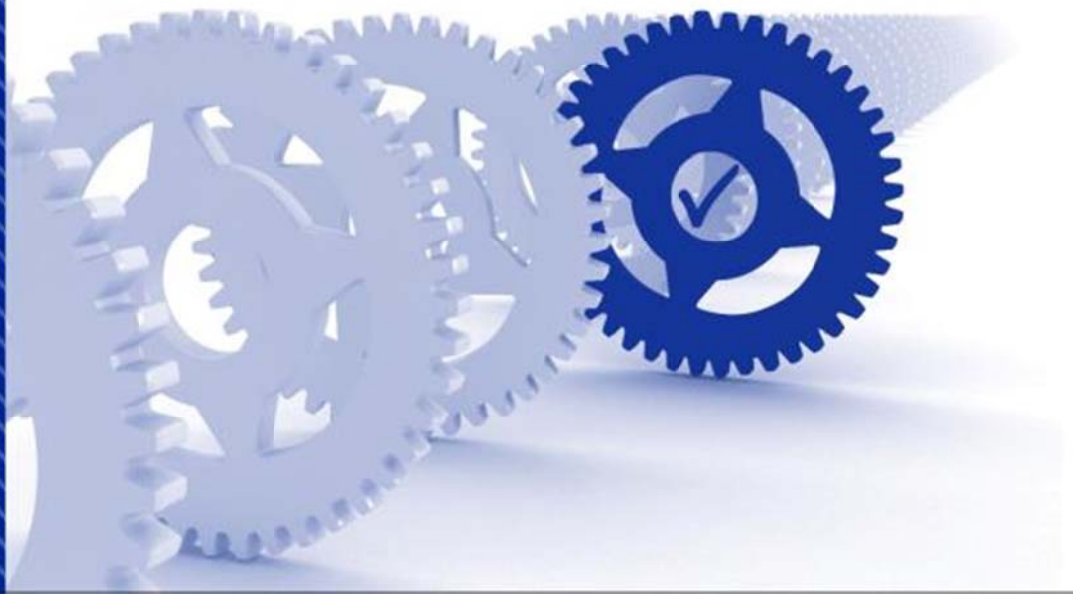


Fundación Julio Ricaldoni

Consultoría para determinar la valorización de instalaciones de distribución eléctrica de media tensión y el cálculo de cargos a los usuarios

Informe de Avance 1

Marzo de 2019



Fundación Julio Ricaldoni

Consultoría para determinar la valorización de instalaciones de distribución eléctrica de media tensión y el cálculo de cargos a los usuarios

Informe de Avance 1

Marzo de 2019

Preparado por:



BA Energy Solutions
Plaza Cagancha 1145
Montevideo
Uruguay
Tel: +5411 5776 1200
Fax: +5411 5776 1201
www.baenergysolutions.com
Versión 3.0

INDICE

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. ANÁLISIS DEL INVENTARIO DETALLADO DE LAS INSTALACIONES EN MT**
 - 2.1 Proceso de normalización tecnológica de las instalaciones MT
 - 2.2 Inventario Real y normalizado
 - 2.3 Procesamiento de datos
- 3. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO ADAPTADO**
 - 3.1 Proceso de adaptación de las instalaciones MT normalizadas
 - 3.2 Inventario adaptado
 - 3.3 Revisión de metas de Calidad
- 4. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ADAPTADAS**
 - 4.1 Red MT
 - 4.2 Transformadores MT/MT
- 5. DETERMINACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE LAS INSTALACIONES MT**
 - 5.1 Composición de los costos de inversión
 - 5.2 Costos unitarios utilizados para las distintas instalaciones
 - 5.3 Comparacion con otras empresas de la región
 - 5.4 Costo de terrenos propiedad de UTE de SE MT/BT
- 6. CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE LOS VALORES DE EQUIPAMIENTO**
 - 6.1 Tasa de rentabilidad
 - 6.2 Factor de recuperación de capital (FRC)
 - 6.3 VNR MT
 - 6.4 Cálculo de la anualidad de la inversión



ANEXOS

ANEXO A: MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED A PARTIR DE LA RED REAL

ANEXO B: ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN ENVIADA

ANEXO C: INSTALACIONES REALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA

ANEXO D: COEFICIENTES DE CORRECCIÓN DE PÉRDIDAS

ANEXO E: RESULTADOS DE ADAPTACIÓN

ANEXO F: INSTALACIONES ADAPTADAS A LA DEMANDA POR ADT

ANEXO G: PRECIO DE LA ENERGÍA

1. INTRODUCCIÓN

La finalidad del presente estudio es realizar la valorización de las instalaciones de distribución eléctrica de media tensión (22, 15 y 6,4 kV) de UTE y realizar el cálculo de los cargos a pagar por los usuarios del servicio de transporte conectados en dichos niveles de tensión.

El estudio comprende las siguientes tareas:

- Determinar la remuneración anual de la actividad de distribución en media tensión (DMT), de acuerdo a lo dispuesto en la normativa vigente, teniendo en cuenta áreas de distribución tipo y metas de calidad ya definidas, y calcular el costo de capital con una tasa fijada por URSEA.
- Proponer una forma de reparto para determinar los cargos a aplicar a los usuarios.
- Definir fórmulas paramétricas para el ajuste anual de la remuneración calculada
- Asesorar a URSEA en el proceso de consulta pública según el procedimiento disponible en la web de URSEA, incluyendo el análisis de las contribuciones realizadas y la elaboración de propuestas de respuestas a las mismas.

El alcance del presente informe es el siguiente:

- Análisis del inventario detallado de las instalaciones en MT
- Determinación del inventario adaptado
- Determinación de los costos de pérdidas de energía
- Determinación del costo unitario de las instalaciones de MT
- Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

Como resultado de las tareas realizadas se determinó el valor de la anualidad a percibir por UTE correspondiente a sus activos de MT. En la siguiente tabla se presentan las instalaciones adaptadas a la demanda, la valorización de las mismas y la anualidad.

También se indican los valores de la etapa de subtransmisión correspondiente a la transformación ST/MT (31,5 y 63 / 15 y 6,2 kV) determinadas en el estudio de Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctrica previamente realizado (actualizado a diciembre 2017), la valorización de la transformación MT/BT y los puestos de conexión de usuarios MT, no formando parte estas últimas de los costos a considerar para el cálculo de cargos de peaje a usuarios de MT.



INSTALACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VNR Activos propios adaptados [miles USD]	VNR Activos pagados por 3 ^{ros} [miles USD]	frc activos propios	frc activos pagados por 3ros	Anualidad TOTAL [miles USD/año]
ET ST/MT - Subtransmisión			479.416		0,0988		47.370
SET MT/MT	ud	23	5.466		0,0988		540
Reguladores	ud	21	738		0,0988		73
Red Subterránea	km	3.306	805.942	0	0,0988	0,0071	79.632
Red 22 kV aéreo	km	0	0	0	0,0988	0,0071	0
Red 15 kV aéreo	km	44.926	999.269	0	0,0988	0,0071	98.735
Red 6,4 kV aéreo	km	2.498	100.241	0	0,0988	0,0071	9.904
Equipos M&P MT intemperie	ud	29.105	235.328		0,0988		23.253
Equipos M&P MT interior	ud	4.096	209.645		0,0988		20.716
Conexiones usuarios MT - Puestos Interiores	ud	480	8.541		0,0988		845
Terrenos de UTE - Equipos M&P MT interior	ud	675	3.133		0,0917		287
TOTAL RED MT (SET MT/MT + Reg + Red Subt + Red A + Eq M&P + Conex MT)			2.368.303	0			233.985
SE de transformación MT/BT	ud	51.481	666.334		0,0988		65.838
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	ud	675	4.699		0,0917		431
Puestos de Conexión usuarios MT	ud	748	74.235		0,0988		7.335
TOTAL anualidad para cálculo de peaje MT (ET ST/MT - Subtransmisión + RED MT)							281.355

Tabla 1-1 VNR y anualidad de los activos para cálculo de cargos de peaje a usuarios de la red MT

Estas instalaciones se clasificaron por subetapas, considerando las similitudes en la estructura de costos, de manera de posibilitar la adecuación de las fórmulas de actualización de costos a cada una de ellas.

Las instalaciones con similares estructuras de costos identificadas fueron las siguientes:

- Subetapa 0: Subtransmisión, transformación ST/MT
- Subetapa 1: Líneas aéreas y cables
 - Red Subterránea
 - Red 22 kV aéreo
 - Red 15 kV aéreo
 - Red 6,4 kV aéreo
- Subetapa 2: Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)
 - SET MT/MT
 - Reguladores
 - Equipos M&P MT intemperie
 - Equipos M&P MT interior
 - Conexiones usuarios MT
- Subetapa 3: Subestaciones transformadoras MT/BT
- Subetapa 4: Puestos de conexión de usuarios MT

Los costos agrupados según las subetapas listadas anteriormente se presentan en la tabla siguiente.

SUBETAPAS	VNR Activos propios adaptados [miles USD]	VNR Activos pagados por 3 ^{ros} [miles USD]	frc activos propios	frc activos pagados por 3ros	Anualidad TOTAL [miles USD/año]
0 - Subtransmisión, transformación ST/MT	479.416	0	0,0988		47.370
1 - Líneas aéreas y cables	1.905.452	0	0,0988	0,0071	188.271
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)	462.851	0	0,0988	0,0071	45.714
TOTAL RED MT (1+2)	2.368.303	0			233.985
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	671.033				66.269
4 - Puestos de Conexión usuarios MT	74.235				7.335
TOTAL anualidad para cálculo de peaje MT (ET ST/MT - Subtransmisión + RED MT)					281.355

Tabla 1-2 VNR y anualidad de los activos para cálculo de cargos de peaje a usuarios de la red MT por subetapas

2. ANÁLISIS DEL INVENTARIO DETALLADO DE LAS INSTALACIONES EN MT

Sobre la base de la información remitida por la empresa Distribuidora, se analizó el inventario detallado de las instalaciones en tensiones de 22 kV 15 kV y 6,4 kV correspondientes a: cables, líneas, equipos de protección y maniobra, conexiones de usuarios MT y subestaciones MT/MY y MT/BT.

La etapa de transformación 63/15 kV, 31,5/15 kV y 31,5/6,4 kV, que debe incorporarse a la valorización MT, son las determinadas en el estudio de Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctrica de fines del 2017, actualizada a valores de diciembre 2017 a través de las paramétricas correspondientes.

Para realizar el análisis de los elementos de MT se procesaron los archivos exportados por EGEO (un archivo por barra) y archivos adicionales que se utilizaron para completar los datos faltantes.

El inventario de instalaciones que se presenta en este capítulo se corresponde a las instalaciones vigentes en Diciembre 2016.

2.1 PROCESO DE NORMALIZACIÓN TECNOLÓGICA DE LAS INSTALACIONES MT

Como paso inicial al proceso de adaptación de las instalaciones y al posterior cálculo del VNR, se efectuó al proceso de normalización tecnológica del inventario de instalaciones.

Este proceso de normalización tecnológica significa reemplazar las instalaciones existentes por instalaciones equivalentes en funcionalidad y capacidad, pero de la tecnología actualizada que utiliza la distribuidora. Por ese motivo la valorización se denomina Valor Nuevo de Reemplazo (y no de reposición). En muchos casos resultaría imposible identificar un valor actual para equipos e instalaciones que se dejaron de construir y comercializar hace muchos años.

Debido a que en algunos de los casos UTE sólo presentó una sola opción de instalaciones para casos que pueden existir variaciones acordes a la capacidad y la carga como por ejemplo los conductores y transformadores, BAES generó para la adaptación, módulos adicionales utilizado como referencia los presupuestos informados por UTE.

Se listan a continuación las tecnologías e instalaciones típicas que utiliza UTE en sus redes de distribución adicionando instalaciones de características compatibles a efectos de posibilitar la posterior adaptación de las redes mediante la selección de la opción óptima. Las resaltadas en **negrita** son aquellas que han sido propuestas por BAES.

- Redes aéreas de MT
 - Líneas aéreas monofásicas de 8,66 kV con postes de madera y conductores de ACSR 25/4 mm² y **aleación de aluminio 35 mm²**, para zonas rurales.
 - Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con postes de madera y conductores de ACSR 80/8 y **25/4 mm²** y de **aleación de aluminio de 35 mm²**, para zonas rurales y suburbanas.
 - Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con postes de madera y conductores de aleación de aluminio de 35 y **50 mm²**, para zonas rurales y suburbanas con polución.
 - Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductores de ACSR de 50/8 mm² y de aleación de aluminio de 35, 70 y 95 mm², para zonas urbanas.
 - Líneas aéreas trifásicas de 24 kV con columnas de hormigón armado y conductor de ACSR de 95/15 mm², para zonas urbanas.



- Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductor de aleación de aluminio protegido de 70 mm², para zonas urbanas y suburbanas con vegetación.
- Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductor de aleación de aluminio protegido en configuración compacta de 95 mm², para zonas urbanas y suburbanas con vegetación densa.
- Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductor de aluminio preensamblado más soporte de 3 x 70 + 50 mm², para zonas urbanas densas.
- Cables subterráneos de 15 kV de aluminio de 3 x 240 mm², para zonas urbanas densas y muy densas.
- Equipos de maniobra y protección en MT tipo intemperie
 - Reconectores tripolares de 17,5 kV montados en postes.
 - Seccionador tripolar 7,2 kV - 630 A - aéreo
 - Seccionador tripolar 17,5 kV - 630 A - aéreo
 - Seccionador bipolar 17,5 kV - 630 A - aéreo
 - Seccionador unipolar 17,5 kV - 630 A - aéreo
 - Seccionalizadores tripolares bajo carga de 24 kV, con RTU
- Equipos de maniobra y protección MT tipo interior: subestaciones (SE) de maniobra. Cada SE de maniobra se compone de 2 celdas de entrada/salida con seccionadores bajo carga, la obra civil y los equipos asociados.
 - SE interior trifásica de 15 kV entre 160 y 630 kVA sin telecontrol
 - SE interior trifásica de 15 kV entre 250 y 400 kVA con telecontrol
 - SE interior trifásica de 15 kV entre 630 y 1000 kVA con telecontrol
 - SE modular trifásica de 15 kV entre 250 y 400 kVA
 - SE modular trifásica de 15 kV entre 630 y 1000 kVA
 - SE modular trifásica de 15 kV entre 2 x 630 y 2 x 1000 kVA
- Conexión de usuarios MT en SE interior: celdas de entrada y salida con seccionadores bajo carga.
- Conexión de usuarios MT en SE interior e intemperie: equipos de conexión de los usuarios.
- Banco de reguladores de tensión instalado en poste de 15 kV y 100 A.
- Subestaciones (SE) de transformación trifásicas MT/MT.
 - **SET MT/MT trifásica de 15/6,4 kV y 800 kVA**
 - SET MT/MT trifásica de 15/6,4 kV y 1500 kVA
 - **SET MT/MT trifásica de 21,5/6,4 kV y 2000 kVA**

La normalización de las subestaciones de transformación (SE) MT/BT se efectuó considerando las siguientes tecnologías:

- SE MT/BT aéreas monofásicas de 8,66/0,23 kV y capacidades de 5, 10, 15 y 25 kVA.
- SE MT/BT aéreas trifásicas de 15/0,23 kV y capacidades de 10, 25, 50, 100, 160, 250 y 400 kVA.
- SE MT/BT interior trifásicas de 15/0,23 kV sin telecontrol y capacidades de 160, 250, 400 y 630 kVA.
- SE MT/BT interior trifásicas de 15/0,23 kV con telecontrol y capacidades de 250, 400, 630 y 1000 kVA.
- SE MT/BT modulares trifásicas de 15/0,4-0,23 kV y capacidades de 250, 400, 50, 630, 1000, 2 x 630 y 2 x 1000 kVA.

2.2 INVENTARIO REAL Y NORMALIZADO

El inventario real y normalizado de las instalaciones se presenta por tipo de activo en los puntos siguientes.

2.2.1 Longitud de las redes reales por nivel de tensión

Una vez consolidada la información se procedió al análisis de los valores teniendo en cuenta las longitudes de los tramos declarados como reales. En la información remitida por UTE se declaran tramos reales y ficticios. Estos últimos se utilizan para completar las redes, posibilitando su conectividad eléctrica. Se han agregado tramos ficticios adicionales para asegurar la conectividad coherente de las redes. No obstante, se aseguró la no incidencia de estos tramos ficticios en el flujo de carga y adaptación de la red, con una asignación de su resistividad igual a cero.

La siguiente tabla presenta la longitud real de las redes de media tensión por tipo de tecnología y nivel de tensión.

Tipo / Familia	Tensión [kV]			TOTAL
	6,4	15	22	km
Cable subterráneo	2.458	698	150	3.306
Línea Aérea	2.498	44.926	0	47.424
TOTAL	4.956	45.624	150	50.730

Tabla 2-1 Longitud de la red MT por nivel de tensión

En el anexo C se encuentra la tabla que contiene el detalle de las instalaciones reales por tipo de tecnología que actualmente utiliza UTE.

2.2.2 Longitud de las redes normalizadas por nivel de tensión

Los conductores normalizados presentados por UTE se agrupan por tipo de tecnología de acuerdo a las características de sus redes, según lo indica la siguiente tabla.

Tipo/Flia.	Descripción
1	Cables subterráneos 15 kV de aluminio 3 x 240 mm ² , zonas urbanas densas y muy densas

2	Líneas aéreas monofásicas de 8,66 kV con postes de madera y conductores de ACSR 25/4 mm ² y aleación de aluminio 35 mm ² , para zonas rurales
3	Líneas aéreas trifásicas de 24 kV con columnas de hormigón armado y conductor de ACSR de 95/15 mm ² , para zonas urbanas.
4	Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductores de ACSR de 50/8 mm ² y de aleación de aluminio de 35, 70 y 95 mm ² , para zonas urbanas.
5	Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductor de aleación de aluminio protegido en configuración compacta de 95 mm ² , para zonas urbanas y suburbanas con vegetación densa.
6	Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con postes de madera y conductores de ACSR 15/4 y 50/8 mm ² y de aleación de aluminio de 35 mm ² , para zonas rurales y suburbanas.
7	Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con postes de madera y conductores de aleación de aluminio de 35 y 50 mm ² , para zonas rurales y suburbanas con polución
8	Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductor de aluminio preensamblado más soporte de 3 x 70 + 50 mm ² , para zonas urbanas densas.
9	Líneas aéreas trifásicas de 6 y 15 kV con columnas de hormigón armado y conductor de aleación de aluminio protegido de 70 mm ² , para zonas urbanas y suburbanas con vegetación.

Tabla 2-2 Módulos normalizados por UTE

La longitud real de las redes de media tensión por tipo/familia, de acuerdo a lo indicado precedentemente, a diciembre 2016 por tipo de tecnología normalizada por la empresa distribuidora, se indica a continuación.

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL km
		6,4	15	22	
1	240	2.457,83	698,00	150,00	3.305,83
2	25/4	312,82	19.421,43	0,00	19.734,25
	35	0,00	0,00	0,00	0,00
3	95	43,88	57,33	0,00	101,21
4	35	841,08	0,00	0,00	841,08
	50/8	15,83	0,00	0,00	15,83
	70	486,24	4.163,15	0,00	4.649,39
	95	145,65	194,86	0,00	340,51
5	95	74,66	591,34	0,00	666,00
6	25/4	0,00	0,00	0,00	0,00
	35	0,00	0,00	0,00	0,00
	50/8	104,08	3.414,92	0,00	3.519,00
7	35	396,85	16.907,73	0,00	17.304,58
	50	0,00	0,00	0,00	0,00
8	70 + 50	7,06	20,46	0,00	27,52
9	70	70,27	154,58	0,00	224,85
TOTAL		4.957	45.623	150	50.730

Tabla 2-3 Longitud real de la red MT por nivel de tensión y módulo normalizado

2.2.3 Cantidad de equipos de maniobra

Las cantidades de equipos de maniobra informados por UTE para la red MT, son las que se muestran en la siguiente tabla:

Tipo de equipo MT	Cantidad [ud]
Reconectador de línea	333
Seccionador de línea	28.544
Seccionalizador de línea	228
Fusible de línea	3
TOTAL EQUIPOS MT Intemperie	29.108
Disyuntor extraíble	638
Seccionador en carro	782
Disyuntor	5.388
Fusible	2.721
Reconectador	694
Seccionador	69.507
TOTAL EQUIPOS MT Interior	79.730

Tabla 2-4 Cantidad de equipos de maniobra

En esta tabla se ha considerado que los fusibles, reconectadores, seccionadores y seccionalizadores de línea son equipos de instalación de intemperie (lo que es consistente con la cantidad de equipos intemperie incluida por UTE en el archivo de costos unitarios de equipos intemperie), mientras el resto de los equipos, o sea los disyuntores extraíbles, los seccionadores en carro, disyuntores, fusibles, reconectadores y seccionadores son equipos de instalación interior.

Este equipamiento fue considerado como referencia para el proceso de normalización y adaptación de acuerdo a lo indicado en el punto 3.2.2, de donde resultaron las cantidades finalmente valorizadas.

La cantidad de equipos de maniobra MT intemperie se encuentra detallado en el Excel adjunto "Equipos intemperie MT por ADT.xlsx".

2.2.4 Cantidad de Reguladores de tensión MT/MT

La cantidad de reguladores de tensión MT/MT a valorizar informados por UTE se presenta a continuación. En el archivo "Adaptación MTMT.xls" se encuentra el listado de reguladores de tensión incluidos.

Reguladores de tensión			
Vr1(kV)	Vr2(kV)	Sn (kVA)	Cantidad
15	15	1.000	3
15	15	500	16
15	15	300	2
TOTAL			21

Tabla 2-5 Total reguladores de tensión MT/MT

2.2.5 Cantidad de transformadores MT/MT

La siguiente tabla presenta los transformadores MT/MT informados por UTE. No están incluidos los reguladores de tensión MT/MT, detallados previamente, que se contabilizan y



valorizan por separado. En el archivo "Adaptación MTMT.xls" se encuentra el listado de transformadores incluidos.

Transformadores MT/MT			
Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Sn (kVA)	Cantidad
22	6,4	2000	4
15	6,4	1600	2
15	6,4	1500	6
15	6,4	800	1
15	6,4	500	2
6,4	15	1500	2
6,4	15	1000	1
6,4	15	800	2
6,4	15	500	2
6,4	15	100	1
TOTAL			23

Tabla 2-6 Cantidad de transformadores MT/MT

El detalle de cada uno de ellos se presenta en el Anexo C: ID equipo, nivel de tensión de red, tensión de entrada y salida, alimentador dónde se encuentra y tipo.

2.2.6 Cantidad de SE de transformación MT/BT

De acuerdo a la información suministrada por UTE, la cantidad total de SE de transformación MT/BT, normalizadas a los tipos constructivos para los que se definieron presupuestos (costos unitarios), son los que se presentan en la tabla siguiente.

Subestaciones de transformación MT/BT	TOTAL
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	14.604
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	4.201
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	3.930
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	102
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	5.787
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	6.398
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	3.978
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	2.887
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	1.844
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	2.302
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	1.352
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	274
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	6
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	8
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	16
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	467
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	1.001
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	1.532
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	276
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 250 kVA	51
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 400 kVA	145
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 630 kVA	125
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 1000 kVA	48
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	109
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	38
TOTAL	51.481

Tabla 2-7 Cantidad de subestaciones de transformación MT/BT

2.2.7 Transformación subtransmisión/MT

Los valores utilizados se corresponden con los presentados en el Informe "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas – Informe de Subtransmisión" elaborado por Mercados Energéticos en 2017, actualizado a valores de diciembre 2017 a través de las paramétricas correspondientes a ST. El detalle se encuentra en el capítulo 2 (Inventario físico de instalaciones de transmisión), punto 2.1 (Análisis del inventario y unidades constructivas presentadas) del citado Informe. Allí se indican las Estaciones y Trafos de Reserva Fría consideradas, los que incluyen la transformación en las tensiones indicadas (63/15 kV, 31,5/15 kV y 31,5/6,4 kV).

2.2.8 Cantidad de conexiones a usuarios MT

La siguiente tabla presenta la cantidad de conexiones de usuarios MT, clasificadas por nivel de tensión y por tipo de suministro de acuerdo a lo indicado por UTE.

Usuarios MT por tensión y tipo de suministro				
		Con Puesto Intemperie	Con Puesto Interior	TOTAL
Total	6,4 kV	23	348	371
Total	15 kV	245	102	347
Total	22 kV	0	30	30
TOTAL CLIENTES MT		268	480	748

Tabla 2-8 Cantidad de usuarios MT por nivel de tensión y tipo de suministro

La cantidad de conexiones a usuarios MT se encuentra detallado en el Excel adjunto "Usuarios MT por ADT.xlsx".

2.3 PROCESAMIENTO DE DATOS

Se indican a continuación los criterios y la metodología utilizadas para el procesamiento de los datos recibidos.

La información de redes presentada por UTE, compuesta por archivos exportados por EGEO, consistió en un archivo Excel por barra.

Una vez importada la información a una base de datos se procedió a verificar la consistencia de los datos como ser:

- Vinculación entre las distintas tablas importadas desde el archivo Excel correspondiente ("Datos de cabecera", "Network Level", "Node", "Line", "Infeeder", "Load", "Two-WindingTransformer", "Breaker", "Graphic Node", "Graphic Element" y "Three-WindingTransformer")
- Separación de los datos por Cabeceras.
- Continuidad, tensión y fases de cada Circuito iniciado desde la cabecera.
- Ubicación de los equipos dentro de la red.
- Ubicación de los transformadores con carga dentro de la red y asignación de la carga informada al nodo correspondiente del circuito
- Ubicación de los transformadores reguladores, elevadores y reductores dentro de la de cada circuito.

Entre los circuitos declarados por UTE existían circuitos incompletos. Estos poseían tramos "huérfanos", sin declaración de tramo aguas arriba, o con declaración de un elemento inexistente. Estos fueron completados utilizando los datos geográficos disponibles para generar una red consistente, y la solución adoptada fueron los llamados "tramos ficticios". Estos tramos sirven sólo para vincular eléctricamente los tramos huérfanos, y no poseen resistividad alguna. Esto asegura que el flujo de carga se efectúe correctamente y los tramos ficticios no alteren los resultados de pérdidas.

Esta red contenía los datos de los tramos con su conductor, los nodos con transformadores y sus cargas, datos de los equipos de corte y de las cabeceras.

Se analizaron los transformadores elevadores, reductores y reguladores con el fin de separar los circuitos por voltaje. Para la distribución de las cargas, se analizaron únicamente los transformadores que cuentan con carga no nula y un nodo de conexión vinculado con el resto del circuito.

Luego de completar la red con los tramos ficticios necesarios, se dividieron las barras en salidas y a su vez en voltaje asignando códigos únicos para poder generar las tablas



correspondientes necesarias para el modelado del flujo de carga y el cálculo de pérdidas en la red real.

Adicionalmente se utilizaron datos que fueron presentados en dos archivos adicionales de Excel remitidos por UTE. Dentro de los archivos se obtuvieron características de los conductores como ser la calificación en aéreos y subterráneos, los parámetros del conductor, una agrupación por tecnología utilizada y los costos asociados. Los datos adicionales permiten realizar la adaptación de la red y el posterior cálculo de las pérdidas en la red adaptada por parte de BAES.

Con respecto al estado de carga suministrado para cada uno de los nodos y tramos de red fue informado por UTE como valor más representativo del estado máximo de las instalaciones a ser optimizadas.

En el anexo B se encuentra la estructura general de los archivos utilizados.

3. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO ADAPTADO

Este capítulo tiene como objeto presentar los resultados y los criterios e hipótesis para la adaptación de la red de media tensión.

Para adaptar la red se utilizaron las alternativas tecnológicas normalizadas por UTE para las distintas zonas del país, y se calcularon las cantidades de instalaciones necesarias para abastecer la demanda en media tensión del año 2016 a un mínimo costo total de inversión, pérdidas de energía y costos de operación y mantenimiento durante un horizonte de 30 años (vida útil regulatoria de la red de MT).

3.1 PROCESO DE ADAPTACIÓN DE LAS INSTALACIONES MT NORMALIZADAS

Sobre la base de la normalización tecnológica de todas las instalaciones de la red de MT de UTE previamente realizada, se procedió a adaptar su capacidad a la demanda operada por las mismas.

Para efectuar la adaptación de las instalaciones se utilizaron las potencias máximas del año 2016, informadas por UTE para cada uno de los puntos de carga de la red MT: SE MT/BT y usuarios MT.

La metodología de adaptación aplicada parte de la red real y calcula las capacidades óptimas de las distintas instalaciones. Esta metodología es aplicable tanto a las zonas urbanas como a las zonas rurales. No se aplicó la metodología basada en el diseño de instalaciones teóricas (red ideal) optimizadas para las distintas áreas de densidad debido a que sólo es aplicable a zonas urbanas, pero no tiene sentido en áreas rurales donde la demanda no se distribuye sobre una superficie, sino que lo hace linealmente a lo largo de las vías públicas existentes (como también lo hacen las redes de distribución). Por otra parte, esta última metodología requiere zonificar el mercado en áreas de densidad con un grado de detalle de información mayor que el requerido para la optimización de la red real.

Para la optimización de las instalaciones reales a partir de la demanda distribuida sobre las mismas, se utilizaron modelos informáticos de desarrollo propio que permiten adaptar la capacidad de transformación y la sección de los conductores a la demanda. Estos modelos se basan en los siguientes criterios:

1. La topología y traza de la red es la real y no se considera su modificación.
2. Se selecciona la sección de los conductores de la red MT, sobre la base de un óptimo económico.
3. Las secciones de conductores seleccionadas son aquellas para las cuales se minimiza una ecuación de costos, y son además capaces de conducir las corrientes impuestas por la demanda del mercado en cabeza de cada alimentador, sin violaciones de las caídas de tensión reguladas.
4. Se verifica que las redes adaptadas cumplan con los límites de calidad impuestos, asumiendo valores de tasa de falla y reposición estándar

La metodología utilizada se encuentra explicada en detalle en el anexo A.

Los parámetros considerados por la metodología de adaptación descrita precedentemente se detallan a continuación:

Variable	Valor	Unidad	Descripción	Fuente
Tep RedMT	2.719	Horas	Tiempo equivalente de pérdidas para la red MT	UTE
Tep TrafosMT/MT	5.536	Horas	Tiempo equivalente de pérdidas para transformadores	UTE
Tasa Actualización	9,17	%	WACC	URSEA
Tasa Crecimiento	5	%	Tasa de crecimiento anual de la demanda	BAES
Período de crecimiento	5	Años	Período de proyección para crecimiento	BAES
O&M anual	10	% del CI	Porcentaje respecto al costo de inversión de cada presupuesto tipo	BAES
Precio Energía	113	USD/MWh	Precio de la energía (ver Anexo G)	UTE

Tabla 3-1 Valores de los principales parámetros requeridos por los modelos de adaptación

El tiempo equivalente de pérdidas para la red MT y transformadores MT/MT se corresponden a las instalaciones de UTE.

El cálculo de precio de la energía para valorizar las pérdidas se detalla en el Anexo G.

La tasa utilizada para las evaluaciones económicas es la WACC calculada por la URSEA, detallada en el punto 6.1.

La tasa y periodo de crecimiento de la demanda son valores estándares considerados para este tipo de estudio, cuya finalidad es considerar la evolución futura de las pérdidas para calcular el valor presente de las mismas durante el período de análisis, y su efecto es sólo durante el período de crecimiento de la demanda (valor adoptado de 5 años). Por lo tanto, su efecto es marginal sobre el valor final de cada alternativa, más aún teniendo en cuenta que existen holguras naturales en el proceso ya que los posibles conductores a seleccionar presentan un amplio rango de funcionamiento que en muchos casos hace intrascendente la exigencia anterior, al disponer de una reserva mucho mayor.

El valor de los COyM anuales de cada alternativa, determinado como un porcentaje del costo de inversión, mantiene la relación existente entre los costos de inversión iniciales de las mismas, por lo que su modificación, dentro de cierto rango, no afecta los resultados de la selección de la alternativa óptima, más aún cuando se trata de una cantidad discreta entre 2 y 4 alternativas de sección para seleccionar.

3.2 INVENTARIO ADAPTADO

Como resultado de la aplicación de los criterios y metodología descriptos precedentemente se determinaron las instalaciones adaptadas a la demanda de la distribuidora para el año 2016, que se indican en la tabla siguiente.

INSTALACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
SET MT/MT	ud	23
Reguladores	ud	21
Red Subterránea	km	3.306
Red 22 kV aéreo	km	0
Red 15 kV aéreo	km	44.926
Red 6,4 kV aéreo	km	2.498
Equipos M&P MT intemperie	ud	29.105
Equipos M&P MT interior	ud	4.096
Conexiones usuarios MT - Puestos Interiores	ud	480
Terrenos de UTE - Equipos M&P MT interior	ud	675
SE de transformación MT/BT	ud	51.481
Puestos de Conexión usuarios MT	ud	748

Tabla 3-2 Resumen de instalaciones adaptadas

En el anexo F se puede encontrar el detalle de las instalaciones adaptadas por ADT.

3.2.1 Longitud de las redes adaptadas a la demanda

La longitud de red adaptada a la demanda clasificada por tipo de familia y tensión se encuentra en la siguiente tabla.

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL
		6,4	15	22	km
1	240	2.457,83	698,00	150,00	3.305,83
2	25/4	287,24	19.101,18	0,00	19.388,42
	35	25,57	320,24	0,00	345,81
3	95	43,88	57,33	0,00	101,21
4	35	1.315,57	4.173,07	0,00	5.488,64
	50/8	0,00	0,00	0,00	0,00
	70	128,92	174,89	0,00	303,81
5	95	44,32	10,05	0,00	54,37
	95/15	74,66	591,34	0,00	666,00
6	25/4	62,05	2.852,94	0,00	2.914,99
	35	25,52	366,52	0,00	392,04
	50/8	16,51	195,45	0,00	211,96
7	35	380,29	16.783,02	0,00	17.163,31
	50	16,55	124,74	0,00	141,29
8	70 + 50	7,06	20,46	0,00	27,52
9	70	70,27	154,58	0,00	224,85
TOTAL		4.957	45.623	150	50.730

Tabla 3-3 Longitud adaptada de la red MT por nivel de tensión y módulo normalizado

Con el presente informe se entrega el archivo de texto "Resultados de adaptación.txt" que contiene los resultados de la adaptación con el detalle tramo a tramo. También se encuentra adjunto el archivo Excel "Adaptación red MT por ADT.xls." que contiene los resultados de la adaptación de las redes MT por ADT.

3.2.2 Cantidad de equipos de maniobra normalizados

En el caso de los equipos de maniobra y protección en la red MT, UTE presentó la cantidad de equipos MT intemperie en las planillas de los presupuestos normalizados (costos unitarios), los que coinciden con recuentos efectuados de las bases de datos de equipos. Estas cantidades fueron normalizadas durante el proceso de acuerdo a lo indicado en el punto siguiente.

Para el caso de los equipos MT tipo interior, instalados en redes subterráneas, se consideraron las configuraciones típicas de las SE de transformación tipo interior y modulares adaptadas.

Se tomaron en cuenta además los equipos requeridos para las conexiones de los usuarios MT interior, los que se valorizaron en forma separada.

A. EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN EN LA RED AÉREA DE MT

El inventario real de equipos de maniobra y protección intemperie en la red aérea MT se presenta en la Tabla 2-4 (equipos de línea).

Adicionalmente UTE informó sobre los tipos de seccionadores de línea existentes, diferenciados por tensión y cantidad de polos (unipolares, bipolares y tripolares), y las características de los restantes equipos.

A partir de esta información, surgen las cantidades de equipos intemperie normalizados instalados en la red MT presentadas en la tabla siguiente.

Equipos de maniobra y protección MT intemperie	TOTAL
Reconectador tripolar 17,5 kV aéreo en poste	333
Seccionador tripolar 7,2 kV - 630 A - aéreo	4.045
Seccionador tripolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	14.874
Seccionador bipolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	310
Seccionador unipolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	9.315
Seccionalizador tripolar bajo carga 24 kV - aéreo - con RTU	228
Total equipos MT intemperie a valorizar	29.105

Tabla 3-4 Total de equipos de maniobra y protección MT intemperie

B. EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN EN LA RED SUBTERRÁNEA DE MT

Para el caso de la red subterránea, y de acuerdo a conversaciones mantenidas con la URSEA y UTE, se han considerado los equipos de maniobra y protección requeridos de acuerdo a la tecnología y criterios de protección actuales, por lo que las cantidades resultantes son inferiores a las actualmente existentes en las subestaciones de transformación MT/BT que corresponden a la etapa de MT.

Las SE MT/BT que contienen equipos de maniobra y protección MT son únicamente las de tipo interior y modular. La parte asociada exclusivamente a la transformación MT/BT se identificó y valorizó por separado ya que este costo corresponde a la etapa de BT.

Los criterios aplicados para de definición de las cantidades de equipos se indican a continuación.

El esquema típico general de una SE transformación MT/BT es el siguiente.

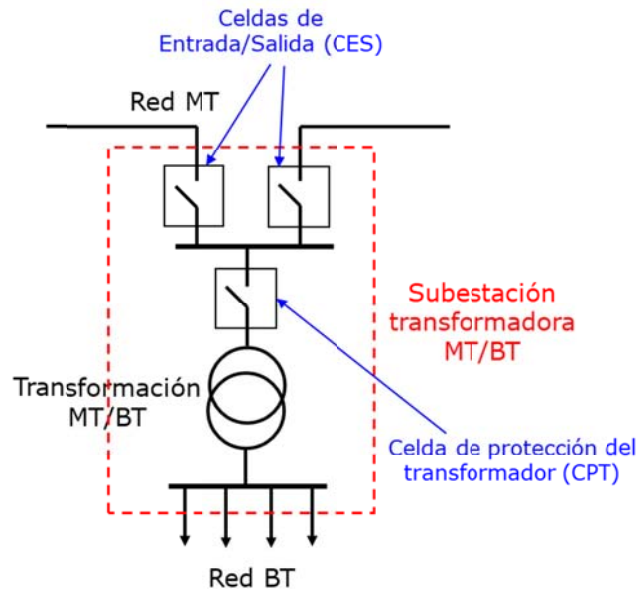


Ilustración 3-1 Esquema de una SE de transformación MT/BT interior

Este esquema se ha diseñado considerando los componentes de los presupuestos (costos unitarios) de las SE de transformación MT/BT interior.

Para determinar los equipos de maniobra y protección MT de la red subterránea, se consideraron todas las subestaciones MT/BT conectadas a la red MT subterránea (interiores y modulares), excluyendo el transformador y los equipos asociados. De esta manera la SE MT/BT queda compuesta por dos partes, según se muestra en el esquema: la Transformación MT/BT y las Celdas de E/S.

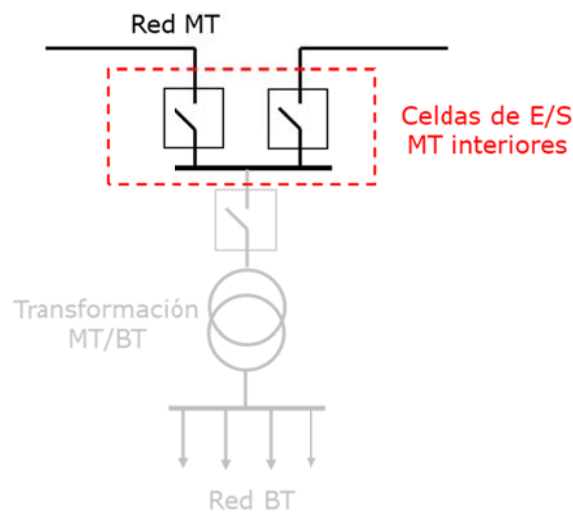


Ilustración 3-2 Esquema de las Celdas de E/S asociadas a una SE MT/BT interior

Las Celdas de E/S forman parte de la red MT y se determinaron a partir del inventario adaptado de SE de transformación MT/BT interior y modulares existentes. Por cada SE de maniobra MT, corresponden como equipos MT: 2 celdas de entrada/salida tipo interior.

Para su valoración se han eliminado el transformador y los equipos asociados (celda de protección, tablero de BT, etc.) y se ha asignado un 40% del costo de la obra civil total asumiendo las superficies típicas ocupadas por los distintos elementos (celdas, transformador, tablero BT, etc.).

Además de las Celdas de E/S asociadas a las SE MT/BT, se han considerado los Puestos de conexión tipo interior a los usuarios MT, asumiendo como parte de la red MT las Celdas de E/S al Puesto de conexión, de manera similar a la descrita anteriormente para las SE MT/BT, según se muestra en la ilustración siguiente.

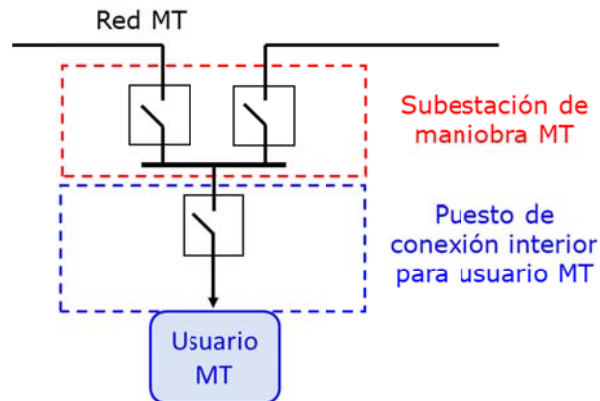


Ilustración 3-3 Esquema de conexión de un usuario MT con puesto de conexión interior

Como resultado de la aplicación de los mencionados criterios a las cantidades de SE MT/BT interior y modulares adaptadas, resultaron las cantidades de equipos MT presentadas en la tabla siguiente.

Celdas de Entrada/Salida MT interior	Cantidades [ud]
Celda E/S en SE interior - 160 a 630 kVA - sin Telecontrol	304
Celda E/S en SE interior - 250 a 400 kVA - con Telecontrol	2.596
Celda E/S en SE interior - 630 a 1000 kVA - con Telecontrol	680
Celda E/S en SE modular - 250 a 400 kVA	433
Celda E/S en SE modular - 630 a 1000 kVA	76
Celda E/S en SE modular - 2 x 630 a 2 x 1000 kVA	7
Total SE de maniobra MT interior Asociadas a SE MT/BT	4.096
Celda E/S en Puesto de conexión a usuarios MT	480
Total SE de maniobra MT interior Asociadas a usuarios MT	480
TOTAL subestaciones de maniobra MT interior a valorizar	4.576

Tabla 3-5 Total de equipos de maniobra y protección MT interior

3.2.3 Cantidad de Reguladores de tensión MT/MT

La cantidad de reguladores de tensión a valorizar se determinó a partir del inventario existente de 15 kV y trifásicos, tomando en cuenta la totalidad de estos, considerando que resultan necesarios para el adecuado funcionamiento de la red.

Los equipos considerados se valorizan considerando que están adaptados a la demanda existente.

Reguladores de tensión			
Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Sn (kVA)	Cantidad
15	15	1.000	3
15	15	500	16
15	15	300	2
TOTAL			21

Tabla 3-6 Total reguladores de tensión MT/MT

3.2.4 Cantidad de transformadores MT/MT

Los transformadores resultantes de la adaptación son los siguientes:

Transformadores MT/MT			
Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Sn (kVA)	Cantidad
22	6,4	2.000	4
15	6,4	1.500	3
15	6,4	800	8
6,4	15	800	8
TOTAL			23

Tabla 3-7 Total de transformadores MT/MT

Para el proceso, se adoptaron como candidatos de adaptación los equipos detallados en la sección 2.1. Se aseguró en cada máquina una reserva mínima del 30%.

3.2.5 SE de transformación MT/BT

Las subestaciones de transformación MT/BT (SE MT/BT) se adaptaron a la carga informada por UTE considerando la aplicación de los siguientes factores:

- Factor de diversidad (F_{div}): toma en cuenta el hecho que la carga máxima de cada transformador se registra en un momento distinta de la carga simultánea (Carga), por circuito o para la totalidad del sistema.
- Factor de utilización (FU): considera una reserva típica en la capacidad de los transformadores respecto de la capacidad máxima de los mismos.

Considerando estos factores, la potencia de diseño ($P_{diseño}$) se determina según la siguiente expresión:

$$P_{diseño} \text{ (kVA)} = \text{Carga (kVA)} \times F_{div} / FU$$

Una vez determinada la $P_{diseño}$ para cada SE MT/BT, se selecciona como módulo adaptado a aquel que la capacidad normalizada sea igual o inmediatamente superior a la $P_{diseño}$.

La cantidad total de SE de transformación MT/BT adaptada se presenta en la siguiente tabla.

Subestaciones de transformación MT/BT	TOTAL
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	19.856
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	1.971
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	621
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	389
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	12.348
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	3.957
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	2.310
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	1.931
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	1.224
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	1.184
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	1.594
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	231
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	33
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	23
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	17
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	2.011
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	585
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	444
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	236
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 250 kVA	365
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 400 kVA	68
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 630 kVA	52
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 1000 kVA	24
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	3
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	4
TOTAL	51.481

Tabla 3-8 Cantidad de subestaciones de transformación MT/BT adaptadas

En los archivos "BAES - Adaptación SE MT-BT de UTE - Datos.xlsx" y "BAES - Adaptación SE MT-BT de UTE - Adaptación.xlsx" se encuentra el proceso de adaptación de cada SE MT/BT. En el primer archivo se detallan los datos utilizados y en el segundo se encuentra el proceso de adaptación propiamente dicho.

Las cantidades y posterior valorización de la transformación MT/BT es sólo referencial, debido a que estas instalaciones no forman parte del cálculo del cargo de peaje a usuarios de MT, por no ser utilizados por los mismos.

3.2.6 Transformación subtransmisión/MT

Los valores se corresponden con los presentados en el "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas – Informe de Subtransmisión" elaborado por Mercados Energéticos en 2017, actualizado a valores de diciembre 2017 a través de las paramétricas correspondientes a ST. El detalle se encuentra en el capítulo 4 (Adaptación de las instalaciones de subtransmisión), punto 4.2.1 (subestaciones). Allí se indica la adaptación de las Estaciones y Trafos de Reserva Fría.

3.2.7 Cantidad de conexiones a usuarios MT

Las cantidades de conexiones a usuarios MT consideradas son las mostradas en la Tabla 2-8 de este Informe, y la cantidad de equipos MT asociados se ha determinado según se detalla en el punto 3.2.2B de este Informe.

Por otro lado, las cantidades y posterior valorización de los puestos de conexión de usuarios de MT es sólo referencial, debido a que estas instalaciones no forman parte del cálculo del cargo de peaje a usuarios de MT.

Las cantidades consideradas se presentan en las siguientes tablas:

Equipos MT interior para conexión de usuarios MT	TOTAL
Celda E/S en Puesto de conexión a usuarios MT	480

Tabla 3-9 Cantidad de equipos MT interior para usuarios MT

Puestos de conexión de usuarios MT	TOTAL
Puesto de conexión intemperie para usuario MT	268
Puesto de conexión interior para usuario MT (sin celdas E/S)	480
TOTAL	748

Tabla 3-10 Cantidad de puestos de conexión de usuarios MT

3.3 REVISIÓN DE METAS DE CALIDAD

Se analizó el desempeño de la red adaptada respecto a las metas de calidad en dos frentes, indicadores de calidad y niveles de tensión. Los indicadores calculados y el perfil de tensión analizado muestran un desempeño aceptable de la red adaptada.

Las hipótesis utilizadas y los resultados de las metas se muestran en los siguientes incisos.

3.3.1 Indicadores de Calidad

Se calcularon para cada alimentador los indicadores de frecuencia media de interrupción y de tiempo medio total de interrupción considerando todos los puntos de carga en MT. Estos se compararon con las metas de calidad fijados por el Reglamento de Calidad de Distribución del Servicio de Energía Eléctrica.

Casi la totalidad de los alimentadores analizados tienen indicadores conformes a los fijados como metas en el Reglamento. Los alimentadores cuyos indicadores de calidad calculados han excedido los límites establecidos en la normativa vigente, son en gran medida aquellos de extensa longitud para los que mejorar la calidad en los extremos de los mismos sólo puede lograrse mediante la modificación de la estructura de la red de MT incorporando nuevas subestaciones de subtransmisión que permitan acortar la longitud de los mismos.

Esto se aprecia en la siguiente tabla, con sólo 53 alimentadores con indicadores excedidos, que representan pequeño porcentaje de la población total.

Los circuitos se han asociado a las distintas ADT de acuerdo a la información contenida en la Tabla 13 del Reglamento de Calidad, correspondiente a diciembre de 2016.

ADT	Circuitos Excedidos	Circuitos Totales	Porcentaje [%]
-----	---------------------	-------------------	----------------

ADT	Circuitos Excedidos	Circuitos Totales	Porcentaje [%]
1	0	312	0,0%
2	31	629	4,9%
3	14	124	11,3%
4	0	175	0,0%
5	8	336	2,4%
TOTAL	53	1.576	3,4%

Tabla 3-11 Circuitos Excedidos en Índices de Calidad

A nivel global los indicadores de red por ADT resultan aceptables. Estos indicadores se obtienen como el promedio ponderado por ADT para cada alimentador. En la siguiente tabla se observa cada indicador y se lo compara al límite fijado por el Reglamento:

ADT	Fca (int.) Límites MT	Tca (h) Límites MT	Fca (int.) Modelado	Tca (h) Modelado	Cantidad de Circuitos
1	1,5	2,5	0,3	0,7	312
2	4	6,8	3,1	6,3	629
3	7	14	5,7	11,4	124
4	11	28	2,9	5,9	175
5	11	28	5,6	11,2	336

Tabla 3-12 Indicadores de Calidad Globales por ADT

Los indicadores utilizados para la comparación son la frecuencia media de interrupción por consumidor en un ADT (Fca, según el Reglamento) y el tiempo medio total de interrupción por consumidor en un ADT (Tca según el Reglamento), y se determinaron como se definen en el Reglamento.

Cabe mencionar que los valores determinados en el modelado no incluyen los correspondientes al nivel de subtransmisión, pero teniendo en cuenta que la red de MT es la responsable por aproximadamente el 70% del valor de los indicadores de calidad de servicio percibido por los usuarios finales en BT, es esperable que la consideración de los indicadores correspondientes a la red de subtransmisión no altere las conclusiones acerca del cumplimiento de los indicadores en MT.

El estudio de indicadores se realizó sobre la red adaptada. Se consideraron hipótesis de falla comparables con las mejores prácticas de empresas de Latinoamérica.

Estos valores son:

- Para redes aéreas:
 - Tasa de fallas: 20 [fallas/100 km x año]
 - Tiempo medio de reposición del servicio: 2,5 [hs/interrupción]
- Para redes subterráneas:
 - Tasa de fallas: 10 [fallas/100 km x año]
 - Tiempo medio de reposición del servicio: 4,0 [hs/interrupción]

El análisis de los indicadores de calidad está detallado en el Excel adjunto "Indicadores de Calidad.xlsx".

3.3.2 Niveles de tensión de la red

Se analizaron las variaciones de tensión de los alimentadores, considerando su ADT respectivo. En la siguiente tabla se muestran los alimentadores simulados y se destacan aquellos con excesos en la tolerancia.

ADT	Tolerancia ΔV	Circuitos Excedidos		Circuitos Totales	Porcentaje [%]
		Promedio	Mínimo		
1	$\pm 5\%$	0	0	312	0,0%
2	$\pm 5\%$	0	47	629	7,5%
3	$\pm 5\%$	0	23	124	18,5%
4	$\pm 7\%$	0	10	175	5,7%
5	$\pm 7\%$	0	38	336	11,3%
TOTAL		0	118	1.576	7,5%

Tabla 3-13 Circuitos con al menos un nodo fuera de tolerancia

La columna "Promedio" de la tabla se refiere a los circuitos (o alimentadores) en los que el nivel de tensión promedio de todos los nodos de cada alimentador excede la tolerancia indicada en la norma.

La columna "Mínimo" se refiere a los circuitos (o alimentadores) en los que al menos el nivel de tensión de un nodo excede la tolerancia indicada en la norma.

Considerando el hecho de que un circuito excedido debe contar con sólo un nodo con tensión por debajo de la tolerancia, que en este análisis no se tuvieron en cuenta los reguladores de tensión, y que además la tensión en cabecera se consideró nominal, puede concluirse que el desempeño de la red es superior al calculado en este estudio. Debido a esto, el desempeño de la red adaptada es considerado aceptable.

Los límites aceptables de tensión por ADT definidos en el Reglamento de Calidad de Distribución del Servicio de Energía Eléctrica se muestran a continuación:

ADT	Límite de ΔV
1	$\pm 5\%$
2	$\pm 5\%$
3	$\pm 5\%$
4	$\pm 7\%$
5	$\pm 7\%$

Tabla 3-14 Desviaciones de tensión admisibles para cada ADT

El análisis indica que la gran mayoría de los "circuitos excedidos" son circuitos de gran longitud.



En una red en operación real este problema puede solucionarse en varios de los casos mediante la regulación de tensión en la cabecera de los circuitos (tap de transformadores AT/MT) estableciendo una tensión en el inicio del circuito superior a la nominal, pero dentro de la tolerancia permitida, y/o incorporando reguladores de tensión a partir de los puntos del circuito donde la caída de tensión supera los límites establecidos en cada caso.

Adicionalmente, los circuitos calificados como excedidos son aquellos en los que el sistema encuentre al menos un nodo con una tensión fuera de tolerancia.

El análisis de los niveles de tensión por alimentador se anexa como el archivo Excel "Validación de Tensión.xlsx".

4. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ADAPTADAS

En este capítulo se describen los resultados de las pérdidas obtenidas como resultados del proceso de adaptación aplicado a las redes de MT y transformadores de MT/MT de la empresa Distribuidora de acuerdo con la metodología descrita en detalle en el Anexo A.

Con el presente informe se entrega un archivo Excel "Pérdidas Energía Red MT.xlsx" que contiene el detalle de pérdidas por alimentador. También se encuentra el archivo "Adaptación MT/MT.xls" que presenta las pérdidas calculadas por transformador MT/MT, como también su adaptación.

Por otro lado, el archivo de texto "Resultados de adaptación.txt" cuenta con el análisis de las pérdidas tramo por tramo. En el anexo E se detalla la estructura del mismo.

4.1 RED MT

Completada la adaptación de la red se determinaron los niveles de pérdidas globales de la red MT adaptada a su demanda.

El flujo de carga en el modelo de adaptación de la red resulta en pérdidas por unidad de potencia para cada alimentador presente en la red. Al tratarse de un único estado de carga, se determinan las pérdidas integradas en unidades de energía con la fórmula de Buller – Woodrow. El método de ejecución del flujo de carga se explica en el Anexo A.

Estas pérdidas energéticas son luego afectadas por los factores de incremento de pérdidas correspondientes, descritos en detalle en el Anexo D.

Las pérdidas totales de la red MT resultan como lo indica la siguiente tabla.

RED MT	GWh
a) Resultados Flujo de Carga	101,9
b) Factor de Incremento de Pérdidas	1,082
c) Pérdidas Red (a x b)	110,3

Tabla 4-1 Pérdidas totales red MT

Se describe el proceso de cálculo utilizado para los resultados para el flujo de carga y para el Factor de Incremento de Pérdidas (FIP).

4.1.1 Flujo de Carga

La empresa fue representada en el modelo de adaptación con un único estado de carga, resultando en valores de pérdidas por alimentador en unidades de potencia. El equivalente en energía para cada alimentador fue hallado con la fórmula de Buller – Woodrow.

$$F_p = x * F_c + (1 - x) * F_c^2$$

$$P_e = P_p * (F_p * 8.760)$$

Donde:

- F_p es el factor de pérdidas de Buller Woodrow

- x es una constante empírica (valor adoptado 0,3)
- F_c es el factor de carga de la red MT (48,5%)
- P_e representa a las pérdidas de energía
- P_p representa a las pérdidas de potencia

Los resultados de P_p y P_e se presentan en la siguiente tabla:

Variable	Valor
Pérdidas de potencia (P_p)	37,53 MW
Factor de pérdidas de Buller Woodrow (P_e)	0,31

A las pérdidas en potencia halladas en el flujo de carga se les aplicó la fórmula de Buller – Woodrow descrita previamente, determinando así las pérdidas energéticas por alimentador. Las pérdidas de energía de cada alimentador fueron finalmente sumadas, resultando en el valor de la red MT de 101,9 GWh. Con la aplicación del FIP se llegó a un valor final de 110,3 GWh.

4.1.2 Factor de Incremento de Pérdidas

La red representada en el modelo de pérdidas no considera ciertos efectos físicos que incrementan las pérdidas efectivas respecto a las ideales calculadas. Estos efectos se representan mediante factores aplicados a las pérdidas energéticas halladas inicialmente.

El valor final del FIP es de 1,082. Los factores representativos de los efectos no considerados en el flujo de carga son los siguientes:

Factor	Valor	Descripción
FactorDesCorrMT	1,038	Factor de desequilibrio de carga entre fases en MT
FactorSkinMT	1,002	Factor de ajuste por corriente pelicular en MT
FactorArmonMT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_RedMT	1,082	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable a la red

Tabla 4-2 Valor de factor de incremento de pérdidas

Los efectos físicos que no son modelizados en el flujo de carga son tenidos en cuenta mediante la utilización del factor de incremento de pérdidas. Estos efectos son el desequilibrio entre fases, el efecto pelicular y el aumento de la corriente eficaz por la distorsión armónica total. La determinación de estos factores se explica en detalle en el Anexo D.

4.2 TRANSFORMADORES MT/MT

Las pérdidas para los equipos de transformación MT/MT declaradas se calcularon individualmente. La metodología y los resultados se muestran a continuación.

4.2.1 Cálculo de Pérdidas

Las pérdidas se calculan independientemente para cada equipo, teniendo presente las características técnicas y el estado de carga correspondiente. Las pérdidas energéticas se dividen en pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre, y se calculan de la siguiente manera:

$$PE_i^{HIERRO} = P_{Fe} * Horas_{Año}$$

$$P_i^{COBRE} = P_{Cu} * \left(\frac{kVA_i}{kVA_{iNominal}} \right)^2 * H_{SEquivalente}$$

Donde:

- PE_i^{HIERRO} son las pérdidas energéticas en el hierro (núcleo) del transformador i-ésimo
- PE_i^{COBRE} son las pérdidas energéticas en el cobre (bobinados) del transformador i-ésimo
- P_{Fe} son las pérdidas en el hierro (o vacío) del transformador según valores tabulados
- P_{Cu} son las pérdidas en el cobre (o cortocircuito) del transformador según valores tabulados
- kVA_i es la potencia suministrada por el transformador i-ésimo
- $kVA_{iNominal}$ es la potencia nominal del transformador i-ésimo
- $Horas_{Año}$ es el total de horas del año en estudio
- $Horas_{Equivalente}$ es la cantidad de horas equivalentes adoptadas

Las pérdidas calculadas para los transformadores elevadores/reductores resultan de:

Transformadores MT/MT	MWh
a) Pérdidas en el hierro	275,9
b) Pérdidas en el Cobre	156,7
c) Pérdidas Totales (a + b)	432,6
d) Factor de Incremento de Pérdidas	1,099
e) Pérdidas MT/MT (c x d)	475,4

Tabla 4-3 Pérdidas transformadores MT/MT

Las pérdidas energéticas se determinan individualmente para cada transformador con las fórmulas descritas para pérdidas en el hierro y en el cobre. Estas se suman para hallar las pérdidas en la totalidad de los equipos declarados. Finalmente se afectan estas pérdidas por el FIP y se obtienen las pérdidas en la etapa de transformadores MT/MT



4.2.2 Factor de Incremento de Pérdidas

El modelo de pérdidas para transformadores no considera ciertos efectos físicos que incrementan las pérdidas efectivas respecto a las ideales calculadas. Estos efectos se representan mediante factores aplicados a las pérdidas energéticas halladas inicialmente.

Factor	Valor	Descripción
FactorDesCorrMT	1,038	Factor de desequilibrio de carga entre fases en MT
FactorArmonHierro	1,101	Factor de ajuste por armónicos de tensión en el núcleo
FactorArmonMT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_MTMT	1,099	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable a la red

Tabla 4-4 Valor de factor de incremento de pérdidas

Los efectos tenidos en cuenta por estos factores son el de desequilibrio entre fases, el aumento en pérdidas en el hierro por armónicos de tensión y el aumento de la corriente eficaz por la distorsión armónica total.

5. DETERMINACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE LAS INSTALACIONES MT

En este capítulo se presenta el valor de los costos unitarios de las instalaciones de MT que componen el inventario adaptado, correspondiente a la empresa eficiente de referencia.

Para tal fin se utilizó información de costos unitarios provistos por UTE, los que se compararon con los costos unitarios disponibles en nuestra base de datos de costos, a efectos de verificar su razonabilidad. El análisis se indica en el punto 5.3 del presente capítulo.

Los costos unitarios de las líneas se han expresado en dólares estadounidenses por kilómetro (USD/km), mientras que los de los equipos de maniobra y protección y las subestaciones de maniobra están expresados en dólares estadounidenses por unidad (USD/ud).

Todos los precios determinados por UTE, y analizados por BAES, fueron determinados en pesos uruguayos de diciembre de 2017, y fueron convertidos a dólares estadounidenses considerando la tasa de cambio de 28,88 pesos por dólar.

El detalle de los costos unitarios considerados por tipo de activos se encuentra en los archivos Excel adjuntos con el informe:

- UTE - BAES - Costo unitario Regulador tensión - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios de Equipos MT aéreos - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios de Equipos MT aéreos 1 y 2 f - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios de Redes MT - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios SE de maniobra MT interior - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios Puestos de Conexión MT - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios SE transf MT-BT - precios dic 2017.xls
- UTE - BAES - Costos unitarios SE transf MT-MT - precios dic 2017.xls

5.1 COMPOSICIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos unitarios de inversión determinados por UTE están conformados a partir de unidades constructiva (UUCC) que son el elemento básico a partir del que se elaboran los presupuestos de las instalaciones totales. Se trata de elementos constitutivos, como postes, columnas, transformadores, celdas, o actividades básicas como colocación de jabalina o tablero, montaje de seccionador, etc.

Estas unidades constructivas comprenden los siguientes costos básicos, necesarios para obtener cada UUCC:

- Costos de materiales aportados por el contratista
- Costos de materiales aportados por UTE
- Montaje (contratista)
- Mano de obra imponible (UTE)

A partir de las UUCC determinadas, se conforman los presupuestos que agregan varias UUCC como, por ejemplo: tendido de 1 km de conductor, amarre de líneas, suspensión de líneas, plataforma para transformadores, transformadores, etc. Los componentes de costos de los presupuestos son los mismos que para las UUCC.



5.2 COSTOS UNITARIOS UTILIZADOS PARA LAS DISTINTAS INSTALACIONES

A continuación, se presentan los costos unitarios de inversión determinados para las distintas instalaciones de la red MT, muchos de los cuales resultan de presupuestos elaborados por UTE, los que se complementan por otros elaborados por BAES utilizando las UUCC.

5.2.1 Costos unitarios de las líneas aéreas y cables subterráneos MT

En este caso la mayoría de los costos de instalaciones fueron elaborados por UTE y verificadas por BAES, con la excepción de los siguientes módulos que confeccionó BAES a partir de las UUCC y presupuestos de UTE, por no encontrarse disponibles sus valores:

- Línea aérea monofásica rural para 6 y 15 kV con postes de madera y conductor de aleación de aluminio de 35 mm².
- Línea aérea trifásica para 6 y 15 kV con postes de madera y conductor de aluminio/acero (ACSR) de 25/4 mm².
- Línea aérea trifásica para 6 y 15 kV con postes de madera y conductor de aleación de aluminio de 35 mm².
- Línea aérea trifásica para 6 y 15 kV para zonas con polución con postes de madera y conductor de aleación de aluminio de 50 mm².

Costos unitarios de Líneas y Cables de MT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
Cable subterráneo MT trifásico 15 kV - Al 3 x 240 mm ²	1.004.148	3.760.821	1.032.370	489.029	754.364
Línea aérea MT monofásica rural 8,66 kV - ACSR 25/4 mm ²	91.676	194.106	47.596	28.564	43.433
Línea aérea MT monofásica rural 8,66 kV - Al-Al 35 mm ²	92.973	194.103	47.593	28.563	43.588
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - ACSR 25/4 mm ²	202.784	307.932	81.471	49.831	77.042
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - Al-Al 35 mm ²	206.674	307.932	81.471	49.831	77.509
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - ACSR 50/8 mm ²	238.744	312.156	82.462	50.352	82.046
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - polución - Al-Al 35 mm ²	176.394	291.410	76.884	44.444	70.696
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - polución - Al-Al 50 mm ²	193.424	293.075	77.273	44.650	73.011
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - Al-Al 35 mm ²	476.679	538.943	137.226	90.979	149.259
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - ACSR 50/8 mm ²	614.836	574.498	136.641	91.852	170.139
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - Al-Al 70 mm ²	535.206	594.904	148.793	97.806	165.205
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - Al-Al 95 mm ²	648.408	723.057	176.070	115.766	199.596
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - protegido Al-Al 70 mm ²	666.735	488.359	120.288	83.361	163.049
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - protegido compacto - Al-Al 95 mm ²	723.612	738.309	178.625	103.696	209.309
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H°A° - preensamblado - Al 3 x 70 + 50 mm ²	694.752	729.875	151.291	90.776	200.003
Línea aérea MT trifásica 24 kV - postes H°A° - ACSR 95/15 mm ²	585.111	523.529	121.625	87.882	158.178

Costos unitarios de Líneas y Cables de MT	TOTAL \$ / km	TOTAL USD / km
Cable subterráneo MT trifásico 15 kV - Al 3 x 240 mm ²	7.040.732	243.793
Línea aérea MT monofásica rural 8,66 kV - ACSR 25/4 mm ²	405.374	14.037
Línea aérea MT monofásica rural 8,66 kV - Al-Al 35 mm ²	406.820	14.087
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - ACSR 25/4 mm ²	719.060	24.898
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - Al-Al 35 mm ²	723.417	25.049
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - ACSR 50/8 mm ²	765.760	26.515
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - polución - Al-Al 35 mm ²	659.827	22.847
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes madera - polución - Al-Al 50 mm ²	681.432	23.595
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - Al-Al 35 mm ²	1.393.086	48.237
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - ACSR 50/8 mm ²	1.587.966	54.985
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - Al-Al 70 mm ²	1.541.914	53.390
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - Al-Al 95 mm ²	1.862.898	64.505
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - protegido Al-Al 70 mm ²	1.521.792	52.694
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - protegido compacto - Al-Al 95 mm ²	1.953.552	67.644
Línea aérea MT trifásica 6 y 15 kV - postes H [°] A [°] - preensablado - Al 3 x 70 + 50 mm ²	1.866.697	64.636
Línea aérea MT trifásica 24 kV - postes H [°] A [°] - ACSR 95/15 mm ²	1.476.325	51.119

Tabla 5-1 Costos unitarios de líneas y cables MT

5.2.2 Costos unitarios de los equipos de maniobra y protección MT

Los costos unitarios de los equipos de maniobra y protección aéreos en la red de MT fueron presentados por UTE y revisados por BAES.

Para el caso de la red subterránea de MT se ha considerado el equipamiento de maniobra existente en las subestaciones transformadoras MT/BT, pero eliminando el costo de los equipos asociados a la transformación MT/BT: celda de protección de transformador, transformador MT/BT, tablero de BT, etc. Estos costos corresponden a elementos no utilizados por los usuarios MT por lo que deben cargarse a los usuarios de BT únicamente.

La configuración típica de una SE de transformación MT/BT interior, y la correspondiente a una SE de maniobra interior, con sus equipamientos asociados, se presentaron en las Ilustraciones 3-1 y 3-2 de este Informe.

Los valores de los costos unitarios adoptados para los equipos de maniobra y protección en MT intemperie son los siguientes.

Costos unitarios de equipos de maniobra MT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Adminis- tración
Reconectador tripolar 17,5 kV aéreo en poste	436.576	65.494	20.576	17.669	64.838
Seccionador tripolar 7,2 kV - 630 A - aéreo	135.583	42.173	11.801	11.559	24.134
Seccionador tripolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	190.367	42.199	11.809	11.563	30.713
Reconectador bipolar 17,5 kV aéreo en poste	134.152	68.174	18.198	18.509	28.684
Reconectador unipolar 17,5 kV aéreo en poste	67.076	34.087	9.099	9.255	14.342
Seccionalizador tripolar bajo carga 24 kV - aéreo - con RTU	287.324	44.712	11.720	8.843	42.312

Costos unitarios de equipos de maniobra MT	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
Reconectador tripolar 17,5 kV aéreo en poste	605.153	20.954
Seccionador tripolar 7,2 kV - 630 A - aéreo	225.251	7.800
Seccionador tripolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	286.650	9.926
Reconectador bipolar 17,5 kV aéreo en poste	267.717	9.270
Reconectador unipolar 17,5 kV aéreo en poste	133.859	4.635
Seccionalizador tripolar bajo carga 24 kV - aéreo - con RTU	394.911	13.674

Tabla 5-2 Costos unitarios de equipos de maniobra y protección MT intemperie

Por su parte los valores de los costos unitarios adoptados para las celdas de Entrada/Salida de las SE MT/BT interiores son los siguientes.

Costos unitarios de celdas de E/S de SE MT/BT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
SE interior trifásica - 15 kV - 160 a 630 kVA - sin Telecontrol	281.892	587.959	161.458	83.773	133.810
SE interior trifásica - 15 kV - 250 a 400 kVA - con Telecontrol	450.605	609.566	166.840	90.443	158.094
SE interior trifásica - 15 kV - 630 a 1000 kVA - con Telecontrol	567.606	612.321	168.387	90.873	172.702
SE modular trifásica - 15 kV - 250 a 400 kVA	418.978	603.058	164.594	89.567	153.144
SE modular trifásica - 15 kV - 630 a 1000 kVA	535.979	605.813	166.141	89.998	167.752
SE modular trifásica - 15 kV - 2 x 630 a 2 x 1000 kVA	444.793	618.536	170.748	91.807	159.106

Costos unitarios de celdas de E/S de SE MT/BT	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
SE interior trifásica - 15 kV - 160 a 630 kVA - sin Telecontrol	1.248.891	43.244
SE interior trifásica - 15 kV - 250 a 400 kVA - con Telecontrol	1.475.548	51.092
SE interior trifásica - 15 kV - 630 a 1000 kVA - con Telecontrol	1.611.889	55.813
SE modular trifásica - 15 kV - 250 a 400 kVA	1.429.341	49.492
SE modular trifásica - 15 kV - 630 a 1000 kVA	1.565.682	54.213
SE modular trifásica - 15 kV - 2 x 630 a 2 x 1000 kVA	1.484.990	51.419

Tabla 5-3 Costos unitarios de celdas de E/S de SE MT/BT interiores

5.2.3 Costos unitarios de puestos de conexión de usuarios MT

Los valores de los costos unitarios adoptados para los puestos de conexión de usuarios MT se presentan a continuación.

Costos unitarios de puestos de conexión usuarios MT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
Puesto de conexión intemperie para usuario MT	643.719	150.696	51.853	39.467	106.288
Puesto de conexión interior para usuario MT (sin celdas E/S)	1.480.816	1.420.162	385.214	207.191	419.206
Celda E/S en Puesto de conexión a usuarios MT	388.750	52.000	11.183	6.923	55.063

Costos unitarios de puestos de conexión usuarios MT	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
Puesto de conexión intemperie para usuario MT	992.024	34.350
Puesto de conexión interior para usuario MT (sin celdas E/S)	3.912.588	135.478
Celda E/S en Puesto de conexión a usuarios MT	513.919	17.795

Tabla 5-4 Costos unitarios de puestos de conexión de usuarios MT

5.2.4 Costos unitarios de las subestaciones de transformación MT/BT

Si bien las subestaciones de transformación MT/BT no forman parte de la red MT, dentro de los alcances del estudio se encuentra la valorización de la etapa de transformación MT/BT.

En este caso la totalidad de los costos de inversión de las instalaciones ha sido elaborada por UTE y revisados por BAES.

El costo total de las SE MT/BT se presenta en la tabla siguiente. Se debe tener en cuenta que los mismos incluyen la transformación MT/BT y las SE de maniobra y protección (tal como se detalla en el punto 3.3.2 B).

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones MT



Costos unitarios de Total de SE MT/BT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	66.341	50.437	18.775	10.410	17.516
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	79.965	50.831	18.985	10.502	19.234
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	71.600	50.448	18.777	10.411	18.148
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	86.479	51.759	19.486	10.611	20.200
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	104.881	45.414	15.026	11.302	21.195
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	118.557	49.018	16.301	11.804	23.482
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	128.746	51.544	18.078	12.220	25.271
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	158.505	53.660	17.990	11.502	28.999
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	355.511	83.002	30.169	20.788	58.736
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	422.444	85.426	30.692	21.082	67.157
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	489.276	90.964	32.057	21.773	76.088
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	808.508	1.434.918	394.557	202.789	340.893
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	871.567	1.435.913	394.720	202.904	348.613
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	998.830	1.441.670	396.162	203.624	364.834
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	1.062.690	1.468.731	400.606	206.775	376.656
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	1.040.280	1.457.520	400.102	209.575	372.897
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	1.167.544	1.463.277	401.544	210.295	389.119
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	1.348.405	1.493.092	407.535	213.875	415.549
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	1.546.941	1.517.056	415.422	217.060	443.577
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 250 kVA	934.854	1.432.919	391.607	206.265	355.877
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 400 kVA	1.135.807	1.456.769	399.298	209.419	384.155
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 630 kVA	1.303.108	1.486.585	405.289	213.000	408.958
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 1000 kVA	1.680.212	1.510.548	413.176	216.185	458.414
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	1.997.689	1.594.434	433.316	226.664	510.252
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	2.725.534	1.641.481	449.368	232.974	605.923

Costos unitarios de Total de SE MT/BT	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	163.479	5.661
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	179.517	6.216
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	169.385	5.865
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	188.534	6.528
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	197.818	6.850
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	219.162	7.589
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	235.859	8.167
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	270.656	9.372
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	548.207	18.982
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	626.801	21.704
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	710.158	24.590
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	3.181.665	110.169
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	3.253.717	112.664
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	3.405.121	117.906
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	3.515.458	121.727
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	3.480.374	120.512
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	3.631.779	125.754
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	3.878.457	134.296
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	4.140.057	143.354
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 250 kVA	3.321.522	115.011
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 400 kVA	3.585.449	124.150
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 630 kVA	3.816.940	132.166
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 1000 kVA	4.278.535	148.149
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	4.762.356	164.902
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	5.655.280	195.820

Tabla 5-5 Costos unitarios Total SE MT/BT

Para poder separar el costo de los equipos de maniobra y protección instalados dentro de las SE MT/BT tipo interior y modular se identificaron los costos correspondientes únicamente a la etapa de transformación MT/BT. Los mismos se encuentran en la siguiente tabla.

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones MT



Costos unitarios de Transformación MT/BT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	66.341	50.437	18.775	10.410	17.516
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	79.965	50.831	18.985	10.502	19.234
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	71.600	50.448	18.777	10.411	18.148
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	86.479	51.759	19.486	10.611	20.200
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	104.881	45.414	15.026	11.302	21.195
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	118.557	49.018	16.301	11.804	23.482
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	128.746	51.544	18.078	12.220	25.271
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	158.505	53.660	17.990	11.502	28.999
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	355.511	83.002	30.169	20.788	58.736
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	422.444	85.426	30.692	21.082	67.157
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	489.276	90.964	32.057	21.773	76.088
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	526.616	846.959	233.099	119.016	207.083
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	589.675	847.954	233.263	119.132	214.803
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	716.938	853.711	234.705	119.852	231.025
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	780.799	880.772	239.148	123.002	242.847
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	589.675	847.954	233.263	119.132	214.803
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	716.938	853.711	234.705	119.852	231.025
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	780.799	880.772	239.148	123.002	242.847
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	979.335	904.735	247.035	126.187	270.875
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 250 kVA	515.876	829.861	227.013	116.698	202.734
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 400 kVA	716.829	853.711	234.705	119.852	231.012
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 630 kVA	767.129	880.772	239.148	123.002	241.206
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 1000 kVA	1.144.233	904.735	247.035	126.187	290.663
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	1.552.897	975.898	262.568	134.857	351.146
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	2.280.741	1.022.945	278.620	141.167	446.817

Costos unitarios de Transformación MT/BT	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	163.479	5.661
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	179.517	6.216
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	169.385	5.865
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	188.534	6.528
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	197.818	6.850
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	219.162	7.589
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	235.859	8.167
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	270.656	9.372
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	548.207	18.982
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	626.801	21.704
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	710.158	24.590
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	1.932.774	66.924
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	2.004.826	69.419
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	2.156.231	74.662
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	2.266.568	78.482
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	2.004.826	69.419
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	2.156.231	74.662
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	2.266.568	78.482
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	2.528.168	87.541
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 250 kVA	1.892.181	65.519
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 400 kVA	2.156.108	74.658
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 630 kVA	2.251.258	77.952
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 1000 kVA	2.712.853	93.936
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	3.277.366	113.482
SE MT/BT modular trifásica - 15/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	4.170.290	144.401

Tabla 5-6 Costos unitarios Transformación MT/BT

Los costos correspondientes a las celdas de Entrada/Salida de las SE MT/BT tipo interior y modular se obtienen por diferencia entre la tabla 5-4 y 5-5.

5.2.5 Costos unitarios de las subestaciones de transformación MT/MT y de los reguladores de tensión MT/MT

Las subestaciones transformadoras MT/MT son las que vinculan los diferentes niveles de tensión dentro de la Media Tensión de UTE: 6, 15 y 21,5 kV.

El costo unitario de la SE MT/MT 15/6 kV de 1500 kVA se corresponde con el presentado por UTE, y BAES confeccionó los correspondientes a las SET MT/MT de 15/6 kV y 800 kVA y de 21,4/6 kV de 2000 kVA a partir de las UUC y presupuestos de UTE.

Por su parte el costo unitario del banco de reguladores de tensión MT/MT trifásico fue presentado por UTE considerando un banco de tres reguladores de tensión de 15/15 kV monofásicos y los elementos que componen una subestación.

Costos unitarios de SE MT/MT (15/6 kV)	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
SE MT/MT trifásica - 15/6,4 kV - 800 kVA	3.246.627	1.869.524	506.237	259.898	705.874
SE MT/MT trifásica - 15/6,4 kV - 1500 kVA	3.764.486	2.028.163	532.289	278.367	792.397
SE MT/MT trifásica - 21,5/6,4 kV - 2000 kVA	3.871.115	2.064.795	538.304	282.632	810.822

Costos unitarios de SE MT/MT (15/6 kV)	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
SE MT/MT trifásica - 15/6,4 kV - 800 kVA	6.588.161	228.122
SE MT/MT trifásica - 15/6,4 kV - 1500 kVA	7.395.701	256.084
SE MT/MT trifásica - 21,5/6,4 kV - 2000 kVA	7.567.668	262.038

Tabla 5-7 Costo unitarios SE MT/MT

Costos unitarios de reguladores de tensión MT/MT	Materiales (UTE + contratista)	Montaje	Cargas Sociales	Varios e Imprevistos	Ingeniería y Administración
Banco de reguladores de tensión trifásico en poste - 15 kV - 3 x 100 A	789.250	79.265	24.153	14.256	108.831

Costos unitarios de reguladores de tensión MT/MT	TOTAL \$ / ud	TOTAL USD / ud
Banco de reguladores de tensión trifásico en poste - 15 kV - 3 x 100 A	1.015.755	35.172

Tabla 5-8 Costo unitario regulador de tensión MT/MT

5.3 COMPARACION CON OTRAS EMPRESAS DE LA REGIÓN

Una vez obtenidos los costos unitarios de inversión de las instalaciones de MT, se procedió a analizar la razonabilidad de estos costos que fueron utilizados para la valorización de las instalaciones.

La metodología usual para el análisis y evaluación de los costos unitarios presentados por la empresa es el "benchmarking" o comparación con otros costos que pueden considerarse referenciales a los efectos de la regulación.

Para el benchmarking se utiliza el concepto de Instalación Típica estándar (IT), que se define como el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje, y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución, subtransmisión y transmisión y lo presentan de manera sencilla, ordenada y uniforme. Los costos unitarios referenciales de las IT que dispone BAES son los que provienen principalmente de aquellos que surgen en los procesos de revisión tarifaria, considerando empresas e IT con características similares a UTE, y se han homologado los precios a la moneda de referencia típica de la región, o sea el dólar estadounidense.

En un proceso de benchmarking se requiere asegurar la "similitud" de las especificaciones técnicas y condiciones de instalación de las IT de las cuales se dispone de costos referenciales y las IT de UTE objeto de la comparación.



En las fuentes que dispone BAES se seleccionaron IT con características generales similares, en general, a las de UTE, lo que permite asegurar la razonabilidad de la comparación.

De acuerdo a lo indicado, se asume que los costos presentados por UTE resultan apropiados para valorizar las instalaciones adaptadas a la demanda dado que se encuentran dentro del rango de valores relevados por el benchmarking.

La tabla que se muestra a continuación presenta los costos unitarios suministrados por UTE, y los elaborados por BAES a partir de las UUC y presupuestos de UTE, comparados contra valores de referencia de cuatro empresas distribuidoras argentinas (EDEA, EDELAP, EDEN y EDES), una empresa distribuidora peruana (ENEL) y otra chilena (GCED), que presentan características de brindar servicio en áreas urbanas y rurales.

Costos unitarios de Líneas y Cables MT USD / km	UTE	EDEA Argetina	EDELAP Argetina	EDEN Argetina	EDES Argetina	Enel Perú	CGE Chile
Cables subterráneos MT trifásicos							
15 kV - Al 3 x 240 mm ²	243.793	282.441	256.385	483.056	470.871	165.211	143.481
Líneas aéreas MT monofásicas							
Rural 8,66 kV - ACSR 25/4 mm ²	14.037	13.979	19.238	12.455	27.238		
Rural 8,66 kV - Al-Al 35 mm ²	14.087	16.105	20.305	13.965	30.539		
Líneas aéreas MT trifásicas con postes de madera							
6 y 15 kV - ACSR 25/4 mm ²	24.898	18.592	20.269	19.641	42.952		
6 y 15 kV - Al-Al 35 mm ²	25.049	20.064	21.248	22.091	48.311		
6 y 15 kV - ACSR 50/8 mm ²	26.515	21.005	22.157	24.318	53.179		
Líneas aéreas MT trifásicas con postes de H°A°							
6 y 15 kV - Al-Al 35 mm ²	48.237	28.906	33.527	29.099	63.635	20.407	
6 y 15 kV - ACSR 50/8 mm ²	54.985	29.927	34.713	29.947	65.489	25.270	22.268
6 y 15 kV - Al-Al 70 mm ²	53.390	31.211	36.202	31.139	68.096	26.132	24.044
6 y 15 kV - Al-Al 95 mm ²	64.505	32.553	37.758	43.469	95.059	27.452	24.579
6 y 15 kV - protegido Al-Al 70 mm ²	52.694	39.217	45.487	43.926	63.112		28.658
6 y 15 kV - prot. compacto - Al-Al 95 mm ²	67.644	42.602	49.414	51.465	89.417		29.098
6 y 15 kV - preensablado - Al 3 x 70 + 50 mm ²	64.636					46.733	
24 kV - postes H°A° - ACSR 95/15 mm ²	51.119	66.294	59.664	111.235	139.308	29.441	29.732

Costos unitarios de equipos maniobra MT USD / ud	UTE	EDEA Argetina	EDELAP Argetina	EDEN Argetina	EDES Argetina	Enel Perú	CGE Chile
Reconector trifásico - 15 kV	20.954	16.336	24.439	19.200	20.088	14.021	11.933
Celda de corte con disyuntor - 15 kV - interior	13.931	12.029	17.995	15.360	16.071	22.807	26.660
Seccionador BC tripolar - 15 kV - aéreo	9.926	9.480	18.189	15.161	20.147	6.912	

Costos unitarios de SE MT/BT USD / ud	UTE	EDEA Argetina	EDELAP Argetina	EDEN Argetina	EDES Argetina	Enel Perú	CGE Chile
SE MT/BT aéreas trifásicas							
15/0,23 kV - 10 kVA	6.850	3.920	5.996	7.178	7.197		2.042
15/0,23 kV - 25 kVA	7.589	4.844	6.921	6.469	6.440	7.225	3.319
15/0,23 kV - 50 kVA	8.167	7.190	11.999	12.349	12.534	7.476	4.599
15/0,23 kV - 100 kVA	9.372	10.540	13.459	14.452	14.809	10.157	7.147
15/0,23 kV - 160 kVA	18.982	20.308	20.392	13.987	13.996	11.635	8.244
15/0,23 kV - 250 kVA	21.704	25.446	21.569	17.541	17.802	17.331	9.300
15/0,23 kV - 400 kVA	24.590	31.584	26.787	21.785	22.335	21.919	15.129
SE MT/BT interiores trifásicas							
15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	110.169					64.696	
15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	112.664					70.786	55.798
15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	117.906	69.979	150.405	86.221	106.533	77.952	55.798
15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	121.727	82.798	162.792	114.771	139.045	90.048	71.918

Tabla 5-9 Comparación de costos unitarios

Según puede observarse la gran mayoría de los costos unitarios de inversión propuestos por UTE (o elaborados por BAES a partir de las UUC y presupuestos de UTE) se encuentran dentro del rango de costos contra los que se compararon, si bien cerca del extremo superior del rango.

Los siguientes gráficos muestran la relación de los costos unitarios de las empresas con los costos de UTE.

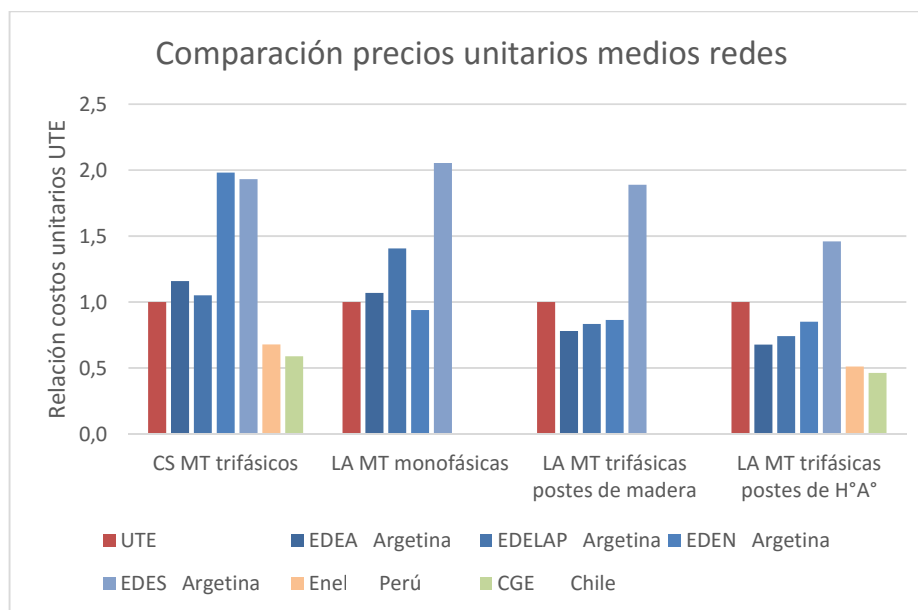


Ilustración 5-1 Comparación costos unitarios de las redes MT

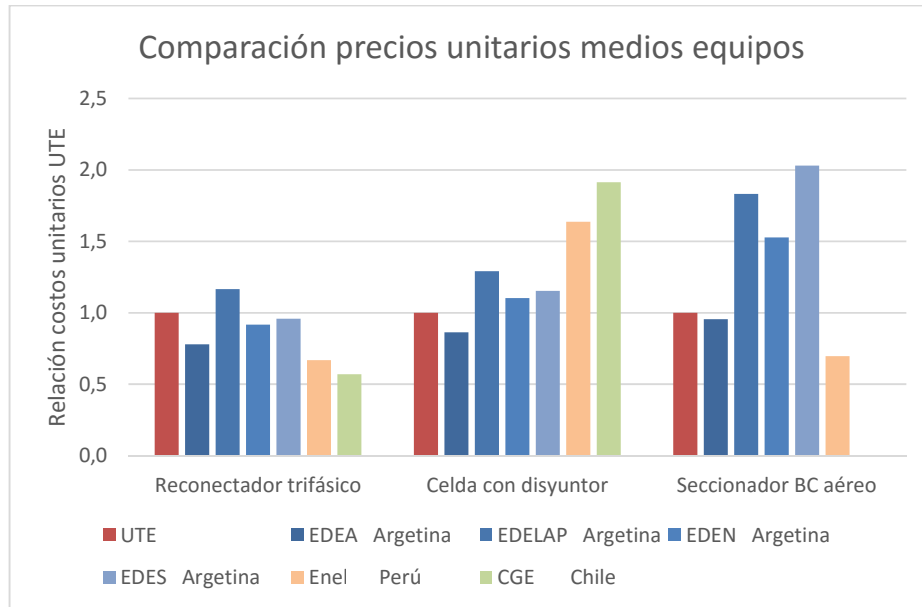


Ilustración 5-2 Comparación costos unitarios de equipos MT

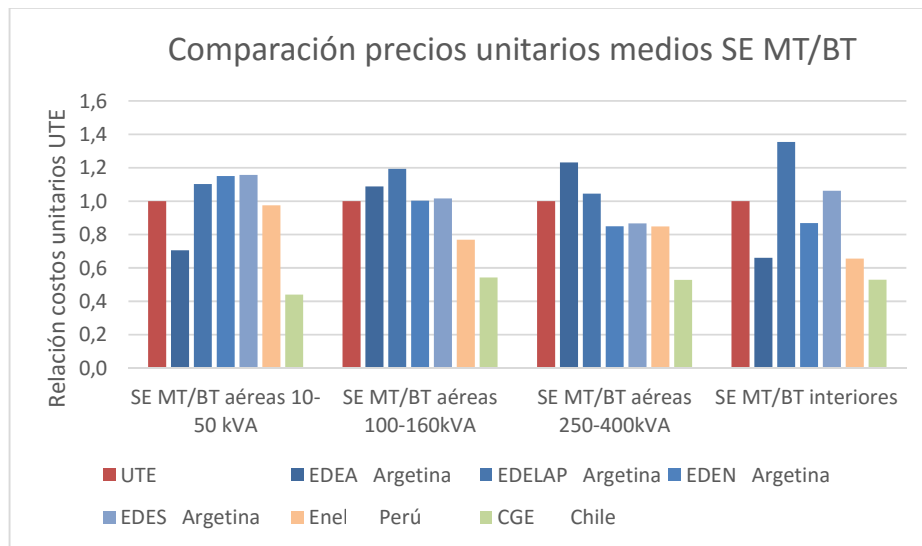


Ilustración 5-3 Comparación costos unitarios de SE MT/BT

Cabe aclarar que los costos unitarios propuestos por UTE, o elaborados por BAES a partir de las UCC y presupuestos de UTE, no incluyen el concepto de intereses intercalarios, que sí está incluido en los costos internacionales contra los que se comparan.

Sin embargo, atento a que los valores de UTE se encuentran cerca del límite superior del rango de la comparación, y a que los intereses intercalarios de las instalaciones de distribución son en general bajos (menos del 3%), se propone adoptar los costos unitarios de inversión de las instalaciones de MT propuestos por UTE, o elaborados por BAES a partir de las UCC y presupuestos de UTE, sin la incorporación de los intereses intercalarios, es decir tal como se presentan en las tablas de este capítulo. En esta forma se refleja en los costos adoptados un ajuste razonable como señal de eficiencia.

5.4 COSTO DE TERRENOS PROPIEDAD DE UTE DE SE MT/BT

UTE informa que existen una cantidad de terrenos de SE de transformación MT/BT interior que son propiedad de la empresa, y cuyo costo de inversión debe considerarse en el VNR. La información sobre la propiedad de los terrenos de SE de transformación MT/BT interior es la siguiente.

Situación patrimonial	Montevideo	Interior	Total
Comodato	1.079	179	1.258
Propiedad UTE	413	262	675
Sin información	1.095	1.054	2.149
Total	2.587	1.495	4.082

Tabla 5-10 Situación patrimonial de los terrenos de las SE MT/BT interior

Para valorizar los terrenos que son propiedad de UTE se asume la "Propuesta de valorización de terrenos propiedad de UTE donde se encuentran instaladas subestaciones interiores de media tensión" presentada por la distribuidora, previa verificación de los precios de compra-venta de inmuebles del INE.

En esta propuesta se considera que los terrenos de las SE MT/BT tienen una superficie promedio de 50 m², y se consideran los precios en USD/m² informados por el INE para Montevideo, según las distintas zonas que se denominan: Montevideo 1 (mayor precio), Montevideo 2 (precio medio) y Montevideo 3 (menor precio). Estos valores se corresponden con los presentados en el cuadro 16 (Montevideo – Medidas descriptivas del precio, superficie en m², cantidad y porcentaje de casos de altas de compraventas según tipo de propiedad y destino original -2017) del informe "Indicadores de actividad y precios del sector inmobiliario para el año 2017" publicado por el INE.

Sin embargo, los precios informados por el INE corresponden a los precios de compraventa de inmuebles, es decir que incluyen el terreno y las construcciones. Por ese motivo se efectuó el procesamiento de las bases de datos de la Dirección Nacional de Catastro de las que se pudieron extraer los siguientes porcentajes que representan la participación del valor del terreno en el valor total del inmueble de Propiedad Común:

Zona	Participación del valor del terreno en el valor total del inmueble
Montevideo	41 %
Interior	36 %

Tabla 5-11: Participación del valor del terreno en el valor total del inmueble

Por otra parte, y ante la falta de información en el INE sobre el precio de los inmuebles en el Interior del país, UTE consideró los mismos precios para que para Montevideo, agrupando

los departamentos del interior en los mismos niveles de precio que los adoptados para Montevideo, según se indica a continuación:

- Interior 1 (mayor precio): Maldonado.
- Interior 2 (precio medio): Canelones, Colonia y Salto.
- Interior 3 (menor precio): Resto de los departamentos.

Tomando en cuenta lo indicado se determinan los precios de los terrenos en las distintas zonas de Montevideo y del Interior, según se indica en la tabla siguiente.

Zona	Precio inmueble del INE [USD/m ²]	Participación del valor del terreno en el valor total del inmueble	Precio del terreno [USD/m ²]
Montevideo Zona 1	1.241	41%	509
Montevideo Zona 2	578	41%	237
Montevideo Zona 3	269	41%	110
Interior Zona 1	1.241	36%	447
Interior Zona 2	578	36%	208
Interior Zona 3	269	36%	97

Tabla 5-12 Precios de los terrenos en las distintas zonas de Montevideo e Interior

La distribución de las SE MT/BT con terreno propiedad de UTE en cada ATD se presenta en la tabla siguiente.

Región	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	Total
Montevideo Zona 1	92	11	0	0	0	103
Montevideo Zona 2	86	54	0	5	0	145
Montevideo Zona 3	20	85	46	14	0	165
Interior Zona 1	0	29	14	0	0	43
Interior Zona 2	0	91	10	0	0	101
Interior Zona 3	0	112	6	0	0	118
Total	198	382	76	19	0	675

Tabla 5-13 Cantidad de terrenos de SE MT/BT interior propiedad de UTE

Considerando los precios de los terrenos, determinados como se indicó anteriormente, y considerando una superficie de 50 m² por cada SE MT/BT, resultan los siguientes costos de los terrenos de SE propiedad de UTE, expresados en miles de dólares.

Región	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	Total
Montevideo Zona 1	2.341	280	0	0	0	2.620
Montevideo Zona 2	1.019	640	0	59	0	1.718
Montevideo Zona 3	110	469	254	77	0	910
Interior Zona 1	0	648	313	0	0	961
Interior Zona 2	0	947	104	0	0	1.051
Interior Zona 3	0	542	29	0	0	571
Total	3.470	3.525	699	136	0	7.831

Tabla 5-14 Costo de los terrenos de las SE MT/BT interior en miles de dólares

Sin embargo, y tal como se indica en el punto 3.2.2. B de este Informe, las SE MT/BT se dividen en las celdas de Entrada/Salida a la SE, que integran la red de MT, y en la transformación MT/BT, que forma parte de la red BT. Por lo tanto, los costos totales de los terrenos de las SE MT/BT se dividen en estos dos mismos componentes según los porcentajes considerados para la obra civil.

	% asignación
Terreno transformación MT/BT	60%
Terreno celdas E/S	40%

Tabla 5-15 Asignación de costo de los terrenos de las SE MT/BT interior a celdas de E/S y a la transformación MT/BT

Los costos de los terrenos propiedad de UTE, asignados según el procedimiento indicado, se muestran en la siguiente tabla expresados en miles de dólares.

Componente de SE MT/BT	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	Total
Celdas de E/S	1.388	1.410	280	55	0	3.132
Transformación MT/BT	2.082	2.115	420	82	0	4.699
Total	3.470	3.525	699	136	0	7.831

Tabla 5-16 Costo de los terrenos de las celdas de E/S y la transformación MT/BT en miles de dólares

6. CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE LOS VALORES DE EQUIPAMIENTO

Este capítulo tiene como objeto presentar los resultados de la “Anualidad de la Inversión”, calculado a partir de la aplicación del factor de recuperación de capital (FRC) al valor nuevo de reemplazo de los activos de MT (VNR MT) resultante de la optimización de las instalaciones de la distribuidora.

Para la determinación del factor de recuperación de capital (FRC) se consideró la WACC determinada por URSEA y se tomaron en cuenta las vidas útiles estándar para este tipo de activos.

El capítulo se ha organizado considerando los siguientes aspectos:

- Tasa de rentabilidad para los activos de media tensión
- Cálculo de Factor de recuperación de capital (FRC)
- Cálculo del VNR de media tensión: cantidad de activos adaptados por costos unitarios
- Cálculo de la anualidad de la inversión: donde se presenta el cálculo de la anualidad de la inversión de los bienes de la distribuidora y de la cuota de reposición para los activos financiados por terceros

El detalle de los resultados de VNR y anualidad por ADT se encuentra en el Excel adjunto “Cargos, VNR y paramétricas MT UTE.xlsx”.

6.1 TASA DE RENTABILIDAD

El cálculo realizado por la URSEA se basó en la metodología WACC (Weighed Average Cost of Capital – Costo Promedio Ponderado del Capital). Para determinar el retorno del capital accionario se utilizó el método del CAPM (Capital Asset Pricing Model).

El cálculo realizado por la URSEA concluye que la WACC real antes de impuestos resulta de 9,17%. El resumen del cálculo se presenta a continuación.

WACC para Media Tensión		
Descripción	Mínimo	Máximo
Tasa libre de riesgo	5,41%	5,41%
Tasa retorno mercado	10,60%	12,03%
Premio riesgo mercado	5,19%	6,62%
Beta desapalancado	0,43	0,43
D	28%	28%
t	25%	25%
Beta apalancado	0,56	0,56
Premio riesgo sistemático	2,88%	3,68%
Riesgo país	2,05%	2,05%
Otros riesgos	0	0
Tasa CAPM	10,35%	11,14%
Riesgo soberano deuda	2,05%	2,05%
Otros riesgos deuda	0	0
Costo deuda nominal	7,46%	7,46%
D	28%	28%
E	72%	72%
t	25%	25%
Tasa de inflación EEUU	2,57%	2,57%
WACC real antes imp	8,38%	9,96%
		9,17%

Tabla 6-1 WACC calculada por URSEA para la MT

Conceptualmente, la tasa de rentabilidad aplicando la metodología del WACC, determina la tasa de retorno a aplicar sobre el valor de los activos de la empresa como el promedio



ponderado de la tasa de endeudamiento y la tasa de rentabilidad del capital accionario, utilizando como ponderadores la estructura de capital de la compañía (deuda – capital aportado por los accionistas). Para determinar el retorno del capital accionario se utiliza el método del CAPM (Capital Asset Pricing Model), que calcula la rentabilidad sobre el capital de los accionistas apartando el riesgo inherente a una empresa / sector en particular respecto al riesgo del mercado en su conjunto.

Los valores de los parámetros que se utilizan para el cálculo de la tasa WACC / CAPM son representativos del sector eléctrico en su conjunto y de UTE en particular, a saber:

- datos del mercado de acciones de EE. UU. que se adaptan al mercado local adicionándole el riesgo país (Country Spread Model: variante adaptada del CAPM donde se tiene en cuenta el diferencial de riesgo de las inversiones en Uruguay. Este modelo es comúnmente utilizado en países emergentes);
- costo de endeudamiento para economías desarrolladas de compañías con calificación de riesgo equivalente a la de Uruguay, que se adapta al mercado uruguayo adicionándole el riesgo país;
- una estructura de capital que refleja el nivel óptimo de endeudamiento a largo plazo estimado por UTE.

La tasa resultante es entonces una tasa de rentabilidad comparable con otras actividades de riesgo similar nacional, y reconoce una estructura de capital adecuada, con tasas de endeudamiento y rentabilidad para los accionistas razonables.

La metodología WACC calcula la tasa de rentabilidad sobre el valor total de la empresa o activo mediante la siguiente expresión:

$$\text{WACC} = W_d * R_d * (1 - t) + W_e * R_e$$

Donde:

WACC: Tasa de rentabilidad nominal después de impuestos.

W_d: Porcentaje de participación de la deuda en el valor total de la empresa o activo, representado por la suma del monto de endeudamiento y el valor del aporte de capital de los accionistas.

R_d: Tasa de endeudamiento.

t: Tasa efectiva del impuesto a las rentas.

W_e: Porcentaje de participación del capital accionario en el valor total de la empresa o activo, representado por la suma del monto de endeudamiento y el monto involucrado por los accionistas para financiar las actividades de la empresa.

R_e: Tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas.

La fórmula expuesta corresponde a la tasa de rentabilidad nominal después de impuestos. Es nominal porque los datos que se consideran para su cálculo tienen incluida la inflación, y después de impuestos porque contiene el beneficio impositivo del impuesto a las ganancias que se aplica sobre los intereses de la deuda.

Dado que los Costos Propios de Distribución (CPD) son ajustados durante el periodo tarifario reflejando la variación de los precios relativos en la economía, resulta necesario calcular la tasa de rentabilidad real, despejando a la tasa de rentabilidad nominal de la componente inflacionaria que contiene. Para dicho cálculo se aplica la siguiente fórmula:

$$WACC_r = [(1 + WACC) / (1 + i)] - 1$$

Donde:

WACC_r: Tasa de rentabilidad real después de impuestos.

WACC: Tasa de rentabilidad nominal después de impuestos.

i: Tasa de inflación.

Para los casos en que los flujos de caja descontados no consideran el impuesto a la renta, se calcula la tasa de rentabilidad real antes de impuestos. Su cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$WACC_{rai} = WACC_r / (1 - t)$$

WACC_{rai}: Tasa de rentabilidad real antes de impuestos.

WACC_r: Tasa de rentabilidad real después de impuestos.

t: Tasa efectiva del impuesto a las ganancias.

Los valores de las tasas reales antes de impuestos utilizados por la URSEA para las revisiones de tarifas de transmisión y Subtransmisión en el año 2017 se presentan a continuación:

Sector	WACC mínimo	WACC máximo	WACC medio
Transmisión	7.40%	8.75%	8.08%
Subtransmisión	8.05%	9.61%	8.83%
Media Tensión	8.38%	9.96%	9.17%

Tabla 6-2 Tasas reales antes de impuestos utilizados por URSEA

A efectos de brindar una comparación de los valores de tasa utilizados en el Uruguay en los estudios de transmisión/Subtransmisión recientemente realizados, se los comparó con valores empleados en otras regulaciones de la región para establecer tarifas de distribución.

Del análisis comparativo se evidencia que los valores medios de tasa utilizados resultan similares a los correspondientes a otros países de la región, por lo que se consideran razonables para ser utilizados en el cálculo de cargos de peaje a usuarios de MT.

A continuación, se presenta la comparación de las tasas de descuento reales antes de impuestos para varios países/empresas Latinoamericanas.

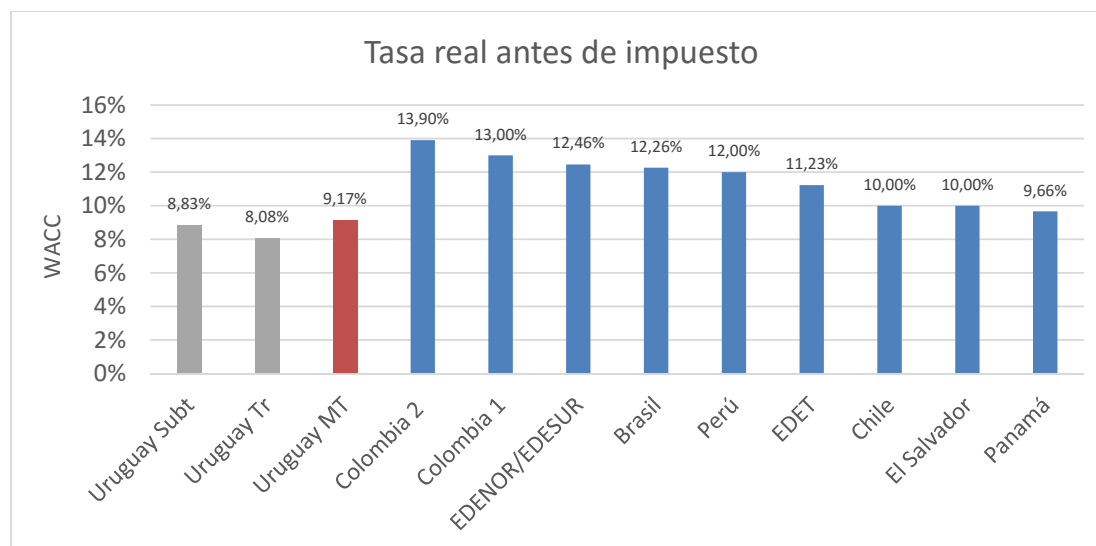


Ilustración 6-1 Tasa real antes de impuesto por país

6.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL (FRC)

La tarifa a determinar debe ser fijada para las necesidades de la empresa, independientemente de la percepción del accionista, y la misma debe permitir realizar las inversiones futuras y reponer las existentes, operar y mantener las instalaciones y obtener una ganancia.

Por todo lo indicado, el factor de recuperación de capital considera la amortización anual y la rentabilidad del capital inmovilizado para una tasa "i" y una vida útil "n".

$$frc = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = \frac{i}{(1 + i)^n - 1} + i$$

Dónde:

- Frc* = Factor de Recuperación de Capital.
- n* = Vida útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos
- i* = Tasa de rentabilidad calculada por URSEA.

El primer término representa la amortización anual anticipada mientras que el segundo representa el interés anual sobre el capital inmovilizado.

El frc debe diferenciarse entre las instalaciones financiadas por terceros en su totalidad y operadas por la distribuidora y las que UTE realizó con financiación propia ya que la aplicación del frc es distinta. Para el caso del cálculo de la anualidad para primer grupo se debe que utilizar sólo la parte de la amortización mientras que para la segunda se debe que utilizar la anualidad compuesta por la amortización y rentabilidad.

La vida útil para calcular el frc (anualidad) es la definida en el Artículo 64 del Decreto N° 277/002, del 28 de junio de 2002, que aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, tal como se transcribe a continuación:

"Artículo 64°. El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia.

La anualidad será calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de **treinta (30) años** y la tasa de actualización definida para fines tarifarios."

		Centros de Tr. MT/MT	Redes MT	Equipos de protección y maniobra	Terrenos SE
n	años	30	30	30	
i	%	9,17%	9,17%	9,17%	9,17%
FRC		0,0988	0,0988	0,0988	0,0917

Tabla 6-3 Factor de recuperación de capital para activos de MT propios, de terceros y de subtransmisión

6.3 VNR MT

Teniendo en cuenta que la UTE dispone de la totalidad de sus instalaciones de distribución MT incorporadas en un sistema GIS y bases de datos, resulta factible realizar la normalización y optimización de la totalidad de las redes de distribución en MT de la distribuidora.

Por los motivos indicados BAES ha efectuado el estudio de normalización y optimización de la totalidad de las instalaciones de distribución en MT de la UTE, utilizando los modelos descritos en el Anexo A de este Informe, y determinó el VNR de la red MT y la anualidad del VNR (costo de capital) para la totalidad de la zona de servicio de UTE.

En el detalle de las actividades a realizar para cumplir con los objetivos del Estudio de Valorización de las Instalaciones de Distribución Eléctrica en Media Tensión y el Cálculo de Cargos a los Usuarios, se previó determinar el inventario adaptado de acuerdo a las áreas de distribución tipo (ADT) ya definidas en las metas de Calidad de Servicio establecidas en el Reglamento de Calidad (RCSDEE).

En el Artículo 61 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica se indica que el VADE se calculará para un determinado número de áreas de distribución típica que serán determinadas por el Regulador, y que la Zona de Servicio de la distribuidora tendrá un VADE equivalente que se calculará como el promedio ponderado del VADE de las áreas de distribución tipo.

Por lo tanto, los resultados obtenidos se consolidaron para cada una de las 5 ADT establecidas en la Resolución URSEA N° 13/004 del 13/4/2004, es decir:

- ADT 1: urbana de alta densidad
- ADT 2: urbana de media densidad
- ADT 3: urbana de baja densidad
- ADT 4: rural
- ADT 5: rural de muy baja densidad

El valor nuevo de reemplazo de los activos de media tensión de UTE por ADT se presenta a continuación.

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento



INSTALACIÓN	Unidad	Instalaciones	VNR activos propios adaptados por ADT [miles USD]					TOTAL
		TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	
ET ST/MT - Subtransmisión								479.416
SET MT/MT	ud	23	1.048	2.109	228	912	1.169	5.466
Reguladores	ud	21	0	281	70	70	317	738
Red Subterránea	km	3.306	201.102	452.867	47.101	33.143	71.729	805.942
Red 22 kV aérea	km	0	0	0	0	0	0	0
Red 15 kV aérea	km	44.926	0	174.473	128.903	153.507	542.386	999.269
Red 6,4 kV aérea	km	2.498	355	50.176	14.979	19.870	14.861	100.241
Equipos M&P MT intemperie	ud	29.105	48	45.327	31.107	37.619	121.227	235.328
Equipos M&P MT interior	ud	4.096	94.263	96.921	7.591	3.831	7.039	209.645
Conexiones usuarios MT - Puestos Interiores	ud	480	3.096	3.399	534	747	765	8.541
Terrenos de UTE - Equipos M&P MT interior	ud	675	1.388	1.410	280	55	0	3.133
TOTAL RED MT (SET MT/MT + Reg + Red MT + Eq M&P + Conex MT)			301.300	826.963	230.793	249.754	759.493	2.368.303
SE de transformación MT/BT	ud	51.481	134.205	208.869	30.539	87.804	204.917	666.334
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	ud	675	2.082	2.115	420	82	0	4.699
Puestos de Conexión usuarios MT	ud	748	23.573	26.598	4.854	9.366	9.844	74.235

Tabla 6-4 VNR instalaciones de MT por ADT

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento



Los resultados por subetapa se presentan en la siguiente tabla.

SUBETAPA	VNR activos propios adaptados por ADT [miles USD]						VNR adaptado [miles USD]
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	TOTAL	
0 - Subtransmisión, transformación ST/MT						479.416	479.416
1 - Líneas aéreas y cables	201.457	677.516	190.983	206.520	628.976	1.905.452	1.905.452
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones)	99.843	149.447	39.810	43.234	130.517	462.851	462.851
TOTAL RED MT (1+2)	301.300	826.963	230.793	249.754	759.493	2.368.303	2.368.303
3 - Subestaciones transformadoras MT/B	136.287	210.984	30.959	87.886	204.917	671.033	671.033
4 - Puestos de Conexión usuarios MT	23.573	26.598	4.854	9.366	9.844	74.235	74.235

Tabla 6-5 VNR de los activos de MT de UTE por subetapas

El valor de VNR de estaciones transformadoras de subtransmisión a tensiones de MT se corresponde al presentado en el Informe "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas – Informe de Subtransmisión" elaborado por Mercados Energéticos en 2017, actualizado a valores de diciembre 2017 a través de las paramétricas correspondientes a ST.



El resultado obtenido con este procedimiento se ajusta a la situación real de servicio de la empresa, y se evitan los errores inherentes al proceso de selección de las muestras representativas y, en especial, de la expansión de los resultados a la totalidad de las instalaciones de la distribuidora.

Cabe mencionar que en el estudio para la determinación del VADE y Tasas de Conexión en el Uruguay del año 2002 el cálculo del VADE se efectuó mediante la definición de ADT y la selección de localidades cuyas instalaciones se consideraron representativas de cada ADT: Montevideo E, Durazno, Florencio Sánchez, Distrito Mercedes y Distrito Las Piedras. Una vez determinado el VADE para cada localidad se expandieron los resultados de las muestras para la totalidad de cada ADT.

Esta metodología de cálculo era generalmente utilizada cuando las empresas distribuidoras no disponían la información de sus instalaciones digitalizada, por lo que se requería clasificar la zona de servicio de la distribuidora en ADT con características de densidad de carga, y por lo tanto de características de las redes, similares y luego seleccionar una muestra de la red, lo más representativa posible del ADT definida, para efectuar los estudios de optimización de costos de capital y de operación, mantenimiento y administración (COMA). Luego se expandían los resultados obtenidos para las muestras a la totalidad de cada ADT.

El inconveniente de esta metodología era la dificultad existente para definir una cantidad razonable de ADT que fuera homogénea en su composición, lo que resultaba que cuando se expandían cantidades de instalaciones a toda el ADT resultaban valores muy diferentes de los reales. Por ese motivo se expandían, en general, valores de costos unitarios.

En el caso del cálculo realizado en el presente estudio, por contarse con la totalidad de la información disponible, no fue necesario realizar la aproximación realizada en estudios previos, superando las posibles imprecisiones propias de la expansión de resultados.

6.4 CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

La anualidad de la inversión se compone de la suma de la anualidad de la inversión de los activos optimizados de la distribuidora más la cuota anual de reposición de los activos.

Los valores de la anualidad de los activos de MT de UTE se presentan discriminados por ADT en la tabla siguiente, expresados en miles de USD por año.

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento



INSTALACIÓN	frc activos propios	Anualidad VNR adaptado por ADT [miles USD/año]					
		ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	TOTAL
ET ST/MT - Subtransmisión	0,0988						47.370
SET MT/MT	0,0988	104	208	23	90	115	540
Reguladores	0,0988	0	28	7	7	31	73
Red Subterránea	0,0988	19.870	44.746	4.654	3.275	7.087	79.632
Red 22 kV aérea	0,0988	0	0	0	0	0	0
Red 15 kV aérea	0,0988	0	17.239	12.736	15.168	53.592	98.735
Red 6,4 kV aérea	0,0988	35	4.958	1.480	1.963	1.468	9.904
Equipos M&P MT intemperie	0,0988	5	4.479	3.074	3.717	11.978	23.253
Equipos M&P MT interior	0,0988	9.314	9.577	750	379	696	20.716
Conexiones usuarios MT - Puestos Interiores	0,0988	306	336	53	74	76	845
Terrenos de UTE - Equipos M&P MT interior	0,0917	127	129	26	5	0	287
TOTAL RED MT (SET MT/MT + Reg + Red MT + Eq M&P + Conex MT)		29.761	81.700	22.803	24.678	75.043	233.985
SE de transformación MT/BT	0,0988	13.260	20.638	3.017	8.676	20.247	65.838
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	0,0917	191	194	38	8	0	431
Puestos de Conexión usuarios MT	0,0988	2.329	2.628	480	925	973	7.335
TOTAL anualidad VNR MT (ET ST/MT - Subtransmisión + RED MT)							281.355

Tabla 6-6 Anualidad de los activos de MT de UTE



6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

Los resultados por subetapa se presentan en la siguiente tabla.

SUBETAPA	Anualidad VNR adaptado [miles USD/año]					Anualidad TOTAL [miles USD/año]
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	
0 - Subtransmisión, transformación ST/MT						47.370
1 - Líneas aéreas y cables	19.905	66.943	18.870	20.406	62.147	188.271
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones)	9.856	14.757	3.933	4.272	12.896	45.714
TOTAL RED MT (1+2)	29.761	81.700	22.803	24.678	75.043	233.985
3 - Subestaciones transformadoras MT/B	13.451	20.832	3.055	8.684	20.247	66.269
4 - Puestos de Conexión usuarios MT	2.329	2.628	480	925	973	7.335
TOTAL anualidad VNR MT (ET ST/MT - Subtransmisión + RED MT)						281.355

Tabla 6-7 Anualidad de los activos de MT de UTE por subetapas

ANEXO A: MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED A PARTIR DE LA RED REAL

En este anexo se presenta la descripción de los procedimientos seguidos para optimizar las instalaciones de MT la distribuidora a partir de las instalaciones reales.

Para la optimización de las instalaciones reales a partir de la demanda distribuida sobre las mismas, se utilizan dos modelos informáticos de desarrollo propio. Estos modelos implementan los siguientes criterios:

- La topología de la red se ajusta a la traza de los caminos y en especial a la ubicación de los clientes, por lo cual dicha topología es característica del mercado servido y no se considera su modificación.
- Aceptada la topología real se procede a seleccionar la sección de los conductores de la red MT, de modo de asignar a cada tramo secciones de conductor tales que cumplan con un óptimo económico.
- Las secciones de conductor seleccionadas son aquellas para las cuales se minimiza una ecuación de costos, y son además capaces de conducir las corrientes impuestas por la demanda del mercado en cabeza de cada alimentador, sin violaciones de las caídas de tensión reguladas.

A.1 OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE MT

En general las áreas de una distribuidora se encuentran abastecidas por redes de distintas tensiones, y la traza de estas redes se ubica en las trazas existentes de las vías públicas del área de concesión, cuando no discurren a campo traviesa.

Bajo estas condiciones se considera que las trazas de estas líneas unen los puntos de carga por los caminos de menor longitud factibles de utilizar, y en consecuencia resultan óptimas. Por esta razón para estas instalaciones se optimiza el tipo y sección de sus conductores, respetando las trazas reales (y por ende las longitudes).

Para optimizar las secciones de los conductores de las redes MT de las redes reales se utiliza la información de redes georreferenciada entregada por la distribuidora, migrando cada tramo de las redes al formato requerido por un programa de cálculo de flujos de potencia, también de desarrollo propio, y embebido en el modelo de adaptación de redes.

A.1.1 Flujos de potencia

Los modelos de flujo de potencia tienen por objetivo el cálculo de las corrientes circulantes por cada tramo de red, de acuerdo con las cargas conectadas a cada nodo. Los datos de partida son:

- La tensión de línea del sistema
- Ángulo de carga (igual para todas las cargas)
- La potencia de las cargas y fases a las que se conecta
- La configuración de la red MT.

Una vez obtenidas las corrientes demandadas por la carga, e independientemente de la configuración de la red, se deben obtener las corrientes totales. Para ello se debe comenzar con los extremos del circuito e irse acercando, aguas arriba, hacia la fuente. Se toman las corrientes solicitadas por la carga en cada nodo y se asigna esa corriente al tramo.

A medida que se suman cargas en el circuito o existen nodos de unión de dos ramas diferentes de un circuito, se suman las componentes Reales e Imaginarias en cada fase.

Para el caso de las corrientes de neutro, se suman las corrientes teniendo en cuenta el signo de estas.

A.1.1.1 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

Obtenidas las corrientes se calculan las pérdidas con la siguiente fórmula:

$$P_{pi_{F,N}} = |I_{i_{F,N}}|^2 \cdot R_{i_{F,N}}$$

Dónde:

$I_{i_{F,N}}$: Es la corriente que circula por el tramo i , en la fase F o en el neutro N , según corresponda

$R_{i_{F,N}}$: Es la resistividad del tramo i , en la fase o neutro, según corresponda

Luego, la corriente que es necesario agregar para cubrir esas pérdidas resulta:

$$I_{P_{pi_F}} = \frac{P_{pi_F}}{U_F \cdot \cos\varphi_{cond}}$$

Dónde:

P_{pi} : representa las Pérdidas de potencia por efecto Joule en el tramo i

U_F es la tensión de fase

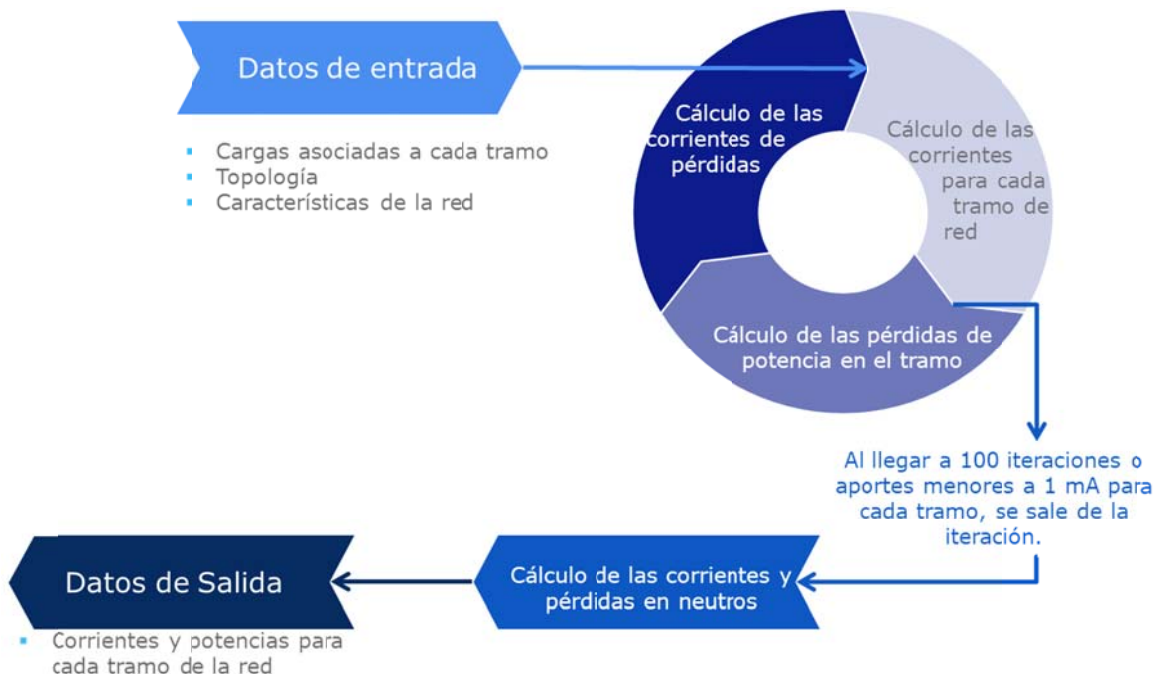
φ_{cond} : es el ángulo de carga del conductor, tomado como valor 1 (Resistivo puro)

A.1.1.2 CÁLCULOS ITERATIVOS

Para tener en cuenta las corrientes de pérdidas antes calculadas, se suman estas a las corrientes de las fases teniendo en cuenta el signo de las mismas.

Con estas nuevas corrientes, se vuelven a calcular las pérdidas que ocasionan en los conductores de fase, repitiendo el ciclo de cálculo. Se procede de esta manera hasta lograr que el mayor incremental de corriente entre una iteración y la anterior sea menor que una tolerancia determinada (1 mA) o bien 100 iteraciones.

En el diagrama que se muestra a continuación se puede seguir el proceso de cálculo de las corrientes y potencias:





Proceso de cálculo

Las redes se estudiaron para el estado de carga correspondiente a la potencia máxima de la empresa de referencia. Bajo estas condiciones el estudio de flujos de potencia brindó como resultados corrientes en cada tramo de cada circuito, representativas del estado de carga de la distribuidora.

A.1.2 Adaptación de las redes

Con esta información, el módulo de optimización analizó cada tramo de las redes con el objeto de seleccionar la sección óptima para las mismas. Para cada alimentador de MT y cada salida de BT se determinaron las secciones económicas, considerando como tal la que minimiza el costo total de instalación, los costos de operación y mantenimiento capitalizados y las pérdidas capitalizadas durante la vida útil de la línea.

El costo de operación y mantenimiento se estima en relación al costo de instalación de cada tipo de red y se consideran valores estándares para este tipo de activos.

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).

A.1.3 Criterios para la implementación de la optimización

La optimización de la red de MT constituye un cálculo de mínimo costo entre aquellas secciones capaces de llevar determinada corriente. Como dato básico se cuenta con las corrientes en cada tramo de cada circuito, obtenidas de un flujo de cargas al efecto. Para cada tramo o conjunto de tramos a optimizar, el criterio para la determinación de las corrientes de entrada al modelo fue el siguiente:

- **Corriente de Dimensionamiento:** Dado un tramo a optimizar se trata de la máxima corriente en alguna sección de este, afectada por un coeficiente de sobrecarga que representa el crecimiento de la demanda en el futuro. Esta corriente debe ser soportada por todas las secciones candidatas, que se seleccionan para calcular las funciones de costos. El coeficiente de sobrecarga se determina de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Coeficiente} = (1 + a)^n$$

Donde

a = Tasa media anual de crecimiento de demanda

n = Número de años en el periodo bajo análisis

En otras palabras, el costo mínimo a determinar se investiga sólo entre aquellas secciones con capacidad para soportar la máxima carga actual y futura del tramo.

- **Corriente de Optimización:** Una vez determinadas las secciones candidatas, el modelo calcula las funciones de costos, seleccionando el mínimo, pero esta vez utilizando una corriente representativa de la exigencia que debe soportar el conjunto de tramos. La Corriente de Optimización se calculó en cada caso como el promedio geométrico de las diferentes corrientes en cada Tramo o Derivación:



$$C_{te.opt} = \sqrt{i^2 J / l}$$

Con estos criterios, los tramos troncales y las derivaciones son tratados como un conjunto de tramos, y su sección optimizada resulta cilíndrica. En el caso de las Salidas, las corrientes de dimensionamiento y de optimización coinciden, cada tramo de cada salida es tratado en forma independiente, y la sección optimizada del conjunto de salidas resulta cónica.

A.1.4 Modelo de optimización

Utiliza los siguientes datos básicos:

- Topología de la red, incluyendo las secciones originales de cada tramo.
- Datos de las secciones candidatas para la optimización, con indicación de costos de instalación, costos de O&M, corriente admisible y parámetros eléctricos. Estos costos para diferentes secciones se expresan además para cada tensión considerada.
- Tabla con la declaración de los Tiempos Equivalentes de Pérdidas (TEP) que intervienen en el cálculo del costo de pérdidas.

A.1.5 Parámetros por considerar en el Modelado

El modelo de optimización requiere que se incorporen los siguientes parámetros económicos para poder efectuar la optimización:

- Costo de la energía [\$/kWh]
- Tasa anual de crecimiento de la carga en la red [%]
- Período total de análisis [años]
- Número de años entre incorporación de nuevos circuitos [años]
- Tasa de actualización [%]

A.2 OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES MT/MT

La optimización de los transformadores de MT/MT se efectúa utilizando los resultados del flujo de potencia calculado para la optimización de la red MT y la información georreferenciada de las instalaciones de la empresa.

La característica de los centros de transformación MT/MT se asigna según estuvieran conectados a un tramo de red MT.

Para el proceso de optimización de cada transformador se considera que los Costos de las Subestaciones están dados por:

$$C_{CT_MTMT} = C_{INI} + C_{O\&M} + C_{PERDIDAS}$$

Donde

C_{INI} = Costo de las instalaciones iniciales en Subestaciones

$C_{O\&M}$ = Costo de operación y mantenimiento de las Subestaciones.

$C_{PERDIDAS}$ = Costos por Pérdidas en las Subestaciones.

Los criterios y conceptos utilizados para definir la función de costos a minimizar se detallan a continuación.

A.2.1 Costos iniciales

Los costos iniciales de los Centros de Transformación MT/MT, están dados por:



$$C_{INI} = C_{CENTRO} + C_{TRAFO}$$

Dónde:

C_{CENTRO} = Costo de instalación del Centro de Transformación.

C_{TRAFO} = Costo de los Transformadores

A.2.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos totales de operación y mantenimiento de los Centros de Transformación en el período de estudio se corresponden con la suma del valor presente de los costos anuales de operación y mantenimiento en centros de transformación para cada año.

El valor presente de los costos de operación y mantenimiento se obtiene por medio del producto entre el costo unitario de O&M para el tipo de centro analizado, y por el factor de capitalización de estos costos. Este factor representa la suma del valor presente del número de centros de transformación existentes en cada año, a los cuales se los opera y se les debe realizar un mantenimiento.

El costo unitario de O&M es el correspondiente a cada tipo y módulo de transformación adoptado.

A.2.3 Costos por pérdidas

El valor presente de los costos por pérdidas en cada Centro de Transformación considerado se obtiene a partir de las pérdidas en el Cobre y en el Hierro, del factor de uso del Centro de Transformación, y del costo monómico de la energía, según la siguiente ecuación

$$C_{PERDIDAS} = (P_{CU} * FU_{TR}^2 * Tep + P_{FE} * 8760) * CE$$

Dónde:

P_{CU} = Pérdidas en el Cobre para el tipo de transformador considerado en el Centro de Transformación

P_{FE} = Pérdidas en el Hierro para el tipo de transformador considerado en el Centro de Transformación.

FU_{TR} = Factor de Uso del Centro de Transformación

CE = costo de compra de la energía

A.2.4 Parámetros por considerar en el Modelado

El modelo de optimización requiere que se incorporen los siguientes parámetros económicos para poder efectuar la optimización:

- Costo de la energía [USD/kWh]
- Factor de utilización de los transformadores [%]
- Tasa anual de crecimiento de la carga en la red [%]
- Período total de análisis [años]
- Tasa de actualización [%]

Al considerarse máquinas MTMT con distintos tipos de operación en los circuitos aguas abajo, al adaptar los mismos deben contemplarse los niveles posibles de reserva. Se tiene en cuenta también que la carga en condiciones nominales no conduzca al acortamiento de la vida útil por medio del calentamiento. Otro aspecto a contemplar es la capacidad de sobrecarga de estos.

ANEXO B: ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN ENVIADA

Para realizar el análisis de los elementos de MT se procesaron los archivos exportados por EGEO (uno por barra) y archivos adicionales que se utilizaron para completar los datos faltantes.

B.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL ARCHIVO EXPORTADO POR EGEO

El archivo Excel exportado por EGEO está formado por varias hojas conteniendo cada una información sobre un elemento determinado. Un listado de las hojas se presenta a continuación:

- **Network Level:** Se definen los niveles de tensión y la frecuencia de la red.
- **Node:** Se definen todos los nodos de la red, asignándoles un nombre y nivel de tensión.
- **Line:** Se definen todas las líneas de la red, indicando entre que nodos se conectan, su nivel de tensión y todos los parámetros propios del conductor.
- **Infeeder:** Se definen todas las fuentes existentes en la red, asignándoles una determinada tensión nominal.
- **Load:** Se definen todas las cargas de la red, asignándoles un nivel de tensión y valores para las potencias activa y reactiva consumidas.
- **Two-Winding Transformer:** Se definen todos los transformadores de la red, asignándoles sus tensiones nominales y todos los demás parámetros propios del transformador.
- **Breaker:** Se definen todos los elementos de corte de la red, su ubicación y estado.
- **Graphic Node:** Se define la ubicación geográfica de los nodos y su aspecto (color, tamaño).
- **Graphic Element:** Se define color, tamaño y tipo de símbolo para todo el resto de los elementos.

B.2 DETALLE DE LAS HOJAS DEL ARCHIVO EXPORTADO POR EGEO

Cada una de las hojas del archivo Excel antes mencionadas tiene un determinado número de columnas. Cada columna hace referencia a una propiedad o característica del elemento requerida por PSS-SINCAL. Algunas de las columnas son rellenas directamente con los datos del EGEO, mientras que otras son rellenas con valores fijos que determinan configuraciones adicionales del PSS-SINCAL.

Network Level

- Name: Nombre del nivel de tensión (no es un dato obtenido de EGEO)
- Short Name: Nombre corto del nivel de tensión (no es un dato obtenido de EGEO)
- Vn [kV]: Tensión nominal del nivel de tensión
- Vop [kV]: Tensión de operación del nivel de tensión
- f [Hz]: Frecuencia de la red (no es un dato obtenido de EGEO)
- Short Circuit: Habilita el cálculo de cortocircuitos, definido siempre como "1"

Node

- Network Level: Nivel de tensión del nodo (nombre definido en la hoja Network Level)
- Name: Nombre del nodo (generado a partir del ID del nodo en EGEO)
- NodeType: Tipo de nodo (puede ser "Node" o "Busbar")

Line



- Node 1: Primer nodo de conexión de la línea
- Node 2: Segundo nodo de conexión de la línea
- Element Name: Nombre de la línea (generado a partir del ID de la línea en EGEO)
- Network Level: Nivel de tensión de la línea
- l [km]: Largo de la línea en km
- p: Número de sistemas en paralelo, definido siempre como "1"
- f: Factor de reducción, definido siempre como "1"
- Line Typ y Line Info: Contienen la misma información sobre el tipo de conductor
- r [Ohm/km]: Resistencia de la línea
- x [Ohm/km]: Reactancia de la línea
- c [Ohm/km]: Capacidad de la línea
- fn [Hz]: Frecuencia nominal, siempre definida como "50"
- Un [kV]: Tensión nominal, siempre definida como "0" (es sólo informativo)
- Ith [kA]: Corriente admisible a 20°C en kA
- Ith1 [kA]: Corriente admisible a 25°C en kA
- Ith2 [kA]: Corriente admisible a 30°C en kA
- Ith3 [kA]: Corriente admisible a 35°C en kA
- Flag_ZO_Input: Determina la forma en la que se cargan los datos de secuencia cero, siempre definida en "2" para ingresar r0 y x0.
- r0 [Ohm/km]: Resistencia de secuencia cero
- x0 [Ohm/km]: Reactancia de secuencia cero

En esta hoja Line tenemos 3 tipos de líneas, unas reales, y otras ficticias.

Para diferenciarlas hay que mirar la columna Element Name. Indico algunos ejemplos:

Element Name	Explicación
L101079476	Si la nomenclatura comienza con L es una línea real
LF81140218	Si la nomenclatura comienza con LF, es una línea ficticia. Fue necesario agregar estas líneas ya que en SINICAL los breakers están asociados a una línea. Para saber qué tipo de breaker es en EGEO, ir a la hoja Breaker
LI10	Si la nomenclatura comienza con LI, es una línea ficticia. A las barras llegan nodos que se ubican todos juntos en la exportación a SINICAL, pero quedarían desconectados si no existieran estas líneas. Para conectarlos se crearon estas líneas ficticias.

Infeeder

- Node 1: Nodo de conexión de la fuente
- Name: Nombre de la fuente (generado a partir del ID de la fuente en EGEO)
- Network Level: Nivel de tensión de la fuente
- Sk [MVA]: Potencia de cortocircuito, siempre definida como "1000"
- R [Ohm]: Resistencia de la fuente, siempre definida como "0"
- X [Ohm]: Reactancia de la fuente, siempre definida como "0"
- R/X [pu]: Relación entre la resistencia y reactancia, siempre definida como "0,1"
- vc: Tensión siempre definida como "1"
- LF Type: Forma en la que se define el modelo de la fuente, siempre "|vsrc| and delta"
- v [%]: Tensión en porcentaje con respecto al nivel de tensión, siempre definida como "100"



- delta [°]: Ángulo de la tensión, siempre definido como "0"
- Z0/Z1 [pu]: Relación entre impedancias de secuencia cero y positiva, siempre definido en "0"
- R0/X0 [pu]: Relación entre resistencia y reactancia de secuencia cero, siempre definido en "0"
- R0 [Ohm]: Resistencia de secuencia cero, siempre definida en "0"
- X0 [Ohm]: Reactancia de secuencia cero, siempre definida en "0"

Load:

- Node 1: Nodo de conexión de la carga
- Element Name: Nombre de la carga (generado a partir del ID de la carga en EGEO)
- Network Level: Nivel de tensión de la carga
- Load Type: Tipo de carga, siempre definido como "Load" (carga común)
- Load Flow Type: Tipo de modelo de la carga, siempre definido como "P and Q constant"
- Load Input: Indica que datos de la carga se fijan, siempre definido como "P, Q and (v)"
- v [%]: Tensión en porcentaje con respecto al nivel de tensión, siempre definida como "100"
- P [MW]: Potencia activa consumida por la carga en MW
- Q [MVar]: Potencia reactiva consumida por la carga MVar
- fP y fQ son factores de reducción de las potencias activa y reactiva, siempre definidos como "1"

Two-Winding Transformer

- Node 1: Primer nodo de conexión del transformador
- Node 2: Segundo nodo de conexión del transformador
- Element Name: Nombre del transformador (generado a partir del ID del transformador en EGEO)
- Network Level: Nivel de tensión del primario del transformador
- Vr1 [kV]: Tensión nominal primaria en kV
- Vr2 [kV]: Tensión nominal secundaria en kV
- Sn [MVA]: Potencia nominal del transformador en MVA
- vk [%]: Reactancia de cortocircuito en porcentaje
- vr [%]: Resistencia de cortocircuito en porcentaje
- VecGrp: Grupo de conexión del transformador
- rohu: Mínima posición del tap del transformador
- rohm: Posición central del tap del transformador
- roho: Máxima posición del tap del transformador
- roh: Posición actual del tap del transformador
- vtap [%]: Paso del tap en porcentaje
- Vfe [kW]: Pérdidas de vacío en kW
- i0 (A): Corriente de vacío en A

Breaker

- Element Name: Nombre de la línea en la que se encuentra el elemento de corte
- Name: Nombre del elemento de corte (generado a partir del ID en EGEO)
- Type: Tipo de elemento de corte, siempre definido como "Breaker"
- Type of Breaker: Tipo de elemento de corte (sólo informativo)
- Flag_Typ: Siempre definido como "1"
- Terminal Number: Terminal de la línea a la que el elemento de corte está más próximo, siempre definido como "1".
- State: Estado operativo del elemento de corte, siempre definido como "1". Es necesario aclarar que los seccionadores normal abierto que se encuentran en EGEO no se importan a PSS-SINCAL (quedan dos nodos desconectados).



Graphic Node:

- Name: Nombre del nodo (el mismo que se encuentra en la hoja Node)
- Frngnd Color: Color del nodo, siempre definido como "0"
- Bkgnd Color: Color de fondo del nodo, siempre definido como "0"
- PenStyle: Tipo de trazado, siempre definido como "0"
- PenWidth: Grosor del trazado, siempre definido como "1"
- NodeSize: Tamaño del nodo, siempre definido como "3"
- NodeStartX y NodeEndX: Como todos los nodos importados son puntuales, las coordenadas x de los mismos son iguales
- NodeStartY y NodeEndY: Como todos los nodos importados son puntuales, las coordenadas y de los mismos son iguales
- SymType: Tipo de símbolo, siempre definido como "1"

Graphic Element:

- Node 1: Primer nodo de conexión del elemento
- Node 2: Segundo nodo de conexión del elemento (no es necesario siempre)
- Element Name: Nombre del elemento (el mismo que se encuentra en las hojas de elementos)
- ElementType: Tipo de elemento (Line, Infeeder, Load, Two-Winding Transformer...)
- Frngnd Color: Color del elemento, siempre definido como "0"
- Bkgnd Color: Color del fondo del elemento, siempre definido como "-1"
- PenStyle: Tipo de trazado, siempre definido como "0"
- PenWidth: Grosor del trazado, siempre definido como "1"
- SymbolSize: Tamaño del símbolo, siempre definido como "3" para líneas y "100" para el resto
- SymCenterX y SymCenterY: Determinan la posición del símbolo, siempre definidos como "1" para líneas, vacío para transformadores y con las coordenadas del nodo de conexión para el resto
- SymbolType: Determina el tipo de símbolo, siempre definido como "19" para líneas, "13" para transformadores, "20" para cargas y "11" para fuentes.
- Points: Permite agregar puntos intermedios en líneas, siempre definido como "0"

B.3 ARCHIVOS ADICIONALES REMITIDOS

Adicionalmente se han remitido dos archivos uno conteniendo los conductores existentes en las tablas Line con las características a utilizar de los conductores, el conductor normalizado y el presupuesto simulado, el otro (Presupuestos Conductores MT VADE 2018 precios Diciembre 2017) conteniendo el desglose de los costos de los presupuestos simulados.

ANEXO C: INSTALACIONES REALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA

C.1 CONDUCTORES

Se detallan los tipos de conductores según su nivel de tensión y tecnología, expresando los números de tramos y kilómetros de red representados por cada uno.

TENSION	CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
6,400	XLPE 240 A-6,4	5.077	1.102,6
6,400	Desnudo 35 ALAL-6,4	4.754	841,1
6,400	API 120 C-6,4	2.884	816,1
6,400	Desnudo 25/4 ACSR-6,4	1.403	312,0
6,400	Desnudo 70 ALAL-6,4	1.993	284,9
6,400	Desnudo 25 ALAL-6,4	1.175	243,3
6,400	Desnudo 50 ALAL-6,4	1.330	192,9
6,400	XLPE 185 A-6,4	676	179,5
6,400	Desnudo 95 ALAL-6,4	1.047	145,7
6,400	API 70 C-6,4	506	145,2
6,400	Desnudo 16 CU-6,4	739	137,2
6,400	Desnudo 50/8 ACSR-6,4	644	104,1
6,400	API 35 C-6,4	330	88,6
6,400	Protegido 70 ALAL-6,4	460	68,4
6,400	API 185 C-6,4	135	52,1
6,400	Desnudo 95/15 ACSR-6,4	328	51,2
6,400	Protegido 95 ALAL-6,4	207	33,1
6,400	Desnudo 35 CU-6,4	103	15,8
6,400	API 185 A-6,4	41	12,9
6,400	Desnudo 120 ALAL-6,4	111	12,8
6,400	XLPE 95 A-6,4	85	12,1
6,400	API 16 C-6,4	41	10,6
6,400	Protegido Spacer 95 AL-6,4	66	10,1
6,400	API 50 C-6,4	33	8,7
6,400	Desnudo 50 CU-6,4	62	8,5
6,400	Desnudo 25 CU-6,4	62	8,2
6,400	XLPE 120 C-6,4	29	7,5
6,400	Desnudo 16 ALAL-6,4	21	6,9
6,400	API 80 C-6,4	19	5,1
6,400	Preensamblado 3x70+1x50 AL-6,4	25	5,0
6,400	API 70 A-6,4	17	4,3
6,400	Desnudo 125/30 ACSR-6,4	81	3,8
6,400	API 240 C-6,4	13	3,5
6,400	API 25 C-6,4	17	2,9
6,400	XLPE 120 A-6,4	18	2,7
6,400	Desnudo 150 ALAL-6,4	44	2,6

TENSION	CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
6,400	Desnudo 70 CU-6,4	22	2,2
6,400	Preensamblado 3x95+1x50 AL-6,4	13	2,0
6,400	Desnudo 95 CU-6,4	20	2,0
6,400	Protegido 50 ALAL-6,4	20	1,9
6,400	API 300 C-6,4	13	1,4
6,400	Desnudo 35 AC-6,4	2	1,3
6,400	API 95 C-6,4	9	1,1
6,400	Desnudo 14,7 AC-6,4	5	0,8
6,400	Protegido Spacer 50 AL-6,4	5	0,7
6,400	XLPE 50 A-6,4	2	0,5
6,400	XLPE 25 A-6,4	3	0,5
6,400	XLPE 630 C-6,4	2	0,1
6,400	Desnudo 120/12 ACSR-6,4	1	0,0
6,400	XLPE 500 A-6,4	3	0,0
6,400	API 95 A-6,4	2	0,0
6,400	Desnudo 120 CU-6,4	3	0,0
6,400	Desnudo 240/40 ACSR-6,4	2	0,0
15,000	Desnudo 25/4 ACSR-15	40.125	18.619,2
15,000	Desnudo 35 ALAL-15	34.964	13.720,6
15,000	Desnudo 50/8 ACSR-15	6.549	3.355,6
15,000	Desnudo 25 ALAL-15	7.606	2.608,6
15,000	Desnudo 70 ALAL-15	5.845	2.211,1
15,000	Desnudo 50 ALAL-15	3.927	1.670,1
15,000	Desnudo 14.7 AC-15	1.998	802,3
15,000	XLPE 240 A-15	2.199	626,7
15,000	Desnudo 95/15 ACSR-15	597	330,7
15,000	Desnudo 50 CU-15	609	281,9
15,000	Desnudo 16 CU-15	2.924	262,0
15,000	Desnudo 120 ALAL-15	451	225,7
15,000	Desnudo 95 ALAL-15	659	194,6
15,000	Protegido 70 ALAL-15	761	151,2
15,000	Desnudo 35 AC-15	321	141,4
15,000	Desnudo 16 ALAL-15	264	116,4
15,000	Desnudo 35 CU-15	366	59,3
15,000	Desnudo 25 CU-15	252	58,5
15,000	Protegido Spacer 95 AL-15	185	30,4
15,000	Protegido 95 ALAL-15	167	25,8
15,000	API 35 C-15	68	18,3
15,000	Preensamblado 3x70+1x50 AL-15	64	17,8
15,000	Desnudo 125/30 ACSR-15	18	15,8
15,000	XLPE 95 A-15	88	15,2

TENSION	CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
15,000	Desnudo 150 ALAL-15	59	9,3
15,000	API 50 C-15	34	7,8
15,000	Desnudo 70 CU-15	34	6,6
15,000	XLPE 500 A-15	4	6,2
15,000	XLPE 185 A-15	59	5,7
15,000	API 120 C-15	37	5,1
15,000	API 240 C-15	18	3,4
15,000	Protegido 50 ALAL-15	23	3,4
15,000	Desnudo 240/40 ACSR-15	13	3,2
15,000	API 70 C-15	21	2,9
15,000	Preensamblado 3x95+1x50 AL-15	17	2,7
15,000	XLPE 120 A-15	20	1,8
15,000	API 16 C-15	7	1,2
15,000	Protegido Spacer 50 AL-15	6	1,1
15,000	XLPE 50 A-15	16	1,0
15,000	API 150 C-15	5	0,7
15,000	API 25 C-15	7	0,7
15,000	API 95 A-15	2	0,5
15,000	API 95 C-15	4	0,3
15,000	Desnudo 90 ALAL-15	1	0,2
15,000	XLPE 50 C-15	1	0,2
15,000	API 185 C-15	4	0,1
15,000	XLPE 150 A-15	2	0,1
15,000	API 300 C-15	1	0,1
15,000	API 70 A-15	1	0,1
15,000	XLPE 120 C-15	2	0,0
15,000	XLPE 25 A-15	1	0,0
15,000	Desnudo 120/12 ACSR-15	1	0,0
15,000	Desnudo 85/15 ACSR-15	1	0,0
22,000	XLPE 240 A-22	743	149,9
22,000	XLPE 95 A-22	1	0,1

C.2 TRANSFORMADORES

C.2.1 Transformadores MTMT

Los siguientes equipos son transformadores reales elevadores o reductores, sumando 23 máquinas:

ID_Equipo	Sn(kVA)	Network Level	Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Tipo
0241_TR2 (33706012)	2000	Media tensión 22	21.5	6.3	Reductor
1679Y_TR1 (114303408)	2000	Media tensión 22	21.5	6.3	Reductor
2169Y_TR1 (34607854)	2000	Media tensión 22	21.5	6.3	Reductor
2211127E_TR1 (97298034)	500	Media tensión 15	15	6.3	Reductor
3114072E_TR1 (99833472)	800	Media tensión 6.4	6.3	15.75	Elevador
3121044E_TR1 (99046531)	800	Media tensión 15	15	6.3	Reductor
3121060E_TR1 (101347978)	1500	Media tensión 15	15.75	6.3	Reductor
3211038E_TR1 (101886847)	1500	Media tensión 6.4	6	15	Elevador
32211001_TR1 (83770314)	800	Media tensión 6.4	6	15	Elevador
3361137E_TR1 (80968211)	1500	Media tensión 15	15	6	Reductor
3361542E_TR1 (122816722)	1500	Media tensión 15	15.75	6.3	Reductor
4016_TR1 (7655804)	1500	Media tensión 15	15	6	Reductor
4034_TR1 (7709743)	1600	Media tensión 15	15.75	6.3	Reductor
4034_TR2 (100458267)	1600	Media tensión 15	17.5	6.3	Reductor
4052_TR1 (10773758)	1500	Media tensión 15	15	6	Reductor
4111500E_TR1 (23916391)	1500	Media tensión 6.4	6.3	15.75	Elevador
4637Y_TR1 (22015785)	2000	Media tensión 22	21.5	6	Reductor
5311772E_TR1 (122292227)	1000	Media tensión 6.4	6	15	Elevador
5311785E_TR2 (125991687)	500	Media tensión 6.4	6	15	Elevador
5331220E_TR2 (92583058)	500	Media tensión 6.4	6	15	Elevador
5332051E_TR1 (11214678)	100	Media tensión 6.4	6	15	Elevador
5333000E_TR1 (11217009)	500	Media tensión 15	15	6	Reductor
5411600E_TR1 (84731500)	1500	Media tensión 15	15.75	6.3	Reductor

C.2.2 Reguladores

Se muestran las máquinas utilizadas en regulación:

ID Equipo	Sn(kVA)	Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Alimentador
Regulador_SA02_1	500	15	15	ES_2001
Regulador_SA04_1	500	15	15	ES_2001
Regulador_SA02_2	500	15	15	ES_2001
RG210411 (85413650)	300	15	15	ES_2004
RG221467 (80215798)	500	15	15	ES_2014
RG221461 (182062068)	500	15	15	ES_2014
RG232721 (97395528)	500	15	15	ES_2027
RG232992 (9873915)	500	15	15	ES_2029
RG232991 (26844548)	500	15	15	ES_2029
RG215351 (111799362)	500	15	15	ES_2053
RG236442 (106638016)	500	15	15	ES_2064
RG236441 (82673501)	500	15	15	ES_2064
RG236442_2 (106638016_2)	500	15	15	ES_2064
2T685	1000	15	15	ES_2067
2T543	1000	15	15	ES_2068
RG310005 (72740047)	500	15	15	ES_3007
RG310001_TR1 (4613288)	500	15	15	ES_3010
RG310003 (11907580)	500	15	15	ES_3018
RG310011 (100193006)	500	15	15	ES_3018
RG430005	300	15	15	ES_4015
Regulador_(RG530001)_SA05	1000	15	15	ES_5038

C.2.3 Transformadores MTBT

Se presentan los centros de transformación MT/BT normalizados por UTE.

SB Normalizada	Presupuesto simulado/Propuesta (**)	Cantidad: 51467
SB MT/BT aerea 5kVA monof. H10,50M	15743	14.604
SB MT/BT aerea 25kVA H10,50M	15748	6.398
SB MT/BT aerea 10kVA H10,50M	15746	5.787
SB MT/BT aerea 10kVA monof. H10,50M	15752	4.201
SB MT/BT aerea 50kVA H10,50M	15750	3.978
SB MT/BT aerea 15kVA monof. H10,50M	15745	3.930
SB MT/BT aerea 100kVA	7734	2.887
SB MT/BT aerea 250kVA	7744	2.302
SB MT/BT aerea 160kVA	7745	1.844
SB MT/BT interior 630kVA	15734	1.504
SB MT/BT aerea 400kVA	7743	1.352
SB MT/BT interior 400kVA	15737	1.001
SB MT/BT interior 250kVA	15739	467
SB MT/BT interior 1000kVA	15736	276
SB MT/BT interior 160kVA S/TELECONTROL	15740	274
SB 20/0,4-0,23KV CONF.MODULAR 400KVA E/S/T	15768	145
SB 20/0,4-0,23KV CONF.MODULAR 630KVA E/S/T	15772	125
SB 20/0,4-0,23KV CONF.MODULAR 2*630KVA E/S/T/T	15773	109
SB MT/BT aerea 25kVA monof. H10,50M	15753	102
SB 20/0,4-0,23KV CONF.MODULAR 250KVA E/S/T	15767	51
SB 20/0,4-0,23KV CONF.MODULAR 1000KVA E/S/T	15774	48
SB 20/0,4-0,23KV CONF.MODULAR 2*1000KVA E/S/T/T	15775	38
SB MT/BT interior 630kVA S/TELECONTROL	15735	16
2xSB MT/BT interior 630kVA	15734 (x 2)	14
SB MT/BT interior 400kVA S/TELECONTROL	15729	8
SB MT/BT interior 250kVA S/TELECONTROL	15738	6

Nota:

(**) Corresponde a la columna de mismo nombre en la hoja "Presupuestos Dic 2017" del archivo Excel "Presupuestos Subestaciones VADE 2018 precios Diciembre 2017".

ANEXO D: COEFICIENTES DE CORRECCIÓN DE PÉRDIDAS

Teniendo presente que las pérdidas de energía determinadas mediante un flujo de cargas no consideran algunos efectos que impactan sobre las pérdidas, se han aplicado diversos factores que tienen en cuenta la distribución no uniforme de cargas en la red y la circulación de armónicos en las redes.

Se muestran a continuación los valores de los factores de incremento de pérdidas utilizados en este documento para cada tipo de componente, y se describen los efectos contemplados en los incisos subsiguientes:

- Red de MT

Factor	Valor	Descripción
FactorDesCorrMT	1,038	Factor de desequilibrio de carga entre fases en MT
FactorSkinMT	1,002	Factor de ajuste por corriente pelicular en MT
FactorArmonMT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_RedMT	1,082	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable a la red

- Transformadores de MT/MT

Factor	Valor	Descripción
FactorDesCorrMT	1,038	Factor de desequilibrio de carga entre fases en MT
FactorArmonHierro	1,101	Factor de ajuste por armónicos de tensión en el núcleo
FactorArmonMT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_MTMT	1,099	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable a la red

D.1 FACTOR DE DESEQUILIBRIO DE CORRIENTES POR FASE

El factor de desbalance por fase considera el efecto de los desbalances de corriente entre las fases para los distintos tramos de red y su efecto en la determinación de las pérdidas por efecto Joule. La utilización de este factor permite ajustar las diferencias que existen entre el modelado teórico y lo que realmente ocurre en la red.

Esta situación no tiene que ver con las exigencias propuesta en la reglamentación vigente respecto al nivel de compatibilidad a ser garantizado para los usuarios. Lo que se normaliza en la reglamentación tiene que ver con el desbalance de tensión, mientras que el factor contempla el desbalance de corrientes.

Una de las hipótesis asumidas por el estado de la información recibida es que la carga se encuentra perfectamente balanceada, siendo iguales las corrientes de línea.

En los sistemas típicos de distribución existen desbalances locales por la propia naturaleza de las cargas, pudiendo en algunos casos compensarse en la medida que se acerque al inicio de un dado alimentador o derivación en la red según corresponda.

En la realidad la presencia de clientes con alimentación monofásica y el propio desequilibrio de la carga en los clientes con alimentación trifásica producen que el balance de las cargas en la red no sea del todo perfecto. Ante esta situación, las pérdidas en un sistema desbalanceado se incrementan respecto de uno balanceado al ser dependientes del cuadrado de la corriente de línea, siendo.

$$3 \times R \times I_l^2 \neq R \times (I_r^2 + I_s^2 + I_t^2)$$

Donde

- I_r, I_s, I_t , las corrientes en cada fase.
- I_l es la corriente en cada fase en un sistema equilibrado.

El factor de Incremento de Pérdidas por desequilibrio de corrientes por fases corrige esta situación y es determinado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FIP_{DES_CORR} = \frac{I_r^2 + I_s^2 + I_t^2}{3 * I_l^2}$$

Se puede determinar un desequilibrio de corriente entre fases ($des\%_{FASES}$) según la siguiente expresión:

$$des\%_{FASES} = \left\| \frac{(I_{m\acute{a}x} - I_{m\acute{i}n})}{I_{media} \times 2} \right\| \times 100$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x}$: la corriente máxima en una de las fases
- $I_{m\acute{i}n}$: la corriente mínima en una de las fases
- I_{media} : la corriente promedio en las tres fases

Aplicando la siguiente fórmula a distintos estados de desequilibrio de corriente entre fases se obtiene la siguiente expresión empírica general para el FIP_{DES_CORR} , en función del grado de desequilibrio de cargas entre los distintos puntos de carga de las redes ($des\%_{FASES}$).

$$FIP_{DES_CORR} = 1,15742 * (des\%_{FASES})^2 - 0,1747 * (des\%_{FASES}) + 1,0103$$

Para la red MT el factor $des\%_{FASES}$ adoptado fue del 20%. El factor de desequilibrio de corrientes final resultó de 1,038.

D.2 FACTOR POR CORRIENTES ARMÓNICAS

La presencia de corrientes armónicas en la red tiene como efecto incrementar el valor eficaz de la corriente respecto de aquella a frecuencia industrial.

De esta manera, el Factor Armónico MT considera el incremento de pérdidas producido por la presencia de armónicas, efecto no considerado en la optimización dado que la carga se contempla exclusivamente a la frecuencia de 50 Hz, y se calcula según la expresión:

$$FIP_{ARMONICAS} = 1 + THDi^2$$

Este factor emerge de ver el valor eficaz de la onda fundamental de corriente y compararlo con el valor eficaz de la onda compuesta.

$$I_{ef0c} = I_{ef1} * \sqrt{1 + \left(\frac{THDi}{100}\right)^2}$$

Donde:

THDi es el factor de distorsión armónica total de corriente

I_{ef1} es el valor eficaz de la onda fundamental de corriente

I_{efoc} es el valor eficaz de la onda compuesta de corriente

Luego, las pérdidas calculadas por los modelos resultan ser:

$$PERDIDAS = I_{ef_1}^2 * R$$

Sin considerar el efecto del aumento de valor eficaz reflejado en la onda compuesta. La inclusión del factor FIPARMONICAS considera el efecto en los cálculos finales.

Para el THDi se tomó un valor estándar para redes sin estricto control de armónicos del 20%. El factor final resultó en 1,040.

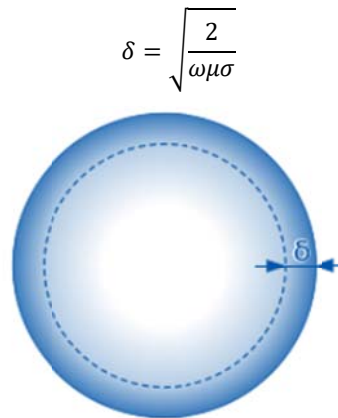
D.3 FACTOR POR EFECTO SKIN

El Factor Skin contempla los aumentos de pérdidas producidos por aumento de la resistencia efectiva de los conductores debido al efecto pelicular.

La resistencia de un conductor cualquiera depende de su resistividad, su longitud y su sección.

Las corrientes alternas tienen la propiedad de distribirse de forma no uniforme en un conductor. En conductores cilíndricos la densidad de corriente es mayor en el exterior que en el núcleo de este, y este efecto es más drástico a mayores frecuencias.

Se define la profundidad superficial de los conductores como el área efectiva por la que circula corriente en el conductor. Depende de la frecuencia, permeabilidad magnética y conductividad del material.



Dependiendo de la distribución de las componentes armónicas, este aumento de la resistencia efectiva de los conductores puede aumentar las pérdidas totales hasta un 5% respecto a las pérdidas calculadas simplemente con la onda fundamental.

Este efecto es considerado por el Factor Skin, tomando un valor de 1,002 que demostró ser representativo en redes de estas características.

D.4 FACTOR POR ARMÓNICAS EN EL HIERRO

Las pérdidas en los núcleos de hierro tabuladas no contemplan los efectos producidos por las deformaciones en la onda de tensión debido a armónicos. Las tensiones armónicas son responsables de las pérdidas en el hierro debidas a la histéresis.

Se considera que las pérdidas en el núcleo aumentan linealmente con el factor THDu, y que, en los transformadores presentes en estas redes, en los que los niveles de distorsión están



limitados, las pérdidas aumentan entre el 10 y el 15%. Como valor representativo para estos transformadores, el efecto de los armónicos en el hierro se consideró de 1,101.



ANEXO E: RESULTADOS DE ADAPTACIÓN

El archivo "Resultados de Adaptación.txt" contiene información de todos los tramos de red adaptados y se separa en las siguientes columnas:

- IDTramo. Alfanumérico. Código único del tramo
- IDConductor. Alfanumérico. Código del conductor utilizado. Se identifica conductor, nivel de tensión y familia a la que pertenece
- mm2. Decimal. Sección en mm2 del conductor utilizado.
- I admisible [A]. Decimal. Corriente admisible del conductor utilizado en amperes.
- IDAlim. Alfanumérico. Código del alimentador al cual pertenece el tramo.
- Pérdidas [kW]. Decimal. Pérdidas calculadas en el tramo en kW.
- Corriente [A]. Decimal. Corriente calculada en la fase con mayor corriente del tramo, en amperes.
- Longitud [m]. Decimal. Longitud del tramo en metros.
- ADT. Entero. Área de distribución tipo al que pertenece el alimentador padre del tramo.

Las variables pérdidas [WK] y corriente [A] son resultados del modelado. El resto de las variables son datos de entrada. .

ANEXO F: INSTALACIONES ADAPTADAS A LA DEMANDA POR ADT

En el presente anexo se presentan las instalaciones adaptadas clasificadas por ADT. Para poder asociar los distintos activos a las áreas de distribución típicas se tuvo en cuenta la información presentada por UTE en las tablas 13 y 14 del Reglamento de Calidad de servicio y de esta manera se pudo asociar los alimentadores y centros de transformación MT/BT a los distintos ADT.

F.1 LONGITUD DE LAS REDES

A continuación, se presenta la longitud de las redes adaptadas a las demandas por área de distribución típica (ADT).

F.1.1 ADT1

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL
		6,4	15	22	km
1	240	674,9	0,0	150,0	824,9
2	25/4	0,0	0,0	0,0	0,0
	35	0,0	0,0	0,0	0,0
3	95	0,2	0,0	0,0	0,2
4	35	5,8	0,0	0,0	5,8
	50/8	0,0	0,0	0,0	0,0
	70	0,0	0,0	0,0	0,0
	95	0,0	0,0	0,0	0,0
5	95/15	0,0	0,0	0,0	0,0
6	25/4	0,0	0,0	0,0	0,0
	35	0,0	0,0	0,0	0,0
	50/8	0,0	0,0	0,0	0,0
7	35	0,0	0,0	0,0	0,0
	50	0,0	0,0	0,0	0,0
8	70 + 50	0,0	0,0	0,0	0,0
9	70	1,1	0,0	0,0	1,1
TOTAL		4.957,0	45.623,0	150,0	832,0

F.1.2 ADT2

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL
		6,4	15	22	km
1	240	1.541,4	316,2	0,0	1.857,6
2	25/4	139,2	3.588,3	0,0	3.727,5
	35	21,5	105,3	0,0	126,7
3	95	26,7	20,9	0,0	47,6
4	35	627,7	797,4	0,0	1.425,1
	50/8	0,0	0,0	0,0	0,0
	70	80,3	46,4	0,0	126,7
	95	28,2	3,3	0,0	31,5
5	95/15	47,6	68,5	0,0	116,0
6	25/4	30,7	352,2	0,0	382,9
	35	11,8	41,2	0,0	53,0
	50/8	7,4	26,7	0,0	34,1
7	35	129,9	2.728,3	0,0	2.858,2
	50	4,3	41,2	0,0	45,5
8	70 + 50	4,3	3,4	0,0	7,7
9	70	51,0	47,9	0,0	99,0
TOTAL		4.957,0	45.623,0	150,0	10.939,0

F.1.3 ADT3

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL
		6,4	15	22	km
1	240	127,6	65,6	0,0	193,2
2	25/4	32,5	3.236,7	0,0	3.269,2
	35	0,6	18,6	0,0	19,1
3	95	11,2	7,3	0,0	18,5
4	35	215,6	292,7	0,0	508,2
	50/8	0,0	0,0	0,0	0,0
	70	16,7	26,7	0,0	43,3
	95	4,4	0,4	0,0	4,8
5	95/15	9,7	49,1	0,0	58,7
6	25/4	3,4	375,1	0,0	378,5
	35	1,6	89,0	0,0	90,6
	50/8	2,5	21,0	0,0	23,5
7	35	39,3	2.243,4	0,0	2.282,6
	50	2,0	12,6	0,0	14,6
8	70 + 50	1,7	3,2	0,0	4,9
9	70	8,4	14,4	0,0	22,9
TOTAL		4.957,0	45.623,0	150,0	6.932,6

F.1.4 ADT4

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL
		6,4	15	22	km
1	240	66,3	69,7	0,0	135,9
2	25/4	50,5	1.876,5	0,0	1.926,9
	35	1,2	29,4	0,0	30,6
3	95	5,3	20,1	0,0	25,4
4	35	268,5	755,5	0,0	1.024,0
	50/8	0,0	0,0	0,0	0,0
	70	13,6	34,9	0,0	48,4
	95	2,5	0,0	0,0	2,5
5	95/15	12,3	76,8	0,0	89,2
6	25/4	23,9	403,4	0,0	427,3
	35	10,5	51,6	0,0	62,1
	50/8	4,7	5,9	0,0	10,6
7	35	122,9	3.014,8	0,0	3.137,7
	50	6,4	7,3	0,0	13,7
8	70 + 50	0,4	7,9	0,0	8,3
9	70	6,7	39,9	0,0	46,6
TOTAL		4.957,0	45.623,0	150,0	6.989,3

F.1.5 ADT5

Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tensión [kV]			TOTAL
		6,4	15	22	km
1	240	47,7	246,5	0,0	294,2
2	25/4	65,1	10.399,8	0,0	10.464,8
	35	2,3	167,1	0,0	169,4
3	95	0,4	9,0	0,0	9,4
4	35	198,0	2.327,5	0,0	2.525,4
	50/8	0,0	0,0	0,0	0,0
	70	18,3	67,0	0,0	85,3
	95	9,2	6,3	0,0	15,6
5	95/15	5,1	397,0	0,0	402,0
6	25/4	4,0	1.722,3	0,0	1.726,2
	35	1,6	184,8	0,0	186,4
	50/8	1,9	141,8	0,0	143,8
7	35	88,2	8.797,0	0,0	8.885,2
	50	3,9	63,6	0,0	67,5
8	70 + 50	0,6	6,0	0,0	6,7
9	70	3,0	52,3	0,0	55,3
TOTAL		4.957,0	45.623,0	150,0	25.037,2

F.2 CANTIDAD DE EQUIPOS DE MANIOBRA

A continuación, se presenta los equipos de maniobra adaptados a la demandas por área de distribución típica (ADT).

F.2.1 Equipos MT de maniobra y protección intemperie

Equipos de maniobra y protección MT intemperie	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Reconectador tripolar 17,5 kV aéreo en poste	333	0	88	40	32	173
Seccionador tripolar 7,2 kV - 630 A - aéreo	4.045	1	764	504	715	2.061
Seccionador tripolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	14.874	4	2.808	1.854	2.630	7.578
Seccionador bipolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	310	0	61	52	31	166
Seccionalizador tripolar 17,5 kV - 630 A - aéreo	9.315	0	1.819	1.552	924	5.020
Seccionalizador tripolar bajo carga 24 kV - aéreo - con RTU	228	0	48	19	51	110
TOTAL	29.105	5	5.588	4.021	4.383	15.108

F.2.2 Equipos MT de maniobra y protección interior

Para el caso de la red subterránea, se han considerado los equipos de maniobra y protección instalados dentro de las subestaciones de transformación MT/BT, pero excluyendo aquellos asociados a la transformación MT/BT ya que este costo corresponde a los usuarios en BT.

Celdas de Entrada/Salida MT interior	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Celda E/S en SE interior - 160 a 630 kVA - sin Telecontrol	304	16	174	17	25	72
Celda E/S en SE interior - 250 a 400 kVA - con Telecontrol	2.596	1.069	1.309	107	44	67
Celda E/S en SE interior - 630 a 1000 kVA - con Telecontrol	680	287	351	24	9	9
Celda E/S en SE modular - 250 a 400 kVA	433	387	45	1	0	0
Celda E/S en SE modular - 630 a 1000 kVA	76	65	11	0	0	0
Celda E/S en SE modular - 2 x 630 a 2 x 1000 kVA	7	5	2	0	0	0
TOTAL	4.096	1.829	1.892	149	78	148
Terrenos de Celdas de E/S MT interior propiedad de UTE	675	413	218	18	9	17

F.3 CANTIDAD DE REGULADORES DE TENSIÓN MT/MT

Reguladores de tensión	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
TOTAL	21	0	8	2	2	9

F.4 CANTIDAD DE TRANSFORMADORES MT/MT

SE de Transformación MT/MT	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
SE transformadora 15/6,4 kV - 1500 kVA	3	0	2	0	0	1
SE transformadora 15/6,4 kV - 800 kVA	8	0	3	0	2	3
SE transformadora 22/6,4 kV - 2000 kVA	4	4	0	0	0	0
SE transformadora 6,4/15 kV - 800 kVA	8	0	4	1	2	1
TOTAL	23	4	9	1	4	5

F.5 TRANSFORMACIÓN MT/BT

La siguiente tabla muestra los transformadores adaptados por ADT.

Subestaciones de transformación MT/BT	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	19.856	0	23	37	5.277	14.519
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	1.971	0	1	2	601	1.367
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	621	0	3	2	207	409
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	389	0	3	4	135	247
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	12.348	18	827	289	2.918	8.296
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	3.957	9	364	147	1.213	2.224
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	2.310	10	398	173	674	1.055
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	1.931	20	633	243	411	624
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	1.224	17	550	212	182	263
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	1.184	21	681	189	114	179
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	1.594	45	1.155	190	86	118
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	231	8	124	15	22	62
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	33	4	20	2	1	6
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	23	1	17	0	2	3
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	17	3	13	0	0	1
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	2.011	805	1.018	89	40	59
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	585	264	291	18	4	8
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	444	205	210	16	5	8
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	236	82	141	8	4	1
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 250 kVA	365	330	35	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 400 kVA	68	57	10	1	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 630 kVA	52	48	4	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 1000 kVA	24	17	7	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	3	2	1	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	4	3	1	0	0	0
TOTAL	51.481	1.969	6.530	1.637	11.896	29.449
Terrenos de SE MT/BT interior propiedad de UTE	675	413	218	18	9	17

F.6 TRANSFORMACIÓN SUBTRANSMISIÓN/MT

Los valores se corresponden con los presentados en el Informe "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas – Informe de Subtransmisión" elaborado por Mercados Energéticos en 2017, actualizado a valores de diciembre 2017 a través de las paramétricas correspondientes a ST. El detalle se encuentra en el capítulo 4 (Adaptación de



las instalaciones de subtransmisión), punto 4.2.1 (subestaciones). Allí se indica la adaptación de las Estaciones y Trafos de Reserva Fría.

F.7 CANTIDAD DE CONEXIONES A USUARIOS MT

Clientes MT por tensión y tipo de suministro				
		Con Puesto Intemperie	Con Puesto Interior	TOTAL
Total	6,4 kV	23	348	371
Total	15 kV	245	102	347
Total	22 kV	0	30	30
TOTAL CLIENTES MT		268	480	748

Equipos MT interior para conexión de Clientes MT	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Celda E/S en Puesto de conexión a cliente MT	480	174	191	30	42	43

Puestos de conexión de usuarios MT	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Puesto de conexión intemperie para usuario MT	268	0	21	23	107	117
Puesto de conexión interior para usuario MT (sin celdas E/S)	480	174	191	30	42	43
TOTAL	748	174	212	53	149	160

ANEXO G: PRECIO DE LA ENERGÍA

EL precio de la energía considerado para estimar los costos de pérdidas a ser contemplados en el diseño de instalaciones de distribución de UTE fue calculado considerando las siguientes hipótesis.

G.1 COSTO MARGINAL DE ENERGÍA ENTRANTE A DISTRIBUCIÓN

Se toma las estimaciones que surgen del Modelo de Futuro proporcionado por la Unidad de Planificación del Abastecimiento, en particular se utiliza el escenario que surge del modelo correspondiente a Diciembre de 2017.

Dicha estimación tenía como principales hipótesis del modelo:

- Crecimiento de la demanda acumulada 2017-2022 de 13,6%. A partir de 2022 se toma un crecimiento anual de 2,7%.
- Se considera un incremento de 56,8% en el precio medio del crudo BRENT entre 2017 y 2022 (en el escenario medio pasa de 53 a 83,1 US\$/bbl entre 2017 y 2022).
- Respecto al parque térmico, se determina el comienzo de operación del ciclo combinado en el segundo semestre de 2018.
- Se considera un crecimiento de la potencia instalada no gestionable de 11,9% para el año 2018 y 0,8% para el 2019.

En base a estos datos se calcula los costos promedio en el mediano plazo, ajustados por la existencia de energía no facturada -pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas y autoconsumos.

A partir de este escenario se llega a un valor promedio de US\$/kWh 0,0766 a nivel de entrada a Distribución.

G.2 COSTO DE REDES DE TRASMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

El valor de las instalaciones de Subtransmisión y Trasmisión se corresponde con los valores reconocidos en los decretos 227/014 y 249/014 respectivamente.

Ambos decretos parten del inventario de instalaciones del 2011, valorizan las mismas para el año 2013 y aprueba paramétricas para su ajuste anual. Para este cálculo, se actualizan los valores al año 2017 aplicando las paramétricas aprobadas en dicho decreto.

El valor de estas instalaciones actualizado alcanza aproximadamente los 304,5 Millones de US\$, de los cuales 173,5 Millones de US\$ corresponden a Trasmisión y 131 Millones de US\$ a Subtransmisión.

A los efectos de estimar un valor por kWh, se toma la energía total ingresada a Distribución según el Balance de Energía y Potencia del año 2012. El total de la energía ingresada a Distribución fue de: 8.339.844 MWh/año.

A partir de estos valores de red reconocidos por el Poder Ejecutivo y de la energía ingresada a distribución se obtiene un valor de red por unidad de energía de a la entrada de Distribución de 0,0365 US\$/kWh.

Esta estimación supone un margen de error dado por la diferencia entre la fecha de inventario de instalaciones (2011) y la fecha del Balance usado (2012).



G.3 COSTO DE ENERGÍA Y REDES A LA ENTRADA DE DISTRIBUCIÓN

En base a los cálculos y la información presentada previamente se obtiene un costo de energía y de redes expresado por unidad de energía a la entrada de Distribución de 0,1131 U\$/kWh a la entrada de Distribución.