

exante.com.uy



Trasmisión y distribución de energía eléctrica en Uruguay:

Análisis desde una perspectiva económico-financiera

Setiembre 2024

EXANTE
ECONOMÍA Y FINANZAS CORPORATIVAS

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

Contenido

1. Introducción	3
Antecedentes y objetivo del trabajo.....	3
Estructura del documento	3
Principales conclusiones	4
2. Estructura de mercado	6
Definiciones generales	6
Claves del marco regulatorio en Uruguay.....	7
Descripción de la infraestructura de Trasmisión y Distribución	9
3. Remuneración de las actividades de Trasmisión y Distribución	13
Definiciones regulatorias iniciales.....	13
Aplicación práctica	21
Evolución histórica de la remuneración de las redes y de las tarifas de peaje.....	24
4. Ingresos, costos e inversiones reflejados en los estados financieros de UTE	31
Estados financieros auditados vs. contabilidad regulatoria	31
Reconocimiento de ingresos de trasmisión y distribución	33
Asignación de costos de trasmisión y distribución	34
Evolución de la inversión y valor contable de los activos	37
5. ¿Son caros los peajes?	40
Tarifas regulatorias vs costos efectivos	40
Tarifas de peaje vs costo de la energía en el mercado regulado	41
6. Comentarios finales	45

1. Introducción

Antecedentes y objetivo del trabajo

Nuestra firma fue contratada por AUGPEE para elaborar un informe de caracterización de las actividades de trasmisión y distribución de electricidad en Uruguay, abordando diferentes perspectivas complementarias.

El trabajo tuvo como objetivo aportar elementos objetivos al debate público sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, los criterios de fijación de tarifas en esas actividades y el potencial de desarrollo del segmento mayorista del mercado.

En particular, AUGPEE solicitó a nuestra firma realizar un análisis de la información disponible en materia de ingresos, costos e inversiones asociadas a las actividades de trasmisión y distribución. Ese pedido se enmarcó en el hecho de que, a diferencia de lo que sucede con el tramo de la generación de electricidad, estas actividades han recibido considerablemente menos atención en los estudios académicos, de organismos internacionales y de gremiales empresariales en los últimos años. Sin embargo, se trata de actividades centrales para el abastecimiento de la demanda de energía en nuestro país y sus costos y tarifas constituyen – por ende – una pieza relevante de la competitividad de las empresas que operan en Uruguay y del potencial de atracción de nuevas inversiones.

Los análisis vertidos en este documento se basan en una revisión del marco regulatorio vigente, en el análisis de los estados financieros auditados y de la contabilidad regulatoria de UTE, así como en la sistematización de estadísticas del sector disponibles en fuentes públicas (principalmente UTE, Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería y URSEA). También se realizaron entrevistas con autoridades de URSEA y UTE y con algunos actores del sector privado para validar nuestra comprensión de la contabilidad regulatoria y validar nuestras interpretaciones de la información disponible. Sin perjuicio de lo anterior, cualquier omisión u error subsistente es de nuestra responsabilidad.

Estructura del documento

Este informe aborda distintos aspectos relacionados a las actividades de trasmisión y distribución de electricidad en Uruguay y está organizado de la siguiente manera:

- El capítulo 2 describe la estructura del mercado y la infraestructura existente. También sintetiza las claves del arreglo regulatorio vigente en Uruguay.
- El capítulo 3 describe el esquema de remuneraciones de las actividades de trasmisión y distribución. Se presenta un resumen de las normas que dan sustento teórico a dichas remuneraciones, se analiza su aplicación práctica, se sistematizan los decretos históricos sobre la materia y se presenta un análisis de la evolución efectiva de las tarifas de peajes en los últimos años.
- En el capítulo 4 se examinan los ingresos, costos e inversiones asociados a la trasmisión y distribución de electricidad que se desprenden de los estados contables de UTE. Se presenta un análisis comparativo de la información disponible en los estados financieros auditados y en la contabilidad regulatoria y se describen los criterios de asignación de costos a estas actividades (vs. el resto de las actividades que lleva adelante UTE). En este capítulo también se incluye un análisis histórico de las inversiones y del valor contable de los activos destinados a estas actividades.

- El capítulo 5 busca aportar al debate sobre si las tarifas de peajes son “caras” desde dos enfoques alternativos. Por un lado, se comparan las tarifas regulatorias con los costos que se desprenden de la contabilidad de UTE. Por otro lado, se analizan algunos casos prototípicos para ilustrar la incidencia que tienen las tarifas de peajes en el costo total de la energía para grandes consumidores.
- Finalmente, el capítulo 6 presenta una síntesis de principales hallazgos y conclusiones. Este capítulo también incluye algunas breves reflexiones sobre otros asuntos a considerar en el debate técnico sobre la forma de determinación de los precios asociados a estos servicios, que no fueron abordados en este trabajo.

Principales conclusiones

A continuación se resumen las principales conclusiones del trabajo realizado:

- En Uruguay, la trasmisión y la distribución de electricidad tienen carácter de servicio público establecido por ley. Ambas actividades son gestionadas por UTE, sin perjuicio de que el marco regulatorio establece que pueden ser cumplidas por el ente o en régimen de concesión.
- Las redes de trasmisión y distribución han tenido un desarrollo relevante en los últimos quince años, acompañando la transformación del sistema eléctrico: creció la capacidad de interconexión regional, se extendió la red de trasmisión para atender una matriz de generación más descentralizada y se avanzó en la capilaridad de la red de distribución.
- De todos modos, es importante tener en cuenta que se trata de infraestructuras con vidas útiles extensas. Por lo tanto, el sistema también descansa en el aprovechamiento de activos construidos hace varias décadas.
- Pese a que los servicios de trasmisión y distribución se prestan en forma monopólica, la regulación establece el libre acceso a dichas redes para productores y consumidores y también prevé que los precios se fijen regulatoriamente.
- El marco regulatorio establece con bastante precisión los criterios rectores de la fijación de las remuneraciones totales, que son “fictas” pero sirven para derivar luego los cargos por uso o “peajes” en el mercado mayorista y deberían alimentar también la elaboración del pliego tarifario de UTE para clientes regulados.
- Las diferentes normas que componen el marco regulatorio tienen un claro espíritu de “eficiencia” y sugieren la utilización de “benchmarks” externos. También son explícitas en detalles prácticos de aplicación (frecuencia de cálculo, tratamiento de infraestructura existente vs. nueva, funcionamiento de las fórmulas paramétricas, método para la determinación de los peajes a partir de la remuneración total, etc.).
- Aunque dichas definiciones quedaron establecidas tempranamente en los decretos de 2002, en la práctica su implementación ha sido progresiva y parcial. El primer decreto de remuneración del trasmisor es de 2007, el primero de subtrasmisión es de 2012, el primero de distribución de media tensión es de 2019 y hasta el momento no existen decretos para baja tensión. Más allá de la implementación por etapas, del relevamiento realizado y de nuestras entrevistas con actores del sector también concluimos que existen otros apartamientos entre las definiciones regulatorias referidas a remuneración y la realidad del sector.
- En el capítulo 3 se enumeran varios de esos apartamientos, pero se destaca que los cálculos regulatorios de remuneración por el uso de redes no parecen tener un correlato directo en la

determinación del pliego tarifario de UTE para los clientes suscriptores. Históricamente, los cargos correspondientes al uso de redes han estado parcialmente “energizados” (en el sentido de que se incorporan parcialmente al cobro de la energía, en lugar de estar individualizados como un costo fijo por potencia contratada).

- Esto es relevante dado que la regulación establece que *“la tarifa del servicio de distribución a usuarios servidos por otros suministradores será establecida de manera tal que, en lo que al costo agregado por el Distribuidor se refiere, sea indiferente para el usuario ser abastecido por el Distribuidor o por otro suministrador”*. Si hay diferencias entre los peajes por el uso de redes que se cargan en el mercado mayorista y los costos que se cargan a los clientes que consumen energía a través de la distribución de UTE, en los hechos existe un desincentivo al desarrollo de un mercado mayorista.
- Según los últimos decretos, la remuneración regulatoria de las actividades de trasmisión ronda los US\$ 300 millones, la de la subtrasmisión es de unos US\$ 180 millones y la de la distribución en media tensión es algo superior a US\$ 400 millones. Aun cuando no se ha definido una remuneración regulatoria para baja tensión, lo anterior supera con creces los costos de trasmisión y distribución según la contabilidad regulatoria de UTE (que no solo comprende los costos directos, sino que también asigna una cuota parte de costos indirectos, de dirección y servicios corporativos). Eso constituye un indicio de que esas remuneraciones son “altas”.
- Dado que el espíritu de la normativa de fijación de tarifas de peaje reside en establecer una remuneración “justa” para el capital invertido, correspondería complementar la comparación de la remuneración regulatoria y los costos efectivos de UTE con una evaluación de qué nivel de rentabilidad arroja la remuneración regulatoria en relación al valor de las inversiones requeridas para llevar adelante estos servicios. Sin embargo, en la información públicamente disponible no surgen elementos suficientes ni para evaluar la inversión “requerida” (que eventualmente podría diferir de la efectivamente desplegada) ni para valorar la infraestructura más allá del costo histórico recogido en los estados financieros de UTE.
- A nuestro juicio, sería valioso que URSEA hiciese públicos ese tipo de análisis, que seguramente forman parte de los estudios considerados en los períodos de revisión de las remuneraciones. También observamos una oportunidad de hacer un mayor aprovechamiento de la contabilidad regulatoria, mejorando además la información que surge de ésta.
- En el período analizado, los peajes generalmente han tenido niveles sensiblemente más elevados que los cargos fijos y por potencia contratada que UTE aplica a los clientes regulados.
- En este informe se consideraron una serie de “casos tipo” de grandes consumidores y en la mayoría de ellos los peajes que potencialmente enfrentarían para comprar la energía en el mercado mayorista (considerando los cargos por potencia, CEMT y cargos fijos establecidos en los respectivos decretos) serían ampliamente superiores a los cargos fijos (potencia + costo fijo) que aplican en su consumo a través de UTE. Cabe notar que, además, en los casos de menor tensión el costo anual por concepto de peajes sería incluso superior a toda la cuenta de electricidad (incluido el costo de la compra de energía) en el mercado regulado.
- Nuestra comprensión es que URSEA se encuentra actualmente trabajando en una nueva revisión integral de las remuneraciones, que comprende todos los niveles de tensión. Consideramos que es una buena oportunidad no sólo para actualizar los cálculos según las definiciones regulatorias actuales, sino también para revisar los criterios que rigen dicha fijación regulatoria y explorar alternativas que se utilizan en otros mercados.

2. Estructura de mercado

En este capítulo se introducen algunas definiciones básicas sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en Uruguay. Se describe el rol de las actividades de trasmisión y distribución dentro del mismo, se presenta el marco regulatorio sobre el que se sustenta y se resumen las principales estadísticas descriptivas de la infraestructura existente que pueden encontrarse en fuentes públicas.

Definiciones generales

Las actividades de trasmisión y distribución de energía eléctrica hacen al transporte de la energía desde su punto de generación (típicamente centrales hidroeléctricas, parques eólicos, parques solares o centrales térmicas) a los agentes consumidores.

Más específicamente, se denomina trasmisión a la actividad de transporte a través de largas distancias hasta los centros de consumo, mientras que la distribución refiere justamente a la distribución en el interior de dichos centros hasta que la energía eléctrica queda disponible para el consumo de particulares y empresas.

La trasmisión se realiza mediante líneas de alta tensión (mayores a 72,5Kv), hasta las llamadas subestaciones de distribución. La red de trasmisión en Uruguay también comprende la interconexión con Argentina y Brasil, lo que permite la importación y exportación de electricidad. La distribución, en cambio, involucra el transporte de energía eléctrica en media tensión y baja tensión dentro de los centros de consumo.

A diferencia de la actividad de generación, que es llevada a cabo por numerosos agentes públicos y privados, las actividades de trasmisión y distribución constituyen un monopolio natural. Eso significa que el arreglo más eficiente es que exista, en un área geográfica determinada, un solo actor prestando estos servicios. Si bien algunos desarrollos tecnológicos recientes desafían esta definición, la literatura económica en relación con las redes eléctricas en general destaca que la construcción de la infraestructura de trasmisión y distribución requiere de inversiones significativas. A su vez, las redes eléctricas se benefician de fuertes economías de escala, en el sentido de que el costo promedio por unidad de electricidad transmitida y distribuida disminuye a medida que aumenta la cantidad de electricidad que fluye por la red. Por tanto, tener múltiples empresas construyendo redes paralelas de trasmisión y distribución sería económicamente ineficiente, al tiempo que podría generar distorsiones en el funcionamiento del mercado debido a una mayor complejidad de gestión técnica del sistema.

Es importante notar que la calificación de monopolio natural no necesariamente implica que la propiedad y/o la gestión de las redes debe ser estatal. De hecho, la estructura del mercado y la propiedad de los activos son dos dimensiones distintas, existiendo en el mundo numerosos ejemplos en los cuales las redes de trasmisión y distribución son de propiedad de empresas privadas que tienen monopolios naturales en sus respectivas áreas de servicio.

En Uruguay, sin embargo, las redes de trasmisión y distribución están a cargo de UTE. En cualquier caso y como ocurre en otras partes del mundo, la regulación establece el libre acceso a dichas redes para productores y consumidores y también prevé que los precios de los servicios asociados a estas actividades monopólicas se fijen regulatoriamente.

Claves del marco regulatorio en Uruguay

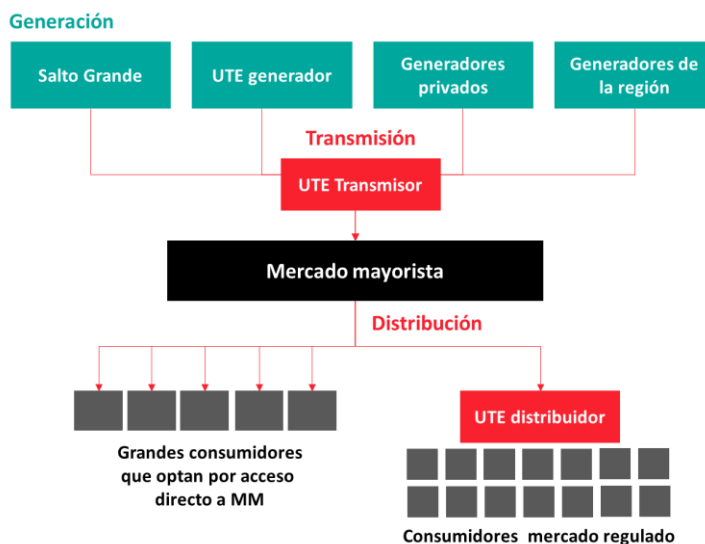
Las definiciones centrales sobre la estructura actual del mercado eléctrico en Uruguay están dadas por la Ley N° 16.832 de 1997, que consagró a la generación de energía eléctrica como una actividad libre y preservó la calificación de servicio público a la trasmisión y la distribución de electricidad.

Dicha ley también prevé en su artículo 11 la existencia del mercado mayorista, “que funcionará en las etapas de generación y de consumo, con uso compartido del sistema de trasmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores”.

Como ya se señaló, la ley establece en su artículo 12 que “los trasmisores y los distribuidores están obligados a permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, en las condiciones acordadas por las partes y de acuerdo con la presente ley y la reglamentación”.

El diagrama que sigue representa la organización general del mercado¹.

Organización del sector eléctrico en Uruguay



Fuente: EXANTE en base a FING (2023), “Introducción a los mercados de energía eléctrica”.

Los decretos N° 277 y N° 278 de 2002 son los llamados “Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica” y “Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica” y contienen la reglamentación de las disposiciones legales para dichas actividades. En el capítulo 3 se analiza con detalle las disposiciones relativas a la remuneración de ambas actividades, pero dichos reglamentos también establecen definiciones en materia de derechos y obligaciones de las partes involucradas, criterios de diseño y desempeño mínimo del sistema, entre otras.

Por su parte, las leyes N° 17.598 de 2002 y N° 18.719 de 2010 establecen que la URSEA (“Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua”) es el organismo encargado de definir la regulación en materia de calidad, seguridad y defensa del consumidor de todas las actividades referidas a la energía eléctrica.

¹ Se trata de un diagrama simplificado, que no ilustra todas las casuísticas de mercado. Por ejemplo, generadores privados como Luz de Mar, Luz de Loma o Kentilux participan del mercado mayorista y se conectan a la red de distribución. También hay grandes consumidores, como UPM y Montes del Plata, que se conectan a la red de trasmisión. Por otro lado, podría haber otros trasmisores / distribuidores además de UTE.

A los efectos del objetivo de este estudio, es importante subrayar que también corresponde a la URSEA la facultad de realizar los estudios técnicos para determinar la remuneración de las redes de trasmisión y distribución. Sin embargo y como se explica en el capítulo 3, la fijación regulatoria de las distintas tarifas de peajes se ha ido implementando progresivamente a lo largo de los últimos años y actualmente no abarca aún al total de las redes.

Por último, cabe marcar que si bien las actividades de trasmisión y distribución son llevadas adelante por UTE, el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico (aprobado por el Decreto nº 276/002) prevé en su artículo 4° que estas actividades que constituyen un servicio público puedan ser cumplidas por el ente o en régimen de concesión. Eso mismo está previsto en la Ley Nacional de Electricidad (Decreto Ley nº 14.694).

Figuras relevantes para el funcionamiento del mercado mayorista en Uruguay

Instituciones y roles

MIEM	<ul style="list-style-type: none"> Define política energética. Fija tarifas de suministro para consumidores regulados. Fija peajes por uso de redes (trasmisión y distribución). Autoriza nueva generación y contratos de comercio exterior. Otorga concesiones de trasmisión y distribución. Dispone sanciones, a propuesta del regulador.
URSEA	<ul style="list-style-type: none"> Dicta reglamentos de seguridad y calidad de los servicios, normas y procedimientos técnicos, etc. Controla el cumplimiento del marco regulatorio. Asesora al Poder Ejecutivo en materia de tarifas, concesiones y autorizaciones. Vigilancia y control en lo relativo a defensa de la competencia. Dispone sanciones por infracciones al marco regulatorio.
ADME	<ul style="list-style-type: none"> Operación del sistema, a cargo del Despacho Nacional de Carga (DNC). Administración comercial del MMEE, incluyendo cálculo de precios, cargos y remuneraciones, transacciones fuera de contrato (spot), servicios auxiliares del MMEE, requerimientos de garantía de suministro y liquidaciones.

Agentes del mercado mayorista

Generador	<ul style="list-style-type: none"> Vende energía al Distribuidor, a los grandes consumidores, a un comercializador o exporta.
Gran consumidor	<ul style="list-style-type: none"> Contrata potencia mayor o igual a 1.500 kW y opta por dejar de comprar al distribuidor para adquirir energía en el MMEE. Gran consumidor potencial: un consumidor con una potencia mayor o igual a 1.500 kW que opta por permanecer como cliente del Distribuidor comprando a precios regulados. Un gran consumidor puede volver a ser cliente del Distribuidor un año después de haber dejado de serlo, salvo acuerdo diferente entre las partes.
Comercializador	<ul style="list-style-type: none"> Compra o vende energía para uno o más agentes. Técnicamente puede haber dos figuras: Comercializador de demanda (Grandes Consumidores o exportación) y Comercializador de generación (local o importación). Puede comercializar generación para venta spot y/o contratos, incluyendo exportación e importación.
Transmisor	<ul style="list-style-type: none"> Opera y mantiene las redes recibiendo una remuneración regulada. Libre acceso a la capacidad no contratada por parte de consumidores y productores, con pago de peaje. Ampliaciones: se distingue las de beneficio general y las que son a riesgo de los solicitantes.
Distribuidor	<ul style="list-style-type: none"> Compra energía en el MMEE para abastecer a los consumidores regulados. Actúa en condiciones de monopolio natural y vende a tarifas reguladas, fijadas por el Poder Ejecutivo. A través de su servicio de redes, pone a disposición las redes de distribución para el transporte de energía eléctrica y efectúa la medición de la potencia y energía consumida por los usuarios. También presta un servicio de comercialización a consumidores regulados (compra energía en el mercado mayorista, suministra energía a los suscriptores y realiza facturación, cobro y atención a cliente).

Fuente: Elaboración propia en base a FING (2023), "Introducción a los mercados de energía eléctrica".

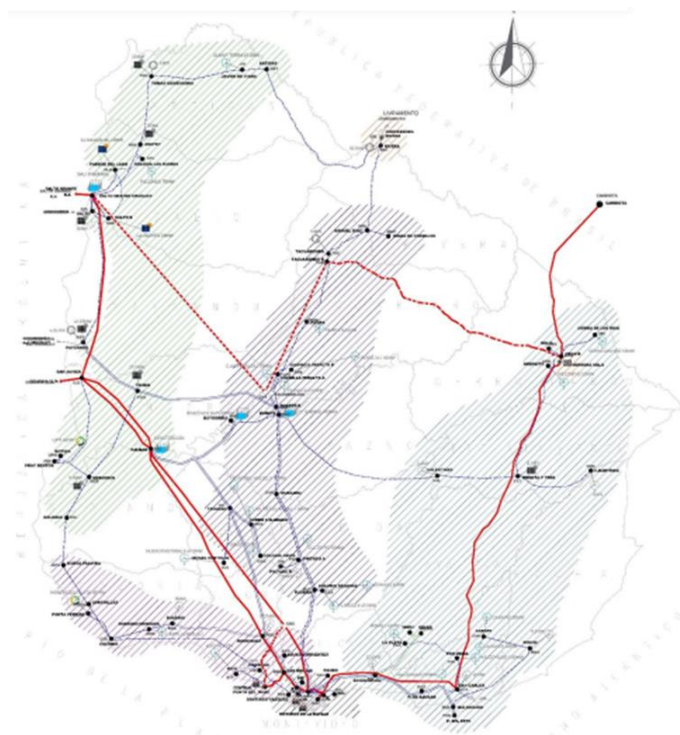
Descripción de la infraestructura de Trasmisión y Distribución

La red de trasmisión tiene una extensión de más de 5.800 km, mientras que la correspondiente a distribución está compuesta por unos 90.000 km de líneas y cables.

Entre los distintos proyectos de ampliación, mantenimiento y puesta a punto de las redes, se destaca que UTE está actualmente embarcada en la construcción de un cierre del anillo de 500 kV en la zona norte y centro del país. El proyecto, que involucra una inversión del orden de US\$ 200 millones, permitirá cerrar el anillo de 500 kV que cubre todo el país, robusteciendo la red de trasmisión para dotar al sistema de mayor flexibilidad para atender la demanda interna y externa.

A continuación, se incluye un mapa que ilustra el trazado de la red. En las líneas rojas se representan las líneas de 500 kV y en violeta las de 63 kV. Las líneas llenas representan la infraestructura existente en la fecha de armado del mapa (2022), mientras que las punteadas indican los planes de expansión futura (incluyendo el cierre del anillo antes referido).

Red de UTE mayor a 60 kV

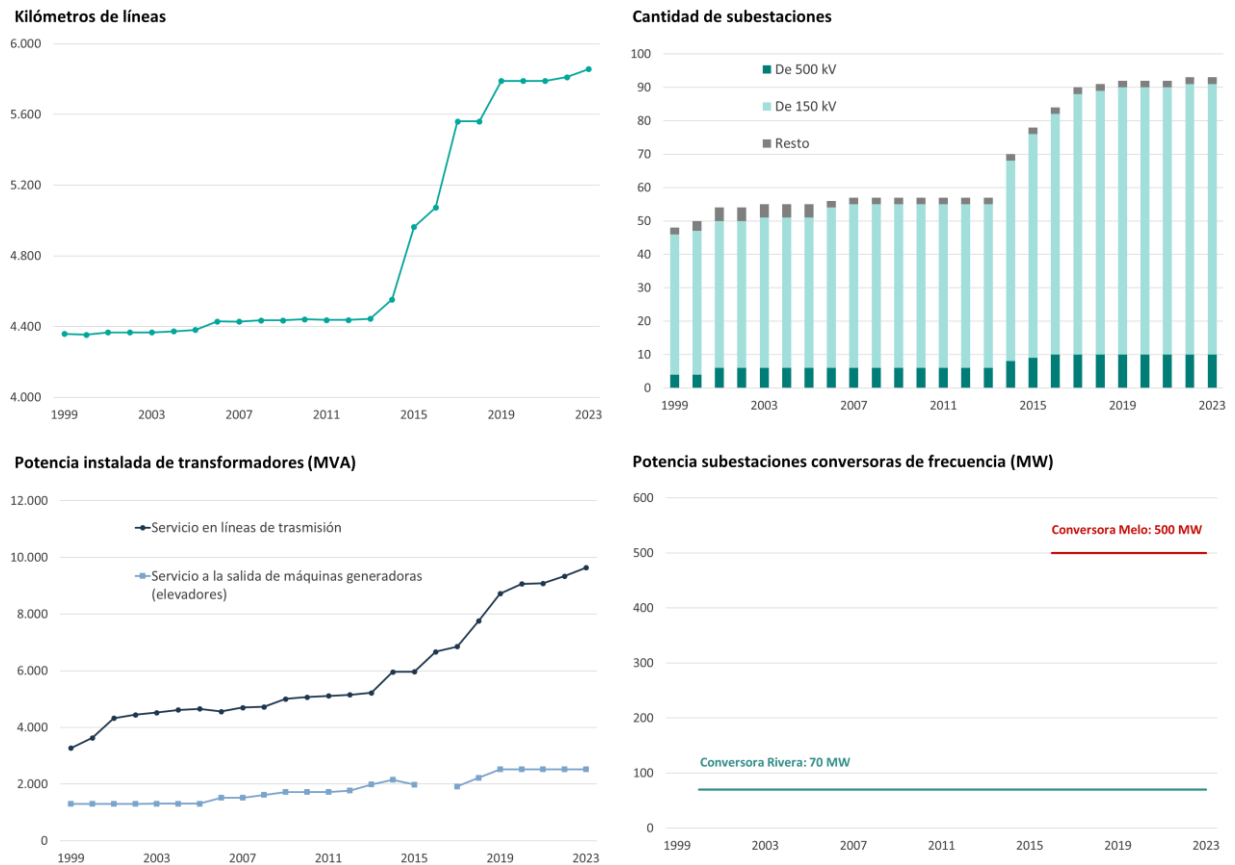


Fuente: Memoria de UTE (2022).

Además de por los kilómetros de líneas, la red de trasmisión de UTE se suele describir por la cantidad de subestaciones, la potencia instalada en los transformadores (en servicio en las redes de trasmisión y a la salida de las máquinas generadoras), así como por la potencia de las subestaciones convertoras de frecuencia². Esas estadísticas están disponibles anualmente en los documentos llamados “UTE en cifras” y dan cuenta de un crecimiento progresivo de la red de trasmisión a lo largo de los últimos años.

² La potencia de las subestaciones convertoras de frecuencia se incluye en este capítulo como una referencia más del desarrollo del sistema de trasmisión en los últimos años. Sin embargo, nótese que la valoración de esa infraestructura no se incluye entre las remuneraciones reconocidas al trasmisor que se abordan a lo largo del informe, sino que cuenta con un procedimiento aparte.

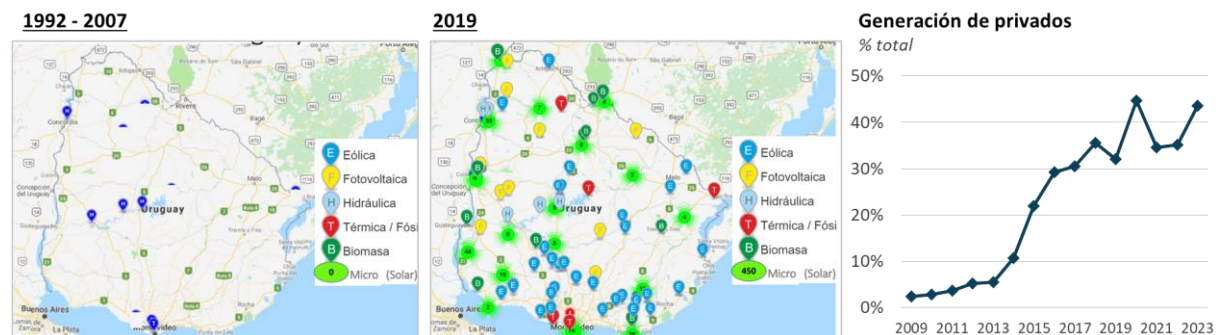
Sistema de transmisión: Componentes y evolución histórica



Fuente: UTE en Cifras (2004 – 2023)

De las métricas anteriores se desprende que el sistema tuvo un cambio sustantivo entre 2013 y 2019, coincidente con la incorporación de nuevos generadores a partir de fuentes renovables que cambiaron de manera significativa la distribución geográfica de la oferta. En ese período, Uruguay adicionó unos 2.000 MW de potencia instalada en energías renovables no convencionales, de los cuales unos 1.500 MW corresponden a generación eólica, unos 250 MW son parques solares y algo más de 150 MW son generadores en base a biomasa. Actualmente hay más de 60 generadores privados volcando energía a la red y, como se muestra en el gráfico debajo, este proceso implicó una importante descentralización territorial de la producción.

Modificación del escenario de generación



Fuente: Elaboración propia en base a cifras de DNE y en base a UTE (2019), Presentación “Redes y Estaciones de Trasmisión del Sistema Norte. Inversiones 2010 -2019”.

Hace quince años, la trasmisión estaba organizada con un sistema radial, con capacidad limitada para recibir nueva generación de energías renovables no convencionales y con una sola alternativa relevante de interconexión regional. Desde entonces, el sistema procesó varios cambios de entidad, incluyendo la construcción de la línea San Carlos-Melo-Candiota en 500 kV, la estación convertidora en Melo de 550 MW, un transformador 500/150 kV en Melo de 250 MVA, un transformador 500/150 kV en Salto de 250 MVA, la renovación de estaciones de 150 kV, así como inversiones adicionales en el desarrollo de la 2a línea Bonete-Palmar-Paysandú en 150 kV, la Línea Artigas-Rivera en 150 kV y la línea Melo-Tacuarembó en 500 kV. En la última década también hubo una ampliación de la Estación Punta del Tigre de 500 kV, así como inversiones en redes y estaciones de la zona metropolitana. Como se explica en el capítulo 4, en ese período UTE también sumó a su red de trasmisión las subestaciones asociadas a proyectos de generación de energías renovables de privados.

Por su parte, la descripción de la red de distribución también involucra, además de la extensión de las líneas y cables, la cantidad de estaciones y subestaciones, así como la potencia instalada en los transformadores (en este caso los transformadores de las estaciones MT/MT y las subestaciones MT/BT). A diferencia de lo ocurrido en la red de trasmisión, el crecimiento de la red de distribución no tuvo un “escalón” de la mano del cambio en la matriz de generación, sino que ha sido moderado y sostenido durante las últimas dos décadas.

Sistema de distribución: Componentes y evolución histórica



Fuente: UTE en Cifras (2004 – 2023)

En definitiva, de las cifras anteriores se desprende que las redes de trasmisión y distribución han venido acompañando la progresiva transformación del sistema eléctrico uruguayo. De todos modos, es importante notar que se trata de infraestructuras con vidas útiles extensas. Por lo tanto, el sistema también descansa en el aprovechamiento de activos construidos hace varias décadas.

Eso se condice con que los cambios en las métricas de infraestructura de trasmisión y distribución han sido de menor magnitud que los que se observan en las métricas asociadas a generación. Por ejemplo, en la década 2010 la potencia instalada casi se multiplicó por 2. En ese mismo período, la extensión de la red de trasmisión y la cantidad de subestaciones de trasmisión subieron “solo” 30% y 60% respectivamente, mientras que a nivel de la distribución hubo un incremento de 18% en la extensión de las líneas, de 7% en la cantidad de estaciones MT/MT y de 30% en la cantidad de subestaciones MT/BT. A su vez, el cuadro a continuación muestra que en los años más recientes (2020-2023) el ritmo de expansión de la red bajó fuertemente, con todos los indicadores mostrando tasas de crecimiento promedio anual incluso inferiores a las que se observaron en la década previa a la introducción de energías renovables a gran escala (2000-2010).

Síntesis de infraestructura existente y patrón histórico de expansión

	2023	Crecimiento acumulado			Tasa de crecimiento prom. anual		
		2000-2010	2010-2020	2020-2023	2000-2010	2010-2020	2020-2023
Infraestructura de trasmisión							
Extensión de la red (km)	5.857	2%	30%	1%	0,2%	2,7%	0,1%
Cantidad de subestaciones (#)	93	14%	61%	1%	1,3%	4,9%	0,1%
Potencia instalada de transformadores (MVA)							
Servicio en líneas de trasmisión	9.636	40%	79%	6%	3,4%	6,0%	0,6%
A la salida de máquinas generadoras	2.521	32%	46%	0%	2,8%	3,9%	0,0%
Potencia subestaciones conversoras de frecuencia (MW)	570	0%	714%	0%	0,0%	23,3%	0,0%
Infraestructura de distribución							
Extensión de la red (km)	90.449	29%	18%	4%	2,5%	1,6%	0,4%
Cantidad de estaciones MT/MT (#)	302	5%	7%	0%	0,5%	0,7%	0,0%
Cantidad de subestaciones MT/BT (#)	59.911	37%	30%	5%	3,2%	2,7%	0,5%
Potencia instalada de transformadores estaciones MT/MT	4.046	27%	23%	2%	2,5%	2,1%	0,2%
Potencia instalada de transformadores subestaciones MT/BT	5.077	22%	-1%	7%	2,0%	-0,1%	0,6%
Otros indicadores clave - sistema eléctrico							
Potencia instalada (MW)	5.259	28%	82%	7%	2,5%	6,2%	0,7%
Generación local de energía eléctrica (GWh)*	12.786	47%	20%	10%	3,9%	1,8%	1,0%
Consumo local de energía eléctrica (GWh)	11.816	20%	17%	7%	1,8%	1,6%	0,7%

(*) Se considera 2022, por ser 2023 un año de sequía extrema que afecta las comparaciones

Fuente: Elaboración propia en base a ADME, DNE y UTE en Cifras (2004 – 2023).

3. Remuneración de las actividades de Trasmisión y Distribución

En este capítulo se describen los asuntos relativos a la remuneración de las actividades de trasmisión y distribución. Por un lado, se resumen las definiciones regulatorias con el objetivo de recoger el espíritu de la regulación de precios en estas actividades monopólicas. Por otro lado, se presenta una descripción de lo que ha sido la aplicación práctica de esas disposiciones regulatorias. Se identifican los decretos de fijación de precios emitidos a lo largo de los últimos años y se incluye una descripción de la evolución de remuneración a las redes y las tarifas de peajes contenidas en los mismos.

Definiciones regulatorias iniciales

Como se señaló en el capítulo anterior, las definiciones centrales del arreglo actual del mercado están dadas por Ley Nº 16.832 de 1997. A su vez, los decretos Nº 277 y Nº 278 de 2002 son los llamados “Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica” y “Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica” y contienen la reglamentación de las principales disposiciones legales para dichas actividades. El “Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional” (Decreto Nº 276/2002) y el “Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica” (Decreto Nº 360/2002) completan el conjunto inicial de definiciones regulatorias.

A continuación se transcriben los pasajes de esas normas que, a nuestro juicio, determinan el espíritu de la regulación de precios y deberían orientar la fijación de remuneraciones para ambas actividades. El subrayado es nuestro.

Ley 16.832

- Art. 12 – “Los transmisores y los distribuidores están obligados a permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, en las condiciones acordadas por las partes y de acuerdo con la presente ley y la reglamentación”.
- Art. 15 – “El Poder Ejecutivo (...) podrá fijar tarifas máximas para cada tipo de actividad de la industria eléctrica. A tales efectos deberá requerir a las empresas que realicen más de una de las actividades de la industria eléctrica que presenten resultados económicos de gestión separados de las actividades de generación, trasmisión y distribución, según las normas que al efecto establezca”. Como se explica en el capítulo siguiente, este artículo es la génesis de la obligación de UTE de preparar una contabilidad regulatoria.
- Art. 17 – “Las tarifas máximas que percibirán transmisores y distribuidores por el uso de sus respectivas redes por parte de terceros (...) deberán cubrir los costos operativos directos del servicio, incluyendo la amortización de los bienes de uso afectados al mismo, así como una utilidad razonable”.

Decreto Nº 276/002

- Art. 2 – “Las actividades de trasmisión, transformación y distribución de energía eléctrica tendrán el carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente. Se entiende que la trasmisión, la distribución y la transformación correspondiente, se destinan a terceros cuando la energía eléctrica que es objeto de las mismas se enajena o el servicio respectivo se presta a terceros”.

Decreto Nº 278/002

- Art. 16 – “Una empresa que provee el Servicio de Trasmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades: (...) b) Prestar el Servicio de Trasmisión, permitiendo el acceso no discriminatorio de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, a cambio de los Cargos de Trasmisión que de ello surjan, en los términos del Marco Regulatorio vigente para el Sector Eléctrico”.
- Art. 52 – “El Plan de Expansión sólo podrá proponer y aprobar expansiones cuando los estudios técnico-económicos justifican que, de acuerdo a las Bases de Datos para la Programación Estacional de largo plazo, la expansión minimiza el costo total asociado a suplir la demanda, incluyendo costos de capital, operación y mantenimiento, y energía no suministrada, y cumpliendo con los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el presente Reglamento y sus Anexos. Asimismo, el Plan de Expansión definirá una instalación existente como no requerida por el sistema cuando su antigüedad sea mayor que el período de amortización y cuando su desconexión provoque el mismo efecto económico referido en el inciso anterior”.
- Art. 55 – “Las Ampliaciones Mayores del Sistema de Trasmisión (...) podrán ser llevadas a cabo mediante alguna de las siguientes modalidades: a) Ampliaciones de Beneficio General: Son las aprobadas anualmente en el Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión, y las requeridas por los Agentes cuando su evaluación técnico-económica cumple con los mismos requisitos correspondientes al plan mencionado. Estas ampliaciones estarán a cargo de UTE en su calidad de Trasmisor. b) Ampliaciones por Requerimientos Particulares: Son las ampliaciones donde los solicitantes se comprometen al pago de todos los costos asociados a la nueva instalación. Como contrapartida percibirán, de ser requerido su uso por terceros, un Cargo de Trasmisión por el uso de las instalaciones adaptadas, en la medida en que las mismas resulten beneficiosas para el sistema. c) Ampliaciones de Uso Exclusivo: Son las ampliaciones donde el Agente asume todos los costos de Trasmisión de instalaciones necesarias para su uso exclusivo. Las instalaciones de conexión se asimilan a esta modalidad. Las instalaciones que requieran una longitud de más de 10 km de interconexión deberán solicitarse mediante la modalidad anterior. d) Ampliaciones No Conectadas al SIN. Las ampliaciones referidas en los literales b), c) y d) estarán a cargo de sus interesados.
- Art. 56 – “Las Ampliaciones Menores estarán directamente a cargo del Trasmisor correspondiente, quien podrá pactar su remuneración con los usuarios directos de la ampliación. Alternativamente, el Trasmisor podrá requerir al Regulador que autorice tal inversión, e incluya la remuneración dentro de aquélla reconocida para ser asignada a los usuarios dentro de los Cargos de Trasmisión. Esta última opción será obligatoria en el caso de que uno de los usuarios directos sea un Distribuidor”.
- Art. 92 – “El régimen tarifario de Trasmisión se compone de: a) Régimen de remuneración de los Trasmisores, donde se define la metodología para establecer la remuneración a asignar a los Trasmisores. b) Régimen tarifario a los usuarios de la Red de Interconexión, donde se define la metodología para establecer las tarifas a asignar a los usuarios”.
- Art. 93 – “La remuneración de los Trasmisores incluirá una compensación por el nivel de calidad ofrecido, que será positiva si la calidad resultante es superior al objetivo y negativa si

es inferior. Las compensaciones serán de una magnitud que incentive en el Trasmisor un mantenimiento y operación eficiente, y tendrán relación con los costos de operación y mantenimiento".

- Art. 94 – "La remuneración de un Trasmisor reconocerá: a) Los costos eficientes de inversión. b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento. c) Otros costos necesarios para desarrollar la actividad. d) Una rentabilidad justa, sobre sus inversiones eficientes. e) Una compensación asociada a la calidad de servicio".
- Art. 95 – "La forma de cálculo de estos componentes será diferentes para las instalaciones existentes al inicio del MMEE y para cada tipo de nuevas expansiones".
- Art. 96. "La remuneración reconocida de cada Trasmisor, se dividirá en: a) Remuneración por Conexión: Son los ingresos que percibe por poner a disposición, operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el equipamiento de conexión y transformación, dedicado a vincular con el Sistema de Trasmisión existente, a sus Usuarios Directos o a las redes de otros Trasmisores. b) Remuneración por equipamiento de Interconexión: Son los ingresos que percibirá por poner a disposición, operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el equipamiento de Trasmisión dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del sistema. (...)".
- Art. 98 – "La remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión existentes a la puesta en marcha del MMEE se calculará de acuerdo con los siguientes criterios: a) Los costos eficientes de inversión se calcularán como la cuota anual equivalente del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones existentes, con las siguientes consideraciones: i. Se reconocerá una vida útil técnica de las instalaciones de 30 años. ii. La rentabilidad considerada aceptable estará dada por la rentabilidad media de actividades de un nivel de riesgo similar a la de trasmisión eléctrica, reflejando según corresponda los efectos del riesgo país. Para su cálculo se empleará la metodología denominada WACC (weighted average capital cost). La tasa de rentabilidad reconocida a la trasmisión será menor a la reconocida a la distribución porque el riesgo sistemático de la actividad de trasmisión es menor dado que una empresa pasiva de trasmisión tiene un reducido riesgo de cobrabilidad, y sus inversiones reconocidas no quedan afectadas por la adaptación a los requerimientos de la demanda. b) Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento corresponderán a valores de empresas eficientemente operadas. Estos se basarán en un análisis por comparación ("benchmarking") internacional de empresas de trasmisión. Se adoptará como criterio de comparación un coeficiente que calcule los gastos de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones reales de cada empresa considerada. Este coeficiente deberá ser ajustado de forma tal de considerar los costos laborales y de los repuestos en el país, así como la productividad de la mano de obra local. c) Otros gastos, incluyendo tributos del sector. d) Un monto de compensaciones (Compensación Base) asociado a la confiabilidad correspondiente a una empresa correctamente operada y con un mantenimiento eficaz (...)".
- Art. 99 – "La remuneración para las instalaciones del Sistema de Trasmisión existentes a la puesta en marcha del MMEE, así como sus fórmulas de reajuste, serán determinadas cada cuatro años por el Poder Ejecutivo, recabándose el asesoramiento del Regulador, y la opinión previa del Trasmisor. Tal determinación se realizará de acuerdo con los procedimientos que se establecen en este Reglamento, debiendo fijarse en el mes de diciembre previo al año en que

regirán. Dentro del período de cuatro años la remuneración y las tasas de conexión se ajustarán en función de la variación que experimente su valor, de acuerdo a la variación de los índices incorporados en la fórmula de ajuste, los que serán representativos de los precios de los elementos que componen la remuneración. A partir de las próximas revisiones tarifarias, las fórmulas de ajuste de la remuneración podrán incorporar, además, un factor que reduzca anualmente la remuneración, atendiendo al incremento de la eficiencia. Este factor será determinado también a partir de estudios de benchmarking. El ajuste deberá efectuarse semestralmente a los valores que resulten de aplicar las fórmulas correspondientes y su incidencia será trasladada a los Cargos de Trasmisión. El Trasmisor realizará los cálculos del ajuste, remitiéndolos al Regulador para su contralor y posterior aprobación. Los ajustes deberán publicarse en el Diario Oficial y en el sitio Web del Regulador”.

- Art. 100 – “Remuneración reconocida para expansiones. La remuneración a reconocer al Trasmisor seguirá los siguientes criterios: a) A UTE como Trasmisor se le reconocerá la remuneración indicada en el Artículo 85, con las compensaciones que le correspondan por el régimen de calidad, adicionando: i. El cargo por inspección de obras de los Subcontratistas del Trasmisor cuando están a cargo del proyecto y construcción que será igual al 4% (cuatro por ciento) del Valor Nuevo de Reemplazo de la misma. ii. El cargo por control de la operación y mantenimiento que será igual al 2% (dos por ciento) del valor por tal actividad, que se reconocerá a esas instalaciones de ser instalaciones existentes (...). b) Para las Ampliaciones por Requerimiento Particular, cuya utilización sea requerida por terceros, la remuneración reconocida, incluyendo el uso propio, será igual a la de las instalaciones existentes multiplicada por un coeficiente de adaptación equivalente a la relación entre la potencia máxima utilizada en los escenarios establecidos para el cálculo de cargos de peaje, y la capacidad de trasmisión disponible”.
- Art. 101. “La remuneración reconocida a los Trasmisores será pagada por los usuarios de acuerdo con lo establecido en el régimen tarifario, cuyos cargos serán calculados anualmente. Los cargos a pagar por los usuarios serán: a) El cargo de conexión para los usuarios conectados directamente al sistema de trasmisión. Estos cargos son pagados por las instalaciones necesarias para que el usuario se vincule al sistema de Trasmisión que sean propiedad del trasmisor. b) Ingreso tarifario: Se obtiene como resultado de la aplicación de precios de la energía diferenciados por nodo. El DNC, al realizar las transacciones de energía, determinará el excedente por diferencias de precios nodales. Este cargo no se aplica a Interconexiones Internacionales. c) Cargo de peaje, definido a partir de la diferencia entre la remuneración reconocida por equipamiento de Interconexión y el ingreso tarifario. El cargo de peaje será la suma de los cargos por peaje: i. por potencia, y ii. por localización”.
- Art. 102 – “En Anexo se detalla la metodología tarifaria para determinar el peaje por potencia que será asignado a los Agentes Consumidores y el correspondiente a localización que será determinado por un modelo nodal que valorizará el uso considerando la capacidad adaptada de los equipamientos de interconexión, y el uso marginal respecto a nodo de referencia, y que será asignado a las demandas ubicadas en la Trasmisión Central, a la generación y a la demanda de exportación”. Nótese que esa metodología sufrió algunos cambios a lo largo del tiempo. Como se explica en la sección siguiente, el Decreto N° 277/2015 introdujo modificaciones significativas, aunque no contradicen el “espíritu” inicial.
- Art. 103 – “Los cargos de conexión y de peaje para los usuarios, correspondientes a cada año tarifario, serán calculados por el DNC de acuerdo a lo establecido en Anexo y remitidos al

Regulador, quien previo a recabar la opinión del Trasmisor, los informará, elevándolos al Poder Ejecutivo para su aprobación y posterior publicación”. Nótese que este artículo fue modificado por el decreto N° 136/012, que estableció que "Los cargos de conexión y de peaje para los usuarios, correspondientes a cada año tarifario, serán calculados por la URSEA según la metodología correspondiente, elevándolos al Poder Ejecutivo para su aprobación, previa opinión de UTE."

- Art. 120 – "Los Generadores y Autoproductores conectados a la red del Distribuidor no pagarán cargos por el uso de la red de distribución. Deberán establecer con el Distribuidor un Convenio de Conexión y pagar por esta conexión exclusivamente las ampliaciones que el Distribuidor determine que sea necesario efectuar en las Instalaciones de Distribución, al momento de realizar la conexión".
- Art. 121 – "El Servicio de Red que brinda un Distribuidor a un Gran Consumidor es equivalente al prestado a los suscriptores. El Distribuidor mantiene la obligación de expandir, y el peaje coincidirá con el Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y el Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) incluido en la tarifa correspondiente al nivel de tensión al que se conecta el usuario por un servicio equivalente".

Decreto N° 277/002

- Art. 10 – "Los Distribuidores tienen exclusividad de servicio en la Zona Electrificada y, como contrapartida, obligación de servicio en dicha zona, en las condiciones que se establecen en este Reglamento".
- Art. 16 – "En conformidad con lo establecido en este Reglamento, las tarifas de suministro a Suscriptores deben ser establecidas de modo que cubran los costos reconocidos de adquisición de energía eléctrica y servicios en el Mercado Mayorista, los Cargos de Trasmisión regulados y los Costos Reconocidos de Distribución que correspondan. Asimismo, los cargos regulados por uso de la red de distribución por parte de terceros deben cubrir los Costos Reconocidos de Distribución".
- Art. 20 – "El Poder Ejecutivo podrá requerir que el Distribuidor construya y opere obras de electrificación ubicadas fuera de su Zona Electrificada, cuando éstas sean rentables desde el punto de vista de una evaluación socioeconómica de proyectos, pero no lo sean desde el punto de vista del Distribuidor. En este caso el Poder Ejecutivo deberá otorgar recursos al Distribuidor, que lo compensen por el valor presente de la diferencia entre los ingresos percibidos por tarifas de suministro y los costos de inversión y operación asociados a dichas obras. Esta compensación sólo será aplicable si el valor de los activos así realizados y los costos operacionales asociados no son incluidos como base para el cálculo de tarifas durante los siguientes períodos tarifarios, según lo determine el Regulador. En el caso de incluirse estos elementos en la determinación de tarifas de los períodos posteriores, la compensación será sólo parcial y se limitará al período comprendido entre las fechas de conexión de las obras y la entrada en vigencia de las tarifas correspondientes al siguiente período tarifario. (...) La determinación de valores presentes se realizará considerando la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución, y una vida útil de 30 (treinta) años. Para todos los fines, las compensaciones serán consideradas como subsidios".

- Art. 29 – “(...) El Gran Consumidor Potencial podrá dejar de ser Suscriptor cuando complete un período anual de contrato, o antes si conviene el pago del remanente por concepto de potencia contratada. Asimismo, debe comunicar con un preaviso de al menos 6 (seis) meses su intención de convertirse en Gran Consumidor. Las garantías que el Gran Consumidor Potencial hubiere constituido por el uso de las Instalaciones de Distribución se mantendrán vigentes a cuenta del servicio de transporte en la red de distribución que el Distribuidor ponga a disposición para el suministro del Gran Consumidor. El Gran Consumidor podrá exigir volver a ser cliente del Distribuidor no antes de 12 (doce) meses de haber dejado de serlo, salvo acuerdo con el Distribuidor. En cualquier caso, la solicitud deberá realizarse con una anticipación de 6 (seis) meses. Los precios máximos por prestación de servicio de transporte en redes de distribución están también sujetos a regulación.”
- Art. 47 – “Los costos mayoristas que el Distribuidor estará autorizado a trasladar a tarifas son los siguientes: a) Costos de compra de energía y Potencia Firme (Garantía de Suministro) en contratos, que cumplan las condiciones establecidas en este Reglamento en cuanto a su estructura y forma de establecerse, y costos de compra de Potencia Firme en el Servicio de Reserva Nacional. b) Saldo neto de los costos de compra de energía en el Mercado Spot, aplicando el sistema de precios estabilizados para Distribuidores de ese mercado, calculados de acuerdo con las disposiciones del Reglamento del Mercado Mayorista, y ventas de energía al Mercado Spot. c) Saldo neto de costos de compras y ventas del Servicio Mensual de Garantía de Suministro (Potencia Firme de Corto Plazo). d) Costos por concepto del Servicio de Trasmisión para energía y Potencia Firme comprada fuera de contratos, y de aquellas adquiridas en contratos cuyos precios excluyan los Cargos de Trasmisión. e) Costos de compra directa de energía y Potencia Firme a Generación Distribuida, valorizados al Precio Equivalente de compra reconocida. f) Costos de los Servicios Auxiliares del Mercado Mayorista, que correspondan de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista. g) Cargo que el Distribuidor deba pagar por concepto de Tasa del Despacho Nacional de Cargas de acuerdo con lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista”.
- Art. 59 – “A los efectos de establecer la remuneración del Distribuidor se distingue la remuneración de su actividad de distribución realizada mediante sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión, la remuneración de sus instalaciones de Subtrasmisión y la remuneración de la conexión de los Usuarios de Distribución. A la primera se le denomina Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), a la segunda se le denomina Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) y a la tercera, Tasa de Conexión”.
- Art. 60 – “Para el cálculo de la remuneración del Distribuidor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley Nº 16.832, en caso de que algunas de las Instalaciones de Distribución sean utilizadas para actividades distintas al servicio de distribución, debe determinarse la proporción de esas instalaciones que resulta afectada a dicho servicio. Dicha proporción se determinará para cada año como la relación existente entre los ingresos brutos que se prevén para el servicio de distribución considerando para ello el total de las instalaciones afectadas a esas actividades, y el monto que resulte de sumar a tales ingresos, el 60% (sesenta por ciento) de los ingresos brutos por las otras actividades a que se destinen las mismas instalaciones, previstos para el siguiente año. En todo caso, los Distribuidores darán pleno cumplimiento a las normas de contabilidad regulatoria establecidas por el Regulador”.
- Art. 61 – “El VADE corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas,

definida como área de distribución tipo. Los ingresos obtenidos a través de la recaudación del VADE por parte de los Distribuidores que operen el negocio en forma prudente y eficiente deben ser suficientes para mantener una buena Calidad de Servicio de Distribución y ampliar las instalaciones para atender el crecimiento del mercado con una utilidad razonable. El VADE está conformado por la remuneración del capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento de las Instalaciones de Distribución, para los diversos niveles de tensión, los costos comerciales y los costos de pérdida de energía eléctrica asociados a esta actividad. El VADE se calculará para un determinado número de áreas de distribución tipo, sobre la base de la densidad de distribución y, cuando corresponda, otras variables geográficas o climáticas que expliquen una diferencia de costos eficientes de la actividad de distribución que no pueda ser explicada solamente por la densidad de distribución. (...)

- Art. 62 – “El VADE se expresará a través de los siguientes componentes: a) Costo fijo por usuario, asociado a los costos de atención comercial, así como los correspondientes a los procesos de emisión, distribución, y cobranza de la factura. En el caso de los Suscritores se agregarán los costos del proceso de lectura, así como los de mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control. Asimismo, se adicionarán otros costos de la actividad comercial relativos a atención comercial y control de fraudes. b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia. c) Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, por unidad de potencia distribuida. (...)
- Art. 64 – “El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia. La anualidad será calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de treinta (30) años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios”.
- Art. 65 – “Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinarán bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia”.
- Art. 67 – “El VAST se determinará para las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, las que incluyen las líneas de Media Tensión cuyo voltaje sea superior a 24.000V e inferior o igual a 72.500V, que por sus características de longitud, consumos servidos u otras, sean calificadas de Subtrasmisión, y las subestaciones de transformación de Media a Media Tensión. El VAST se determinará caso a caso para cada estación de transformación y línea de Subtrasmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando en lo que corresponda los mismos conceptos y criterios que se establecen en este Reglamento de Distribución para el análisis y determinación de los VADE en las áreas de distribución tipo. Las componentes del VAST correspondientes a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se expresarán por kilowatt de potencia coincidente total extraído de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor (...)
- Art. 68 – “Aquellos costos que se vinculen directamente a la conexión del Suscriptor y que no estén incluidos en el VADE, darán lugar al cobro de una Tasa de Conexión. Esta tasa se determinará en función del costo directo de los materiales y equipos constitutivos de la

instalación enlace del Suscriptor con la red de distribución y el costo directo de montaje de estos. (...)”.

- Art. 69 – “El VADE, el VAST y la Tasa de Conexión, así como sus fórmulas de reajuste, serán determinadas cada 4 (cuatro) años, de acuerdo con los procedimientos que se establecen en este Reglamento de Distribución, debiendo fijarse en el mes de diciembre previo al año en que regirán. Dentro del período de 4 (cuatro) años los VADE, VAST y la tasa de conexión se ajustarán en función de la variación que experimente su valor de acuerdo a la variación de los índices incorporados en la fórmula de ajuste, los que serán representativos de los precios de los elementos que componen dichos valores agregados y Tasa de Conexión”.
- Art. 70 - “Cuando la componente del VADE correspondiente a cargo fijo se calcule con el número de usuarios registrado el año anterior al inicio del período de 4 (cuatro) años de vigencia, su fórmula de ajuste incorporará un factor que tome en cuenta la reducción anual de dicha componente del VADE por concepto de incremento del número de usuarios. Igualmente, cuando las componentes del VADE correspondientes a costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución se calculen con la potencia distribuida registrada el año anterior al inicio del período de cuatro (4) años de vigencia, sus fórmulas de ajuste incorporarán un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes por concepto de crecimiento de la demanda, considerando apropiadamente las tasas de crecimiento vertical y horizontal de esta variable (...)”.
- Art. 71. Cuando las componentes de costo de capital y de costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se calculen utilizando la potencia total extraída en el año anterior al inicio del período de cuatro años de vigencia, sus fórmulas de ajuste incorporarán un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes del VAST por concepto de crecimiento de la demanda. En el caso de que no se disponga de la información antes mencionada, el Regulador podrá ajustar anualmente los cargos, en función de la tasa de crecimiento de la demanda estimada para el cálculo del VAST. En el caso de las componentes del VAST correspondientes a pérdidas de potencia y energía, se procederá de la misma forma establecida en este Reglamento para las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución, sin considerar pérdidas no técnicas”.
- Art. 72. “Los componentes de los VADE y de la Tasa de Conexión se calcularán para cada área de distribución tipo mediante estudios de costos contratados por el Regulador. En el mismo estudio se calcularán las componentes del VAST para la totalidad de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor. El Distribuidor podrá presentar una propuesta al Regulador en relación con los componentes de VADE y VAST. El Regulador la elevará al Poder Ejecutivo junto con su evaluación. Las condiciones y plazos para la presentación de la propuesta por parte del Distribuidor serán establecidos por el Regulador”.
- Art. 74 – “La tarifa del servicio de distribución a usuarios servidos por otros suministradores será establecida de manera tal que, en lo que al costo agregado por el Distribuidor se refiere, sea indiferente para el usuario ser abastecido por el Distribuidor o por otro suministrador”.
- Art. 78. – “El Poder Ejecutivo fijará cada 4 (cuatro) años y publicará los valores iniciales de los VADE, VAST y Tasa de Conexión, así como sus fórmulas de ajustes y la fecha de su entrada en vigencia. En la misma oportunidad, el Poder Ejecutivo fijará la estructura tarifaria, valores base

y fórmulas de indexación de las tarifas aplicables al suministro del Servicio Público de Electricidad y al servicio de transporte en redes de distribución, por parte del Distribuidor”.

- Art. 81. “La estructura tarifaria reflejará en forma simple, directa y explícita los costos económicos, establecidos por el mercado o bien regulados con criterio de eficiencia, de los componentes de generación, transporte y distribución. La misma reflejará los costos que los Usuarios de Distribución originan, independientemente de su carácter social o jurídico y del destino final dado a la energía que se consume”.

Aplicación práctica

De lo expuesto anteriormente se concluye que el marco regulatorio establece con bastante precisión los criterios rectores de la fijación de las remuneraciones de las actividades de trasmisión y distribución. No solo determina el uso del estándar de VNR para el caso de la trasmisión y el cálculo de VADE y VAST en el caso de la distribución, sino que es explícito en detalles prácticos de aplicación (frecuencia de cálculo, tratamiento de infraestructura existente vs. nueva, funcionamiento de las fórmulas paramétricas, método para la determinación de los peajes a partir de la remuneración total del transmisor, etc.).

Síntesis de definiciones clave en relación a remuneración regulatoria de Trasmisión y Distribución

Nivel de tensión	Alta tensión (500 – 150kV)	Subtrasmisión (63 – 31,5 kV)	Media Tensión (22- 15- 6,4kV)	Baja Tensión (0,4 – 230 V)
Clave remuneración regulatoria	Valor Nuevo de Reemplazo VNR	Valor Agregado de la Subtrasmisión (VAST)	Valor Agregado de Distribuidor Estándar (VADE)	Valor Agregado de Distribuidor Estándar (VADE)
	<p>La remuneración del transmisor (RT) se compone de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costo eficiente de la inversión: anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, con vida útil 30 años y WACC razonable (determinada por URSEA). • Costo eficiente de administración, operación y mantenimiento, que en los hechos se suele fijar también como % del VNR. • Otros gastos (ej. tributos del sector). 	<ul style="list-style-type: none"> • Corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte a través de instalaciones de subtrasmisión. • Se determina caso a caso para cada estación de transformación y línea de subtrasmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando los mismos conceptos y criterios del VADE. 	<ul style="list-style-type: none"> • VADE es la remuneración que obtiene el distribuidor (de MT o de BT) operando de forma prudente y eficiente, manteniendo una buena calidad del servicio y ampliando las instalaciones para atender a la demanda con una utilidad razonable. • Incluye remuneración al capital, costos de operación, administración y mantenimiento, costos comerciales y costos de pérdidas de energía eléctrica. • El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia, también en este caso considerando una vida útil de 30 años. • Su cálculo involucra considerar benchmarks eficientes. 	
Fijación de cargos por uso de redes	<p>Proceso recurrente</p> <pre> graph LR A[Estudio de costos eficientes para cada nivel de tensión cada 4 años] --> B[Determinación de la remuneración total al transmisor / distribuidor] B --> C[Actualización anual de la remuneración por paramétricas] C --> D[Aplicación de metodologías de distribución para calcular cargos por uso] D --> E[Consideración en Pliego Tarifario de UTE para clientes regulados y decretos de fijación de cargos de uso para MMEE] </pre>			

Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

Sin embargo, y aunque dichas definiciones quedaron establecidas tempranamente en los decretos de 2002, en la práctica su implementación ha sido progresiva. Del análisis realizado en el marco de este trabajo, a continuación se describen algunos hitos de ese proceso:

- En **2004** la URSEA elevó al Poder Ejecutivo una propuesta de valores de remuneración anual de trasmisión (RT) y valor agregado de distribución (VADE), con sus fórmulas paramétricas de ajuste anual. En el estudio de distribución se incluyó el Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST).
- En **2007**, en base al estudio de URSEA y la opinión de UTE, el Poder Ejecutivo definió la RT para ese año y su paramétrica de ajuste (Decreto N° 228/2007). Ese valor fue utilizado en la determinación de los peajes de dicho año.
- En **2011** UTE presentó al Poder Ejecutivo una propuesta de valores anuales de remuneración para sus redes de tensión mayor a 30 kV (tensiones de 500, 150, 63 y 31,5 kV), así como de cargos a pagar por los generadores y grandes consumidores conectados en esos niveles de tensión.
- En **2012**, mediante el decreto N° 135/2012, el Poder Ejecutivo encomienda formalmente a URSEA a calcular la remuneración de las instalaciones del sistema de trasmisión y su modalidad de ajuste a futuro. También encomienda las mismas tareas para lo referido a subtrasmisión. Ese mismo año, URSEA contrató a la consultora Mercados Energéticos para asesorar a la institución en determinar la remuneración de las instalaciones del sistema de trasmisión y de subtrasmisión que regiría durante el año 2013 y su modalidad de ajuste a futuro. Ello comprendió la determinación del valor de la remuneración técnica anual de las instalaciones de trasmisión de energía eléctrica del país (RT), la determinación del valor de la remuneración técnica anual de las instalaciones en tensiones de 63 y 31,5 kV (RST) del Uruguay y la definición de las fórmulas paramétricas de ajuste anual de los valores anteriores.
- En **2014** se aprueban por decreto las paramétricas a utilizar en las remuneraciones de trasmisión (decreto N° 249/2014) y subtrasmisión (N° 227/2014).
- En **2015**, con el decreto N° 227/2015, el Poder Ejecutivo aprueba una metodología para el cálculo de los peajes de trasmisión y subtrasmisión. Desde ese momento URSEA realiza un cálculo anual de peajes. Nótese que este decreto modificó los criterios de asignación de la remuneración total respecto a lo que establecía originalmente el reglamento de trasmisión y que fue transcripto en la primera parte de este capítulo. Actualmente la remuneración del trasmisor solo la paga la demanda (antes los generadores pagaban) y el reparto depende de las potencias contratadas y de los tramos horarios (ya no hay un criterio geográfico en la asignación).
- A partir de **2019** se aprueban nuevos decretos con las remuneraciones y paramétricas de la actividad de distribución en media tensión (22 kV, 15kV y 6,4kV).
- En diciembre de **2022** se aprobaron dos decretos (N° 398/022 y N° 399/022) modificatorios del ajuste paramétrico que venían teniendo las remuneraciones. De hecho, el primero deroga los valores de peaje previamente propuestos por URSEA y aprobados por el Poder Ejecutivo en el decreto N° 347/2022, mientras que el segundo determinó nuevos valores de peajes para la trasmisión, subtrasmisión y distribución de electricidad. Concretamente, el decreto indicó que *“los incrementos anuales (...) aplicando las paramétricas vigentes resultaron extraordinariamente altos debido a una coyuntura de volatilidad internacional que se estima transitoria, que impactó en un aumento significativo de los índices de precios del aluminio, del*

cobre y del acero". La modificación resultó entonces en valores de los peajes sustancialmente más bajos (entre 15% y 25% menores) que los decretados previamente. Además, ese segundo decreto encomendó a la DNE a revisar las paramétricas de ajuste anual.

- A inicios de **2024**, el decreto N° 17/2024 introdujo una nueva fórmula de actualización de peajes y de las remuneraciones, basada únicamente en la inflación de Estados Unidos. Ese mismo decreto también aprobó los valores en dólares de las remuneraciones anuales y peajes de 2023.
- **Actualmente**, URSEA se encuentra trabajando en una nueva revisión integral de las remuneraciones, que comprende todos los niveles de tensión. Para ello, contrató una consultoría de las firmas Siglo y SEG. Se espera que el trabajo culmine en 2025.

Más allá de la implementación por etapas del marco regulatorio en relación con la remuneración de las actividades de trasmisión y distribución, del relevamiento realizado y de nuestras entrevistas con actores del sector también concluimos que aún existen apartamientos entre las definiciones regulatorias y la realidad del sector. A continuación, se enumeran algunos de ellos:

- A la fecha no se ha fijado una remuneración para la red de baja tensión de acuerdo con los criterios regulatorios. Según nos informó URSEA, se hizo un estudio en 2019, pero hasta la fecha no hubo decretos del Poder Ejecutivo al respecto.
- La regulación distinguió entre infraestructura existente y nueva infraestructura para la determinación de la remuneración del transmisor, previendo que las ampliaciones fueran remuneradas en función de las condiciones de contratación de las mismas. Nuestra comprensión es que actualmente se está aplicando la fórmula de VNR a toda la infraestructura de trasmisión.
- La regulación prevé que las fórmulas de ajuste de la remuneración a las redes puedan incorporar un factor que reduzca anualmente la remuneración, atendiendo o buscando alentar un incremento de la eficiencia. Se prevé que ese factor sea determinado a partir de estudios de benchmarking. Nuestra comprensión es que hasta el momento no se ha cuantificado una potencial brecha de eficiencia ni se usa ningún factor de ajuste de esas características en las paramétricas.
- El decreto N° 249/014, que aprobó las paramétricas a utilizar en las remuneraciones de trasmisión, encomendaba a la URSEA a publicar anualmente en su sitio web *"la información correspondiente al inventario reconocido de Trasmisión, incluyendo cantidades físicas y precios unitarios del equipamiento, así como la potencia máxima registrada del sistema que se considera en el cálculo (...)"*. Nuestra comprensión es que esa información no está disponible en fuentes públicas.
- Los cálculos regulatorios de remuneración por el uso de redes no parecen tener un correlato directo en la determinación del Pliego Tarifario de UTE para los clientes regulados. Históricamente, los cargos por el uso de redes han estado parcialmente "energizados" (en el sentido de que se incorporan parcialmente al cobro de la energía, en lugar de estar individualizados como un costo fijo por potencia contratada). Esto es relevante dado que, como ya se señaló, la regulación establece que *"la tarifa del servicio de distribución a usuarios servidos por otros suministradores será establecida de manera tal que, en lo que al costo agregado por el Distribuidor se refiere, sea indiferente para el usuario ser abastecido por el Distribuidor o por otro suministrador"*. Si hay diferencias entre los peajes por el uso de redes que se cargan en el mercado mayorista y los costos que se cargan a los clientes que consumen

energía a través de la distribución de UTE, en los hechos existe un desincentivo al desarrollo de un mercado mayorista.

Evolución histórica de la remuneración de las redes y de las tarifas de peaje

A continuación se presenta una sistematización de los decretos relativos a la fijación de remuneraciones totales y peajes. Como ya se señaló, los decretos comenzaron a implementarse en distintos momentos según cada tipo de red. El primer decreto que establece la remuneración total y los peajes para la red de trasmisión es de 2007, el primero que lo hace para las instalaciones de subtrasmisión es de 2012 y el primero correspondiente a la red de distribución de media tensión es de 2019.

Cronología de decretos relativos a la fijación de la remuneración total y peajes según la red

Año	Remuneración trasmisión	Remuneración subtrasmisión	Remuneración distribución	Peajes trasmisión	Peajes subtrasmisión	Peajes distribución
2007	Decreto N° 44/007	--	--	Decreto N° 229/007	--	--
2008	--	--	--	--	--	--
2009	--	--	--	--	--	--
2010	--	--	--	--	--	--
2011	--	--	--	--	--	--
2012	Decreto N° 135/012	Decreto N° 137/012	--	Decreto N° 136/012	Decreto N° 136/012	--
2013	Decreto N° 249/014	Decreto N° 227/014	--	--	--	--
2014	--	--	--	--	--	--
2015	--	--	--	Decreto N° 277/015	Decreto N° 277/015	--
2016	--	--	--	Decreto N° 26/016	Decreto N° 26/016	--
2017	--	--	--	Decreto 228/017	Decreto 228/017	--
2018	Decreto N° 66/019	Decreto N° 65/019	--	Decreto N° 64/019	Decreto N° 64/019	--
2019	Decreto N° 169/019	Decreto N° 169/019	Decreto N° 380/019	Decreto N° 169/019	Decreto N° 169/019	Decreto N° 379/019
2020	Decreto N° 82/020	Decreto N° 82/020	Decreto N° 81/020	Decreto N° 82/020	Decreto N° 82/020	Decreto N° 81/020
2021	Decreto N° 256/021	Decreto N° 256/021	Decreto N° 256/021	Decreto N° 256/021	Decreto N° 256/021	Decreto N° 256/021
2022	Decreto N° 347/022 - fijación inicial	Decreto N° 347/022 - fijación inicial	Decreto N° 347/022 - fijación inicial	Decreto N° 347/022 - fijación inicial	Decreto N° 347/022 - fijación inicial	Decreto N° 347/022 - fijación inicial
	Decreto N° 398/022 - deroga	Decreto N° 398/022 - deroga	Decreto N° 398/022 - deroga	Decreto N° 398/022 - deroga	Decreto N° 398/022 - deroga	Decreto N° 398/022 - deroga
	--	--	--	Decreto N° 399/022 - establece peajes finales	Decreto N° 399/022 - establece peajes finales	Decreto N° 399/022 - establece peajes finales
2023	Decreto N° 17/024	Decreto N° 17/024	Decreto N° 17/024	Decreto N° 17/024	Decreto N° 17/024	Decreto N° 17/024
2024	Informe N° 0027	Informe N° 0027	Informe N° 0027	Informe N° 0027	Informe N° 0027	Informe N° 0027

Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

En los gráficos de la página 26 se presenta la remuneración total establecida por esos decretos según el tipo de red, expresada en pesos corrientes, en pesos constantes de 2023 y en dólares. Como se mencionó anteriormente, la regulación prevé ajustes paramétricos entre los estudios de revisión regulatoria más profunda. Por lo tanto, existen años en los que no se emitieron decretos de fijación de remuneraciones. Por ejemplo, entre 2014 y 2017 no hubo decretos que establecieran la remuneración de las redes de trasmisión y subtrasmisión, ya que ésta se ajustaba según una paramétrica establecida en 2013. Los valores ajustados por paramétricas entre decretos no están disponibles en fuentes públicas y por tanto no se incluyen en los gráficos, aunque los relativos a trasmisión pueden inferirse a partir de los ingresos reconocidos en la contabilidad regulatoria (ver Capítulo 4). En los años más recientes la actualización de precios también ha ocurrido con paramétricas, pero sin embargo cada actualización paramétrica ha sido reflejada en decretos (y por lo tanto está incluida en los gráficos).

Por otro lado, vale destacar que la remuneración establecida para 2022 en el decreto N° 347/022 fue derogada por el decreto N° 398/022, por considerarse que los aumentos establecidos aplicando las

paramétricas vigentes eran excesivamente altos y no reflejaban los verdaderos costos del uso de la red. El decreto N° 399/022 fijó los valores de los peajes actualizados, pero no se estableció un nuevo valor para la remuneración total de las redes, derivando en una inconsistencia entre los valores actualizados de los peajes (menores a los originales) y la remuneración total (que no fue corregida a través de decretos).

Como se ilustra en los gráficos de la página siguiente, las cifras más recientes indican una remuneración regulatoria total a la red de trasmisión de unos US\$ 300 millones por año, una de aproximadamente US\$ 180 millones para la red de subtrasmisión y una de US\$ 440 millones para la red de distribución de media tensión. A efectos simplificadores los gráficos presentan las remuneraciones totales, pero vale notar que en cada caso los decretos distinguen entre remuneraciones regulatorias para líneas y cables y para estaciones o subestaciones.

De los gráficos se desprende que, con oscilaciones, las remuneraciones regulatorias medidas en dólares han tendido a subir a lo largo del tiempo. En el caso de la trasmisión, la revisión regulatoria del inicio de la década pasada derivó en una remuneración superior a la establecida inicialmente en 2007 y, del mismo modo, también se observan valores superiores en los años más recientes. Para subtrasmisión también hubo un aumento entre la fijación inicial de 2012 y los años más recientes. La de distribución en media tensión aún no tuvo una instancia de revisión integral desde el primer decreto de 2019, pero también ha tendido a subir por efecto de la actualización paramétrica.

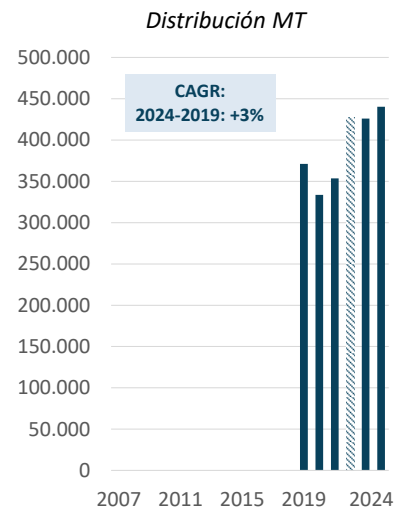
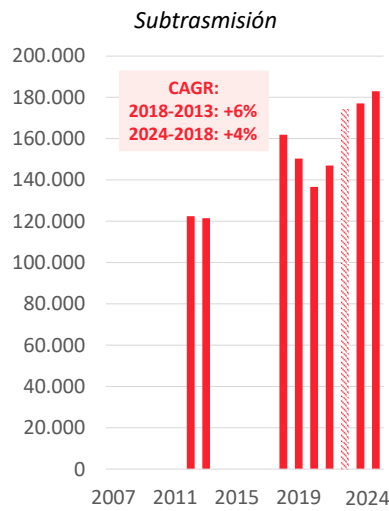
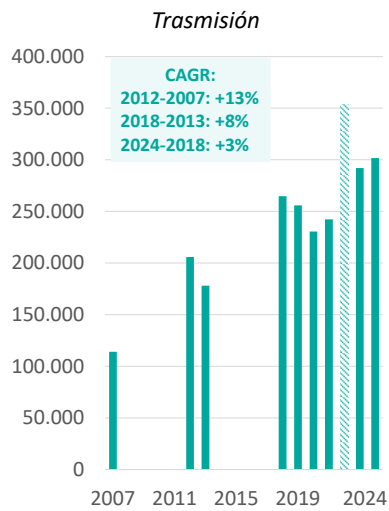
Sin embargo, es relevante notar que parte de esas variaciones obedecen a las fluctuaciones cambiarias. Al analizar las remuneraciones totales medidas en términos reales, se observa que la tasa de crecimiento difiere según el período analizado y que, en los años más recientes, de hecho no están subiendo. Concretamente, entre 2018 y 2024 se registró una caída punta a punta equivalente a 2% promedio anual de la remuneración correspondiente a las redes de trasmisión y distribución y un descenso de 1% promedio anual para la red de subtrasmisión (siempre medidas en términos reales).

Los aumentos más relevantes se dieron en la década pasada. Concretamente, en los cinco años entre 2013 y 2018 la remuneración total de la red de trasmisión aumentó en el equivalente a 9% real por año y la correspondiente a subtrasmisión lo hizo en un promedio de 6% real por año. Sin embargo, en ese período también ocurrió una expansión significativa de la red. Como se explicó en el capítulo 2, en ese período se observó un crecimiento relevante de los kilómetros de líneas y cables y se construyeron nuevas estaciones. Por lo tanto, bajo el enfoque metodológico empleado, era de esperar que la remuneración regulatoria se ajustara al alza para contemplar esa ampliación. De todos modos, en la medida en que no hemos tenido acceso a los estudios regulatorios que acompañaron la fijación de las remuneraciones en cada momento del tiempo, no podemos emitir opinión sobre la cuantía de las variaciones.

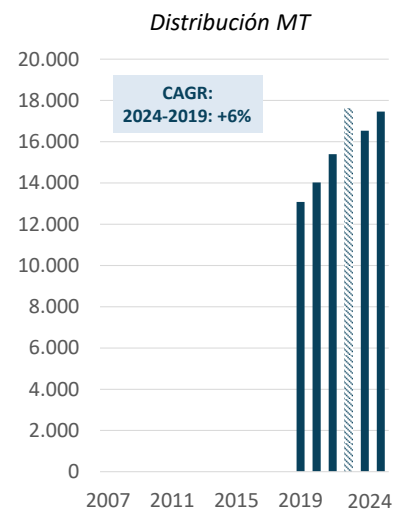
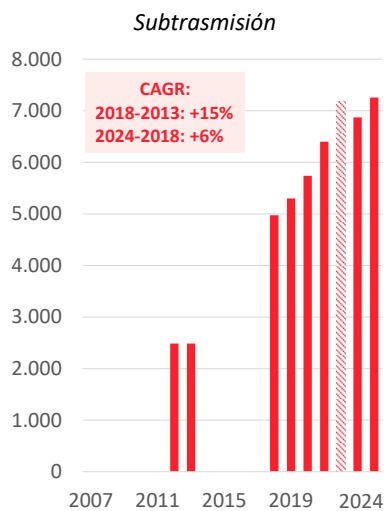
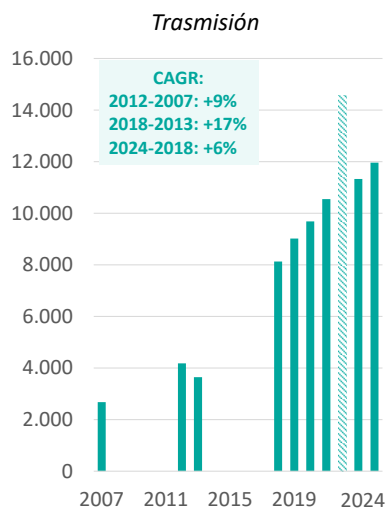
Remuneración total según la red

- Escalas no comprobables -

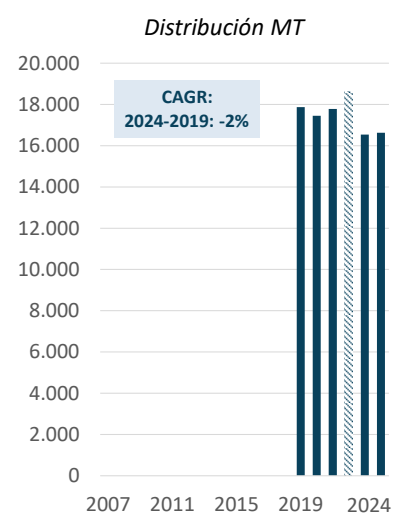
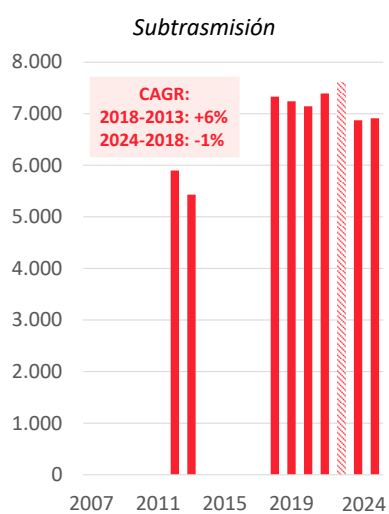
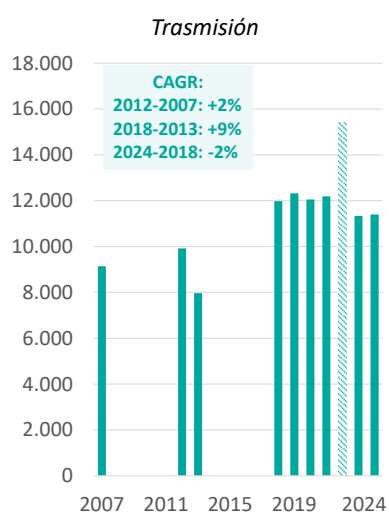
Miles de US\$



En millones de \$ corrientes



En millones de \$ constantes de 2023



Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

Nota: La remuneración correspondiente a 2022 fue derogada y no se fijó una nueva consistente con los valores de los peajes actualizados.

Como ya se señaló, la regulación también establece los mecanismos de asignación para convertir los cálculos de remuneración total de cada red en cargos por el uso de las mismas. Esos cargos por uso son los denominados “peajes”³.

En el mundo, existen varios casos en los cuales la asignación depende de los kWh consumidos. Sin embargo, Uruguay se encuentra entre los también numerosos mercados en los cuales la asignación depende esencialmente de la potencia contratada.

Concretamente, en Uruguay los precios de los peajes son estipulados según el nivel de tensión, con el siguiente esquema:

- Para el caso de los peajes para la red de trasmisión:
 - Para demandas en 500 kV se fija un precio único en función de los kW de potencia contratada.
 - Para las demandas en 150 kV, el precio también depende de la potencia contratada, pero el peaje varía según franjas horarias. Más específicamente, la tarifa es mayor para lo contratado en el “período punta” (tramo horario entre las 18 y las 22 horas) que fuera de ese horario.
 - Para las exportaciones ocasionales aplican peajes diferenciales según si éstas son en 500kV o 150 kV, teniendo las últimas un costo más alto. Los cargos se calculan en base a los MWh exportados, a diferencia de los otros cargos que se calculan en base a la capacidad de trasmisión o distribución reservadas.
- Para el caso de la red de subtrasmisión, los peajes también se fijan en función de la potencia contratada distinguiendo tres franjas horarias. El cargo por potencia contratada en el período punta (entre las 18 y las 22 horas) es el más elevado, el del período valle (entre las 0 y las 7 horas) es el más bajo y el de la potencia en período llano (resto de las horas del día) se ubica entre los otros dos. A su vez, existe también un costo fijo de peaje por mes.
- Más allá de diferencias en los valores, la estructura de la asignación de costos de los peajes para el caso de la red de distribución de media tensión es similar a la de subtrasmisión (en el sentido de que depende de la potencia contratada por franjas horarias). En ese caso se fija además un cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión (CEMT), que se cobra por kWh.

A modo de ejemplo, en la página siguiente se presentan los valores correspondientes a 2023 y 2024.

³ Si bien los criterios están definidos regulatoriamente, los cálculos no son replicables por terceros debido a que dependen de información proporcionada por UTE y que no está disponible en fuentes públicas.

Peajes de Trasmisión, Subtrasmisión y Distribución en MT

Peajes de 2023

Peaje para la red de trasmisión		Peaje para la red de subtrasmisión		Peaje para la red de distribución	
<i>Demandas en 500 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 63-31,5 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 22-15-6,4 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>
Cargo Pmax	3,38	Cargo Pcp	10,65	Cargo Pcp	23,29
<i>Demandas en 150 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	Cargo Pcll	7,97	Cargo Pcll	19,57
Cargo Pp	8,20	Cargo Pcv	1,37	Cargo Pcv	4,58
Cargo (Pfp-Pp)	4,51	<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>	<i>CEMT</i>	<i>USD/kWh</i>
<i>Exportaciones ocasionales</i>	<i>USD/MWh</i>	Cargo fijo	160,18	CEMT	0,01
Exportaciones en 500 kV	4,63	<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>		
Exportaciones en 150 kV	11,24	Cargo fijo		Cargo fijo	129,87

Fuente: Decreto N° 17/024.

Peajes de 2024

Peaje para la red de trasmisión		Peaje para la red de subtrasmisión		Peaje para la red de distribución	
<i>Demandas en 500 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 63-31,5 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 22-15-6,4 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>
Cargo Pmax	3,50	Cargo Pcp	11,01	Cargo Pcp	24,07
<i>Demandas en 150 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	Cargo Pcll	8,24	Cargo Pcll	20,23
Cargo Pp	8,48	Cargo Pcv	1,41	Cargo Pcv	4,73
Cargo (Pfp-Pp)	4,66	<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>	<i>CEMT</i>	<i>USD/kWh</i>
<i>Exportaciones ocasionales</i>	<i>USD/MWh</i>	Cargo fijo	165,55	CEMT	0,01
Exportaciones en 500 kV	4,79	<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>		
Exportaciones en 150 kV	11,61	Cargo fijo		Cargo fijo	134,22

Fuente: Informe N° 27/024 de la URSEA.

Cabe señalar que el decreto N° 277/015 y el decreto N° 379/019 también dejaron previstos cargos por potencia excedentaria, en caso de que la potencia máxima demandada supere la potencia contratada. Dichos cargos tienen casuísticas particulares según el tipo de red y según la magnitud del exceso, pero en general son un múltiplo de los peajes mencionados previamente.

En los gráficos de la página siguiente se presenta la evolución histórica de los cargos por peajes expresados en pesos corrientes, en pesos constantes a pesos de 2023 y en dólares.

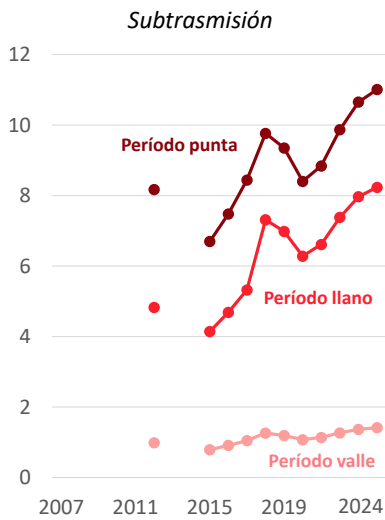
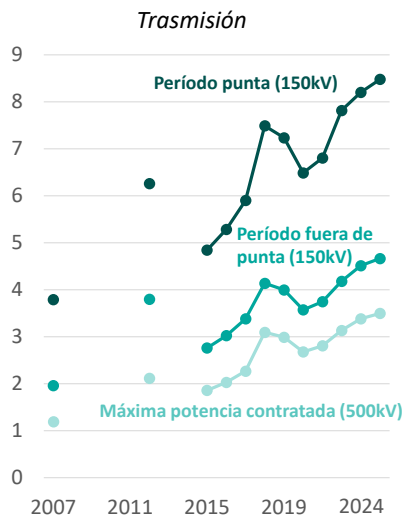
Al igual que lo señalado para la remuneración total, los primeros decretos se dieron en diferentes años según la red. Además, los ajustes anuales surgen de paramétricas, por lo que existen años en los que no se emitieron decretos de fijación de remuneraciones. Es el caso, por ejemplo, del período entre 2008 y 2011 y de los años 2013 y 2014 para la red de trasmisión.

Como se observa en los gráficos, salvo por el período entre 2018 y 2020⁴, los cargos por peajes medidos en dólares tendieron a aumentar en los tres tipos de redes. Sin embargo, al igual que lo marcado para la remuneración total, parte de esta evolución se debe a las fluctuaciones cambiarias.

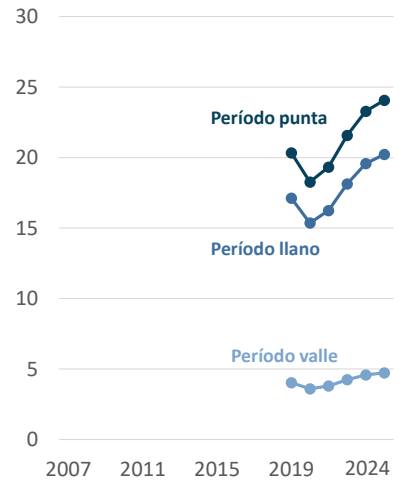
De hecho, al analizar los peajes medidas en términos reales, se observa que en los últimos seis años su valor real ha disminuido. En otras palabras, los aumentos en pesos corrientes han sido inferiores a la inflación. En concreto, entre 2018 y 2024 los cargos por peaje para la red de trasmisión y subtrasmisión registraron una caída promedio anual en torno a 1% y los costos para la red de distribución bajaron 1,5% (siempre medidos en términos reales).

⁴ Nótese que en el decreto N° 64/2019 se estableció que los cargos por peaje correspondientes a 2018 y 2019 recogieran solo parcialmente el incremento derivado de "la incorporación extraordinaria de activos físicos al Sistema Interconectado Nacional", postergando el pleno reflejo del aumento hasta 2020.

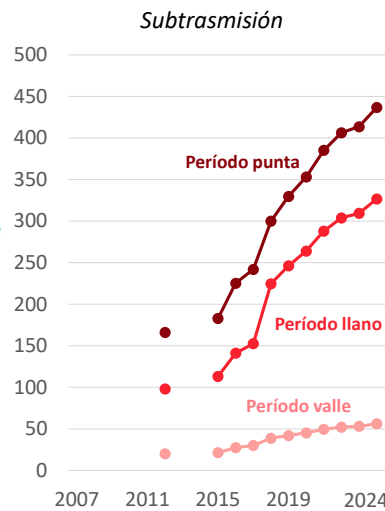
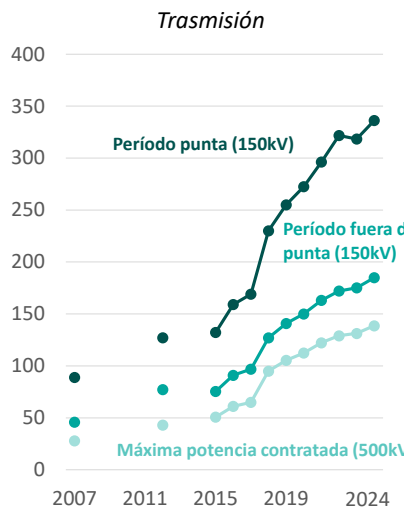
Cargos por peajes según la red
US\$/kW.mes



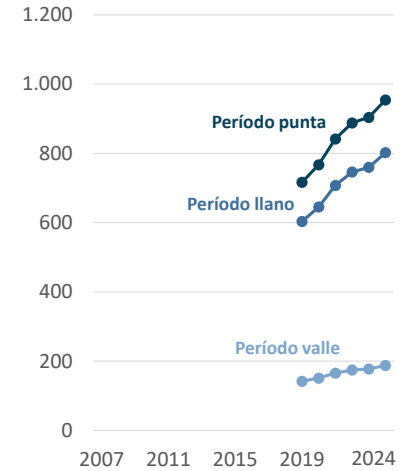
- Escalas no comprobables -
Distribución MT



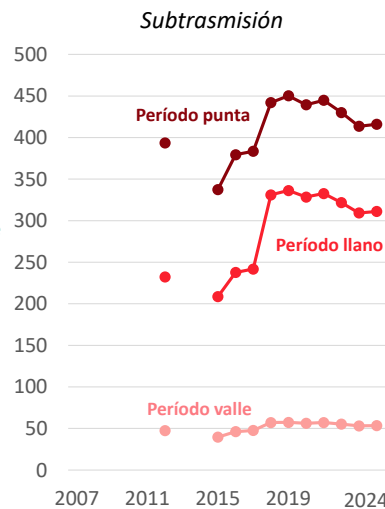
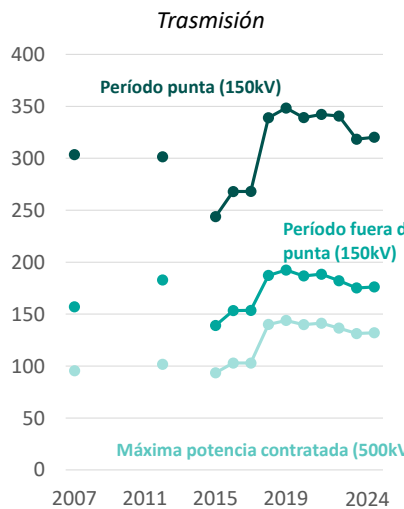
\$/kW.mes



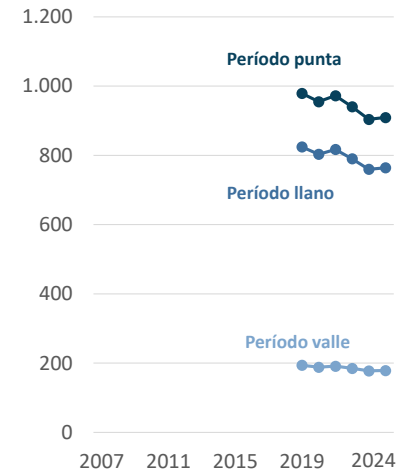
- Escalas no comprobables -
Distribución MT



\$/kW.mes constantes a precios de 2023



- Escalas no comprobables -
Distribución MT



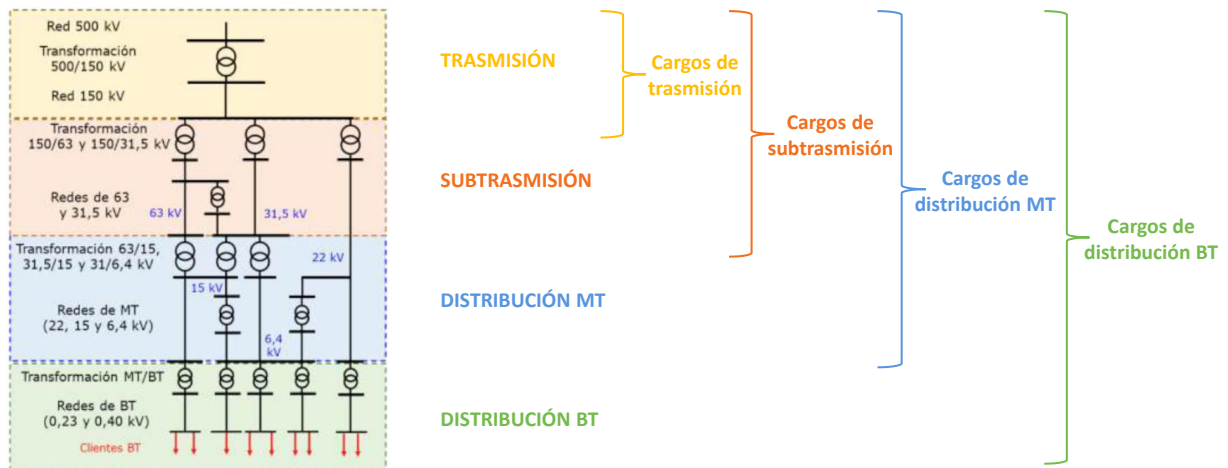
Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

Nota: Los peajes originales correspondientes al año 2022 que surgían de la actualización de la paramétrica fueron derogados por entenderse que era excesivamente elevados, fijándose unos nuevos peajes por decreto con un costo inferior a los originales. En los gráficos se incluye únicamente el nivel revisado.

Por último, es relevante observar que, para cualquiera de las franjas horarias, los costos de peaje son mayores a medida que baja el nivel de tensión. En otras palabras, los cargos de peaje son menores para transmisión que para subtransmisión y distribución en media tensión.

Esto se corresponde con el hecho de que para bajar la tensión UTE debe invertir en transformadores, subestaciones, etc (ver diagrama). Por lo tanto, el costo de capital en las redes de menor tensión es mayor que en las redes de alta tensión. A su vez, las redes de menor tensión tienen mayores pérdidas.

Estructura de los cargos de redes



Fuente: URSEA, "Cálculo de remuneraciones reconocidas y cargos por el uso de las redes de transporte y distribución de electricidad en Uruguay"

4. Ingresos, costos e inversiones reflejados en los estados financieros de UTE

Este capítulo tiene por objetivo sistematizar la información de ingresos, costos e inversiones relativas a las actividades de trasmisión y comercialización que puede extraerse de los estados financieros de UTE (se consideran tanto los estados financieros auditados como la contabilidad regulatoria). Resume los criterios de reconocimiento de ingresos y de asignación de costos entre las distintas actividades del ente y presenta la evolución histórica que ha tenido la inversión y el valor contable del activo destinado a actividades de trasmisión y distribución.

Estados financieros auditados vs. contabilidad regulatoria

Como ya se señaló, tanto la Ley 16.832 como los respectivos decretos reglamentarios de trasmisión y distribución establecen que las empresas que realicen más de una actividad en la industria eléctrica tienen que presentar resultados de gestión separados de las actividades de generación, trasmisión y distribución.

Atendiendo dicha disposición, la URSEA aprobó en 2008 el llamado “Reglamento de Suministro de Información Contable con Fines Regulatorios del Sector Eléctrico” (R.S.I.C.S.E.). Dicho reglamento estipula que esta información complementaria debe estar debidamente conciliada con la información contable de base y que debe prepararse aplicando la metodología de Costeo Basado en Actividades (generalmente conocida como “Costeo ABC”), explicitando los trazadores utilizados.

Lo anterior supone que los costos de la compañía se distribuyen entre actividades en función de una descripción de los recursos que se insumen en procesos directos y procesos no directos o de apoyo. También se asignan las amortizaciones y depreciaciones en función de los activos utilizados en cada una de las actividades. Por otro lado, los costos financieros (de las unidades de dirección y servicios corporativos) son distribuidos a las unidades operativas en base al activo fijo neto más inversiones en curso de cada área. Ese criterio se basa en el supuesto de que el financiamiento de la empresa está relacionado con el plan de inversiones. El mismo criterio se utiliza en la distribución del impuesto al patrimonio.

Según nos informó UTE en el marco de este trabajo, la empresa ha utilizado una metodología de cálculo consistente a lo largo del tiempo, cuyos lineamientos se determinaron cuando se fijó este requerimiento regulatorio y fueron actualizados en una revisión realizada en 2017.

Cabe notar que, si bien el método de Costeo ABC es un método de distribución de gastos entre actividades, el total de costos en la contabilidad regulatoria no coincide exactamente con el total de costos de UTE en los estados financieros auditados. Ello resulta de que hay algunas partidas de ingresos y gastos que se consideran ajenas a la operativa regular de las distintas unidades del ente y por ende se entiende necesario ajustar antes de proceder a aplicar la metodología ABC.

Por ejemplo, la contabilidad regulatoria ha excluido históricamente gastos relativos a retiros incentivados, corrige por el ajuste por inflación de los materiales consumidos, introduce ajustes para excluir de la base ingresos computados por el material de reparación de transformadores, etc. Tampoco considera los resultados por inversiones en empresas subsidiarias de UTE ni los resultados que se derivan de la actualización del valor contable de activos y pasivos reconocidos por concesiones de servicios. También se quita la facturación que UTE efectúa a la Fundación Parque por los servicios brindados, a efectos de no incidir en los costos de las actividades reglamentadas.

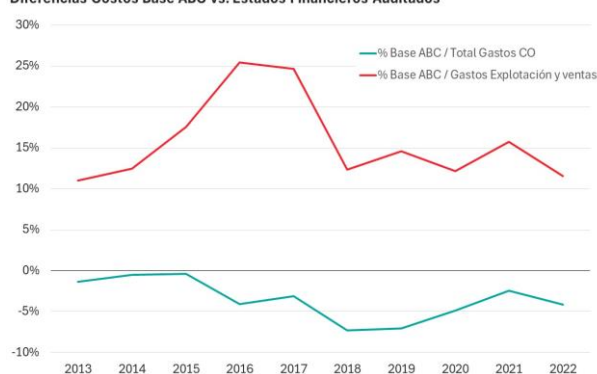
A continuación se presenta, a modo de ejemplo, el cuadro con las partidas conciliatorias para el ejercicio 2022 que se incluyó en el informe de contabilidad regulatoria de ese año (que es el último disponible al momento). Nótese que UTE presenta dos conciliaciones: (1) respecto al total de costos del ente (calculados por diferencia entre el resultado contable y los ingresos) y (2) respecto a los costos de explotación y de administración y ventas que se exponen en el estado de resultados. Los gastos distribuidos en la contabilidad regulatoria (“Base ABC” en el cuadro) son generalmente inferiores a los costos totales de UTE, pero superiores a los costos de explotación y administración y ventas. Esto último es un resultado previsible, en la medida en que los costos de explotación y los gastos de administración y ventas de los estados financieros auditados no comprenden resultados financieros ni impuestos, que sí son considerados en la contabilidad regulatoria. En el gráfico de la derecha se ilustra la magnitud relativa de ambas diferencias a lo largo de la última década.

Anexo X | Contabilidad Regulatoria 2022

Conciliación Gastos - Base ABC - Costos Exp. y de Adm. y Ventas

	miles \$	eq. mill. US\$
Resultado CO	6.662.556	162
Ingresos CO	77.310.285	1.878
Total Gastos CO	(70.647.730)	(1.716)
Facturación Fundación Parque	108.505	3
Retiros Incentivados	-	-
Ajustes por inflación de Materiales	11.290	0
Negativos procesos trafos	(51.629)	(1)
Resultado por inversiones en otras empresas	(562.075)	(14)
Ajustes de anticipos de activo fijo	(19.883)	(0)
Amortización de bienes en concesión de servicios	3.469.113	84
Partidas conciliatorias ABC - CO	2.955.322	72
Base ABC	(67.692.409)	(1.644)
Patrimonio	1.293.179	31
IRAE	(2.510.686)	(61)
ABC sin impuestos	(68.909.916)	(1.674)
Partidas conciliatorias ABC - CO	(2.955.322)	(72)
Financieros	5.721.302	139
Diversos / Gastos varios	6.770.635	164
Patrimonio	(1.293.179)	(31)
Partidas conciliatorias CO - ER	8.243.437	200
Total Costos de Explotación y de Administración y Ventas (ER)	(60.666.479)	(1.474)

Diferencias Costos Base ABC vs. Estados Financieros Auditados



Fuente: Elaboración propia en base a Anexo X de la Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2013-2022.

El R.S.I.C.S.E. contiene anexos detallados sobre cómo debe exponerse la información de ingresos y costos de la contabilidad regulatoria. Dichos anexos prevén la apertura de la información entre cinco grandes actividades:

- Generación
- Comercialización mayorista
- Trasmisión
- Distribución y comercial
- Otras actividades

De lo anterior se desprende que el R.S.I.C.S.E. no impone una obligación de separar ingresos y costos de la actividad de distribución respecto a aquellos relativos a comercialización. Ello probablemente obedece a que los distribuidores prestan simultáneamente el servicio de redes y el servicio de comercialización a consumidores regulados. Sin embargo, a los efectos de este trabajo, implica que no se dispone de estimaciones individuales de costos de distribución. Según se nos indicó en entrevistas realizadas en el marco de este trabajo, UTE suministra a URSEA los costos de ambas actividades separadamente. En algunos años (2017, 2018, 2021 y 2022) ello se ha reportado también así en el Anexo VII del informe de contabilidad regulatoria, pero no está disponible públicamente para todos los años y no fue posible obtenerla en los plazos de esta consultoría.

Es importante notar que, aunque el reglamento fue aprobado en 2008, la resolución encomendó a UTE a preparar también la contabilidad regulatoria de los tres ejercicios anteriores. Por lo tanto, existen informes de contabilidad regulatoria desde 2004 a la fecha.

Finalmente, es relevante señalar que, si bien la contabilidad regulatoria se construye en base a los estados financieros auditados, es sumamente difícil trazar la correspondencia entre la apertura de los gastos en ambas fuentes.

Reconocimiento de ingresos de transmisión y distribución

En relación a los ingresos, el R.S.I.C.S.E. estableció en su artículo 6 que “hasta tanto se establezcan precios de transferencia de energía o potencia entre unidades de negocio de una empresa integrada, este tipo de transacciones no se reflejan en la información suministrada. Se deben incluir los ingresos y costos emergentes de transacciones de energía y potencia, relacionados con operaciones realizadas con terceros agentes”.

En términos prácticos, ello significa que a partir de 2007 UTE reconoce en la contabilidad regulatoria ingresos por transmisión. Sin embargo, para las actividades de distribución, UTE no reconoce precios de transferencia entre las actividades de distribución y comercialización y no utiliza la remuneración regulatoria fijada en los decretos aprobados más recientemente para esa parte de la red. En los hechos, el conglomerado “distribución y comercial” computa todos los ingresos por la venta de energía.

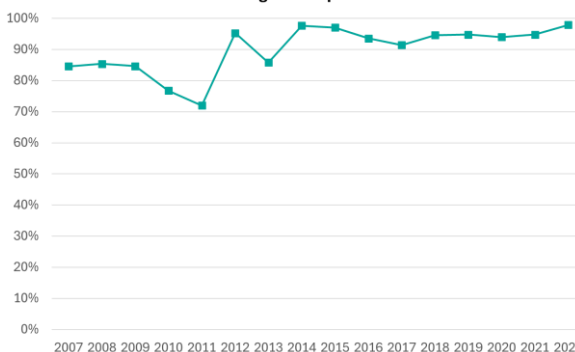
En relación a los ingresos por el servicio de transmisión, en los años más recientes la contabilidad regulatoria coincide con los montos de los decretos y sus correspondientes actualizaciones paramétricas. Sin embargo, en años previos encontramos algunas diferencias. A su vez, la contabilidad regulatoria de 2022 consideró la remuneración al trasmisor del decreto N° 347/022, que como se explicó previamente fue posteriormente derogado. Por lo tanto, para ese último año la contabilidad regulatoria quedó desfasada de la remuneración regulatoria que finalmente fue fijada para la red de transmisión y los correspondientes peajes (que, como ya se señaló, terminó siendo sensiblemente inferior).

Por otro lado, vale notar que la contabilidad regulatoria también incluye algunos otros rubros de ingresos además de la remuneración por el servicio de transmisión. Dichos rubros se denominan “Ingresos otras actividades”, “Ingresos unidades de Dirección y Serv. Corporativos” y “TPI” (que significa “trabajo para inmovilizado” y corresponde a proyectos). Esos rubros tienen una magnitud notoriamente menor que los ingresos que se imputan al servicio de transmisión y en los últimos años han representado menos del 10% del total de ingresos operativos de la actividad de transmisión en la contabilidad regulatoria.

Ingresos por servicio de transmisión en la Contabilidad Regulatoria
en US\$ millones



Servicio de Trasmisión / Total Ingresos Operativos Trasmisión



Fuente: Elaboración propia en base a Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2007-2022.

Como se explicó en el capítulo 3 del informe, la remuneración regulatoria por el servicio de trasmisión se calcula para reflejar los costos “eficientes” de inversión, los costos “eficientes” de operación y mantenimiento, así como una rentabilidad “justa” por las inversiones “eficientes”. Es importante notar que cuando se la utiliza en la contabilidad regulatoria se trata de una imputación ficta de ingresos, no de ingresos percibidos efectivamente por el ente.

De hecho, en los estados financieros auditados sí se puede obtener la remuneración efectivamente percibida de terceros por peajes. Se trata, naturalmente, de un monto pequeño en relación a la remuneración total imputada en la contabilidad regulatoria. Nótese también que, con el desarrollo acotado que ha tenido el mercado mayorista de energía eléctrica, los ingresos por peajes corresponden a una porción sumamente pequeña de los ingresos totales del ente (1,8% en 2023, 0,9% en 2022 y 0,5% o menos en los años previos).

Ingresos de UTE | Estados Financieros Auditados

en \$ millones	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Venta de energía	21.744	19.748	24.760	29.128	30.268	31.498	35.715	38.510	39.734	46.855	50.575	50.696	50.680	57.361	81.203	68.835	67.062
Otros ingresos	971	781	536	498	481	571	543	551	622	677	715	857	928	1.070	1.047	1.267	2.000
Derechos de carga	-	-	-	251	247	315	301	290	348	348	384	370	346	398	582	398	471
Ingresos por peajes	-	-	-	46	49	52	94	141	140	152	154	212	244	289	285	654	1.208
Ingresos por consultorías	-	-	-	48	41	60	44	60	75	96	76	150	182	228	228	174	216
Ingresos por derecho de uso estación conversora	-	-	-	0	14	15	15	43	58	22	21	23	26	147	130	50	97
Tasas	-	-	-	66	63	74	63	35	20	82	91	99	104	77	43	40	69
Otros ingresos	-	-	-	35	26	8	48	17	17	30	58	79	121	22	26	30	28
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	-	-	-	0	0	0	-31	-35	-37	-52	-68	-76	-95	-91	-248	-79	-89
Cobro a deudores incobrables	-	-	-	51	40	48	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	22.715	20.529	25.297	29.626	30.748	32.069	36.258	39.061	40.356	47.532	51.290	51.553	51.608	58.431	82.250	70.102	69.061

en US\$ millones	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Venta de energía	927	943	1.098	1.453	1.568	1.551	1.745	1.659	1.456	1.556	1.765	1.650	1.438	1.365	1.864	1.672	1.727
Otros ingresos	41	37	24	25	25	28	27	24	23	22	25	28	26	25	24	31	52
Derechos de carga	-	-	-	13	13	16	15	13	13	12	13	12	10	9	13	10	12
Ingresos por peajes	-	-	-	2	3	3	5	6	5	5	7	7	7	7	16	31	
Ingresos por consultorías	-	-	-	2	2	3	2	3	3	3	3	5	5	5	5	4	6
Ingresos por derecho de uso estación conversora	-	-	-	0	1	1	1	2	2	1	1	1	1	4	3	1	2
Tasas	-	-	-	3	3	4	3	2	1	3	3	3	3	2	1	1	2
Otros ingresos	-	-	-	2	1	0	2	1	1	1	2	3	3	1	1	1	1
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	-	-	-	0	0	0	-1	-2	-1	-2	-2	-2	-3	-2	-6	-2	-2
Cobro a deudores incobrables	-	-	-	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	968	981	1.122	1.478	1.593	1.579	1.772	1.683	1.479	1.579	1.790	1.678	1.464	1.391	1.888	1.703	1.779

Ingresos por peajes % total	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,4%	0,5%	0,5%	0,4%	0,9%	1,8%
-----------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros Auditados de UTE, años 2007-2023.

Asignación de costos de trasmisión y distribución

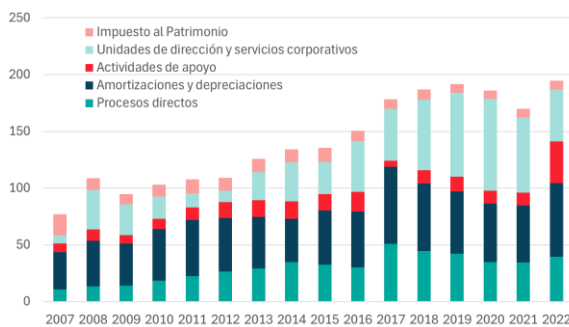
Como ya se señaló, la contabilidad regulatoria asigna los costos del ente mediante distintos criterios de distribución siguiendo una metodología de costeo ABC. En forma consistente con eso, en los reportes se distingue entre costos de “procesos directos”, costos asociados a “procesos no directos o actividades de apoyo”, amortizaciones y depreciaciones, costos asignados a “unidades de dirección y servicios corporativos” y el impuesto al patrimonio. El impuesto a la renta no se distribuye entre actividades.

Aquellos costos asignados a la actividad de trasmisión quedan identificados individualmente en el anexo correspondiente a dicha actividad, mientras que los de distribución no están explicitados en forma separada, sino que quedan comprendidos en el consolidado de “distribución y comercial”. Sin embargo, para los años 2017, 2018, 2021 y 2022 sí se incluyó una desagregación de dicho consolidado que permite observar individualmente los gastos asignados a distribución, aunque no con el mismo detalle de composición.

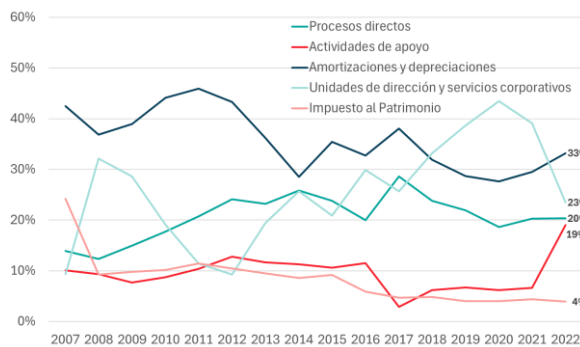
En los últimos años, los costos asignados a trasmisión han oscilado algo por debajo de US\$ 200 millones por año. Como era de esperar en una actividad intensiva en capital, las amortizaciones y

depreciaciones han sido tradicionalmente el principal componente de costos recogido en la contabilidad regulatoria. En 2022 representaron la tercera parte del total de costos asignados a la actividad. De todos modos y como se observa en los gráficos que siguen, la asignación de costos indirectos (por actividades de apoyo y por unidades de dirección y servicios corporativos) ha sido bastante fluctuante en el tiempo. Por lo tanto, el peso relativo de cada uno de los componentes de costo ha presentado variaciones de entidad. Cabe notar, por ejemplo, que entre 2018 y 2021 los costos correspondientes a unidades de dirección y servicios corporativos fueron los de mayor incidencia relativa en total y que en 2022 los imputados por servicios de apoyo representaron casi el 20% del total de los costos asignados a la actividad de trasmisión.

Costos asignados a Trasmisión | Contabilidad regulatoria
en millones de dólares



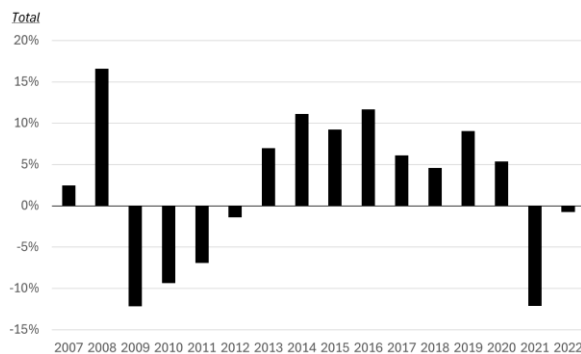
Peso relativo de costos asignados a Trasmisión



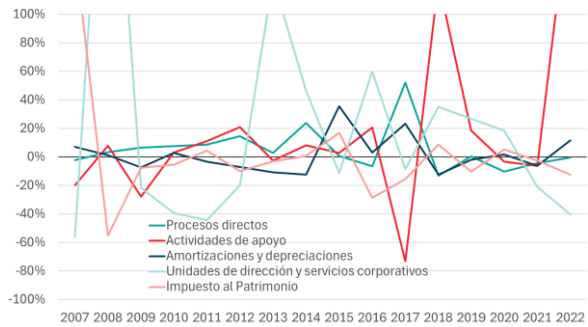
Fuente: Elaboración propia en base a Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2007-2022.

Al medir los costos de trasmisión en términos reales, se observa que luego de un período de crecimiento sostenido entre 2013 y 2020, los mismos cayeron en los últimos dos años con información (2021 y 2022). No obstante, las tasas de variación a nivel agregado reflejan variaciones sumamente dispares de los distintos componentes. De hecho, la volatilidad de las series (especialmente de las que se derivan de imputaciones indirectas) dificulta la interpretación económica de los movimientos.

Variación de los costos de trasmisión en términos reales



por componente



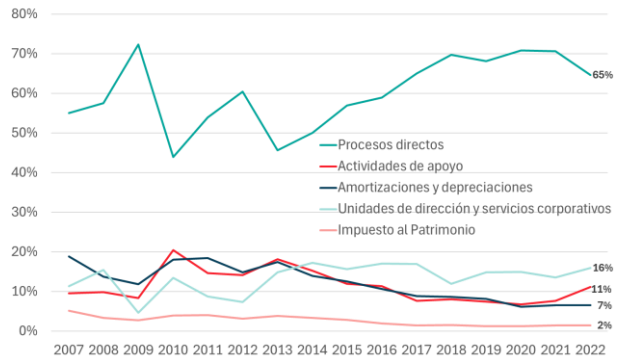
Fuente: Elaboración propia en base a Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2007-2022.

Por su parte, los costos asignados a distribución y comercial sumaron en los últimos años aproximadamente US\$ 1.000 millones por año. Dentro de ese monto, los costos de los procesos directos tienen una incidencia relativa mucho mayor que en el caso de los costos de trasmisión (sistemáticamente superior a 60% en los últimos años).

Costos asignados a Distribución y Comercial | Contabilidad regulatoria
en millones de dólares



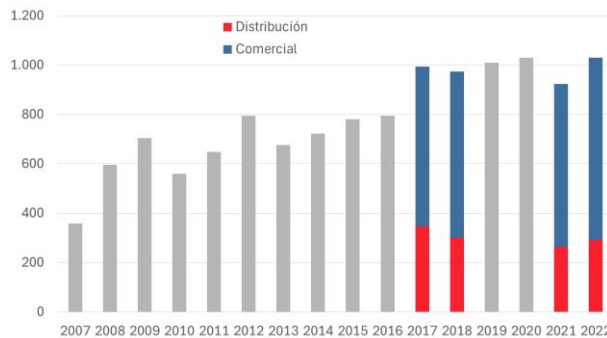
Peso relativo de costos asignados a Distribución



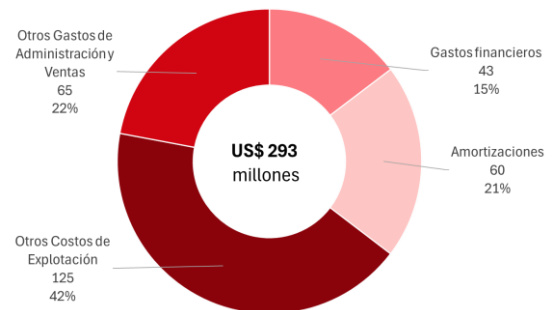
Fuente: Elaboración propia en base a Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2007-2022.

Sin embargo y como ya se señaló, esas cifras engloban también a la actividad comercial del ente. Únicamente en 2017, 2018, 2021 y 2022 se puede observar lo imputado individualmente a la actividad de distribución. En esos años, los costos asignados a distribución sumaron unos US\$ 300 millones por año. Se trata, por tanto, de una porción relativamente menor del consolidado “distribución y comercial” (entre 27% y 35%, dependiendo del año). Los costos exclusivamente asignados a distribución no pueden desagregarse, ni siquiera en esos años, entre aquellos derivados de procesos directos, de servicios de apoyo, de las unidades de dirección y servicios corporativos, etc. Sin embargo, sí es posible obtener en esos años un detalle entre distintos tipos de costos de explotación y de administración y ventas. En el gráfico de la derecha se presenta dicha desagregación para 2022, que es el último año con información disponible.

Costos asignados a Distribución y Comercial | Contabilidad regulatoria
en millones de dólares



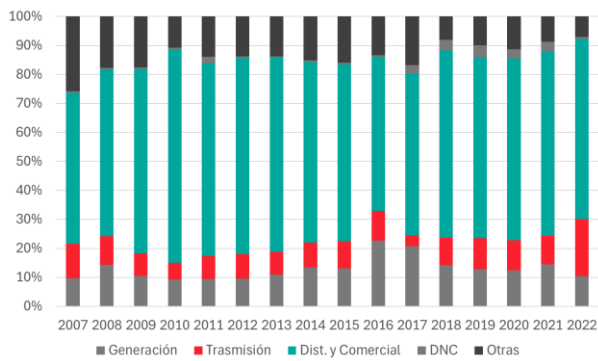
Costos de distribución 2022
en millones de US\$, sin Impuesto al Patrimonio



Fuente: Elaboración propia en base a Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2007-2022.

Finalmente, es importante notar que las cifras comentadas en esta sección dan cuenta de una variabilidad relevante en la incidencia de los costos asignados indirectamente a través de distintos trazadores o criterios de imputación bajo la metodología de costeo ABC. Ello se deriva de dos motivos. Por un lado, en los últimos diez años el total de los gastos asociados a servicios de apoyo y a las unidades corporativas y de administración que se terminó asignando a las distintas actividades del ente osciló entre US\$ 360 millones y US\$ 460 millones, con vaivenes relevantes año a año. Por otro lado, y más allá de las fluctuaciones que pueden tener los costos totales cada año, es importante notar que su distribución entre actividades ha ido variando a través de los años. Eso es potencialmente problemático a la hora de concluir sobre los resultados económicos de las actividades a lo largo del tiempo.

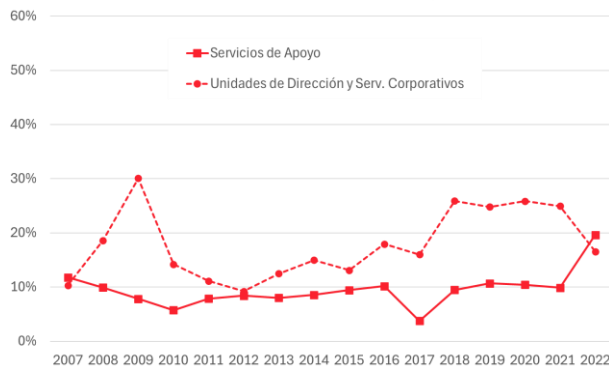
Distribución de egresos operativos asociados a Servicios de Apoyo



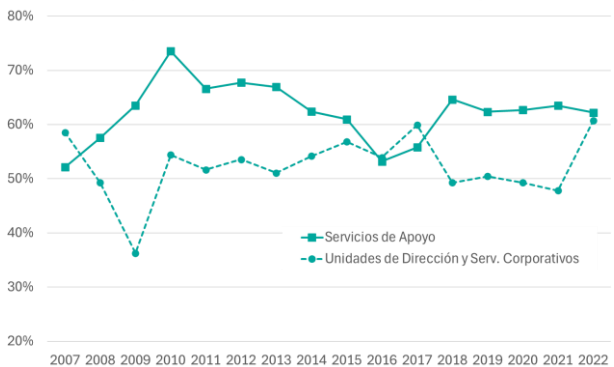
Distribución de costos de Unidades de Dirección y Serv. Corporativos



Cuota de Trasmisión en costos totales distribuidos por actividad



Cuota de Dist. y Comercial en costos totales distribuidos por actividad



Evolución de la inversión y valor contable de los activos

Por último, en esta sección se describe la evolución de la inversión y del valor contable de los activos de UTE destinados a trasmisión y distribución. La información fue obtenida de los cuadros de bienes de uso de los estados financieros auditados. Según se explica en las notas, los bienes de uso son contabilizados a su valor de costo histórico, menos cualquier pérdida por deterioro. Las amortizaciones se calculan linealmente según una estimación de vida útil de los distintos tipos de bienes, que ha tenido ligeros cambios a través del tiempo. En el último ejercicio, por ejemplo, se utilizaba un supuesto de 40 años para las líneas de trasmisión, 45 años para las líneas de distribución, 30 años para los transformadores y 20 años para el equipamiento de estaciones y subestaciones. A su vez, al analizar las series históricas, vale notar que hasta 2012 se aplicaba ajuste por inflación.

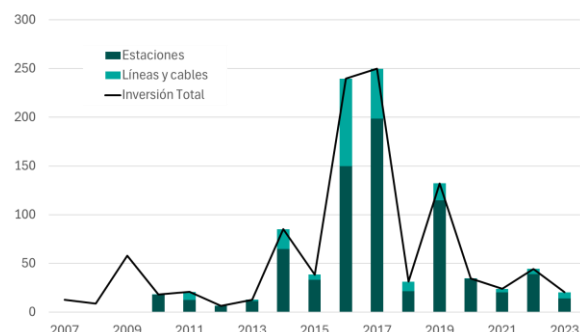
La inversión en infraestructura de trasmisión tuvo un promedio de casi US\$ 70 millones por año en los últimos quince años, pero con oscilaciones fuertes en el período. En línea con lo indicado en el capítulo 2, la misma fue particularmente fuerte en el período de la incorporación a gran escala de generadores de fuentes renovables. Los años 2016 y 2017 fueron los de mayores inversiones, con valores del orden de US\$ 250 millones en cada uno de ellos. En cambio, en lo que va de esta década el promedio viene siendo de US\$ 30 millones por año. Cabe notar que las altas incluyen tanto la inversión propia de UTE como las subestaciones y líneas asociadas a proyectos de generación de energías renovables de privados, que fueron incorporadas al balance de UTE al culminarse su construcción.

Actualmente el valor contable bruto de los bienes de uso correspondientes a trasmisión asciende a unos US\$ 1.850 millones, mientras que el valor contable neto es de US\$ 700 millones. Vale notar que se trata de activos con extensa vida útil y que las amortizaciones anuales son relativamente pequeñas en relación al valor contable de la infraestructura. En el período analizado, las amortizaciones sumaron en promedio US\$ 40 millones por año, lo cual equivale al 2,2% del valor contable bruto de inicio de

cada ejercicio y a algo menos de 6% de su valor contable neto. De lo anterior se desprende que, salvo en los “picos” de mediados de la década pasada, la inversión ha tendido a ser similar o algo inferior a la amortización contable de los activos.

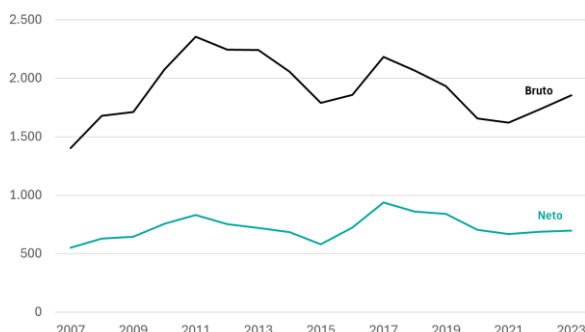
Inversión en infraestructura de Trasmisión

Altas de Bienes de Uso | en millones de US\$



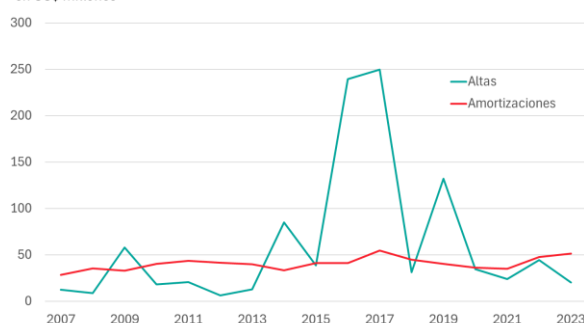
Valor Contable de Infraestructura de Trasmisión

en millones de US\$



Altas y amortizaciones | Infraestructura de Trasmisión

en US\$ millones



en % del valor contable neto del año previo



Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros Auditados de UTE, 2007-2023.

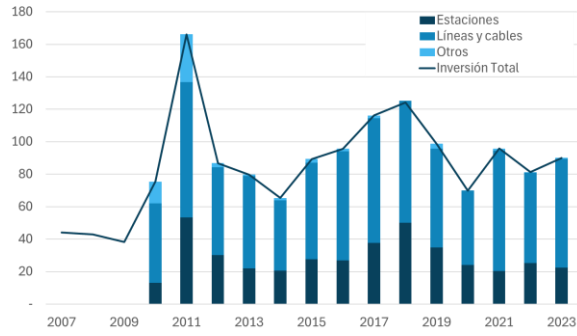
En el caso de la infraestructura de distribución, la inversión fue en promedio de US\$ 90 millones por año en el período analizado. Aunque la varianza de los montos anuales de inversión es menor que la registrada en trasmisión, en este caso también se observa que la media de lo que va de esta década es inferior al promedio de la segunda mitad de la década previa (US\$ 84 millones por año en 2020-2023, frente a US\$ 105 millones por año en 2015-2019).

La mayor parte de la inversión corresponde a líneas y cables, lo cual marca una diferencia con respecto a lo que se observa en trasmisión (en donde la inversión en estaciones tiene un peso relativo muy superior).

Actualmente el valor contable bruto de los bienes de uso correspondientes a distribución asciende a unos US\$ 3.000 millones, mientras que el valor contable neto es de US\$ 1.100 millones. También en este caso las amortizaciones anuales son relativamente pequeñas en relación al valor contable de la infraestructura. En el período analizado, las amortizaciones sumaron en promedio US\$ 70 millones por año, lo cual equivale al 2,1% del valor contable bruto de inicio de cada ejercicio y a algo menos de 6% de su valor contable neto. A diferencia de lo comentado para el caso de trasmisión, en los últimos diez años la inversión en infraestructura de distribución ha venido siendo sistemáticamente superior a la amortización contable de los activos.

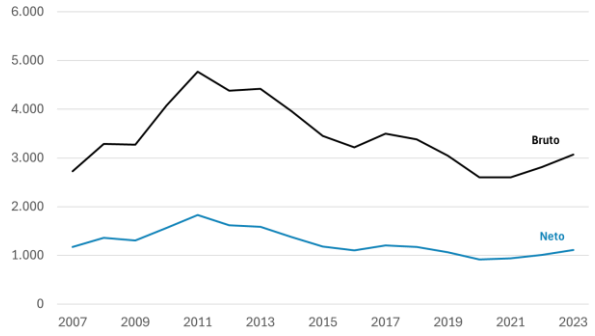
Inversión en infraestructura de Distribución

Altas de Bienes de Uso | en millones de US\$



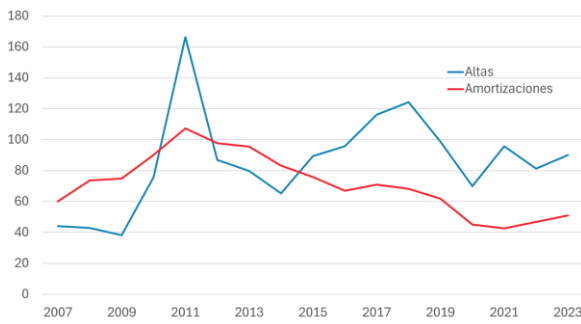
Valor Contable de Infraestructura de Distribución

en millones de US\$

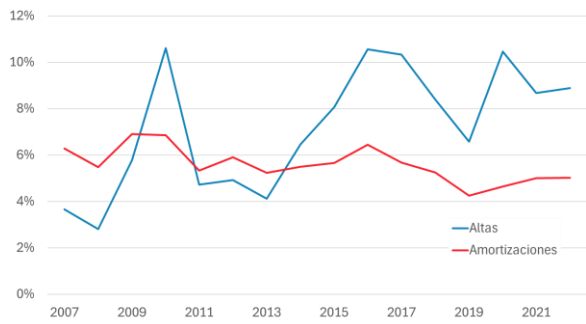


Altas y amortizaciones | Infraestructura de Distribución

en US\$ millones



en % del valor contable neto del año previo



Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros Auditados de UTE, 2007-2023.

5. ¿Son caros los peajes?

Este capítulo busca aportar elementos a la discusión acerca de si las tarifas de peajes son “caras” desde dos perspectivas complementarias. Por un lado, se comparan las tarifas regulatorias con los costos efectivos de UTE que se desprenden de la contabilidad del ente. Por otro lado, se analizan algunos casos prototípicos para ilustrar la incidencia que tienen las tarifas de peajes en relación al costo total de la energía para grandes consumidores.

Tarifas regulatorias vs costos efectivos

Como se señaló los capítulos anteriores, en los últimos años el Poder Ejecutivo viene estableciendo por decreto las remuneraciones regulatorias para las redes de Trasmisión, Subtrasmisión y Distribución en Media Tensión. Hasta el momento no existen decretos referidos a la Distribución en Baja Tensión.

Aunque dichas remuneraciones son fictas, son la base de la fijación de los correspondientes peajes para cada tipo de red. De hecho, según establece la regulación, los peajes justamente se derivan de un modelo de asignación de dichas remuneraciones totales calculadas siguiendo las definiciones regulatorias.

Por lo tanto, una primera comparación ineludible a la hora de evaluar el nivel de la remuneración regulatoria a las redes es su contraste con los costos incurridos por UTE para llevar adelante las distintas actividades. El cuadro de la página siguiente presenta dicha comparación, tomando los costos de la contabilidad regulatoria.

La comparación muestra que las remuneraciones regulatorias de trasmisión y de distribución (sumando, en este último caso, la remuneración de las redes de subtrasmisión y distribución en media tensión) exceden con creces los costos de dichas actividades. Como se explicó en el capítulo previo, esos costos no solamente incluyen a los costos operativos directos, sino que también comprenden una imputación de costos asociados a actividades de apoyo, de costos asociados a unidades de dirección y servicios corporativos de UTE, así como cargos de amortización y depreciación de la infraestructura. Los únicos costos no incluidos son los impuestos. En 2021 la remuneración regulatoria total superó a los costos totales recogidos en la contabilidad regulatoria en 71% y en 2022 casi los duplicó.

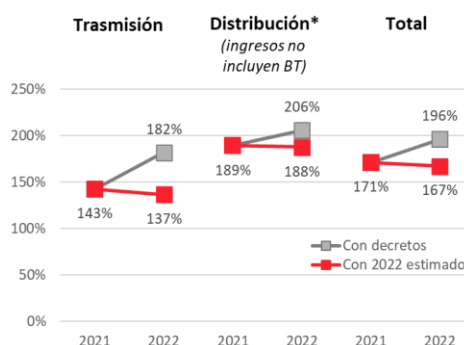
Los valores de los ingresos regulatorios de 2022 están sombreados en el cuadro ya que, como ya se señaló, se corresponden con peajes que luego fueron modificados a la baja. Sin embargo, los decretos que fijaron los nuevos valores de peajes no volvieron a publicar la remuneración regulatoria total corregida. Desde esa perspectiva, la brecha entre ingresos y costos de ese año sobreestima el valor que se obtendría si se contara con una remuneración revisada para 2022. De hecho, si los ingresos de 2022 se computaran como la semisuma entre los valores de los decretos correspondientes a 2021 y a 2023 (estos últimos ya corregidos con el “escalón” de los decretos que revisaron el año anterior), la brecha entre ingresos y costos totales sería de 67%, muy similar a la indicada en el cuadro para 2021.

En sentido contrario, es importante notar que los costos que se imputan en la contabilidad regulatoria a la actividad de distribución corresponden a toda esa red, incluyendo la de baja tensión. Sin embargo, los ingresos contemplados en el cálculo consideran únicamente la remuneración regulatoria para subtrasmisión y distribución en media tensión, ya que el Poder Ejecutivo aún no ha fijado una para la red de baja tensión. En otras palabras, las brechas entre ingresos y costos serían aún mayores a las señaladas en el cuadro si se contemplasen ingresos también para esa sección de la red, o si – alternativamente – se pudieran discriminar los costos asociados a la infraestructura de baja tensión y excluirlos del cómputo aquí presentado.

Comparación de remuneración regulatoria y costos asignados a Trasmisión y Distribución

	mill \$			eq. mill US\$		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Remuneración s/decretos						
Trasmisión	10.553	14.563	11.333	242	354	292
Distribución						
Subtrasmisión	6.399	7.175	6.872	147	174	177
Distribución MT	15.396	17.602	16.535	354	428	426
Total	32.348	39.341	34.739	743	956	895
Costos s/contabilidad regulatoria antes de impuestos						
Trasmisión	7.400	8.013	--	170	195	--
Distribución	11.533	12.044	--	265	293	--
Total	18.932	20.057	--	435	487	--
Remuneración regulatoria / Costos antes de impuestos						
Trasmisión	143%	182%	--	143%	182%	--
Distribución	189%	206%	--	189%	206%	--
Total	171%	196%	--	171%	196%	--

Remuneración regulatoria / Costos sin impuestos por red



Fuente: Elaboración propia en base a decretos y Contabilidad Regulatoria de UTE. Las cifras originales en pesos uruguayos fueron convertidas al tipo de cambio promedio de cada año. Nota: Las cifras de 2022 se corresponden con peajes que luego fueron modificados a la baja, sin que se revisara por decreto esa remuneración regulatoria total. Por esa razón están sombreadas en la tabla. Las líneas rojas del gráfico procuran corregir la distorsión, tomando para 2022 la semisuma de las remuneraciones regulatorias de 2021 y 2023 y recalculando la relación remuneración regulatoria / costos con esas cifras.

Lo anterior es un resultado esperable dada la metodología empleada, ya que la fijación de la remuneración regulatoria parte de considerar anualidades de un valor nuevo de reposición de la infraestructura y, como se analizó en el capítulo previo, la contabilidad de UTE recoge cargos de amortización de una infraestructura con extensa vida útil y valuada a costo histórico. También podría haber diferencias en los costos efectivos de operación y mantenimiento en relación a los considerados en el cálculo regulatorio (en función de *benchmarks* internacionales), pero no contamos con información al respecto para concluir si parte de las diferencias pueden obedecer a los cargos de OPEX.

Siendo actividades intensivas en capital, correspondería complementar el análisis anterior con una evaluación de qué nivel de rentabilidad arroja la remuneración regulatoria en relación al valor de las inversiones requeridas para llevar adelante estos servicios. Al fin y al cabo, el espíritu de la normativa de fijación de tarifas de peaje reside, justamente, en establecer una remuneración “justa” para el capital invertido. Sin embargo, en la información públicamente disponible no contamos con elementos suficientes ni para evaluar la inversión “requerida” (que eventualmente podría diferir de la efectivamente desplegada en los últimos años por UTE) ni para valorar la infraestructura más allá del costo histórico recogido en los estados financieros de UTE. A nuestro juicio, sería valioso que URSEA hiciera públicos ese tipo de análisis, que seguramente forman parte de los estudios considerados en los períodos de revisión regulatoria de las remuneraciones.

Tarifas de peaje vs costo de la energía en el mercado regulado

En forma complementaria, en esta sección se compara el valor de los peajes con los costos que enfrentan los suscriptores de UTE en el mercado regulado. Concretamente, se trabajó con 5 casos prototípicos proporcionados por nuestro cliente AUGPEE. Según se nos indicó, se trata de casos que recogen situaciones que se pueden observar con cierta frecuencia en el mercado uruguayo.

Características de los casos tipo analizados

Consumidor	Tarifa	Tensión	Consumo anual (MWh)	Consumo punta (MWh)	Consumo llano (MWh)	Consumo valle (MWh)	Potencia contratada Punta (kW)	Potencia contratada llano (kW)	Potencia contratada Valle (kW)	FC(%)
Caso 1: Industria metalúrgica	GC2	6,4 kV	7.719	719	4.394	2.606	1.500	2.350	2.350	37%
Caso 2: Fábrica de cementos	GC2	6,4 kV	20.808	2.101	13.013	5.694	5.500	5.500	5.500	43%
Caso 3: Industria agrícola	GC2	15 kV	9.650	1.602	4.942	3.106	3.000	3.000	3.000	37%
Caso 4: Industria Frigorífica	GC3	31.5kV	15.195	2.207	8.994	3.995	2.400	3.001	3.001	58%
Caso 5: Industria	GC5	150kV	47.126	8.011	24.977	14.138	8.000	8.000	8.000	67%

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por AUGPEE.

En base a las características de tensión, tipo de tarifa, consumo y potencia contratada de cada caso, se procedió a aplicar el tarifario de UTE para calcular el costo total de la energía de cada uno de estos clientes operando en el mercado regulado. Ese costo total surge de sumar el costo de la energía (que depende de los MWh consumidos en cada franja horaria), los costos por potencia contratada (que dependen de los kW contratados en los distintos tramos horarios) y del cargo fijo que establece UTE para cada tipo de cliente.

Posteriormente, procedimos a comparar dichos costos con los cargos por peaje que pueden calcularse a partir de los decretos correspondientes a cada tipo de nivel de tensión.

Todos los cálculos fueron hechos para el año 2023.

Comparación de costos anuales para casos tipo

cifras en miles de US\$ por año

Caso 1: Industria metalúrgica

<u>Pliego Tarifario de UTE</u>			<u>Mercado mayorista</u>	
Cargo fijo	2	0%	Peaje	1.148
Potencia	298	29%	Energía	(.)
Subtotal costos fijos	300	29%		
Energía	727	71%	Peaje / Costos fijos cliente UTE	383%
Total	1.027	100%	Peaje / Costo total cliente UTE	112%

Caso 2: Fábrica de cementos

<u>Pliego Tarifario de UTE</u>			<u>Mercado mayorista</u>	
Cargo fijo	2	0%	Peaje	3.257
Potencia	850	29%	Energía	(.)
Subtotal costos fijos	853	30%		
Energía	2.032	70%	Peaje / Costos fijos cliente UTE	382%
Total	2.884	100%	Peaje / Costo total cliente UTE	113%

Caso 3: Industria agrícola

<u>Pliego Tarifario de UTE</u>			<u>Mercado mayorista</u>	
Cargo fijo	2	0%	Peaje	1.767
Potencia	464	32%	Energía	(.)
Subtotal costos fijos	466	32%		
Energía	984	68%	Peaje / Costos fijos cliente UTE	379%
Total	1.450	100%	Peaje / Costo total cliente UTE	122%

Caso 4: Industria Frigorífica

<u>Pliego Tarifario de UTE</u>			<u>Mercado mayorista</u>	
Cargo fijo	4	0%	Peaje	645
Potencia	355	20%	Energía	(.)
Subtotal costos fijos	359	21%		
Energía	1.376	79%	Peaje / Costos fijos cliente UTE	180%
Total	1.734	100%	Peaje / Costo total cliente UTE	37%

Caso 5: Industria

<u>Pliego Tarifario de UTE</u>			<u>Mercado mayorista</u>	
Cargo fijo	5	0%	Peaje	787
Potencia	829	17%	Energía	(.)
Subtotal costos fijos	834	17%		
Energía	4.045	83%	Peaje / Costos fijos cliente UTE	94%
Total	4.879	100%	Peaje / Costo total cliente UTE	16%

Fuente: Elaboración propia en base a Pliego Tarifario de UTE, Decretos de peajes y datos proporcionados por AUGPEE.

Del cuadro anterior se desprende que los peajes que potencialmente enfrentarían estos clientes para comprar la energía en el mercado mayorista (considerando los cargos por potencia, CEMT y cargos fijos que se establecen en los respectivos decretos) serían en la mayoría de los casos ampliamente superiores a los costos fijos (potencia + cargo fijo) que aplican en su consumo a través de UTE. Cabe notar que, además, en algunos casos el costo anual por concepto de peajes sería incluso superior a toda la cuenta de electricidad (incluida la compra de energía) en el mercado regulado.

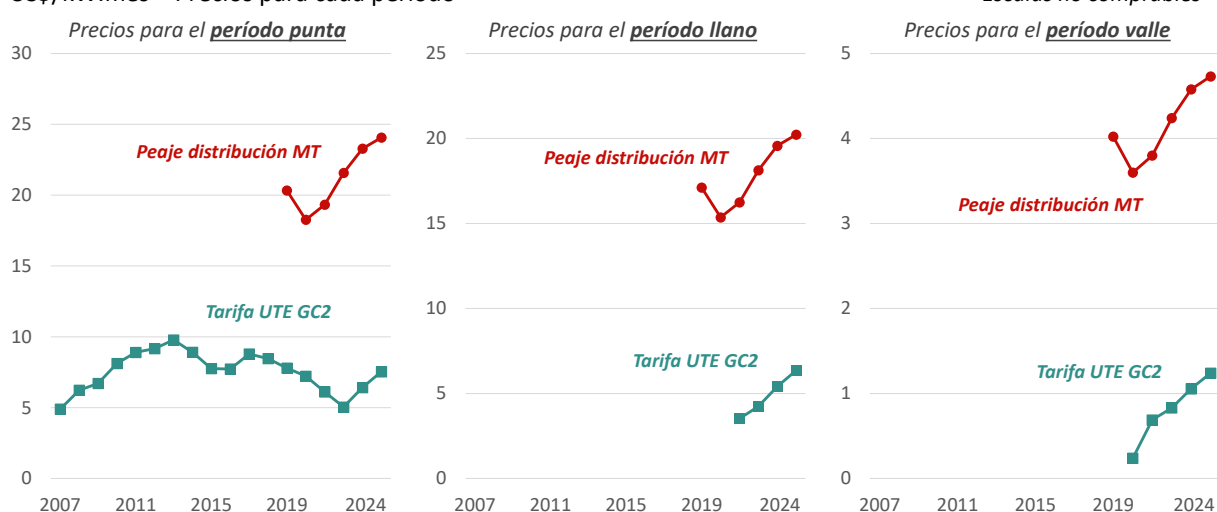
Es importante subrayar que las diferencias son especialmente importantes en los niveles de tensión más bajos (tensión 6,4-15-22kV, correspondientes a los peajes de la red de distribución MT) y que se reducen a medida que la tensión aumenta. De hecho, para niveles de tensión de 150kV (red de trasmisión), el costo de peajes de un cliente libre operando en el mercado mayorista es algo inferior a los costos fijos de ser cliente de UTE con tarifa GC5. Es importante notar, sin embargo, que a la fecha son muy pocas las empresas que operan a ese nivel de tensión y que únicamente pueden ser clientes de UTE con tarifa GC5 quienes, estando conectados a la red de 150 kV, eran clientes regulados de UTE antes de la promulgación de los decretos de 2002.

Los cuadros de la página anterior están confeccionados para el año 2023 y en base a una cuantificación del costo anual por cliente. Sin embargo, en los gráficos que siguen puede observarse que los cargos unitarios de US\$/kW.mes que se establecen en los peajes han resultado generalmente superiores a los cargos por potencia contratada que figuran en el pliego tarifario de UTE para cada uno de los años analizados. Se observan dos excepciones. Por un lado, los cargos por potencia contratada de la tarifa de UTE para clientes GC3 (subtrasmisión) en el período valle han tendido a converger con los peajes para ese nivel de tensión.

Por otro lado, en los últimos gráficos se ilustra la ya mencionada excepción respecto a los costos de las tarifas de UTE GC5 (tensión 110-150kV) y los peajes para la red de trasmisión. Esto es un indicio de que el pliego tarifario de UTE comenzó a “desenergizar” los cargos para los clientes de mayor tensión con anterioridad al resto de las tarifas. Es importante tener en cuenta que, para un cliente que se conecte a 150kV, las tarifas GC5 de UTE para los períodos de valle y de llano no son directamente comparables con los peajes de trasmisión, dado que los peajes de trasmisión establecen un cargo por potencia en punta y otro por la *diferencia* entre la potencia contratada fuera de punta y la potencia contratada en punta (esto es, aplican a la cuantía marginal respecto a la potencia en punta, en lugar de a toda la potencia fuera de punta). Como se detalla en el cuadro de la página 28, no hay un cargo de peaje para la potencia en valle ni en llano. A efectos de la comparación, entonces, se ilustró el caso de una empresa con igual potencia contratada en punta, valle y llano y se computaron los correspondientes costos en ambas modalidades de contratación. En ese caso, el cargo de peaje por (Pfp-Pp) sería cero y el costo total de peaje sería el correspondiente a la potencia en punta, mientras que si operara como suscriptor de UTE los cargos por potencia corresponderían a la suma de los cargos por potencia de punta, valle y llano.

Tarifa UTE GC2 (tensión 6,4-15-22kV) y peaje para la red de distribución MT

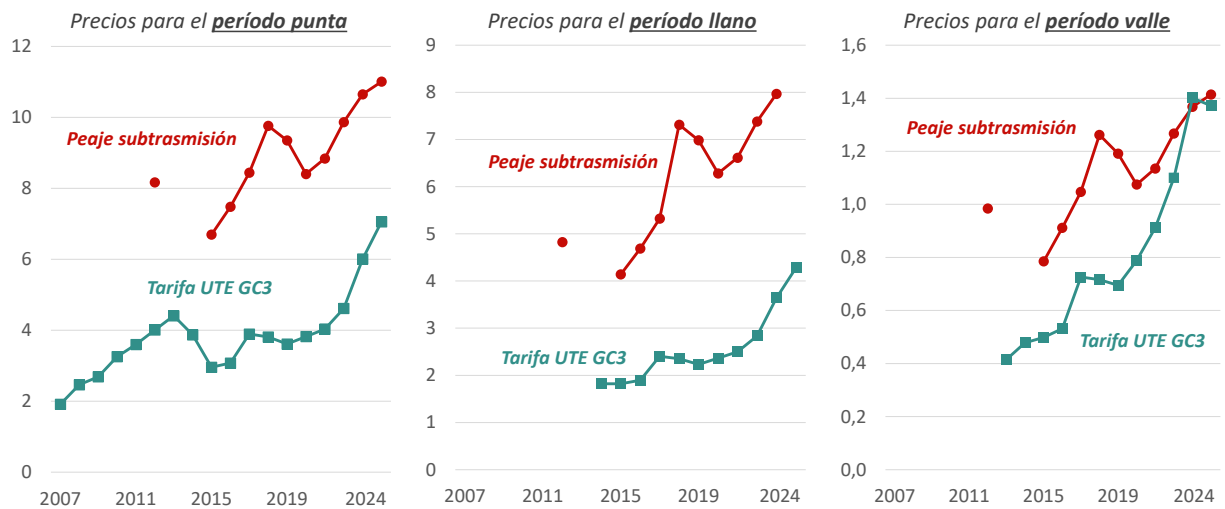
US\$/kW.mes – Precios para cada período



Fuente: Elaboración propia en base a decretos y a precios de las tarifas de UTE. Para los años en los que hubo cambios en el pliego tarifario dentro de un año, se consideró el promedio simple de dichos precios.

Tarifa UTE GC3 (tensión 31,5-63kV) y peaje para la red de subtrasmisión

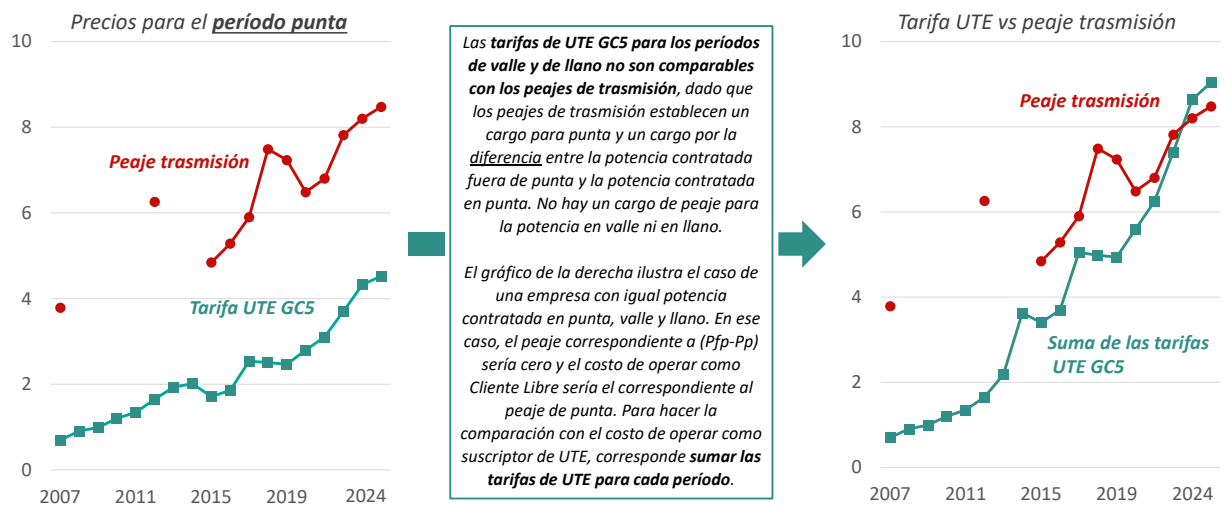
US\$/kW.mes – Precios para cada período



Fuente: Elaboración propia en base a decretos y a precios de las tarifas de UTE. Para los años en los que hubo cambios en el pliego tarifario dentro de un año, se consideró el promedio simple de dichos precios.

Tarifas UTE GC5 (tensión 110-150kV) y peaje para la red de trasmisión

US\$/kW.mes – Precios para períodos seleccionados



Fuente: Elaboración propia en base a decretos y a precios de las tarifas de UTE. Para los años en los que hubo cambios en el pliego tarifario dentro de un año, se consideró el promedio simple de dichos precios.

6. Comentarios finales

Del trabajo realizado se desprende que las 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 trasmisión.

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 eléctrica.

La fijación de las tarifas de peaje y la forma en el que el pliego tarifario de UTE recoge la aplicación de los criterios regulatorios de la remuneración al uso de redes es un elemento de suma importancia en la coyuntura actual del mercado uruguayo, con una potencial oportunidad de atracción de inversiones para aprovechar la potencia instalada y la abundante disponibilidad de energía generada a través de fuentes renovables. También es un elemento relevante a la luz de algunas innovaciones tecnológicas que se observan en el mundo, como la generación distribuida, que convierten a la remuneración por el uso de la infraestructura de redes en un aspecto central del sistema.

El criterio del Valor Nuevo de Reemplazo que establece la regulación para fijar la remuneración de la actividad de trasmisión y que también subyace a los conceptos de VAST y VADE que rigen la remuneración de la actividad de distribución es utilizado también en otros mercados. Tiene como objetivo asegurar incentivos adecuados para la inversión en la red. Sin embargo, a nuestro juicio resulta importante reflexionar sobre su aplicabilidad en el caso uruguayo y es oportuno que el ejercicio de revisión de remuneraciones regulatorias que está en curso por parte de URSEA evalúe la pertinencia de considerar otros criterios que también están en uso en otros mercados. En definitiva, si la infraestructura es suficiente en términos de criterios de cantidad y calidad, cabe preguntarse si una remuneración basada en un criterio de Valor Nuevo de Reemplazo Amortizado no sería suficiente incentivo para una adecuada inversión en mantenimiento y desarrollo de la red.

Aún sin cambiar los criterios fundamentales de fijación de la remuneración regulatoria, a nuestro juicio igual resulta importante avanzar en una aplicación cabal del marco regulatorio vigente, que incluya eventualmente parámetros de eficiencia en las paramétricas de ajuste de precio y que asegure la consistencia entre los peajes y los cargos por uso de las redes que se reflejan en el pliego tarifario de UTE.

Del trabajo realizado también concluimos que existen oportunidades de mejora en los criterios de reporte para un mejor aprovechamiento de la contabilidad regulatoria. En particular, entendemos necesario que se distinga entre las dos actividades que conforman actualmente el conglomerado “distribución y comercial” y que se reconozcan precios de transferencia entre ellas. Al fin y al cabo, la contabilidad regulatoria debería contemplar la remuneración regulatoria fijada en los decretos aprobados para la red de distribución y permitir ver los resultados individuales de ese servicio, tal como sucede con trasmisión.

Por otro lado, cabe notar que un esquema de fijación de peajes que se deriva de una remuneración al capital invertido pone la mesa la cuestión de cómo asegurar que las decisiones de expansión de la red sean adecuadas y de qué mecanismos se requieren para asegurar el balance de costos y beneficios en un “óptimo social”. A nuestro juicio, es importante que Uruguay avance en la explicitación pública de esos criterios.

Por último, el mecanismo de asignación de la remuneración total de la red a cargos por uso reviste varias complejidades desde el punto de vista económico. Por ejemplo, la asignación debe considerar que las líneas en general están sobredimensionadas y que hay una parte que habitualmente no se usa.

Los correspondientes costos deben socializarse, pero no es trivial determinar si esa asignación debe ser por potencia, por consumo de energía o por otros criterios. También hay que incorporar las pérdidas, que dependen a su vez de la ubicación de generadores y consumidores. En el mundo, innovaciones como la generación distribuida y la emergencia de demandas con características diferentes al consumo tradicional (ej. actores dispuestos a regular el consumo en momentos de congestión de la red) han motivado un creciente refinamiento de los mecanismos de asignación de las remuneraciones de las redes a los cargos por uso.

EXANTE

ECONOMÍA Y FINANZAS CORPORATIVAS