



**RESPUESTAS A CONTRIBUCIONES  
REALIZADAS A LA CONSULTA PÚBLICA N° 44:**

**CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE  
DISTRIBUCIÓN ESTÁNDAR  
DE BAJA TENSIÓN (VADE)**

**Diciembre 2020**

## INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2. OBSERVACIONES AL INFORME 1:.....</b>	<b>5</b>
<b>2.1. PRECIOS UNITARIOS.....</b>	<b>5</b>
<b>2.2. METODOLOGÍA DE ADAPTACIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>2.3. UTILIZACIÓN DE RED MONOFÁSICA EN LA ADAPTACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>2.4. ASPECTO OBSERVADO: COSTO DE O&amp;M PARA ADAPTACIÓN DE LA RED BT Y PARA LA REMUNERACIÓN .....</b>	<b>9</b>
<b>2.5. CORRIENTE ADMISIBLE DE CONDUCTORES A 20°C.....</b>	<b>10</b>
<b>2.6. FACTOR DE INCREMENTO DE PÉRDIDAS (TABLA 4-6 DEL INFORME DE AVANCE 1) .....</b>	<b>11</b>
<b>2.7. TASA DE RENTABILIDAD .....</b>	<b>11</b>
<b>3. OBSERVACIONES AL INFORME 2: .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1. ELECCIÓN DE EMPRESAS PARA EL BENCHMARKING .....</b>	<b>11</b>
<b>3.2. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....</b>	<b>12</b>
<b>3.3. VALOR DEL CAOYM BT UTILIZADO EN EL BENCHMARKING .....</b>	<b>12</b>
<b>3.4. ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DE CAOYM DIST BT A PARTIR DE ESTUDIO DEL 2001 .....</b>	<b>12</b>
<b>3.5. CAOYM BT POR ADT .....</b>	<b>13</b>
<b>3.6. PREVISIÓN DE INCOBRABLES.....</b>	<b>13</b>
<b>4. OBSERVACIONES AL INFORME 3:.....</b>	<b>14</b>

<b>4.1. CARGOS UNITARIOS PROPUESTOS.....</b>	<b>14</b>
<b>4.2. CRITERIO METODOLOGICO DE ASIGNACION DE COSTOS.....</b>	<b>15</b>
<b>4.3. OBSERVACIONES DE LOS CÁLCULOS REALIZADOS POR EL CONSULTOR .....</b>	<b>16</b>
<b>4.4. CARGO FIJO CALCULADO PARA BAJA TENSIÓN.....</b>	<b>17</b>
<b>4.5. ACTUALIZACIÓN DE PEAJES DE BT PARA SU APROBACIÓN.....</b>	<b>18</b>
<b>4.6. CARGOS POR POTENCIA EXCEDENTARIA.....</b>	<b>18</b>
<b>4.7. CARGOS POR POTENCIA REACTIVA.....</b>	<b>18</b>
<b>4.8. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....</b>	<b>18</b>
<b>4.9. “PARAMÉTRICAS DE AJUSTE CORRESPONDIENTES A LOS COSTOS DE BT” .....</b>	<b>20</b>
<b>4.10. CLAUSULA DE AJUSTE EXTRAORDINARIO POR VARIACIÓN DEL PRECIO DEL DÓLAR.....</b>	<b>23</b>
<b>5. ANEXO I – PROPUESTA DE CARGOS UNITARIOS .....</b>	<b>23</b>
<b>6. ANEXO II - PARTIDAS QUE SE REMUNERAN POR TASA DE CONEXIÓN.....</b>	<b>24</b>
<b>7. ANEXO III - ANÁLISIS DEL CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANUALIDAD DE BT.....</b>	<b>24</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

El Directorio de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (en adelante Ursea) resolvió mediante el dictado del Acta N° 14/2019, aprobar la Resolución N° 116/019 para suscribir el Convenio de Cooperación entre nuestro Organismo y la Corporación Nacional para el Desarrollo (en adelante CND) a efectos de que ésta brinde apoyo y supervisión técnica a la Ursea en proyectos técnicos y científicos en todas las áreas de la Ingeniería vinculados a la energía, así como también en aquellas otras áreas de conocimiento que la Unidad considere de interés a los efectos de desarrollar sus cometidos sustantivos. Dicho Convenio se suscribió el 9 de mayo de 2019.

En el marco del Convenio realizado con la CND, el Directorio de Ursea dispuso el llamado y la posterior contratación de la consultora BA Energy Solutions para la realización de la Consultoría para Determinar la Valorización de Instalaciones de Distribución Eléctrica de Baja Tensión y el Cálculo de Cargos a los Usuarios.

En dicho marco, se realiza la Consulta Pública N° 44, cuyos aportes serán objeto de análisis en el presente documento.

La Consulta se inició mediante su publicación en el sitio Web de la Ursea, otorgándose un plazo para realizar contribuciones de 60 días, a contar desde el día viernes 25 de setiembre hasta el lunes 23 de noviembre de 2020.

Han sido publicados los tres documentos resultantes de la presente Consultoría:

- Informe 1: Valorización de las instalaciones de Baja Tensión - Anualidad de los Valores Nuevos de Reemplazo de los equipamientos (AVNR),
- Informe 2: Determinación de los Costos Eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Reconocida (CAOYM) y
- Informe 3: Cálculo del VADE BT- Metodología de reparto para el cálculo de cargos por peaje y cálculo de cargos asociados al VADE)

Corresponde establecer que fueron recibidos únicamente aportes por parte de UTE, los que se responden en el presente documento.

A efectos de organizar las respuestas, se irá respondiendo según el orden de las observaciones efectuadas por UTE: observaciones al Informe 1, observaciones al Informe 2 y observaciones al Informe 3. Asimismo, UTE incluye tres anexos: Anexo I - Propuesta de cargos unitarios, Anexo II - Partidas que se remuneran por Tasa de conexión y Anexo III - Análisis del Cálculo de la Tasa de Rentabilidad para la Determinación de la Anualidad de BT.

Se agradecen todos los aportes realizados por el Ente Energético, que han contribuido a consolidar los documentos sometidos a consulta, así como han brindado la posibilidad de reconsiderar y valorar ciertos aspectos, introduciendo información complementaria considerada muy valiosa por la Ursea. Del mismo modo, se agradece el asesoramiento

brindado por la consultora BA Energy Solutions, de destacado prestigio, que volcó sus conocimientos y experiencia, fortaleciendo al equipo de trabajo.

## 2. OBSERVACIONES AL INFORME 1:

### 2.1. PRECIOS UNITARIOS

#### Aporte

*“Los Criterios de Formación de Precios de Distribución, que incluyen el 10% de imprevistos y el 12% de Ingeniería y Administración, fueron aprobados por Resolución del Directorio de UTE R08.-769 de 3 de julio de 2008, basándose en recomendaciones de URSEA, para la metodología a aplicar para el cálculo del VADE.*

*En esta consultoría se está considerando 8% para los imprevistos lo cual difiere del porcentaje oportunamente acordado, que reflejan los criterios técnicos generales estándar de la Distribución.*

*En lo que refiere a intereses intercalares el Consultor consideró 1% a diferencia de lo propuesto por UTE del 2%.”*

#### Respuesta

En primer lugar, UTE plantea que para aprobar los criterios de formación de precios de distribución, que incluyen el 10% de imprevistos y el 12% de ingeniería y administración tomó de referencia como fuente: *“recomendaciones de URSEA”*, las cuales no acredita. Aún si las recomendaciones hubiesen existido, los criterios no tienen porqué mantenerse incambiables, y más aun considerando el lapso de tiempo transcurrido en este caso (más de 12 años). Asimismo, se entiende que tratándose de una Resolución interna de la propia empresa no es vinculante.

En segundo lugar, corresponde establecer que para la formación de precios de las unidades constructivas en Baja Tensión (en adelante BT), se plantea la comparación, con referencias internacionales (como por ejemplo Argentina, Chile y Perú), del porcentaje total de costos indirectos calculados sobre la base de costos directos totales. Dichas referencias se encuentran en un rango de valores que va del 17% al 23%. En la propuesta puesta a consulta pública se considera: 8% por concepto varios e imprevistos, 12% por concepto de ingeniería y administración y 1% para los intereses intercalares. De esta manera se obtienen costos indirectos promedio para todas las instalaciones (cables, subestaciones, etc) de aproximadamente 20% del costo directo total, situado en la mitad del rango de referencia internacional. En caso de adoptarse los criterios indicados por UTE, resultaría que el promedio de costos indirectos se ubicarían en el límite superior de dicho rango de referencia (23%). Es interesante indicar que en el estudio realizado para la determinación del VADE de media tensión se tomó 10% por concepto de Varios e Imprevistos y 12% por concepto de Ingeniería y Administración. Considerando que para las instalaciones de distribución en BT el porcentaje de

imprevistos debería ser menor que para media tensión, ya que son obras que se realizan en menor plazo y tienen menor grado de imprevisibilidad en su ejecución, se entiende que el 8% es un valor adecuado. Es importante aclarar que, adicionalmente, los costos unitarios resultantes (considerando los costos directos de obra presentados por UTE, y aplicando los porcentajes para el cálculo de los costos indirectos propuestos en la consultoría) se compararon con referencias internacionales y se ubican dentro de un rango razonable. Todo lo cual, refuerza la validez de los porcentajes de costos indirectos considerados.

**Por lo indicado anteriormente se considera válido mantener los costos unitarios presentados en el Informe 1.**

## 2.2. METODOLOGÍA DE ADAPTACIÓN

### Aporte

*“Considerar la red telescópica, se entiende que no es lo indicado desde el punto de vista del sector en su conjunto y desde el punto de vista del Distribuidor, dado que futuros suministros o aumentos de carga de clientes existentes, podrían traer aparejado la sustitución de redes. Como los clientes solamente pagan una tasa de conexión frente a solicitudes de aumentos de carga, y nuevos servicios, la sustitución de conductores de menor sección, serían a costo del Distribuidor y no serían recuperados dichos costos. Es decir, con una red telescópica, ante determinados aumentos de carga, el Distribuidor tendrá que reemplazar tramos de líneas aéreas que aún no han sido recuperados económicamente. Adicionalmente, una red telescópica implica la instalación de protección en los puntos de transición de sección. Se señala que dichos elementos de protección no están siendo considerados en el VNR.”*

### Respuesta

En primer término, es oportuno indicar que se mantiene cilíndrica la totalidad de la red subterránea de BT y con una sección adaptada de 3 x 240 mm<sup>2</sup> + 150 mm<sup>2</sup>. Para la red aérea de BT, efectivamente en el estudio se está admitiendo que la adaptación maneje, como alternativa posible, la definición de una red telescópica (o cónica).

La metodología de adaptación de red aérea de baja tensión telescópica se utiliza en la gran mayoría de los modelos de cálculo aplicados en las revisiones tarifarias de los países de la región (como por ejemplo: Argentina, Chile, Perú, Guatemala, El Salvador y Rca. Dominicana); donde las salidas de los transformadores MT/BT son de una sección mayor y las derivaciones son de secciones menores.

Por otra parte, en relación al riesgo planteado por UTE de que *“...futuros suministros o aumentos de carga de clientes existentes, podrían traer aparejado la sustitución de redes. Como los clientes solamente pagan una tasa de conexión frente a solicitudes de aumento de carga, y nuevos servicios, la sustitución de conductores de menor sección, serían a costo del Distribuidor y no serían recuperados dichos costos.”* Se entiende que es un planteo incorrecto ya que en el proceso de adaptación de la red se está considerando un incremento de la

demanda para el período, de 4 años, definido en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (RDEE), y tomando los valores informados por UTE para su cálculo. Por lo que la red adaptada está considerando la demanda futura en dicho horizonte (4 años).

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que la utilización de la red telescópica es una herramienta para la determinación de la red adaptada, y el resultado de la adaptación puede diferenciarse de la planificación y operación real de la empresa.

Con respecto a la inclusión sugerida por UTE, de elementos de protección en las derivaciones de la red área de BT, se señala que los diseños de las redes aéreas de BT de la mayoría de las distribuidoras eléctricas de países de la región (por ejemplo, Argentina, Chile, Perú,) no consideran protecciones adicionales a los fusibles o interruptores termomagnéticos instalados en los centros de transformación, en la cabecera de las salidas de BT. Se aclara que sí se considera la inclusión de protecciones (interruptores termomagnéticos) en todas las acometidas o conexiones a los clientes de BT, de manera de aislar la red de las sobrecargas o fallas que se originen en las instalaciones interiores de los clientes.

Es interesante agregar que en las redes de BT no se utilizan elementos de protección, como sí se hace en la red aérea de MT donde dependiendo la longitud de los alimentadores se justifica la utilización de elementos protección con el objetivo de aislar fallas en algunos tramos de la red, evitando que afecten a la totalidad del alimentador con las consecuencias en la calidad de servicio de los clientes conectados.

**Por lo indicado anteriormente, se considera válido mantener el modelo de red telescópica para una red aérea de baja tensión y por tanto el resultado de la adaptación presentado en el Informe 1.**

### **2.3. UTILIZACIÓN DE RED MONOFÁSICA EN LA ADAPTACIÓN**

#### **Aporte**

*“En lo que refiere a la participación de las redes monofásicas en las redes adaptadas, se considera razonable que sean incluidas en las ADT 4 y 5 rurales, en postación de madera. En el caso de las zonas urbanas se considera que en la ADT 1 no corresponde el uso de redes monofásicas y en las ADT 2 y 3 debe de considerarse donde corresponda, pero la postación no debería ser en su mayoría de madera sino que debería incluir una mayor participación de la postación de hormigón, al igual que el resto de las líneas de BT utilizadas para la valorización del VADE de BT.”*

#### **Respuesta**

Las instalaciones reales de UTE presentan red monofásica en todas las áreas de distribución tipo (en adelante ADT); mayoritariamente en las rurales (ADT 4 y 5), pero también en las urbanas (ADT 1, 2 y 3). UTE manifestó, en el marco de las reuniones de trabajo mantenidas en la presente consultoría, que la red monofásica existente en las áreas urbanas no se ha

cambiado aún por temas presupuestales y que no se dispone de un plan de sustitución a corto o mediano plazo.

El reemplazo de la red monofásica por una red trifásica no se trata de una normalización tecnológica, sino de un cambio de la estructura de la red, y en la presente consultoría la adaptación se realizó en base a la estructura de la red existente.

Por tanto, de mantenerse la misma metodología de adaptación, en la próxima determinación del VADE BT se considerarían los reemplazos de red monofásica por trifásica que se hubiesen efectuado y se reconocería el cambio de estructura.

Con respecto a la postación utilizada en la red adaptada, es importante aclarar que para la red trifásica se utilizó la información suministrada por UTE (distribución del tipo de apoyo de líneas de baja tensión por ADT). En la tabla siguiente se muestran los porcentajes de red aérea trifásica correspondientes a cada tipo de postación, discriminados por ADT:

	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
LBT preensamblada columna	54,0%	50,7%	94,0%	88,5%	84,7%
LBT preensamblada fachada	45,8%	47,8%	4,3%	4,8%	3,6%
LBT preensamblada poste	0,0%	1,5%	1,7%	6,6%	11,8%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Como se puede ver, prácticamente no se utiliza postación de madera en las ADT 1,2 y 3.

Para el caso de la red monofásica, UTE no propuso ninguna unidad constructiva. Las creadas para esta valorización (Línea BT preensamblada 2x10 mm<sup>2</sup> en postes y Línea BT preensamblada 2x25 mm<sup>2</sup> en postes), fueron definidas con postación de madera, ya que se utilizan principalmente para zonas urbanas de baja densidad y zonas rurales.

Efectivamente, la longitud de red aérea monofásica por ADT se encuentra relacionada con la urbanidad de cada área y como se puede apreciar en la siguiente tabla, tiene mucho mayor incidencia en las zonas rurales (ADT 4 y 5), siendo extremadamente baja en las ADT1.

En la siguiente tabla se muestran los porcentajes calculados en relación a la longitud total de red de cada ADT:

ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
0,1%	5,9%	11,6%	30,2%	25,0%



En las ADT 1 solamente el 0,1 % de las redes son monofásica, mientras que en las zonas rurales lo son el 30, 2 % en las ADT4 y 25 % en las ADT 5.

**Por lo indicado anteriormente se considera válido mantener el resultado de la adaptación presentado en el Informe 1.**

#### **2.4. ASPECTO OBSERVADO: COSTO DE O&M PARA ADAPTACIÓN DE LA RED BT Y PARA LA REMUNERACIÓN**

##### **Aporte**

*“El Consultor considera un costo de O&M del 10% de la inversión para la determinación de la red adaptada. Esto significaría un aumento del costo de la inversión considerada para la optimización y podría generar un sesgo castigando la inversión, siendo que el costo de O&M estándar que termina proponiendo el Consultor es considerablemente menor.”*

##### **Respuesta**

Para la adaptación de las instalaciones se partió de la normalización tecnológica del inventario 2018 propuesto por UTE, posteriormente se distribuyeron las cargas sobre la red (asociando cada consumo al nodo correspondiente), y a continuación se efectuó el flujo de carga para la totalidad de la red de distribución de BT, de manera de obtener la corriente demandada para cada tramo de red.

Con las corrientes en cada tramo de red, dentro de las tecnologías normalizadas para ese tramo, se seleccionó la sección de conductor que minimizaba el costo total obtenido como la suma del costo de adquisición e instalación, el costo de operación y mantenimiento capitalizado durante la vida útil de la línea y el costo de pérdidas de potencia y energía capitalizado durante la vida útil de la línea.

Es decir, la sección óptima es la que minimiza la función:

$$CT(I)_s = CO\&M_s + CI_s + CP(I)_s$$

Dónde:

- $CT(I)_s$  = es el costo total capitalizado durante la vida útil de la línea de sección  $s$ , función de la carga (corriente  $I$  transmitida).
- $CO\&M_s$  = es el costo de operación y mantenimiento capitalizado durante la vida útil de la línea de sección  $s$ .
- $CI_s$  = es el costo de adquisición e instalación de la línea de sección  $s$ .
- $CP(I)_s$  = es el costo de pérdidas capitalizado durante la vida útil de la línea de sección  $s$ , función de la carga (corriente  $I$  transmitida).

El valor del 10% de costos de O&M tomados sobre la inversión, es un valor estándar típico, que puede ser un poco más elevado que la realidad en las redes de mayor sección y un poco más bajo en las de menor sección, pero no afecta la diferencia relativa de costo entre secciones, considerando el costo de inversión más el de O&M. Lo que puede producir es una distorsión menor respecto de la valoración de las pérdidas.

Por otra parte, en caso de optarse por la aplicación de un valor de costo de O&M mas preciso, debería contarse con dicho valor para cada tipo de instalación ya que, expresado porcentualmente respecto del VNR, es muy diferente para la red aérea, la red subterránea y las subestaciones de transformación MT/BT.

**Por lo indicado anteriormente, se considera válido realizar la etapa de adaptación de la red utilizando un valor porcentual promedio, del 10%, para los CO&M; y en consecuencia mantener el resultado de la adaptación presentado en el Informe 1.**

## 2.5. CORRIENTE ADMISIBLE DE CONDUCTORES A 20°C

### Aporte

*“En el modelado eléctrico, para los conductores se considera la corriente admisible a 20°C. Se considera que esta temperatura es baja para la optimización de la red.”*

### Respuesta

Siendo la temperatura media de Uruguay de unos 17,5 °C, variando desde unos 20 °C en la zona noreste, hasta unos 16 °C en la costa atlántica (dato de RAU; Red Académica Uruguaya), es difícil sostener que la adaptación de la red deba realizarse para una temperatura mayor a 20 °C.

En algunos estudios realizados por la consultora en países tropicales, como por ejemplo en El Salvador, se han tomado en cuenta valores de resistencia a mayor temperatura que los estándares (20-25°C), pero sólo para uno de los estados de carga del año (unos tres meses), y nunca para todo el año.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que la potencia máxima simultánea del año 2018, con referencia a la cual se efectuó la adaptación de las instalaciones, se registró el 23 de julio de 2018 a las 21 horas, es decir en pleno invierno de Uruguay con temperaturas medias del orden de los 10°C.

El proceso de optimización utilizado selecciona la red típica con la sección que minimice el costo total de inversión, O&M y pérdidas. Como consecuencia de considerar el costo de las pérdidas durante el período de estudio, y de que las diferencias de precios entre secciones son del orden de un 5%, resultan elegidas (por costo mínimo) redes con secciones con una capacidad máxima de corriente considerablemente superior a la corriente de carga demandada. Esto implica que las secciones de conductores no queden seleccionadas por capacidad de corriente, sino por criterios económicos, y solamente se verifica que se cumplan las caídas de tensión y las corrientes admisibles.

En consecuencia, la influencia de la temperatura en la variación de la corriente admisible no es un aspecto crítico en esta metodología.

**Por lo indicado anteriormente se considera que a efectos de la adaptación es válido trabajar con la corriente admisible de los conductores a 20°C y mantener los resultados presentados en el informe 1.**

## 2.6. FACTOR DE INCREMENTO DE PÉRDIDAS (TABLA 4-6 DEL INFORME DE AVANCE 1)

### Aporte

*“En la Tabla 4-6 del capítulo 4.2.2 (Factor de incremento de pérdidas) no se realiza correctamente el producto de los 3 factores.”*

### Respuesta

El factor utilizado para el incremento de pérdidas de transformación no es el resultado de la simple multiplicación de los factores individuales, tal como plantea UTE. De los tres factores individuales, dos se corresponden con un efecto físico en los devanados de los transformadores (armónicos de corriente y desequilibrio de corrientes) y uno se corresponde con un efecto físico en los núcleos de hierro (armónicos de tensión). El factor de incremento aplicado (1,099) es el resultante de una ponderación de estos efectos aplicados en distintas partes del transformador, para conseguir un único FIP (factor de incremento de pérdida) global relevante a las pérdidas globales de transformación.

Esta ponderación se realiza con la siguiente fórmula:

$$FIP\_MTBT = F\_DES\_CORR\_BT * F\_ARMON * 0,1 + F\_ARMON\_FE * 0,9$$

**Por lo indicado anteriormente, no se considera de recibo el aporte realizado por UTE.**

## 2.7. TASA DE RENTABILIDAD

### Aporte

*“Al igual que en las revisiones tarifarias pasadas de Subtrasmisión (ST), Trasmisión (T) y particularmente de Distribución de Media Tensión (MT), se mantienen discrepancias en algunos de los criterios utilizados para la determinación de la tasa. Se adjunta en el Anexo III de este Informe el documento “ANÁLISIS DEL CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANUALIDAD DE BT” que contiene las principales observaciones al respecto.”*

### Respuesta

En las respuestas al Anexo III se contestan las observaciones al respecto, remitimos a las mismas para este numeral.

## 3. OBSERVACIONES AL INFORME 2:

### 3.1. ELECCIÓN DE EMPRESAS PARA EL BENCHMARKING

#### Aporte

*“No se establecen los criterios de elección de empresas para benchmarking, solo se menciona que “se considera información suficientemente representativa para el proceso de evaluación de razonabilidad de los CAOYM de BT”. ¿Cómo se considera la especificidad de las distintas empresas, tamaños de mercado, especificidades técnicas, calidad de servicio, componentes que*

*lo integran, requerimiento de diseño, arquitectura de la red en cuanto a la proporción, tamaño, entre la red de MT y BT, densidad de carga, etc.?”*

#### **Respuesta**

Los datos utilizados para la realización del estudio comparativo han sido validados por los reguladores para los cuales la Consultora BA realizó revisiones tarifarias, por lo que se considera información suficientemente representativa para el proceso de evaluación de la razonabilidad de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOYM) de BT. Se considera que un análisis de este tipo si bien pueda tener sus limitaciones es una herramienta complementaria para el estudio de costos eficientes.

**Por lo indicado anteriormente, no se considera válido el aporte realizado por UTE.**

### **3.2. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

#### **Aporte**

*“Para determinar los CAOYM de DIS y COM (que figuran por ejemplo en el Anexo A del Informe 2 y en los apartados 2.2.1 y 2.2.2 del informe 3) se realizó primero el prorrateo para estimar estos costos a nivel de BT y después se le restaron costos asociados a las tasas de conexión (costos totales de las actividades asociadas a gestionar nuevas solicitudes de suministro, así como cortes y reconexiones). Ya que dichas actividades se realizan en todos los niveles de tensión, se entiende que lo correcto sería restar estos costos de los valores de CAOyM totales determinados en el Informe 2, como se hizo con los demás conceptos excluidos, para luego recién realizar el prorrateo por nivel de tensión”.*

#### **Respuesta**

**Se considera de recibo la contribución realizada por UTE por lo tanto se procederá a ajustar el cálculo del CAOYMBT DIST y CAOYMBT COM.**

### **3.3. VALOR DEL CAOYM BT UTILIZADO EN EL BENCHMARKING**

#### **Aporte**

*“Por otra parte, los análisis de benchmarking para los CAOyM DIS BT se realizan utilizando USD 90.031,4 miles de USD/año, cuando el valor final con las deducciones anteriormente mencionadas es de 78.498,4 miles de USD/año. Si se utilizara este valor, se observa que está muy por debajo de la media, lo que puede indicar una subestimación del valor”.*

#### **Respuesta**

El Benchmarking fue realizado considerando para cada empresa los costos totales, sin la deducción de los costos correspondientes a nuevas conexiones y cortes y reconexión. Se adoptó este criterio porque para la mayoría de las empresas de referencia no ha sido posible desagregarlos.

**Por lo tanto, se considera que no es adecuado plantear la comparación de los valores de referencia presentados para el “análisis comparativo” con el monto de 78.498,4 miles de USD/año citado por UTE.**

### **3.4. ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DE CAOYM DIST BT A PARTIR DE ESTUDIO DEL 2001**

#### **Aporte**

*“A modo de comparación se actualizó el CAOYM DIS BT estimado por la consultora Synex-Mercados energéticos en el año 2001 mediante estudio de empresa modelo. Para la actualización se utilizaron crecimientos fisicos de redes y subestaciones, e índices económicos para los presupuestos. El resultado es el siguiente:*

Concepto	Miles de USD
CAOYM SB (Transformación)	41.691.870
CAOYM REDES BT	46.216.323
CAOYM TOTAL 2001 ajustado	87.908.193

*“Como se puede observar el valor propuesto por los consultores de BAES es casi un 11% menor al valor actualizado del estudio del año 2001. En porcentajes de VNR, el valor propuesto sería 3,3 % y el actualizado 3,7%”.*

### Respuesta

Entendemos que la actualización del cálculo efectuado en el año 2001, con la metodología basada en la expansión de resultados obtenidos para las muestras de Áreas de Distribución Tipo (ADT), se considera que resulta más imprecisa que el cálculo realizado en la presente consultoría en que se realiza una adaptación y valorización de toda la red.

Asimismo, en un período tan extenso surgieron importantes mejoras tecnológicas y de gestión que repercutieron en la eficiencia de costos, por lo que un valor extrapolado con una base de tiempo tan lejana no resulta una referencia adecuada de cálculo de costos eficientes.

**Por lo indicado anteriormente, no se considera de recibo el aporte realizado por UTE.**

### 3.5. CAOYM BT POR ADT

#### Aporte

*“En el Anexo A del Informe 2 se presentan los costos de CAOYM por ADT, que representan el mismo porcentaje sobre VNR en todos los tipos de localidades. Se considera que el porcentaje debe ser diferente por ADT, teniendo en cuenta simplemente los mayores costos de traslado en las áreas rurales. En otros estudios sobre el VADE se mostraba que el porcentaje sobre VNR del CAOYM en áreas rurales era 3 veces mayor que en zonas urbanas (totalizando áreas urbanas y rurales) y en el caso de subestaciones el porcentaje era de 6 veces mayor.”*

#### Respuesta

El prorrateo realizado pretende presentar a modo expositivo la separación por ADT ya que el estudio parte de un análisis global de la red y del correspondiente cálculo del VADE total.

**Dado el procedimiento de cálculo adoptado se considera que no es necesario realizar un ajuste de la estimación de CAOYMBT por ADT.**

### 3.6. PREVISIÓN DE INCOBRABLES

#### Aporte

*“En cuanto a la previsión de incobrables, si bien el 1% está cercano al promedio de los últimos años, cuando hay algún problema en la economía ese valor sube bastante. Se entiende que el valor propuesto no sería suficiente en años como el presente, en el cual ocurren eventos imprevisibles o contingencias que no dependen de UTE.”*

#### **Respuesta**

Se considera que el valor de 1% adoptado para el estudio es adecuado. Cabe recordar que el análisis comenzó antes del episodio de pandemia que se viene desarrollando y no se sabe si tendrá efectos coyunturales o estructurales sobre la economía, como para tenerlos en cuenta en estudios de este tipo. Por estos motivos, se considera fuera del alcance de este estudio tomar en cuenta el efecto de un episodio como el actual en la previsión de incobrables.

**Por lo indicado anteriormente se mantiene el valor de incobrabilidad establecido en la presente consultoría.**

### **4. OBSERVACIONES AL INFORME 3:**

#### **4.1. CARGOS UNITARIOS PROPUESTOS**

##### **a) Aporte**

*“En primer lugar, llama la atención que los cargos de BT propuestos por el consultor sean tan bajos comparados con los aprobados para MT.*

*Particularmente se destaca el cargo fijo de BT 12 veces menor al de MT y los cargos por potencia contratada de BT 2, 3 y 5 veces menores a los de MT.”*

#### **Respuesta**

La diferencia entre el cargo fijo de BT y MT se debe al criterio tomado para el reparto de los CAOyMBT comerciales totales entre ambos niveles de tensión y su asignación a los clientes, la que fue realizada en función de la cantidad de clientes; siendo en media tensión mucho menor que en baja tensión (748 clientes en MT y 1.483.062 en BT).

En cuanto al cargo de potencia, la diferencia resaltada por UTE es consecuencia de la aplicación de una metodología que se basa en la distribución de costos en base a la potencia simultánea y la definición de cargos por potencia en base a la potencia contratada. Teniendo entonces, gran impacto, en el valor final de los cargos, la modalidad de consumo considerada para los potenciales grandes clientes. Actualmente, para estos usuarios la relación entre su potencia simultánea y su potencia contratada es muy baja (0,241) lo que lleva a definir cargos por potencia bajos para no provocar una sobre recaudación por potencia. Para media tensión esta relación resultaba ser mucho mayor por lo que se realizó la distribución de costos en base a la potencia contratada de los potenciales grandes clientes y la potencia simultánea del resto de la demanda y luego la definición de los cargos unitarios por potencia de acuerdo a la potencia contratada.

La diferencia no responde a una inconsistencia propia de la metodología propuesta en esta oportunidad sino a un cambio metodológico en relación a lo aplicado en media tensión.

**En conclusión, si bien se ha explicado el origen de las diferencias entre los cargos de MT y BT, de todas formas se comparten las observaciones realizadas por UTE en cuanto al nivel de los cargos.**

##### **b) Aporte**

*“Esta gran diferencia en los costos implicaría un fuerte incentivo a la conexión en BT de clientes de MT y brindaría estímulos contrarios al crecimiento eficiente del sistema eléctrico”. “Asimismo, los resultados alcanzados estarían definiendo precios en baja tensión sensiblemente menores a los de MT y este incentivo provocaría pérdidas en el ingreso del Distribuidor y por tanto la imposibilidad de recuperar los costos reconocidos”.*

**Respuesta:**

Si bien, en principio la señal de precios del cargo por potencia puede ir en el sentido de la afirmación de UTE: de que por este concepto, un cliente conectado en media tensión estime ventajoso conectarse en baja tensión, se entiende que existen otros componentes a considerar. A modo de ejemplo: la calidad del servicio, el precio de la energía, la independencia en la fijación del nivel de tensión en BT, etc. Lo que no hace tan sencilla la evaluación del cambio.

**No obstante lo indicado anteriormente, es razonable la observación de UTE respecto a que la señal de precios para los clientes en BT no resulta ser la más conveniente.**

#### **4.2. CRITERIO METODOLOGICO DE ASIGNACION DE COSTOS**

**a) Aporte**

*“El consultor llega a estos resultados al utilizar un criterio metodológico de asignación de todos los costos que definen el peaje de baja diferente al utilizado en los niveles de tensión de Subtransmisión y Media Tensión. Si bien el nivel de baja tensión presenta particularidades que lo diferencian de los niveles superiores, la incorporación de éstas debe resolverse de manera tal que el tratamiento de la red resulte coherente para todo el sistema eléctrico en su conjunto y para el conjunto de consumidores.”*

**Respuesta:**

Si bien en el caso de la red de distribución de BT no existe demanda de clientes aguas abajo, ya que es la última etapa de la red de distribución, entendemos que puede asimilarse a esta etapa de la red los Potenciales Clientes Libres de BT (PCL de BT), considerarse al resto de clientes BT como virtuales “clientes aguas abajo”, y realizar la asignación de costos aplicando los siguientes factores:

- Para los PCL BT: el cociente entre la potencia contratada de los PCL BT (PContPCL) dividida la potencia base de asignación.
- Para el resto de clientes BT: el cociente entre la potencia coincidente del resto de clientes BT (PsimResto) dividida la potencia base de asignación.

Siendo la potencia base de asignación =  $P_{contPCL} + P_{simResto}$

**Por lo indicado anteriormente, se considera de recibo el aporte realizado por UTE.**

**b) Aporte**

*“En etapas anteriores (Subtransmisión y Media Tensión), el criterio adoptado es que los usuarios de cada nivel de tensión asumen los costos de su nivel y la cuota parte que les corresponde de niveles de tensión superiores. Por ello resulta contra intuitiva la reducción de los cargos por*

*potencia contratada en BT frente a los valores de MT, ya que los usuarios de BT deberían asumir toda la red BT, la transformación MT/BT y la cuota parte correspondiente de la red aguas arriba. En la elaboración de los cargos el Consultor está proponiendo una metodología distinta a la utilizada para los niveles de tensión superiores, en particular en lo que corresponde a la asignación de los costos de la Red Lejana (red aguas arriba):*

- *En MT se incorporaba a partir de los cargos de ST afectados por un coeficiente de pérdidas.*
- *En ST se consideraba la Remuneración aprobada de la Red y se le restaba el pago de los clientes conectados en Trasmisión, a partir de la misma se dividía la parte asignada a punta y llano a partir del factor gamma”.*

### **Respuesta**

Se aclara que en la metodología puesta en consulta pública se está transfiriendo a los usuarios de baja tensión los costos correspondientes a la propia red de BT, a la transformación MT/BT y la cuota parte correspondiente de las instalaciones aguas arriba. Eso último, se realiza a partir de los cargos de media tensión afectados por un coeficiente de pérdidas, es decir siguiendo el mismo criterio que en media tensión.

**Se coincide con UTE en que resulta contraintuitiva la reducción de los cargos de baja tensión comparados con los de media tensión; correspondiendo este resultado al criterio metodológico ya explicado más arriba en este documento.**

### **c) Aporte**

*“En tal sentido, desde UTE se propone adoptar un criterio de asignación de costos consistente con el de las etapas superiores, donde los clientes conectados a ese nivel de tensión, participan en la asignación de costos de red según su potencia contratada y el resto según la potencia coincidente (simultánea) para los clientes aguas abajo...”*

### **Respuesta**

**Se comparte lo planteado por UTE y se realizarán los correspondientes ajustes en la asignación de costos de acuerdo a la propuesta realizada por UTE en el Anexo I.** Lo anterior, se basa en tres fundamentos: 1. contribuirá a dar una señal para que los clientes de baja tensión, que pasen a ser clientes libres, ajusten su contratación de potencia, siendo un estímulo adecuado para el sistema eléctrico; 2. la metodología resulta coherente con la aplicada para la determinación de los cargos correspondientes a las redes de media y alta tensión y 3. ofrece una mayor certeza y estabilidad en el recupero de los costos para el Distribuidor.

Considerando que la metodología propuesta por UTE parte de la potencia total contratada actual de los potenciales clientes libres, se recomienda efectuar un seguimiento de la evolución de dicha potencia contratada, para evitar distorsiones en la venta de potencia.

## **4.3. OBSERVACIONES DE LOS CÁLCULOS REALIZADOS POR EL CONSULTOR**

### **Aportes**

Si bien UTE propone una metodología que difiere con los cálculos presentados, realiza las siguientes observaciones a la metodología presentada, las cuales se listan a continuación:



- a) Indica que los coeficientes de asignación de costos de la red de BT por tramo horario,  $Q_p$ ,  $Q_{II}$  y  $Q_v$ , se deben aplicar sobre los costos totales de la red BT y no sobre los costos unitarios como se realiza en el cálculo presentado en la Consulta Pública.
- b) Indica que los coeficientes de asignación de costos de la red de MT (red lejana) por tramo horario,  $\gamma$  y  $(1-\gamma)$ , se deben aplicar sobre los costos totales de la red MT (red lejana) y no sobre los costos unitarios como se realiza en el cálculo presentado en la Consulta Pública.
- c) Afirma que el valor de la relación entre la potencia en punta y la potencia en llano (o máxima) obtenido de la curva típica de carga de los PCL BT de 0,82 es erróneo porque se consideró que el tramo horario de punta comprendía el consumo entre las 17 y las 22 hs, cuando en realidad comprende el consumo entre las 18 y las 22 hs. Considerando la duración correcta del tramo horario de punta esa relación es de 0,77.
- d) Indica que la utilización del coeficiente  $P_{simPCL}/P_{contPCL}$ , de valor 0,241, aplicado a los cargos calculados por potencia simultánea no contempla que la divergencia entre la potencia contratada y medida en los PCL tenderá a reducirse sustancialmente cuando se comience a cobrar por la potencia contratada y que tampoco es correcto aplicarlo a los cargos de MT dado que genera asimetrías entre los costos que asume un cliente en MT y uno de BT en sus costos aguas arriba.

#### Respuestas

- a) Se entiende correcto el criterio de aplicación de los coeficientes de asignación de costos de la red de BT por tramo horario,  $Q_p$ ,  $Q_{II}$  y  $Q_v$ , indicado por UTE en este aporte.
- b) Se entiende correcta la observación de UTE en relación al criterio de aplicación de los coeficientes de asignación de costos de la red de MT (red lejana) por tramo horario,  $\gamma$  y  $(1-\gamma)$ , propuesto por UTE.
- c) Es correcta la observación presentada por UTE. No obstante, este parámetro no se utiliza en la metodología propuesta por UTE en el Anexo I.
- d) La utilización del factor entre la potencia simultánea y la contratada, para los potenciales clientes libres,  $(P_{simPCL}/P_{contPCL})$ , de valor igual a 0,241, considera que el comportamiento futuro de los PCL BT no se modificaría. La aplicación de la metodología de cálculo propuesta por UTE en el Anexo I de su nota no requiere la utilización de este coeficiente.

#### 4.4. CARGO FIJO CALCULADO PARA BAJA TENSIÓN

##### Aporte

*“En el caso particular del cargo fijo, se entiende que la diferencia entre el cargo fijo en BT y MT se debe al criterio tomado para el reparto de los CAOyM comerciales totales entre ambos niveles de tensión y su asignación a los clientes... no parece que puedan existir diferencias tan importantes entre los costos que contempla el cargo fijo de un potencial cliente libre en MT que justifique esa reducción del cargo para un potencial cliente libre en BT.”*

##### Respuesta

Como señala UTE y se indicó previamente la diferencia entre el cargo fijo de BT y MT se debe al criterio tomado para el reparto de los CAOyM comerciales totales, entre ambos niveles de tensión y su asignación a los clientes.

**Estando de acuerdo en que la diferencia entre los cargos fijos de media y baja tensión no debería ser tan pronunciada, se revisará la metodología de asignación de costos utilizada para su cálculo.**

#### **4.5. ACTUALIZACIÓN DE PEAJES DE BT PARA SU APROBACIÓN**

##### **Aporte**

*“Se entiende que para la aprobación de peajes BT deberá realizarse la actualización por paramétricas al año correspondiente, dado que se está trabajando con datos a diciembre de 2018.”*

##### **Respuesta**

Tal como se realizó en los cálculos anteriores, para la aprobación de los peajes BT se presentarán los valores actualizados con las paramétricas a la fecha que corresponda.

#### **4.6. CARGOS POR POTENCIA EXCEDENTARIA**

##### **Aporte**

*“Se señala que deberían incorporarse cargos por potencia excedentaria tal como fue realizado para los cargos de MT (Decreto 379/019 del 9/12/2019).”*

##### **Respuesta**

El cargo por potencia excedentaria no forma parte de este estudio, siendo una sanción por sobrepasar cierto nivel de potencia que usualmente se integra al Decreto del Poder Ejecutivo.

#### **4.7. CARGOS POR POTENCIA REACTIVA**

##### **Aporte**

*“Dado que en los informes no se menciona un posible tratamiento de cargos por potencia reactiva, se consulta respecto a la posibilidad y conveniencia de su inclusión a nivel de peajes.”*

##### **Respuesta**

En lo referido a la potencia reactiva, el análisis de su inclusión no forma parte del objeto de este estudio y requiere que se realice un análisis global de la pertinencia de este cargo para los diferentes niveles de tensión.

#### **4.8. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

##### **Aporte**

*“En lo que refiere al descuento que se realiza al monto de CAOYM Distribución y CAOYM Comercial por concepto de "Nuevos Suministros" y "Cortes y reconexión" Pág. 8 Punto 2.2.1., el consultor plantea que estos costos se restan dado que se recuperan por cargos*

*independientes. En el Anexo II de este informe se muestra un cuadro con la definición de las partidas que son cargadas en dichas actividades a nivel de la contabilidad, con el fin de mostrar que no todos los costos se recuperan a través de "cargos independientes" como la tasa de conexión. Por tanto, no sería correcto descontar el total planteado. En tal sentido en el Anexo II **se presenta un detalle de los costos que sí correspondería descontar.***

En suma, la propuesta es descontar como máximo lo siguiente:

Actividad	Comercial	Distribución	Total
Microgeneración			
Gestionar Nuevas Solicitudes de Suministro		\$ 608,95	\$ 608,95
Proyectar obras de suministros		\$ 1.914,63	\$ 1.914,63
Ejecutar obras de suministros		\$ 6.322,24	\$ 6.322,24
Cortar y reconectar	\$ 5.193,12	\$ 291,37	\$ 5.484,48
Total	\$ 5.193,12	\$ 9.137,19	\$ 14.330,30

(valores en miles de dólares)

*Es importante destacar que la tasa de conexión remunera materiales y montaje de empresas contratadas asociadas a las instalaciones de enlace que son consideradas como inversión y no están incluidas en estos gastos. De lo que se cobra por tasa de conexión se remunera solo una cuota parte de estos gastos, los más directamente asociados a la elaboración y ejecución de los proyectos de instalaciones de enlace.*

*Por otra parte, estos gastos asociados al proyecto pertenecen en su mayoría a niveles de tensión más altos (ST y MT), que son las instalaciones de enlace que llevan mayores obras. Si se descuenta el total de estos gastos en BT, se estarían descontando mayormente costos pertenecientes a otros niveles de tensión."*

### Respuesta

UTE indica que las actividades "Microgeneración" y "Gestionar Nuevas Solicitudes de Suministro" excluidas, incluyen principalmente toda la gestión comercial previa a la conexión propiamente dicha, tal como el asesoramiento comercial, la gestión administrativa del trámite, el cálculo de las tasas, la comunicación del presupuesto y fin de obra al cliente, la contratación del suministro, etc.

Por otra parte, el reglamento de distribución define que la tasa de conexión a nuevos suministros solo contempla los materiales y la instalación del puesto de medida a través de actividades de campo bien definidas, contempladas específicamente en las actividades de "distribución".

En consecuencia, se considera correcto no eliminar de los CAOYMBT comerciales los conceptos de la totalidad de "Microgeneración" y parcialmente la actividad de "Gestionar nuevas solicitudes de suministro".

Adicionalmente, UTE informó el detalle de la actividad identificada como "Gestionar nuevas solicitudes de Suministros" e indicó que solamente el 20% de este gasto es asignable a obras y proyectos y podría ser recuperado a través de la tasa de conexión.

**Analizando la información provista por UTE se considera adecuado ajustar los montos indicados a trasladar al CAOYM BT.**

#### 4.9. “PARAMÉTRICAS DE AJUSTE CORRESPONDIENTES A LOS COSTOS DE BT”

##### a) Aporte

“UTE estima las paramétricas a partir de las paramétricas de ajuste de las licitaciones de obra y materiales. A partir de los presupuestos tipo utilizados para la estimación del VNR se van ponderando las diferentes paramétricas según las cantidades correspondientes, llegando a un valor único para Redes y Equipos y Subestaciones. Los resultados de los ponderadores son los siguientes y **difieren significativamente de los propuestos por el consultor:**

	IPC	IPPUSA	SELELEC	GAS OIL	METAL
Red BT y Equipos	0,31	0,13	0,43	0,08	0,05
Subestaciones de transformación MT/BT	0,19	0,39	0,31	0,05	0,06

Por otra parte, se considera adecuado considerar solo 2 paramétricas, y agregar redes y equipos dado el bajo peso de los equipos en el total.”

##### Respuesta

Habiendo analizado la propuesta de paramétricas de UTE para la actualización de diferentes subetapas del VADE BT, así como realizado valoraciones sobre algunos de los ponderadores e índices propuestos, se arriba a las siguientes paramétricas ajustadas que se muestran debajo. Se considera adecuado el agregar redes (líneas y cables) y equipos en una sola paramétrica debido a su muy bajo peso en el VNR total de baja tensión.

Se sugiere la aplicación de las siguientes paramétricas ya que los índices y ponderadores se considera ajustan en forma más precisa a los diferentes componentes de costos que conforman la Red BT así como a las evoluciones de sus precios. Por último, dichas paramétricas resultan más consistentes con las seleccionadas para el estudio de VADE de Media Tensión las cuales fueron diseñadas a propuesta de UTE y verificación y validación por parte de la Ursea.

Se adjunta un cuadro aclarando los porcentajes de participación de los indicadores de las paramétricas de ajuste, seleccionados en cada una. El Metal sería para el caso de Líneas, cables y equipos el Aluminio y para el caso de las subestaciones el Cobre.

Subetapa	IPC	IPPUSA	SELELEC	GAS OIL	Aluminio(1)/ Cobre (2)
Líneas, Cables y equipos (1)	0,31	0,13	0,43	0,08	0,05
Subestaciones de transformación MT/BT (2)	0,20	0,33	0,31	0,05	0,11

$$\begin{aligned}
 & C_{\text{Líneas,cables y equipos}}^n \\
 = & C_{\text{Líneas cables y equipos}}^0 \\
 & \times \left[ 0,31 \times \frac{\text{IPC}^n}{\text{IPC}^0} + 0,13 \times \frac{\text{IPPDUSA}^n}{\text{IPPDUSA}^0} \times \frac{\text{Tc}^0}{\text{Tc}^n} + 0,43 \times \frac{\text{Selec}^n}{\text{Selec}^0} + 0,08 \times \frac{\text{Goil}^n}{\text{Goil}^0} \right. \\
 & \left. + 0,05 \times \frac{\text{Al}^n}{\text{Al}^0} \times \frac{\text{Tc}^0}{\text{Tc}^n} \right] \\
 C_{\text{Subestaciones}}^n = & C_{\text{Subestaciones}}^0 \\
 & \times \left[ 0,20 \times \frac{\text{IPC}^n}{\text{IPC}^0} + 0,33 \times \frac{\text{IPPDUSA}^n}{\text{IPPDUSA}^0} \times \frac{\text{Tc}^0}{\text{Tc}^n} + 0,31 \times \frac{\text{Selec}^n}{\text{Selec}^0} + 0,05 \times \frac{\text{Goil}^n}{\text{Goil}^0} \right. \\
 & \left. + 0,11 \times \frac{\text{Cu}^n}{\text{Cu}^0} \times \frac{\text{Tc}^0}{\text{Tc}^n} \right]
 \end{aligned}$$

Dónde:

$C_{\text{Líneas,cables y equipos}}^n$ : Costo ajustado de líneas y cables al año “n” en pesos uruguayos: Costo ajustado de líneas y cables al mes de diciembre de 2018 en pesos uruguayos.

$C_{\text{Líneas , cables y equipos}}^0$ : Costo ajustado de líneas y cables al mes de diciembre de 2018 en pesos uruguayos.

$C_{\text{Subestaciones}}^n$ : Costo ajustado de subestaciones MT/BT al año “n” en pesos uruguayos.

$C_{\text{Subestaciones}}^0$ : Costo ajustado de subestaciones MT/BT al mes de diciembre de 2018 en pesos uruguayos.

**IPPDUSA:** Índice de precios al productor Electric Power Distribution serie PCU221122221122 de EE. UU. publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web <<http://data.bls.gov/cgibin/srgate>>.

**IPPDUSAn:** Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.

**PPDUSA0:** Valor IPPDUSA IPC correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.

**IPC:** Índice de precios al consumo (base diciembre 2018) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <<http://ine.gub.uy/preciossalarios>>.

**IPcn:** Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPC0:	Valores IPC correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.
TC:	Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en \$U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <a href="http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion">http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion</a> .
TCn:	Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio TC, con dos cifras decimales.
TC0:	Valor TC correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.
Selec:	Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Subgrupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el Decreto Ley No. 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social < <a href="http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com_content&amp;view=category&amp;id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion&amp;Itemid==188&amp;layout=default">http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com_content&amp;view=category&amp;id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion&amp;Itemid==188&amp;layout=default</a> >.
Selec <sub>n</sub> :	Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Selec, con dos cifras decimales.
Selec0:	Valor Selec correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.
Goil:	Precio medio del Gas Oil común sin impuestos expresado en \$U/litro, publicado por la Dirección Nacional de Energía en su página web en la sección Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.
Goil <sub>n</sub> :	Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Goil, con dos cifras decimales.
Goil0:	Valor del Goil correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.
Al:	Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, <a href="http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx">http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx</a> . La serie a tomar es la denominada Aluminum.

- Aln:** Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Al, con dos cifras decimales.
- Al0:** Valor del Al correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.
- Cu:** Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, <http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx>. La serie a tomar es la denominada Copper.
- Cun:** Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Cu, con dos cifras decimales.
- Cu0:** Valor del Cu correspondiente al mes de diciembre del año 2018, con dos cifras decimales.

#### **b) Aporte**

*“Por otra parte, se considera adecuado considerar solo 2 paramétricas, y agregar redes y equipos dado el bajo peso de los equipos en el total. En lo que refiere al CAOYM no se estimó una paramétrica particular, dado que el mismo fue estimado como porcentaje del VNR, por lo tanto, es adecuado utilizar la misma paramétrica que el VNR”.*

#### **Respuesta**

No resulta claro si UTE se refiere al CAOYM correspondiente a distribución o al total. Se aclara que en el informe 3 se incluyó una propuesta de paramétrica para el cargo fijo (CAOYM comercial).

EL CAOYM de Distribución no se actualiza en forma individual. La actualización se aplica a cada subetapa del VADE (AVNR+CAOYM-Distribución+IP).

**El aporte realizado por UTE no genera modificaciones atendibles.**

### **4.10. CLAUSULA DE AJUSTE EXTRAORDINARIO POR VARIACIÓN DEL PRECIO DEL DÓLAR**

#### **Aporte**

*“Se propone incorporar una cláusula de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar al igual que para la remuneración de Subtransmisión (Decreto del Poder Ejecutivo N° 65/019)”.*

#### **Respuesta**

Dicha cláusula ya es considerada en todos los decretos del Poder ejecutivo cuando aprueba el VADE y los peajes.

## **5. ANEXO I – PROPUESTA DE CARGOS UNITARIOS**

Se comparte la metodología presentada por UTE para la determinación de los cargos de red en BT. En diferentes puntos del presente informe ya se han desarrollado los fundamentos por lo cual se arriba a dicha decisión.

## 6. ANEXO II - PARTIDAS QUE SE REMUNERAN POR TASA DE CONEXIÓN

Este Anexo incluye la información ya analizada en la respuesta al aporte 4.8 a la cual remitimos.

## 7. ANEXO III - ANÁLISIS DEL CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANUALIDAD DE BT

### Aporte

#### 1) Riesgo específico de deuda:

*“En el cálculo no considera otros riesgos asociados al costo de la deuda más que el riesgo país. Se entiende que debería incluirse una prima adicional que contemple el riesgo implícito de la actividad de distribución en el costo de la deuda. ANEEL por ejemplo, en las últimas revisiones tarifarias utilizó para el cálculo de la deuda, una prima adicional para Distribución de 3,37%.”*

### Respuesta

El reconocimiento de una prima adicional sobre la deuda debería resultar de un estudio empírico del diferencial de rendimientos entre las fuentes de endeudamiento de UTE, en particular las obligaciones negociables y los títulos soberanos de similares características.

**Por lo anteriormente mencionado, no se comparte la utilización de una prima adicional propia para distribución en este caso.**

### Aporte

#### 2) Riesgo país:

*“No parece adecuado utilizar una serie tan corta (6 años) para la estimación del riesgo país. Considerándose que sería conveniente considerar una serie más larga, 10 años como mínimo. Corresponde destacar que existen indicadores como ser el UBI calculado por República AFAP o el Embi+ elaborado por JP Morgan disponibles desde antes del año 2000.”*

### Respuesta

Se tomaron los datos desde el momento en que nuestro país alcanzó el grado inversor, lo cual se considera un criterio adecuado para el cálculo propuesto.

La inclusión del período de crisis podría provocar perturbaciones en los resultados finales del riesgo país, ya que no es un período crediticio normal. Su exclusión pretende aislar este efecto del cálculo de forma de no introducirle valores “atípicos”.

**En conclusión, se considera adecuado el período de tiempo considerado.**

#### 3) Otros:

### Aporte

a) *“Inflación de USA. La estimación utilizada (2.57%) parece alta. Previsiones especializadas a largo plazo dan estimaciones más cercanas al 2%”.*



### Respuesta

Para estimar la tasa de inflación anual de EEUU en el horizonte temporal de referencia del presente análisis, se utiliza la tasa de inflación promedio anual del período 1983 – 2017, la cual asciende a 2,57 %. En los valores históricos se observan años en los que la misma fue mayor que 2% alcanzando valores entre 3 y 4% anual.

**En conclusión, la utilización de valores históricos o proyectados es un tema a discutir para próximas revisiones tarifarias.**

### Aporte

b) *“En el documento de BA Energy Solutions, se expone un cuadro de donde resulta la tasa sugerida (9,17%).*

Allí se realiza el cálculo de una tasa mínima (8,38%) y otra máxima (9,96%), que difieren en dos aspectos, por un lado en la estimación de la Tasa de retorno de Mercado, ambas consideran la misma serie de datos, sin embargo, la primera utiliza el promedio geométrico y la segunda el promedio aritmético”.

### Respuesta

Respecto a la utilización del promedio aritmético o el promedio geométrico existen otras fuentes en la literatura especializada que plantean otras posturas como ser la utilización del promedio geométrico o incluso valores intermedios entre ambos promedios. Asimismo, la metodología debe guardar consistencia con el contexto de los antecedentes regulatorios para la actividad de Distribución eléctrica de Uruguay, por lo cual se obra en consecuencia con dichos antecedentes.

### Aporte

*“La otra diferencia es en el método de cálculo de la tasa real antes de impuestos. Allí se realiza el cálculo de una tasa mínima utilizando un método (Mercado) y otro para la tasa máxima (Reverso). Luego se hace un promedio para la estimación puntual de la tasa a sugerir.*

*En el informe no se hace mención a las referidas diferencias, solo describe uno de los métodos, el denominado de mercado, no haciendo referencia al método reverso en dicho informe.*

*Entendemos que la utilización del “método de mercado” es incorrecto para pasar de la tasa nominal después de impuestos a la real antes de impuestos. El método correcto es el denominado “método reverso”. La diferencia entre ambos métodos está en el efecto inflacionario del impuesto, que en el método de mercado se pierde.*

*Máximo*

*Se utiliza el método reverso:*

$$\left[ \left[ \frac{R_E \cdot E + R_D \cdot D \cdot (1 - t)}{1 - t} + 1 \right] \cdot \left( \frac{1}{1 + f_{USA}} \right) \right] - 1 = WACC \text{ Método Reverso}$$

*Mínimo*

*Se utiliza el método de mercado:*

$$\left[ \left\{ \frac{1 + [R_E \cdot E + R_D \cdot D \cdot (1-t)]}{1 + f_{USA}} \right\} - 1 \right] \cdot \left( \frac{1}{1-t} \right) = WACC \text{ Método de Mercado}''$$

### **Respuesta**

Sobre este punto se plantea que no existe consenso de la literatura especializada, respecto a la superioridad de un método de mercado sobre el otro.

**Por lo que no se considera incorrecto el método utilizado.**

### **Aporte**

*“Para el cálculo de la tasa no se considera un ajuste al Beta relativo al riesgo regulatorio a la actividad correspondiente. Entendemos que más allá de que aún no contamos con un valor cierto para el mismo, debería tenerse en cuenta en la forma de cálculo”.*

### **Respuesta**

El ajuste por riesgo regulatorio es realizado habitualmente a través del diferencial de los betas medios desapalancados de empresas de distribución del mercado inglés y del mercado estadounidense, pues el régimen regulatorio inglés es de tipo price-cap. Se considera que en el caso del sector eléctrico uruguayo no resulta adecuado realizar este ajuste por percibirse que este riesgo regulatorio no es significativo en la realidad presente de la empresa.

**En conclusión, no se incluye un componente por riesgo regulatorio en el presente cálculo.**

**Sin perjuicio de las repuestas anteriores, brindadas para el Anexo III, se hace referencia que en la actualidad se encuentra en curso la consultoría “Cálculo de la tasa de rentabilidad (WACC) para los sectores de electricidad y gas por redes”, en la cual se tratarán los temas planteados.**