Mill. US\$ 2015-2021	Variación 2015-2021 vs. 2007-2011			
			En US\$ (en monto)	(var. %)	En términos reales (var. %)	En términos reales unitarios (var. %)
Venta de energía eléctrica	1.198	1.585	387	32%	5%	-11%
<i>Mercado Interno</i>	1.168	1.452	284	24%	-1%	-16%
<i>Exportación</i>	30	134	104	345%	229%	175%
Otros ingresos operativos	30	25	(6)	-18%	-39%	-49%
Costo de venta	(921)	(920)	1	0%	-21%	-34%
<i>Generación</i>	(422)	(170)	252	-60%	-68%	-73%
<i>Compra de energía</i>	(230)	(415)	(184)	80%	38%	15%
<i>Subtotal CAD</i>	(652)	(584)	68	-10%	-29%	-41%
<i>Otros costos de venta</i>	(269)	(335)	(67)	25%	-2%	-16%
Resultado Bruto	307	690	383	125%	82%	58%
Gastos de Administración y Ventas	(218)	(311)	(92)	42%	12%	-5%
[Ingresos - Gastos Varios]	(10)	(12)	(2)	23%	7%	-6%
Resultado Operativo	79	367	288	366%	307%	287%
Resultados financieros	31	(87)	(118)	-	-	-
Resultado antes de impuestos	110	280	170	154%	108%	91%
IRAE	(16)	23	39	-	-	-
Resultado Neto	94	304	210	222%	170%	147%
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones</i>	(622)	(451)	171	-28%	-43%	-52%
<i>CAD neto de ingresos por exportaciones / MWh</i>	(66)	(41)	26	-39%	-52%	

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).

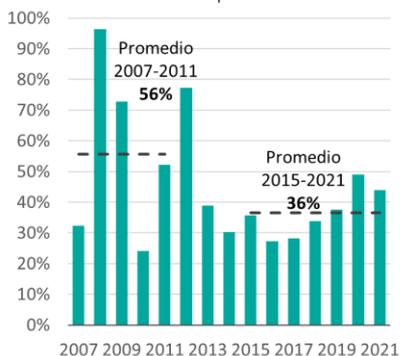
Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE.

La reducción del CAD fue un determinante importante en la mejora del resultado bruto de UTE entre ambos períodos, ya que si bien los otros componentes del costo de venta y los gastos de administración y ventas 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 2015-2021 el CAD neto los superó en 1,5 veces.

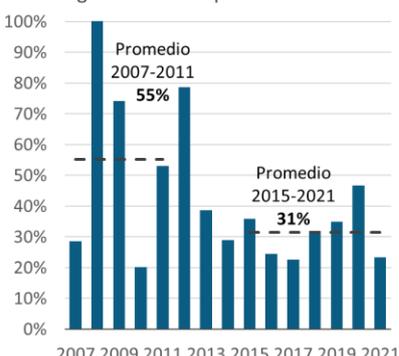
CAD Bruto / Ingresos Operativos

CAD antes de netear exportaciones



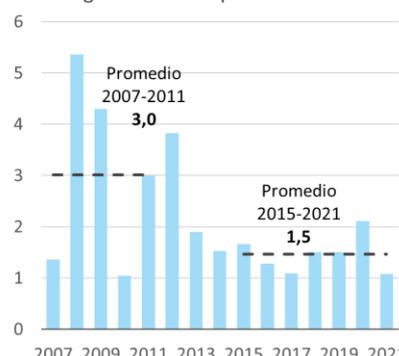
CAD Neto / Ventas locales de energía

CAD luego de netear exportaciones



CAD Neto / GAVs

CAD luego de netear exportaciones



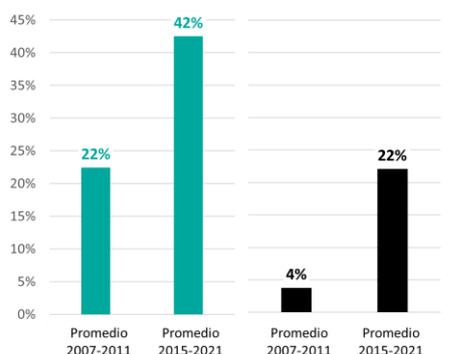
Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE.

En síntesis, la reducción del CAD fue determinante en la recomposición del margen bruto y de la rentabilidad operativa de UTE. De hecho, del diagrama de la página anterior se desprende que el CAD bruto disminuyó en casi US\$ 70 millones anuales si se compara el promedio del período 2015-2021 frente al promedio del período 2007-2011, lo cual compensó enteramente el incremento que tuvieron los restantes componentes del costo de venta y los gastos de estructura de la compañía.

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 casi 20 puntos porcentuales (de 56% a 36%, como se ilustra en el gráfico anterior) 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 22% en el período 2015-2021 (ver segundo gráfico).

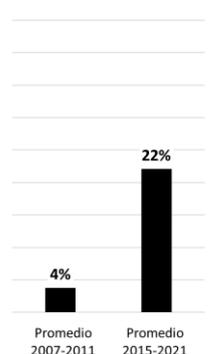
Margen Bruto

Resultado bruto / Ingresos



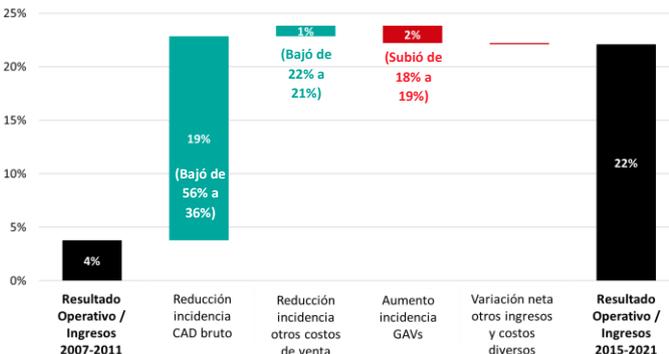
Margen Operativo

Resultado operativo / Ingresos



Descomposición de la mejora del margen operativo de UTE

Incidencia de los distintos componentes de costos como % de los ingresos operativos totales



Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE.

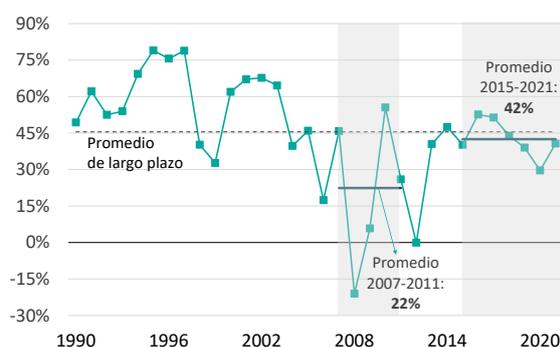
La evolución de la rentabilidad de UTE en una perspectiva de largo plazo

Cabe notar que en una perspectiva de más largo plazo, los niveles de rentabilidad operativa 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 operativo llegó a superar el 60% en varios años). De hecho, el margen operativo de UTE en un promedio de largo plazo (1990-2021) rondó justamente el 45%.

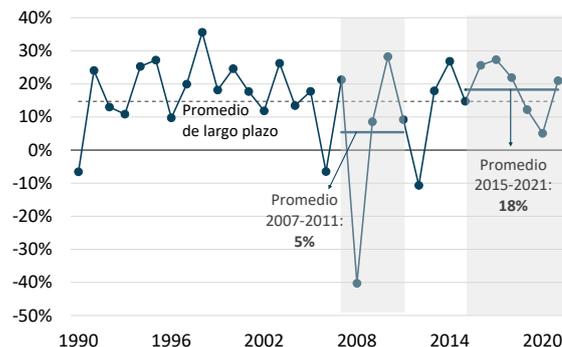
A nuestro juicio, de lo anterior debe concluirse que la reducción del CAD que siguió a la transformación de la matriz energética permitió una recomposición de la rentabilidad operativa del ente luego de un período de resultados especialmente bajos en términos históricos, que en ausencia de ese abaratamiento 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 18% en 2015-2021 (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 1990-2021 el margen neto promedió un 15%).

Resultado Bruto / Ingresos operativos



Resultado Neto / Ingresos operativos



Fuente: 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

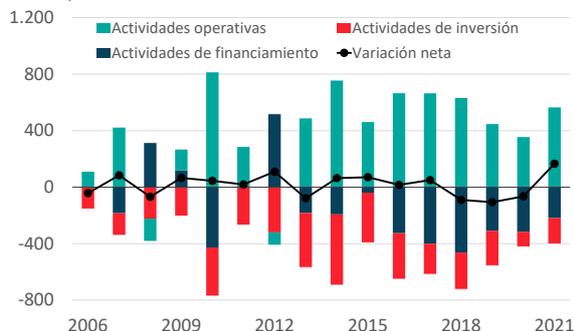
Naturalmente, la mejora de la rentabilidad operativa de UTE se tradujo en una mayor generación de efectivo proveniente de actividades operativas. En efecto, el flujo de efectivo derivado de la operación ha sido sistemáticamente positivo en los últimos años, pasando de una media de US\$ 302 millones por año en el período 2007-2011 a un promedio de US\$ 541 millones por año en 2015-2021. 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 arrendamientos¹¹ y para distribuir dividendos. 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

¹¹ 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 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 Isabel S.A. para arrendar medidores básicos inteligentes y el software asociado y diversos contratos de arrendamiento de inmuebles y vehículos.

con registros prácticamente nulos en algunos ejercicios) y resultaron en promedio de US\$ 200 millones por año (US\$ 1.400 millones en total) en el período 2015-2021.

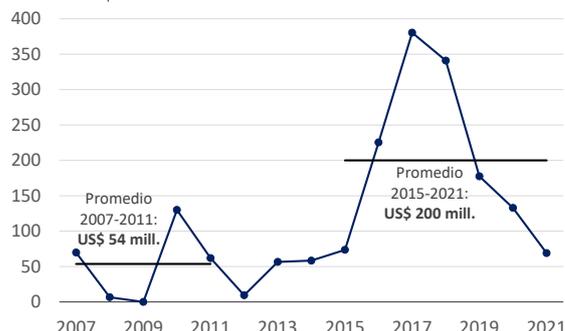
Flujo de efectivo por actividad

En US\$ millones



Pago de dividendos

Millones US\$



Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE.

Además de haber distribuido dividendos y como ya se señaló, el ente disminuyó su saldo de pasivos financieros. En el gráfico de la izquierda se observa que ese saldo ha descendido sistemáticamente luego del máximo alcanzado en 2017, bajando en casi US\$ 300 millones en el acumulado de los últimos cuatro ejercicios.

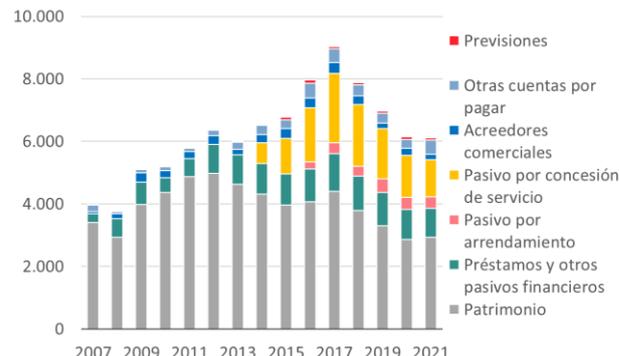
Préstamos y otros pasivos financieros de UTE

Millones US\$



Pasivo y patrimonio de UTE

Millones US\$



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: Estados Financieros Auditados de UTE.

Cabe notar, igualmente, que más allá de ese descenso de la deuda financiera UTE no modificó en forma sustancial su nivel de apalancamiento durante el período analizado, puesto que al mismo tiempo se dio un incremento de otros pasivos. En particular, el saldo de pasivos por arrendamiento tendió a permanecer relativamente estable y adquirieron gran relevancia los pasivos por concesión de servicios (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).

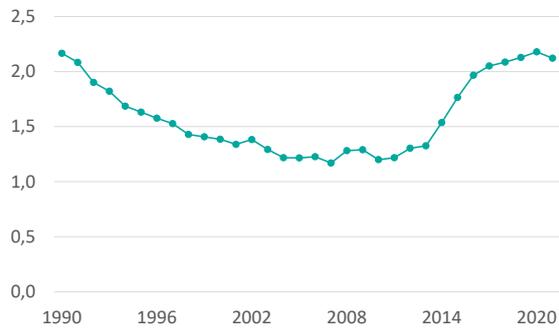
De hecho, el apalancamiento de la compañía (medido a través del ratio activo / patrimonio) tendió a permanecer relativamente estable en los últimos años algo por arriba de 2, lo que de hecho implica un nivel más alto que el observado en el período 2007-2011 (aunque similar al que tenía el ente a inicios 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 8% en el período 2015-2021, ubicándose en los años recientes muy por encima de la media de las últimas tres décadas.

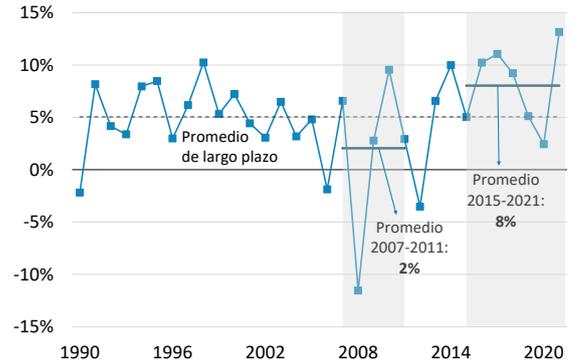
Leverage de UTE

Ratio Activo / Patrimonio



Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE y Memorias Anuales de UTE.

Resultado Neto / Patrimonio



5. 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

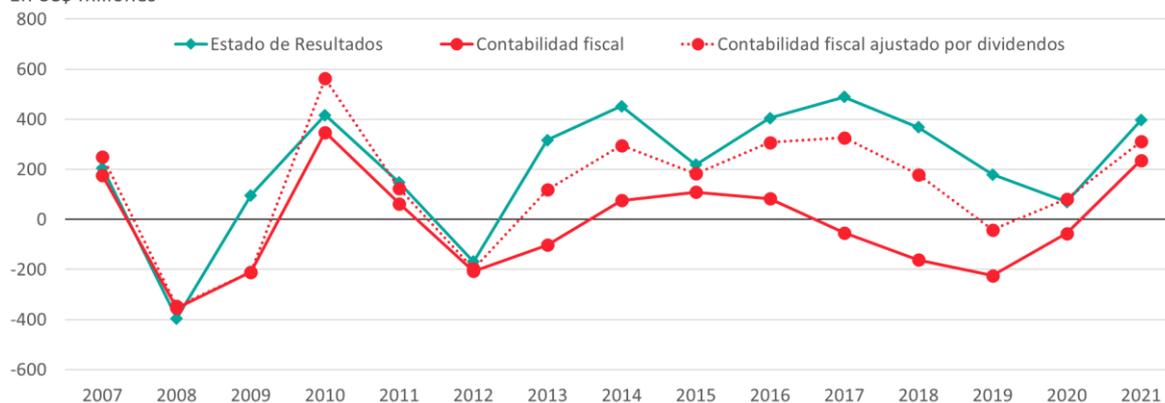
En esta sección y con el objetivo de evaluar el aporte de UTE a las cuentas públicas, se utiliza como fuente de información principal los datos del resultado fiscal del sector público consolidado que publica mensualmente el Ministerio de Economía y Finanzas.

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. A modo de ejemplo, a continuación se expone la divergencia a nivel del resultado neto de UTE, observándose un nivel sistemáticamente más alto en las cifras provenientes del balance de la empresa y constatándose también que en algunos ejercicios los movimientos son de signo opuesto (como sucedió en 2020). De hecho, de la contabilidad fiscal se desprenden resultados netos negativos en el período 2017-2020, mientras que los estados financieros auditados arrojan guarismos positivos en esos años.

Resultado neto de UTE

En US\$ millones



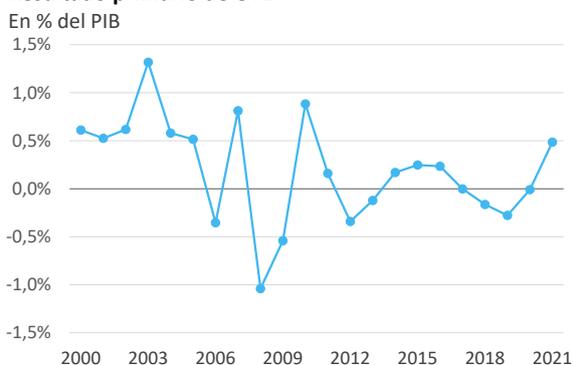
Fuente: Estados Financieros Auditados de UTE y Ministerio de Economía y Finanzas.

Contribución de UTE al resultado del sector público

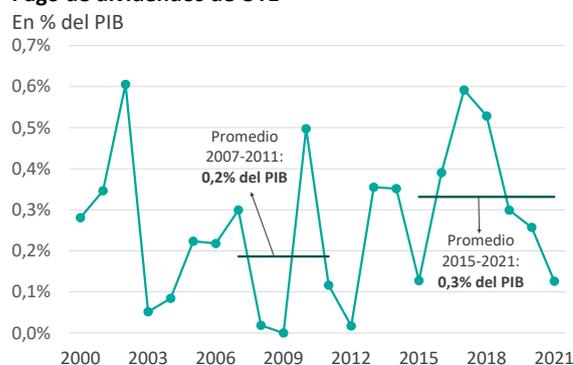
De la información proveniente de la contabilidad fiscal se desprende que el resultado primario de UTE (esto es, antes del pago de intereses por su deuda) ha tendido a oscilar entre déficits y superávits en las últimas dos décadas, por niveles de $\pm 1\%$ del PIB (ver gráfico de la izquierda de la próxima página).

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 veinte 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



Pago de dividendos de UTE



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

Fuente: 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, 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.

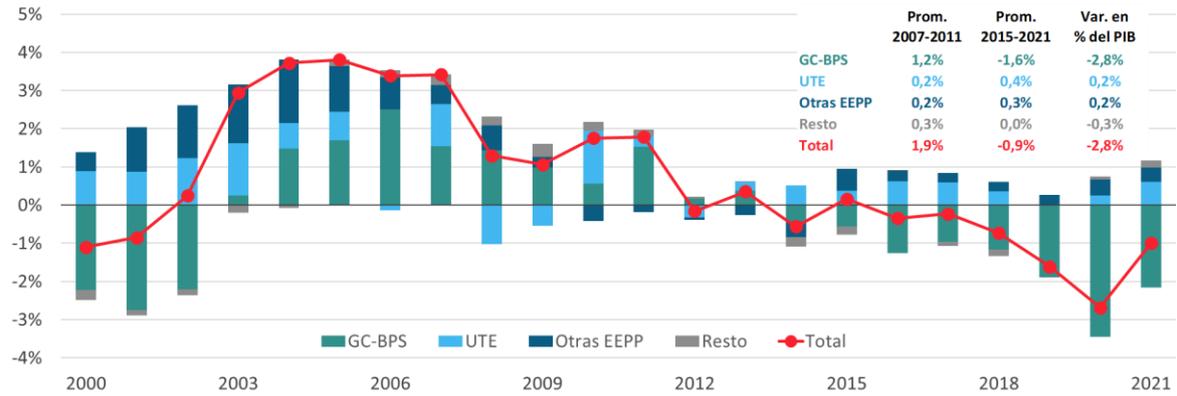
Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas.

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 la mayoría de los 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\$ 140 millones (0,2% del PIB) anuales en el promedio del período 2015-2021 frente al promedio de 2007-2011, con una contribución del ente que promedió US\$ 243 millones por año (0,4% 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 (2,8% del PIB) entre los dos períodos considerados y explicó el deterioro del resultado primario global del sector público.

Resultado primario del sector público ajustado por dividendos de Empresas Públicas

En % del PIB



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: Ministerio de Economía y Finanzas.

6. Anexo

Composición del costo de ventas de UTE

En millones de US\$	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CAD	313	946	815	356	832	1.221	689	509
<i>Generación</i>	184	700	386	224	615	898	562	340
<i>Compra de energía</i>	128	246	429	132	217	323	126	169
Otros costos de venta	212	241	241	301	348	359	365	375
<i>Trasmisión</i>	20	22	21	26	33	37	41	46
<i>Distribución</i>	63	65	71	94	110	123	131	136
<i>Despacho de cargas</i>	-	-	3	3	4	4	5	4
<i>Resto</i>	129	153	147	177	202	195	190	188
Costo de venta	525	1.187	1.056	657	1.179	1.580	1.054	884
CAD / Costo de ventas	60%	80%	77%	54%	71%	77%	65%	58%
<i>Generación</i>	35%	59%	37%	34%	52%	57%	53%	38%
<i>Compra de energía</i>	24%	21%	41%	20%	18%	20%	12%	19%
Otros costos de venta / Costo de ventas	40%	20%	23%	46%	29%	23%	35%	42%
<i>Trasmisión</i>	4%	2%	2%	4%	3%	2%	4%	5%
<i>Distribución</i>	12%	6%	7%	14%	9%	8%	12%	15%
<i>Despacho de cargas</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<i>Resto</i>	25%	13%	14%	27%	17%	12%	18%	21%

En millones de US\$	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CAD	529	429	503	569	549	681	831
<i>Generación</i>	284	139	76	102	80	144	362
<i>Compra de energía</i>	245	290	427	467	470	536	469
Otros costos de venta	356	319	367	373	343	298	290
<i>Trasmisión</i>	44	43	51	49	48	40	40
<i>Distribución</i>	130	126	142	143	135	120	116
<i>Despacho de cargas</i>	3	3	4	5	5	4	4
<i>Resto</i>	179	146	170	176	156	134	130
Costo de venta	885	748	870	942	893	979	1.120
CAD / Costo de ventas	60%	57%	58%	60%	62%	70%	74%
<i>Generación</i>	32%	19%	9%	11%	9%	15%	32%
<i>Compra de energía</i>	28%	39%	49%	50%	53%	55%	42%
Otros costos de venta / Costo de ventas	40%	43%	42%	40%	38%	30%	26%
<i>Trasmisión</i>	5%	6%	6%	5%	5%	4%	4%
<i>Distribución</i>	15%	17%	16%	15%	15%	12%	10%
<i>Despacho de cargas</i>	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%
<i>Resto</i>	20%	20%	19%	19%	17%	14%	12%

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: Estados Financieros Auditados de UTE.