



Boletín Tarifario – noviembre 2021

Autor/es: Cra. Fanny Sandobal
Ec. Paula Laureiro
Ing. Jorge Caramés

Fecha creación: 30 de noviembre de 2021

Fecha modificación:

Versión: NN

Documento TT o CC: AT 48

Contenido

<i>Introducción</i>	1
<i>Tarifas residenciales: primeros resultados del estímulo a la contratación de tarifas inteligentes</i>	2
<i>Tarifa Media y Variables Macroeconómicas</i>	4
<i>Comparativo regional</i>	5
<i>Comparación Tarifaria en base a Paridad de Poder Adquisitivo</i>	10

Introducción

Este material tiene como objetivo mostrar información actualizada que sea de utilidad para la comprensión de aspectos que se relacionen con la situación a nivel tarifario de la empresa.

Se presenta un análisis de impacto del paquete de medidas orientadas al estímulo a la contratación de tarifas residenciales inteligentes concretado en el Pliego Tarifario aprobado en enero de 2021.

Como es habitual, se presenta una actualización del estado de situación de la Tarifa Media en relación a las principales variables macroeconómicas.

Dando continuidad al estudio que se realiza periódicamente, se muestra un nuevo acercamiento de la posición en la que se encuentran los precios medios de las tarifas de energía eléctrica de UTE, en relación a los de las distribuidoras de energía eléctrica de la región, particularmente Brasil y Chile, también intentando contextualizar los resultados obtenidos.

A su vez, se incorpora un nuevo comparativo en base a la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) con el fin de agregar insumos a la discusión sobre la relatividad de los posicionamientos de las distintas empresas en relación con las variables que se trabajan.

Boletín tarifario noviembre 2021

Tarifas residenciales: primeros resultados del estímulo a la contratación de tarifas inteligentes.

Con la aprobación del Pliego Tarifario en enero de este año, se realizaron una serie de ajustes a la estructura tarifaria y a los precios de las tarifas residenciales inteligentes, con el objetivo de promocionar y estimular su contratación.

Por un lado, se definió que el período horario Punta dejaría de ser de seis horas y pasaría a ser de cuatro horas, “móviles” dentro del período horario Punta definido históricamente para el sector residencial (17:00 a 23:00 hs.). De esta manera, disminuye la cantidad de horas en el tramo Punta, pero, además, dado que cada consumidor elige en qué intervalo de esa ventana de seis horas ubica sus cuatro horas de Punta, se minimiza también el impacto sobre sus rutinas de consumo. Esta elección favorece al mismo tiempo una cierta desincronización de la ocurrencia de estas cuatro horas de Punta, diluyendo parcialmente la presión sobre las redes y el sistema de generación. Esta posibilidad de elección deriva entonces en ventajas tanto para la demanda como para la oferta del sistema.

A su vez, se estableció que el precio del kWh consumido en horario Punta durante fines de semana y feriados fuese igual al precio de Fuera de Punta en la Tarifa Residencial Doble Horario (TRD), y en el caso de la Tarifa Residencial Triple Horario (TRT), igual al precio del Llano.

Se realiza a continuación un análisis a diez meses de vigencia de estos cambios¹.

La evolución de los acuerdos de servicio por tarifas muestra un impacto significativo de la política establecida para estimular las tarifas inteligentes.

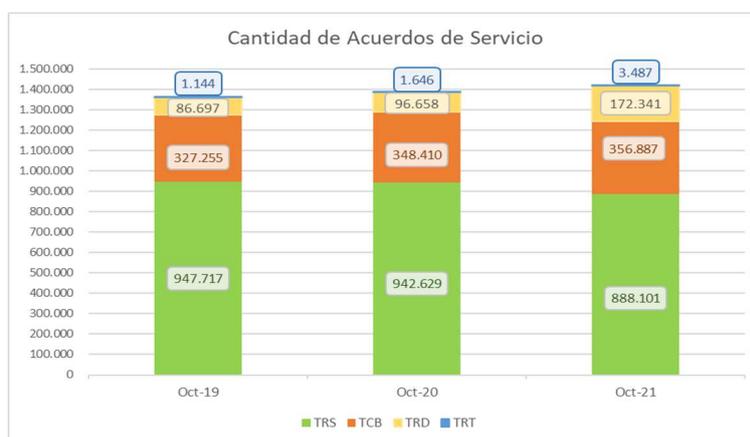


Gráfico 1

El total de Acuerdos de Servicio residenciales entre octubre de 2020 y octubre de 2021 se incrementó en el orden del 2%.

Tanto la TRD como la TRT tienen un aumento considerable de contrataciones a octubre de 2021 en referencia a los años anteriores. La cantidad de acuerdos de servicio con tarifas residenciales inteligentes a octubre de 2020 era de 98.304, mientras que un año después esa cantidad asciende a 175.828. Entre

¹ El origen de los datos analizados en este apartado proviene de los informes “Indicador del mes de diciembre de 2019”, “Indicador del mes de diciembre de 2020”, “Indicador del mes de octubre de 2021” y al informe de “Facturación y clientes por categoría tarifaria” elaborados por la GD Mercado.

octubre de 2019 y octubre de 2020 la tasa de incremento de estas tarifas fue del orden del 12% mientras que entre octubre de 2020 y octubre de 2021 la tasa fue de 78,8%.

La principal migración a las tarifas inteligentes se da desde la Tarifa Residencial Simple (TRS)², el 95% de los contratos de estas tarifas a setiembre de 2021, provienen de la TRS que, a su vez, decrece casi un 6%.

El siguiente gráfico muestra la variación de energía facturada por tarifa entre los acumulados anuales (a.a.) a octubre de 2020 y a octubre de 2021.

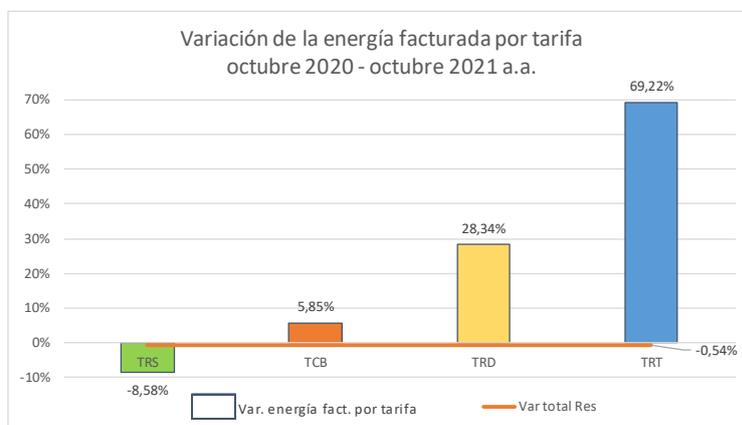


Gráfico II

Mientras la energía facturada a la Tarifa Residencial Simple es cerca de 9% menos a octubre de 2021 que a octubre de 2020, la Tarifa Residencial Triple Horario presenta el mayor aumento relativo, casi 70%. Si bien la energía facturada al total del sector Residencial disminuyó 0,5%, la cantidad de energía facturada a las tarifas horarias residenciales se incrementó 29% en este período.

Las variaciones de energía y de los acuerdos de servicio presentan una misma tendencia, sin embargo, la variación en el consumo promedio muestra diferencias, como se observa a continuación:

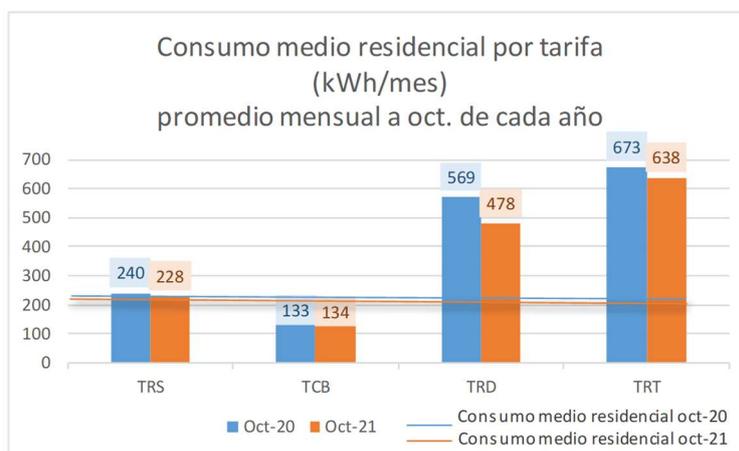


Gráfico III

La TRS disminuye levemente el promedio consumido, mientras que la TCB tiene un discreto incremento, no obstante, ambas se mantienen dentro de los niveles de consumo habituales en años anteriores.

Los cambios realizados a partir de 2021 en las tarifas inteligentes han propiciado la incorporación de clientes con consumos medios menores a los históricos en estas tarifas. El consumo medio mensual de las tarifas horarias residenciales entre el acumulado anual a octubre de 2020 y a octubre de 2021 muestra una

² Fuente: Base de datos UTE

disminución importante, principalmente en la TRD, que cae un 16% (las variaciones en los cinco años anteriores de esta tarifa nunca fueron superiores a un dígito). El consumo medio en la TRT cae un 5%.

Al analizar el precio medio del kWh facturado por tarifa entre el acumulado anual a octubre de 2020 y el acumulado anual a octubre de 2021, se observa que, mientras que el conjunto residencial en promedio tuvo un incremento del 6,3%, a la interna de cada tarifa se distinguen heterogeneidades. Tanto la TRS como la TCB pagaron un precio medio del entorno de 9,5% más en el período noviembre 2020 a octubre de 2021 que en el período noviembre 2019 a octubre de 2020. La TRD tiene un leve aumento de 0,4% y la Triple Residencial una reducción del orden del 1%. Vale recordar que en abril de 2020 el ajuste medio fue de 10,5% y en enero de 2021 fue de 5%.

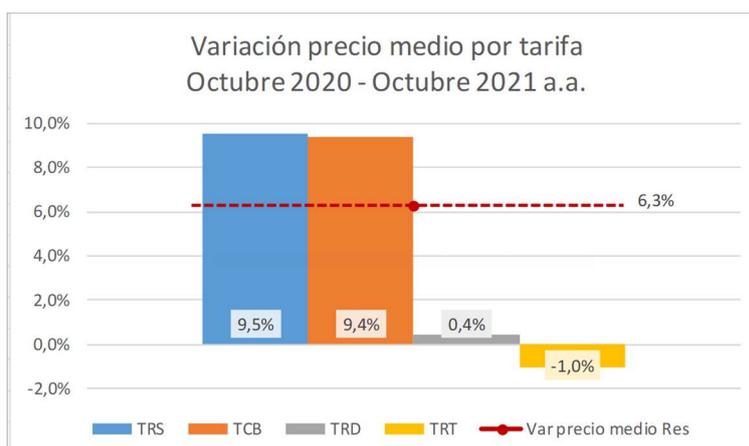


Gráfico IV

Tarifa Media y Variables Macroeconómicas

El análisis de las variables macroeconómicas ayuda a comprender la coyuntura en la que se muestran los resultados de la aplicación de las tarifas de UTE. Al compararlas con la Tarifa Media (TM), se pretende obtener una relación que permita observar cómo se ubica la TM en el contexto económico en el que está inserta.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la Tarifa Media en relación al Índice de Precios al Consumo (IPC), Índice Medio de Salarios (IMS) y Dólar para los últimos cinco años.

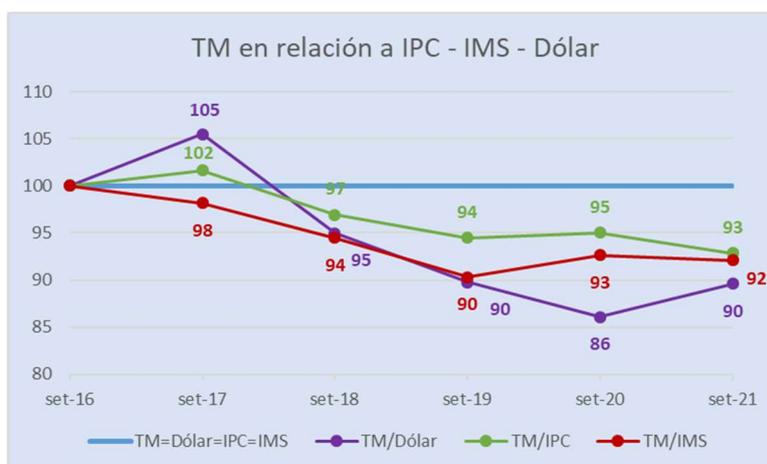


Gráfico V: Elaboración propia en base a datos de INE, BCU y UTE.

Si se observa la evolución de la Tarifa Media en relación al IPC desde setiembre de 2016, el primer año se visualiza que la tarifa se encarece levemente respecto del indicador, en los años siguientes presenta una tendencia a la baja, que se estanca entre 2019 y 2020, y se retoma en el último año. Para setiembre de 2021 la Tarifa Media se encuentra 7% más barata que en setiembre de 2016.

En cuanto a la evolución respecto del Dólar, también se observa en el primer año que la TM aumenta 5% más, en los años siguientes tiene una caída significativa, que la posiciona en 2020 unos 14 puntos por debajo del valor en 2016, para 2021 sufre un alza, aunque en el total se sigue ubicando 10 puntos por debajo.

El peso de la TM en relación a los salarios cayó consecutivamente desde el inicio del análisis hasta setiembre de 2019, donde se ubicaba 10 puntos por debajo del valor al inicio. En 2020 se produce un quiebre y la TM se encarece en términos relativos 3% respecto del IMS. Para setiembre de 2021 el peso ha caído levemente, no recuperando el encarecimiento del año anterior, se ubica 8 puntos por debajo del valor al inicio.

En términos reales, para el quinquenio, las variables Índice de Salario Real (ISR) y TM tienen comportamientos cambiantes. Hasta setiembre de 2019 se observa que la brecha entre ambas se agranda, dado el crecimiento del salario real y la caída de la TM real. Para setiembre de 2020 se observa una conjunción de dos acontecimientos que provocan el estrechamiento de la brecha, por un lado, el salario real cae y por otro la TM se encarece. En este último año, si bien el salario real continúa cayendo, la TM también lo hace, por lo que la brecha se mantiene constante en relación al año anterior.

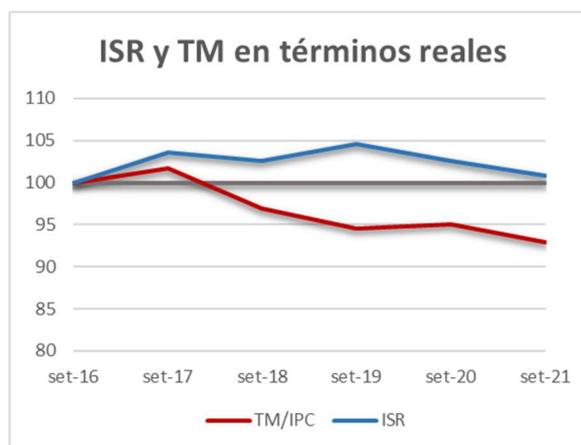


Gráfico VI: Elaboración propia en base a datos de INE y UTE

Comparativo regional

Consideraciones previas

Como es habitual, en ocasión de realizar una comparación de tarifas de energía eléctrica de UTE con las empresas distribuidoras de energía eléctrica de la región, es necesario tener en cuenta ciertos aspectos que incidirán en el análisis. Algunos de ellos son:

- Diferencias de densidad y dispersión de los clientes (km de red/MVA, kWh/km², kWh/cliente, etc.).
- Diferencias en la estructura de clientes de las empresas (tipología de usuarios).
- Particularidades del comportamiento de los clientes (curvas de demanda).
- Aspectos de la política económica y social de los países (políticas cambiarias, antiinflacionarias, promocionales, sociales, etc.).
- Dotación de recursos energéticos para la generación.
- Calidad del servicio.

Teniendo en cuenta condiciones como las mencionadas, los estudios comparativos más sólidos que existen a nivel internacional muestran sus resultados con más de una Cuenta Tipo para cada sector de consumo, utilizando, de ser posible, varias empresas por país.

En los puntos siguientes se muestra los precios medios por Cuenta Tipo y el posicionamiento de UTE para el mes de **julio de 2021**, a través del porcentaje de empresas con precios medios mayores, utilizando

152 pliegos tarifarios de 86 empresas de 3 países de la región (Brasil, Chile y Uruguay). En todas las empresas comparadas, se aplica la tarifa más conveniente de cada Pliego Tarifario que corresponda a cada cuenta tipo considerada.

Las características de las Cuentas Tipo consideradas en este informe se encuentran detalladas en el [Anexo I](#).

El siguiente informe se elaboró con datos de las distribuidoras de energía eléctrica actualizados al 31 de julio de 2021, con Tipo de Cambio promedio comprador del mismo mes.

Moneda de referencia

Del análisis de la evolución de los arbitrajes³ de enero a julio de 2021, se observa que el Peso uruguayo se desvaloriza frente al dólar en el primer trimestre, mientras que para el segundo trimestre se mantiene estable. El Peso chileno por su parte, presenta un comportamiento estable en el primer trimestre, para abril muestra una recuperación frente al dólar que no se mantiene en los meses siguientes, donde devalúa, de forma que el arbitraje llega al final del período de análisis 4 puntos por encima de enero. Por su parte, el Real presenta oscilaciones en estos siete meses que lo posicionan en extremos de más de 10 puntos de diferencia entre marzo y junio. Para julio recupera, respecto del dólar, 4 puntos en relación a enero.

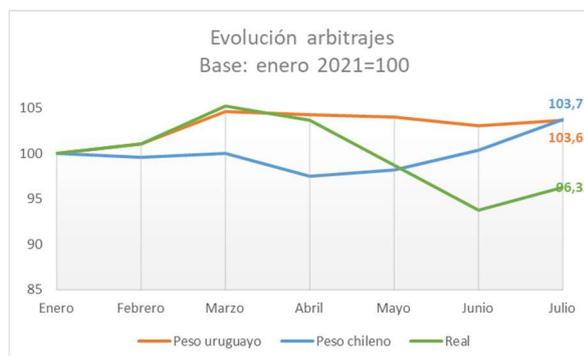


Gráfico VII: Elaboración propia en base a datos BCU

Argentina y Paraguay

A partir de enero de 2021 las distribuidoras argentinas comenzaron a ajustar sus tarifas nuevamente, luego de la suspensión de los ajustes tarifarios por la sancionada Ley 27.541 “Ley de solidaridad social y reactivación productiva en el marco de la emergencia pública” que facultaba al Poder Ejecutivo nacional “a mantener las facturas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción nacional”.

De acuerdo con el Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi” en su Informe de Tendencias Energéticas Julio de 2021, el incremento del subsidio a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) en el período de enero a mayo de 2021 fue de 100,2% respecto a igual período de 2020, debido a la brecha de costos crecientes y el congelamiento de precios de la energía. El Instituto menciona también que el precio que pagó la demanda en junio de 2021 cubrió en promedio sólo el 29% de los costos de generación, cuando en diciembre de 2019 (previo a la declaración de emergencia sanitaria) esta cobertura alcanzaba el 60%.

La situación cambiaria también muestra incidencias. En los siete meses analizados, la moneda argentina devaluó 12 puntos porcentuales, sin embargo, se observa que un cambio en la curva de tendencia en relación a los comparativos anteriores, lo que muestra un enlentecimiento en la depreciación. No obstante, este aspecto igualmente impacta directamente en el menor precio relativo de las tarifas argentinas



Gráfico VIII: Elaboración propia en base a datos de BCU

³ Tipo de Cambio promedio mensual comprador

medidas en dólares, dado que la evolución del resto de las monedas ha sido más discreta.

En Paraguay el último ajuste de tarifas data de marzo de 2017, ajuste que se realizó luego de 12 años de aprobado el pliego anterior. Dicho reajuste estuvo por debajo del porcentaje necesario para cubrir con la rentabilidad mínima exigida por la Ley Orgánica de la ANDE.⁴ A ello se le agrega que la inflación acumulada desde la última aprobación a la fecha se encuentra en el entorno del 15,2%.⁵

Esta situación implica que, aunque se monitorea constantemente, no estén dadas las condiciones para poder realizar una comparación incluyendo a las distribuidoras de estos dos países, dados los altos apartamientos provocados por los subsidios. Igualmente, en el [Anexo II](#) se muestra los gráficos comparativos por Cuenta Tipo también con Pliegos de las empresas de estos países.

Región

Se observa en este comparativo un movimiento significativo en los posicionamientos de las distribuidoras analizadas. UTE mejora su ubicación en todas las Cuentas Tipo, en tanto las distribuidoras de Brasil son las más afectadas en esta oportunidad.

Brasil + Chile + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRS	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	170	244	187	176	111	106	96	139	104	93	108	107	91	90
Media br+cl+uy (US\$/MWh)	200	201	197	197	156	171	153	154	151	144	119	118	116	116
Ranking*	29	151	50	29	1	1	1	56	1	1	58	59	12	12
Empresas más caras que UTE	81%	1%	67%	81%	99%	99%	99%	63%	99%	99%	62%	61%	92%	92%

* En orden creciente de Precios Medios

Tabla I

En lo que respecta a las Cuentas Tipo residenciales, la R1, facturada con TCB para UTE, se ubica en esta oportunidad en la posición 29 de 152 pliegos analizados, este resultado cobra importancia teniendo en cuenta que a julio de 2021 casi 300.000⁶ clientes tenían contratada esta tarifa y que el consumo medio de los clientes que la contratan, 135 kWh⁷, se sitúa en el entorno del consumo definido para esta Cuenta Tipo.

Como se mencionó en el apartado anterior, la modificación realizada por UTE en la estructura de las tarifas Residenciales multihorario a partir del Pliego Tarifario vigente desde el 1° de enero de 2021 implica, por un lado, una caída en la cantidad de horas definidas como Punta para el cliente, pasa de seis a cuatro horas, razón por la cual se modificó la modulación de las Cuentas Tipo. También hay una diferenciación en el precio establecido para ese horario entre días hábiles (lunes a viernes) y días no hábiles (sábado, domingo y feriados). Este aspecto favorece la mejora en el posicionamiento de UTE en las Cuentas Tipo residenciales, ya que el precio medio de la empresa uruguaya para las Cuentas facturadas con tarifas residenciales inteligentes (multihorario) disminuyó con esta nueva estructura.

Se observó que con la actual estructura, para la Cuenta Tipo R2, en esta instancia resulta conveniente la facturación con la tarifa TRD, no obstante, dado que en UTE la tarifa TRS es la que concentra el mayor porcentaje de clientes Residenciales (63% a julio de 2021) y que, a su vez, el consumo medio de los clientes que contratan esta tarifa (229 kWh/mes)⁸ se encuentra en el entorno del rango de consumo de la cuenta R2, se entiende que es prudente mantenerla en el cuadro de ranking en este caso, a pesar de no ser la más conveniente para esta Cuenta Tipo. Bajo estas condiciones, el posicionamiento de UTE para la Cuenta Tipo R2 continúa siendo desfavorable, siendo el penúltimo pliego de los 152 analizados. Igualmente, se expone en el gráfico IX la ubicación que presentaría en el ranking la facturación con TRD, se puede apreciar una discreta mejora en el precio medio de UTE.

⁴ Memoria Anual 2018 ANDE

⁵ Elaboración propia con datos del Banco Central del Paraguay

⁶ Base de datos UTE, cantidad de Acuerdos de Servicio TCB sin Descuentos a julio 2021

⁷ Elaboración con datos de GC Mercado julio 2021.

⁸ Elaboración con datos de GS Mercado julio 2021.

En las cuentas R3 y R4, facturadas con TRD para UTE, se visualizan posiciones favorables que ubican a los precios medios de UTE dentro del tercio más barato de la región.

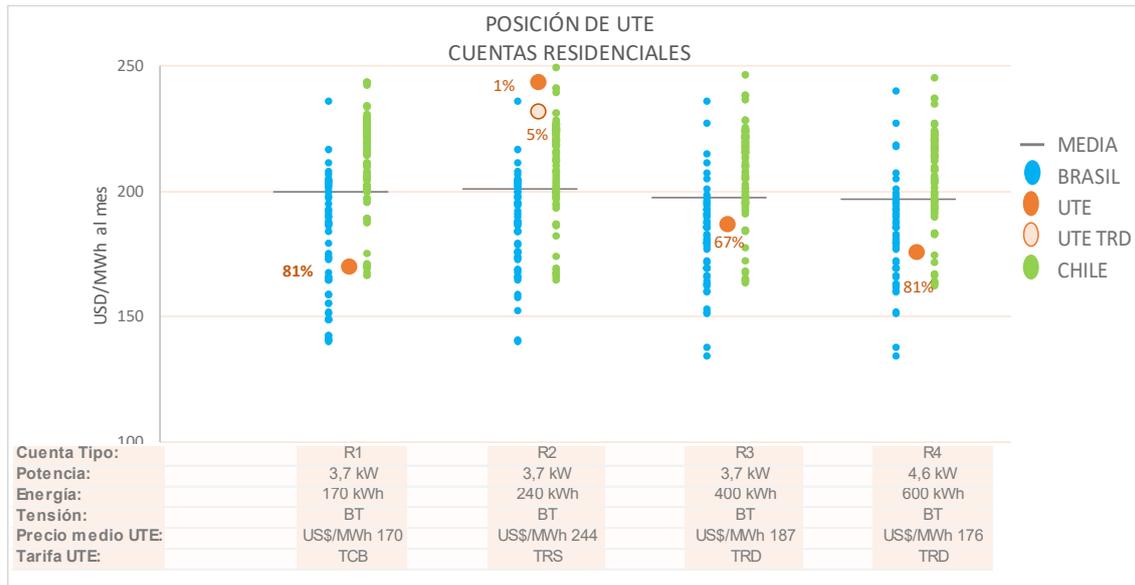


Gráfico IX

Las cuentas no residenciales tienen un posicionamiento destacado, tanto las comerciales como las industriales. Para la mitad de estas Cuentas Tipo, UTE se ubica en el primer lugar. Incluso si no se aplicaran los Descuentos Comerciales a las tarifas THE y TGS⁹ las ubicaciones de las Cuentas Tipo que facturan con THE serían de relevancia (ver [Anexo III](#)).

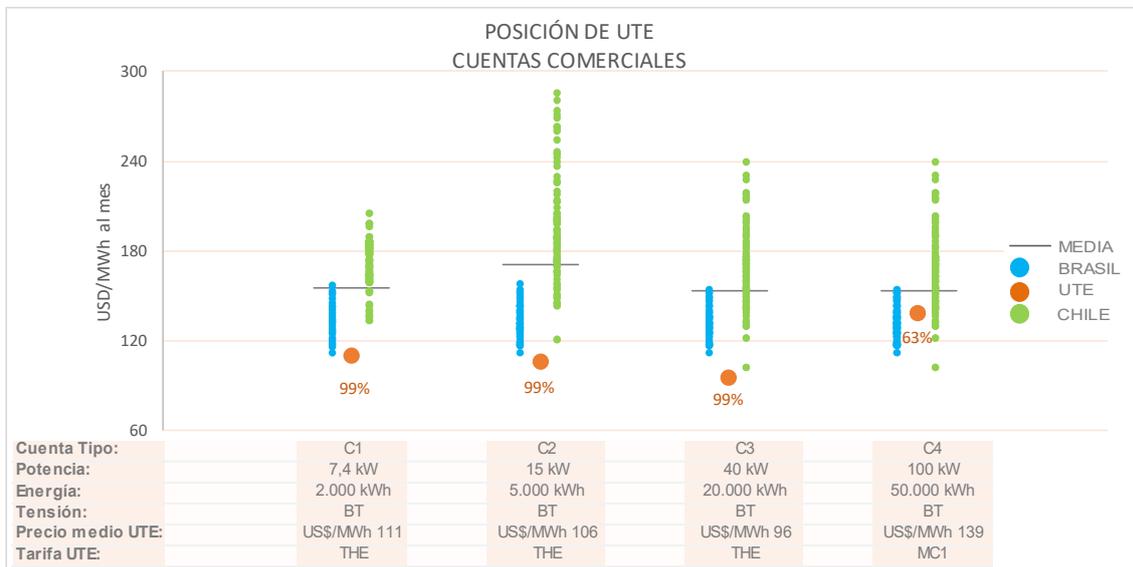


Gráfico X

⁹ R19.-4 aprueba un DC sobre los clientes particulares con tarifa TGS de 20% y R20.-607 establece la continuidad del DC sobre la THE (24,3%) en tanto se mantenga vigente el DC sobre la TGS.

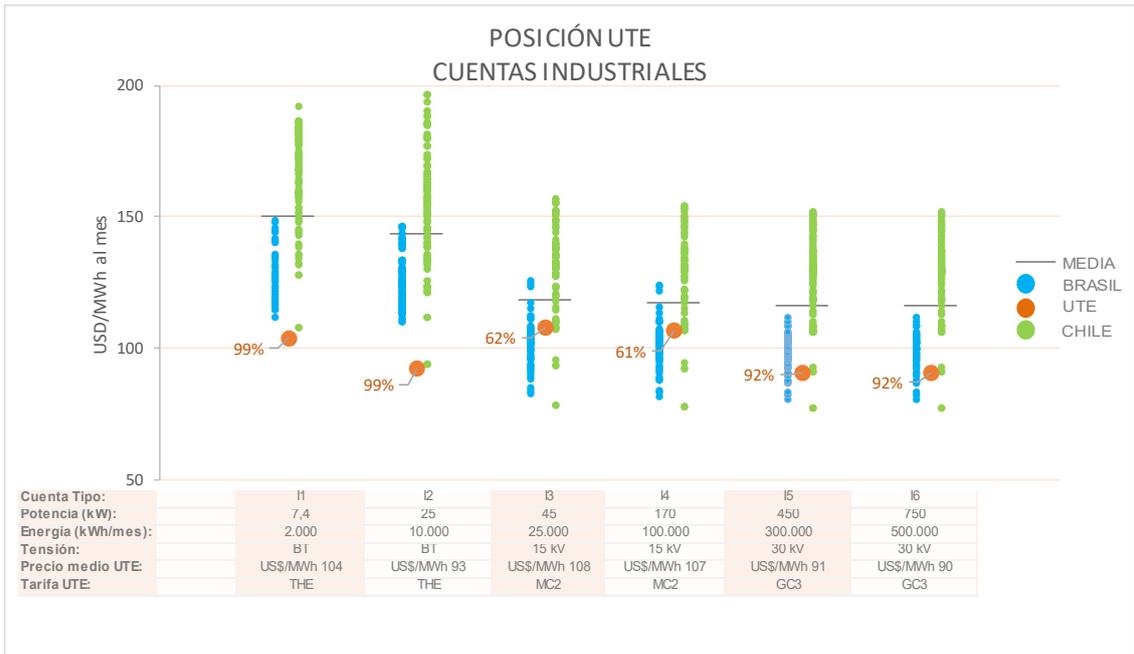


Gráfico XI

Brasil

Brasil + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRS	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	170	244	187	176	111	106	96	139	104	93	108	107	91	90
Media br+uy (US\$/MWh)	179	187	181	182	132	132	131	132	128	126	102	101	99	99
Ranking	23	59	38	20	1	1	1	45	1	1	49	50	10	10
Empresas más caras que UTE	61%	0%	36%	66%	98%	98%	98%	24%	98%	98%	17%	15%	83%	83%

Tabla II

En esta oportunidad las distribuidoras brasileras presentan una desmejora en relación al comparativo anterior. Dentro de los aspectos que inciden en este deterioro se destacan: la evolución del Tipo de Cambio (en el período de enero a julio de 2021 el Real se fortaleció en relación al Dólar, esto impacta negativamente en el precio medio medido en dólares de las empresas de Brasil), la “Bandeira Tarifaria”, que para julio fue “Vermelha Patamar 2” mientras que en enero había sido “Amarela” (a su vez, el precio del MWh de la bandeira que rigió en julio tuvo un incremento del 52%). También inciden los ajustes anuales de varias de las empresas distribuidoras.

UTE se posiciona entonces de manera muy favorable frente a las distribuidoras brasileras en casi todas las Cuentas Tipo, tanto residenciales como no residenciales.

Chile

Chile + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRS	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	170	244	187	176	111	106	96	139	104	93	108	107	91	90
Media cl+uy (US\$/MWh)	213	211	207	206	170	194	167	167	164	154	129	128	127	126
Ranking	7	93	13	10	1	1	1	12	1	1	10	10	3	3
Empresas más caras que UTE	93%	1%	86%	89%	99%	99%	99%	87%	99%	99%	89%	89%	97%	97%

Tabla III

Las distribuidoras de energía eléctrica en Chile ajustan sus pliegos tarifarios en forma mensual. En ocasión de realizarse la revisión tarifaria del cuatrienio 2020-2024, sumado al congelamiento de precios previsto en la sanción de la Ley 21.185 del 02 de noviembre de 2019 que “Crea un mecanismo transitorio

de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación”, salvo el Cargo por Servicio Público¹⁰, los pliegos no han sido modificados desde enero de 2020.

Como se indicó con anterioridad, la moneda chilena devalúa casi 4 puntos porcentuales con relación a enero de 2021, el peso uruguayo evoluciona de forma similar, por lo que el posicionamiento de las distribuidoras chilenas en relación a UTE se ve mínimamente afectado por este aspecto.

Comparación Tarifaria en base a Paridad de Poder Adquisitivo

Como fue mencionado previamente, la comparación de precios de la energía eléctrica a nivel internacional presenta algunas complejidades. Una de ellas el mecanismo utilizado para llevar a una misma unidad de medida los precios medios de cada distribuidora, que se encuentran en su moneda de origen.

Frecuentemente, el dólar es utilizado como numerario, de manera de contar con una moneda común para realizar la comparación. Sin embargo, si bien es ampliamente aceptada la comparación tarifaria internacional en dólares, también es amplia la literatura que destaca las limitantes que presenta su uso. Diferencias en las políticas cambiarias, impacto en los movimientos del capital sobre el tipo de cambio, entre otros, determinan que los precios medios se encarezcan o se abaraten en dólares, sin necesariamente modificarse en la moneda de origen.

Una alternativa que surge a la comparación en dólares consiste en utilizar la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA). “En términos simples, la PPA entre dos países (A y B) es la relación entre el número de unidades de la moneda del país A requerido para comprar —en el país A— un producto de igual calidad y en igual cantidad que una unidad de la moneda del país B compraría en el país B. En este ejemplo, B es el país de referencia” (Epstein y Marconi, 2016, p.8). Es decir, el objetivo es medir el valor relativo de las monedas a partir de la capacidad de las mismas para comprar una canasta de bienes homogénea.

“A partir de las PPA, se pueden analizar las diferencias de precios entre varios países y realizar comparaciones espaciales (dimensión geográfica), seleccionando a un país como referencia (generalmente a los Estados Unidos de América).” (Epstein y Marconi, 2016, p.9).

Información relevada

Para esta comparación, se consideran las PPA resultantes de la ronda más reciente del Programa de Comparación Internacional (PCI) de precios, realizada en el año 2017. El programa calcula la PPA en base a una serie de encuestas en varios países que reportan el PIB por categorías, de acuerdo a los gastos de las Cuentas Nacionales. La ronda 2017 estuvo coordinada por el Banco Mundial.

Estos resultados son extrapolados a partir del deflactor del PBI¹¹. De esta manera se obtiene para cada país un indicador que se utilizará, al igual que el Tipo de Cambio, para relativizar el precio nominal de la energía eléctrica.

PPA 2021 (proyección)	
Argentina	41,20
Paraguay	2.652,28
Brazil	2,42
Chile	446,57
Uruguay	28,95

¹⁰ corresponde al financiamiento por parte de los usuarios finales, libres y sujetos a regulación de precios, de los presupuestos del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

¹¹ Las extrapolaciones son realizadas con los últimos datos disponibles de cada país y con proyecciones realizadas por el Banco Mundial, a partir de la última recopilación de datos en 2017. Para este trabajo se tomaron las extrapolaciones realizadas por el Banco Mundial.

En términos generales, en los gráficos que se presentan a continuación, se observa que la posición relativa de las distintas empresas en relación al comparativo tarifario, se modifica al aislar el efecto del tipo de cambio y considerar un numerario distinto. En este sentido, este ejercicio ha permitido notar lo previamente comentado respecto a los impactos que el arbitraje entre las distintas monedas consideradas y el dólar americano tiene en la comparación de tarifas.

Para este comparativo se decidió trabajar con las Cuentas Tipo residenciales R1, R2, R3 y no residenciales C1, C3, C4, I4 e I5.

Resultados

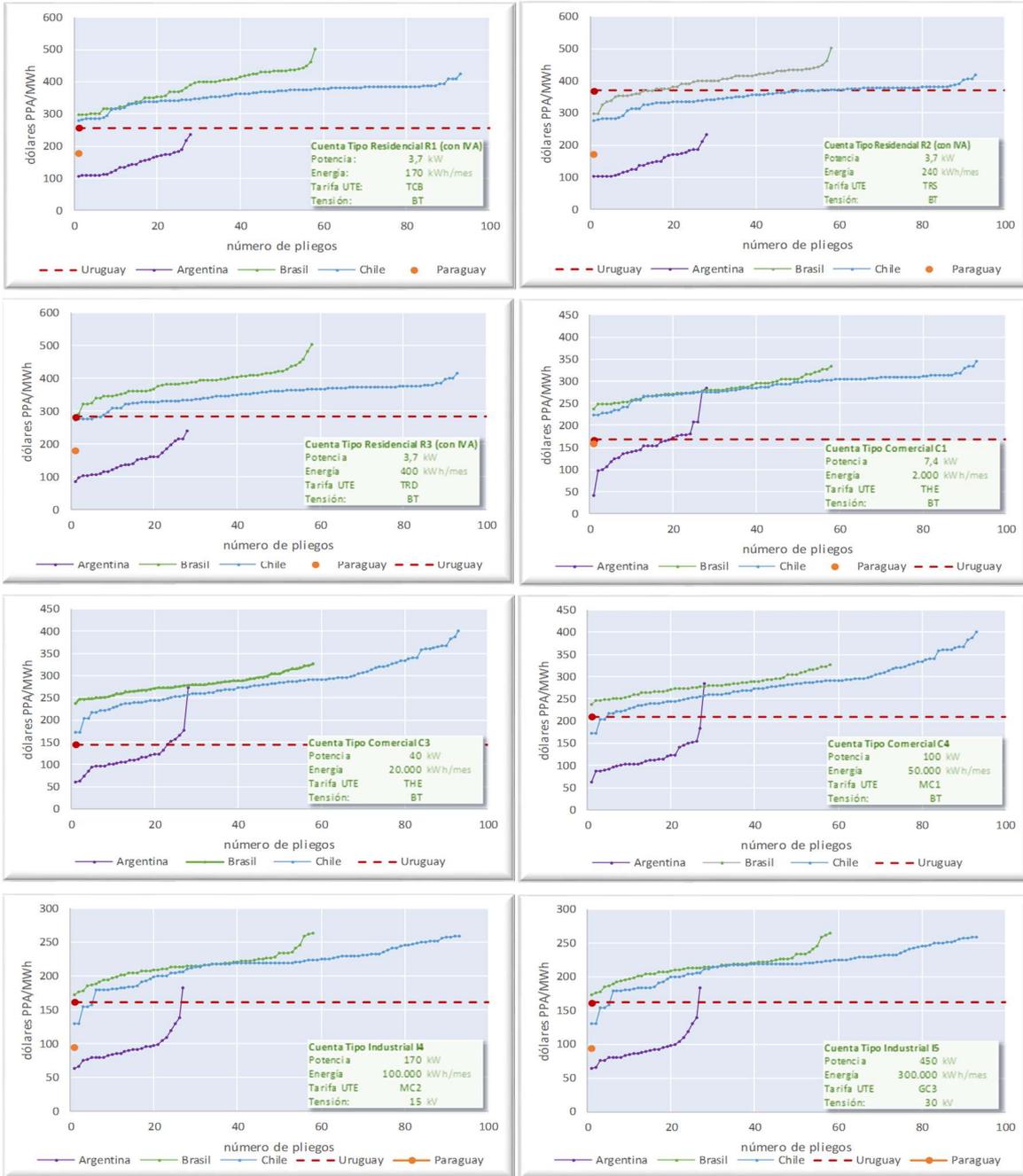
Al observar los datos medidos en dólares PPA (también llamado dólares internacionales) se visualizan cambios interesantes en la composición del comparativo.

En relación a Brasil y Chile, UTE presenta una posición favorable, ubicándose como la de menor precio medio relativo para las Cuentas Tipo R1, C1 y C3, mientras que, para el resto de las cuentas, tiene posicionamientos destacados, incluso en la Cuenta Tipo R2 obtiene una ubicación intermedia, esto es un cambio importante en relación al comparativo en dólares americanos, donde se ubica en el último lugar de los pliegos analizados en esos países.

La mayoría de las distribuidoras brasileras se posicionan en todas las Cuentas Tipo como las de mayor precio medio relativo de la región. Las siguen las empresas chilenas que, si bien mejoran su posicionamiento en relación al comparativo en dólares americanos, se encarecen en relación a UTE.

A excepción del Tipo de Cambio, valen para este comparativo los comentarios expuestos en relación a la situación de Argentina y Paraguay. Los pliegos de estas distribuidoras toman, también en esta comparación, las primeras posiciones.

COMPARATIVO DÓLARES PPA POR PAÍS - POR CUENTA TIPO - ARGENTINA - BRASIL - CHILE - PARAGUAY - URUGUAY



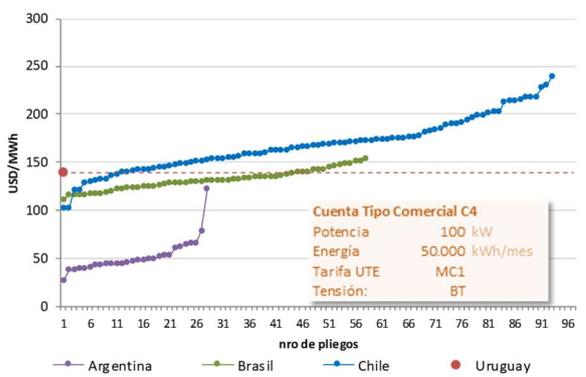
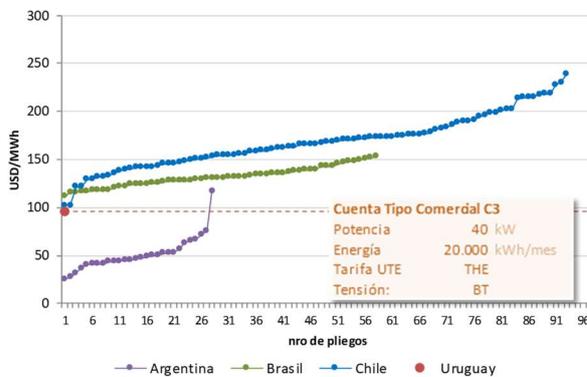
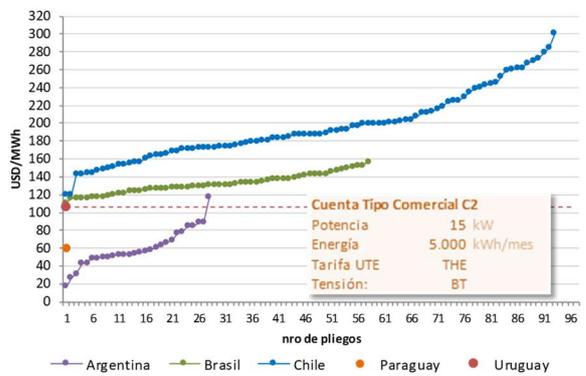
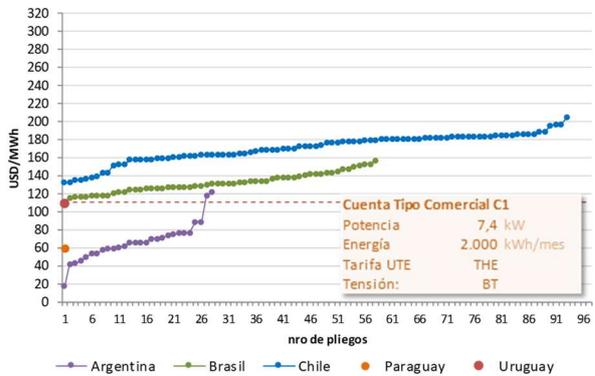
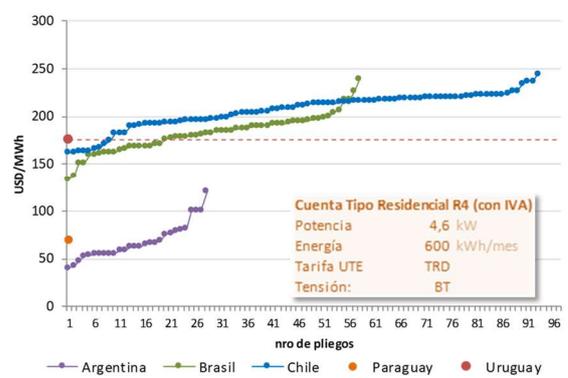
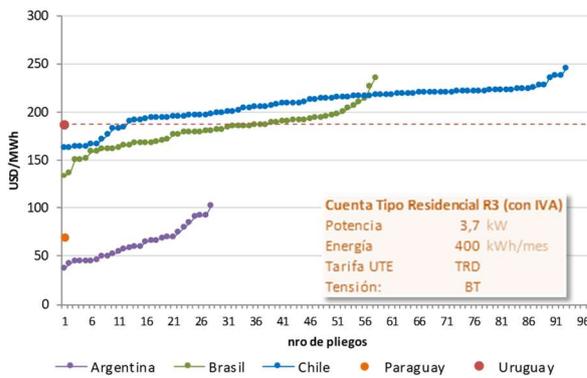
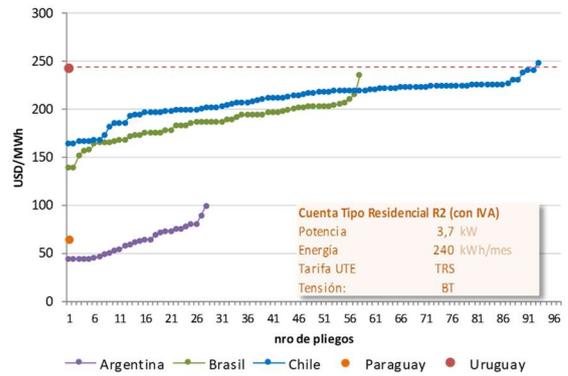
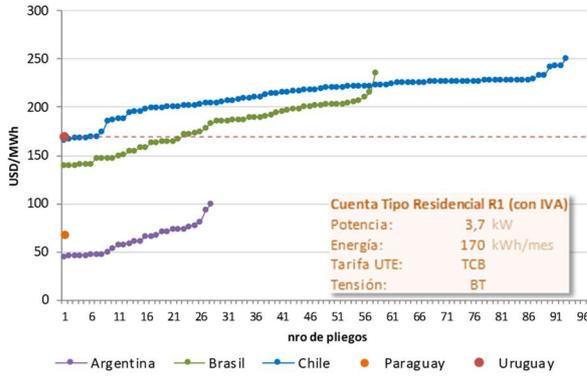
Anexos

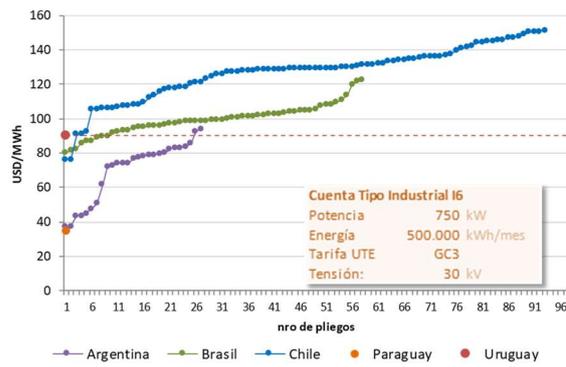
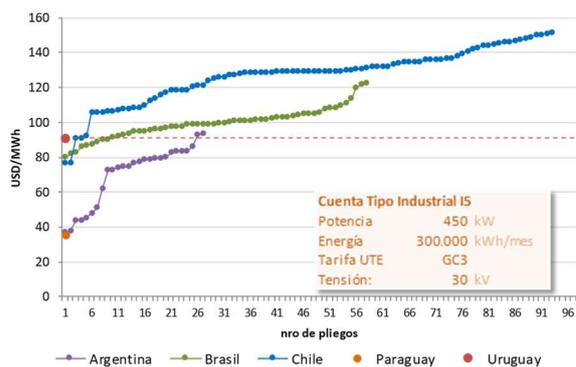
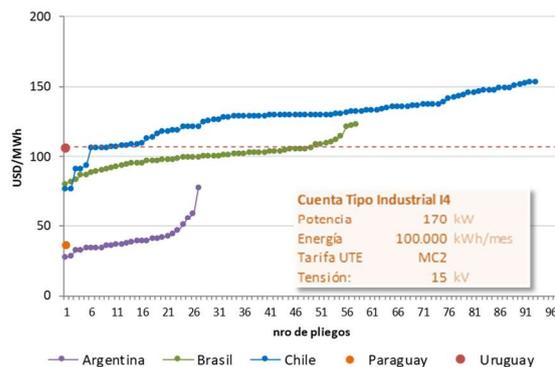
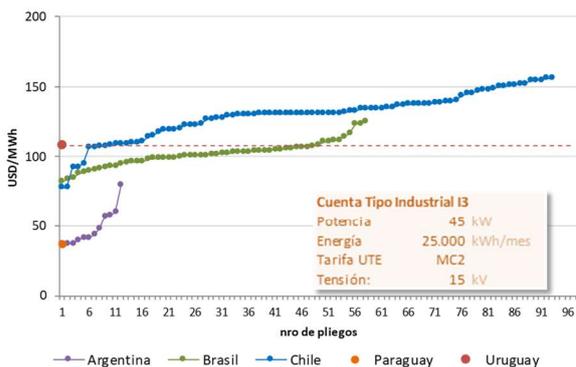
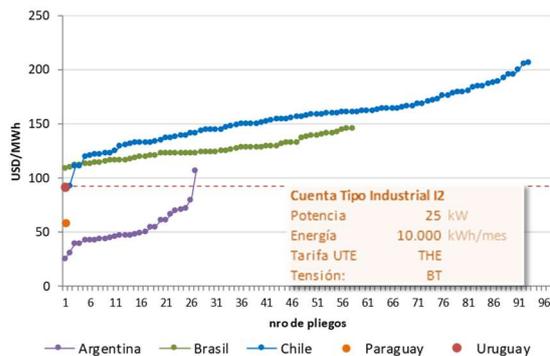
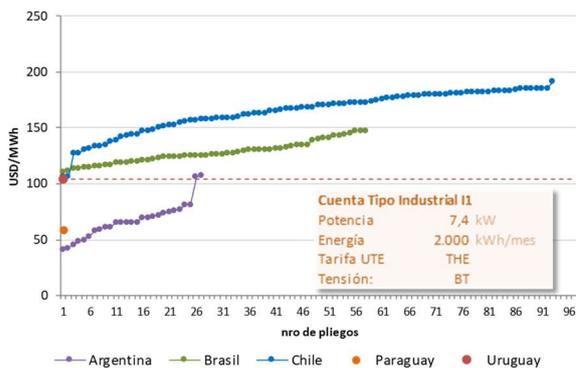
Anexo I

Características Cuentas Tipo

Cuenta	Potencia kW	Energía kWh/mes	Nivel de Tensión	Cuentas Tipo - Modulación	
R1	3,7	170	BT	Se considera una distribución de consumo 30% de energía en horario de 18 a 22 h	
R2	3,7	240	BT	Se considera una distribución de consumo 30% de energía en horario de 18 a 22 h	
R3	3,7	400	BT	Se considera una distribución de consumo 20% de energía en horario de 18 a 22 h	
R4	4,6	600	BT	Se considera una distribución de consumo 20% de energía en horario de 18 a 22 h	
C1	7,4	2.000	BT	0 a 7 h: 17%	La máxima demanda ocurre entre las 18 y las 22 h
C2	15	5.000	BT	18 a 22 h: 23%	
C3	40	20.000	BT	Resto de las horas: 60%	La máxima demanda ocurre entre las 18 y las 22 h
C4	100	50.000	BT	0 a 7 h: 21%	
I1	7,4	2.000	BT	18 a 22 h: 19%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 50% de la máxima registrada.
I2	25	10.000	BT	Resto de las horas: 60%	
I3	45	25.000	6-15 kV	0 a 7 h: 15%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 50% de la máxima registrada.
I4	170	100.000	6-15 kV	18 a 22 h: 13%	
I5	450	300.000	30 kV	Resto de las horas: 72%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 77% de la máxima registrada.
I6	750	500.000	30 kV	0 a 7 h: 20%	
				18 a 22 h: 11%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 85% de la máxima registrada.
				Resto de las horas: 69%	
				0 a 7 h: 26%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 77% de la máxima registrada.
				18 a 22 h: 15%	
				Resto de las horas: 59%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 85% de la máxima registrada.
				0 a 7 h: 28%	
				18 a 22 h: 15%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 85% de la máxima registrada.
				Resto de las horas: 57%	

Comparativo por país - por cuenta tipo - Argentina - Brasil - Chile - Paraguay - Uruguay





Anexo III

Brasil + Chile + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRS	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	170	244	187	176	146	141	127	139	138	122	108	107	91	90
Media br+cl+uy (US\$/MWh)	200	201	197	197	156	171	154	154	151	144	119	118	116	116
Ranking	29	151	50	29	61	48	24	56	57	27	58	59	12	12
Empresas más caras que UTE	81%	1%	67%	81%	60%	68%	84%	63%	63%	82%	62%	61%	92%	92%

Tabla IV: Ranking sin Descuentos Comerciales en TGS y THE