

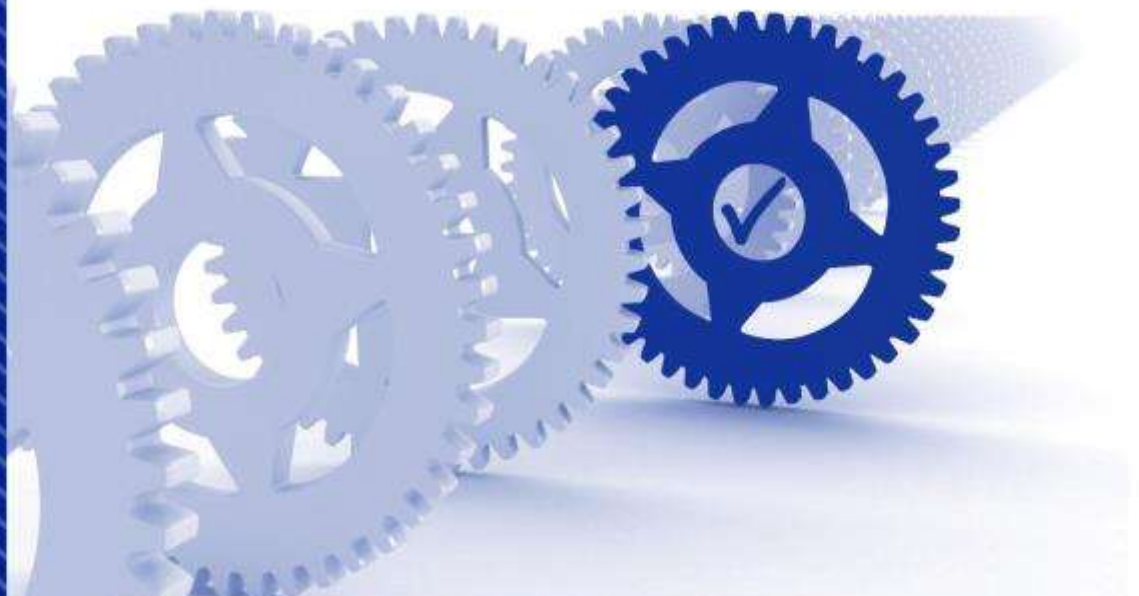


CND / URSEA

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

Informe 1

Setiembre de 2020



CND / URSEA

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

Informe 1

Setiembre de 2020

Preparado por:



Energy Solutions

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 BT

2.1 Proceso de normalización tecnológica de las instalaciones BT

2.2 Inventario Real y normalizado

2.3 Procesamiento de datos

3. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO ADAPTADO

3.1 Proceso de adaptación de las instalaciones BT normalizadas

3.2 Inventario adaptado

3.3 Revisión de metas de Calidad

4. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ADAPTADAS

4.1 Red BT (líneas aéreas y cables)

4.2 Transformadores MT/BT

5. DETERMINACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE LAS INSTALACIONES BT

5.1 Composición de los costos de inversión

5.2 Costos unitarios utilizados para las distintas instalaciones

5.3 Comparación 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 BT

6.4 Cálculo de la anualidad de la inversión

ANEXOS

ANEXO A: LISTA DE ARCHIVOS UTILIZADOS

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



ÍNDICE...

ANEXO C: ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN ENVIADA

ANEXO D: INSTALACIONES REALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA

ANEXO E: COEFICIENTES DE CORRECCIÓN DE PÉRDIDAS

ANEXO F: RESULTADOS DE ADAPTACIÓN

ANEXO G: PRECIO DE LA ENERGÍA

**ANEXO H: BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA REAL DE UTE EN EL
AÑO 2018**

1. INTRODUCCIÓN

La finalidad del presente estudio es determinar el VADE correspondiente a la distribución de baja tensión (0.23 y 0.40 kV), incluyendo la valorización de las instalaciones y el cálculo de los cargos a pagar por los usuarios conectados en esas tensiones.

El estudio comprende las siguientes tareas:

- Determinar la remuneración anual de la actividad de distribución en baja tensión (DBT), en el marco de las metas de calidad ya definidas, de acuerdo con la tasa de costo de capital (WACC) fijada por URSEA.
- Determinar los cargos por el uso de la red asociados a los usuarios en baja tensión, así como los cargos comerciales (cargos fijos) y cargos por pérdidas de energía.
- 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 BT
- Determinación del inventario adaptado
- Determinación de los costos de pérdidas de energía
- Determinación del costo unitario de las instalaciones de BT
- Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

Como resultado de las tareas que se realizan se determina el valor de la anualidad a percibir por UTE correspondiente a sus activos de BT. Vale la pena aclarar que, si bien en el estudio de valorización de la red de media tensión se había valorizado la transformación MT/BT, el cálculo se ha actualizado considerando las instalaciones vigentes a diciembre 2018 y costos unitarios a la misma fecha.

Es importante tener en cuenta que las acometidas como los equipos de medida, tal como señala el artículo N° 68 del reglamento de distribución, corresponden a los costos de conexión del suscriptor y no deben formar parte del VADE BT, por lo que no se tienen en cuenta en la valorización de instalaciones y el inventario BT.

En la siguiente tabla se presentan las instalaciones adaptadas a la demanda, la valorización de estas y la anualidad correspondiente.

1. Introducción

INSTALACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VNR Activos propios adaptados [miles USD]	VNR Activos pagados por 3 ^{ros} [miles USD]	frc activos propios	frc activos pagados por 3 ^{ros}	Anualidad TOTAL [miles USD/año]
Red Subterránea	km	3.723	707.817	0	0,0988	0,0071	69.937
Red BT monofásica en poste	km	3.519	96.503	0	0,0988	0,0071	9.536
Red BT sobre columna	km	13.606	654.081	0	0,0988	0,0071	64.628
Red BT sobre poste	km	797	27.781	0	0,0988	0,0071	2.745
Red BT en fachada	km	5.945	209.047	0	0,0988	0,0071	20.655
Autotransformadores de línea exterior 0,4/0,23 kV	ud	1.390	2.532		0,0988		250
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	ud	486	871		0,0988		87
SE de transformación MT/BT	ud	54.494	662.636		0,0988		65.473
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	ud	675	10.174		0,0917		932
TOTAL RED BT (SET MT/BT + Eq BT + Red BT)			2.371.442	0			234.243
TOTAL anualidad Red BT							234.243

Tabla 1-1 VNR y anualidad de los activos BT para cálculo de cargos usuarios de la red BT

1. Introducción

Las instalaciones a valorizar 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 1: Líneas aéreas y cables
 - Red Subterránea
 - Red BT monofásica en poste
 - Red BT trifásica sobre columna
 - Red BT trifásica sobre poste
 - Red BT trifásica en fachada
- Subetapa 2: Equipos de BT
 - Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 160 kVA
 - Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH
- Subetapa 3: Subestaciones transformadoras MT/BT

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 3 ^{ros}	Anualidad TOTAL [miles USD/año]
1 - Líneas aéreas y cables	1.695.229	0	0,0988	0,0071	167.501
2 - Equipos de BT	3.403	0	0,0988	0,0071	337
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	672.810				66.405
TOTAL RED BT (1 + 2 + 3)	2.371.442	0			234.243
TOTAL anualidad Red BT					234.243

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

2. ANÁLISIS DEL INVENTARIO DETALLADO DE LAS INSTALACIONES EN BT

Sobre la base de la información remitida por la empresa Distribuidora, se analizó el inventario detallado de las instalaciones en tensiones de 0,40 kV y 0,23 kV correspondientes a: cables, líneas, subestaciones MT/BT y equipos de BT.

Como se indicó previamente, tanto las acometidas como los equipos de medida, tal como señala el artículo N° 68 del reglamento de distribución, corresponden a los costos de conexión del suscriptor y no deben formar parte del VADE BT, por lo que no se tienen en cuenta en el inventario BT.

El inventario de instalaciones que se presenta en este capítulo se corresponde a las instalaciones vigentes en Diciembre 2018.

2.1 PROCESO DE NORMALIZACIÓN TECNOLÓGICA DE LAS INSTALACIONES BT

Como paso inicial al proceso de adaptación de las instalaciones y al posterior cálculo del VNR, BAES efectuó el proceso de normalización tecnológica del inventario de las instalaciones vigentes a Diciembre 2018, considerando las tecnologías actualmente utilizadas por UTE de las cuales presentó los costos de inversión en moneda de Diciembre de 2018.

Estas tecnologías son las utilizadas en la actualidad en la gran mayoría de las distribuidoras latinoamericanas y representan las más eficientes técnica y económicamente en la actualidad para la región: conductores de aluminio (por precio), líneas aéreas preensambladas, etc.

Este proceso de normalización tecnológica significa reemplazar las instalaciones reales existentes por instalaciones equivalentes en funcionalidad y capacidad, pero de la tecnología que utiliza la distribuidora en la actualidad. Por ese motivo, el resultado de la valorización se denomina Valor Nuevo de Reemplazo (y no de reposición que correspondería a reemplazar cada activo por otro exactamente del mismo tipo, pero nuevo). 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 solo presentó una sola opción de instalaciones normalizadas para casos que pueden existir variaciones acordes a la capacidad y la carga (como por ejemplo los conductores subterráneos) o no incluyó opciones de conductores monofásicos, o simplemente se requerían más opciones para una correcta adaptación, BAES generó para la adaptación, módulos adicionales utilizado como referencia los presupuestos y costos de materiales y otros recursos 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.

- Cables subterráneos de BT (tanto para redes de 3x230 V como de 3x400/230 V)
 - **Cable BT de aluminio de 4 x 150 mm² para zonas urbanas densas y muy densas.**
 - Cable BT de aluminio de 3 x 240 mm² + 1x150 mm² para zonas urbanas densas y muy densas.
- Redes aéreas de BT (tanto para redes de 3x230 V como de 3x400/230 V)
 - **Líneas aéreas BT preensambladas monofásicas de Al 2x10 mm², tipo sobre postes.**

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

- **Líneas aéreas BT preensambladas monofásicas de Al 2x25 mm², tipo sobre postes.**
- Líneas BT preensambladas trifásicas de Al 3x50 mm², tipos sobre columnas, sobre fachada y sobre postes.
- Líneas BT preensambladas trifásicas de Al 3x95 mm², tipos sobre columnas, sobre fachada y sobre postes.
- **Líneas BT preensambladas trifásicas de Al 3x150 mm², tipos sobre columnas, sobre fachada y sobre postes.**
- Equipos de maniobra BT
 - **Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 10 kVA**
 - **Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 25 kVA**
 - **Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 50 kVA**
 - **Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 100 kVA**
 - Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 160 kVA
 - Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH

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

- 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

Se presenta a continuación el inventario real y el normalizado, por tipo de activo de las instalaciones de UTE. Con el presente informe se entrega el archivo "Instalaciones REALES y Normalizadas UTE.xlsx" que presenta las instalaciones reales y normalizadas de UTE.

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 por UTE como reales. En la información remitida por la empresa se declaran tramos reales y ficticios. Estos últimos se utilizan para completar las redes, posibilitando su conectividad eléctrica. En el marco del actual trabajo 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.

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

Tomando en cuenta la información existente en los tramos de red del GIS de UTE, se adoptaron los siguientes criterios para su clasificación:

- Tramos monofásicos de 230 y 400 V: se consideraron tramos monofásicos de 230 V (no existen redes monofásicas de 400 V en UTE).
- Tramos trifásicos de 230 V: se consideraron tramos trifásicos en conexión triángulo de 3x230 V.
- Tramos trifásicos de 400 V: se consideraron tramos trifásicos en conexión estrella con neutro de 3x400/230 V.

La siguiente tabla presenta la longitud total real de todos los tramos de las redes de baja tensión.

Tipo de conductor	Longitud total [km]
Aéreo monofásico – 230 V	3.519,0
Aéreo trifásico – 3 x 230 V	15.824,9
Aéreo trifásico – 3 x 400/230 V	4.522,4
Subterráneo trifásico – 3 x 230 V	2.580,6
Subterráneo trifásico – 3 x 400/230 V	1.142,1
TOTAL	27.589,0

Tabla 2-1 Longitud total de la red BT por tipo de tecnología y configuración

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

La longitud real de las redes de baja tensión discriminado por tipo de red (subterránea / aérea monofásica /aérea trifásica) y sección, a diciembre 2018, se presenta en las siguientes tablas:

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

Sección del conductor	Longitud total de tramos de red [km]					TOTAL
	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5	
4 mm ²		5,03	2,60	1,25	4,65	13,5
6 mm ²	0,44	117,25	53,96	146,20	304,81	622,7
10 mm ²	1,57	43,38	15,58	32,46	107,25	200,2
16 mm ²	0,17	26,58	11,51	30,83	37,42	106,5
25 mm ²	0,41	82,96	43,62	199,88	181,81	508,7
35 mm ²	0,19	277,78	117,73	580,54	499,20	1.475,4
50 mm ²	0,34	97,61	43,67	130,65	102,97	375,2
70 mm ²	0,06	18,77	8,40	16,28	16,84	60,3
95 mm ²		55,19	16,52	39,24	20,73	131,7
100 mm ²		1,45	0,73	0,93	1,75	4,9
120 mm ²		5,40	2,62	4,13	7,66	19,8
TOTAL	3,2	731,4	316,9	1.182,4	1.285,1	3.519,0

Tabla 2-2 Longitud real de la red BT aérea monofásica de 230 V por ADT y sección

Red aérea trifásica - 3 x 230 V						
Sección del conductor	Longitud total de tramos de red [km]					TOTAL
	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5	
4 mm ²		1,74	0,86	0,15	2,41	5,2
6 mm ²	2,38	46,57	12,25	29,35	97,75	188,3
10 mm ²	0,07	35,64	7,08	12,14	27,16	82,1
16 mm ²	20,29	70,23	11,65	21,47	55,92	179,6
25 mm ²	16,20	222,31	57,48	153,71	179,18	628,9
35 mm ²	235,62	778,06	189,15	381,07	809,61	2.393,5
50 mm ²	29,57	1.980,63	637,16	843,80	1.073,32	4.564,5
70 mm ²	39,03	526,72	102,97	117,12	87,75	873,6
95 mm ²	705,18	3.625,88	799,08	713,93	603,37	6.447,4
100 mm ²	3,83	76,26	13,71	5,32	10,82	109,9
120 mm ²	14,58	227,46	54,63	28,16	24,82	349,7
150 mm ²	0,98	0,12	0,05	0,01	0,02	1,2
240 mm ²						0,0
500 mm ²			0,81	0,12		0,9
630 mm ²				0,16		0,2
TOTAL	1.067,7	7.591,6	1.886,9	2.306,5	2.972,1	15.824,9

Tabla 2-3 Longitud real de la red BT aérea trifásica de 3 x 230 V por ADT y sección

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

Red aérea trifásica - 3 x 400/230 V						
Sección del conductor	Longitud total de tramos de red [km]					TOTAL
	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5	
4 mm ²		0,13			0,01	0,1
6 mm ²	0,37	8,07	1,30	3,03	10,86	23,6
10 mm ²		3,44	0,56	0,15	1,13	5,3
16 mm ²	10,71	18,11	1,39	2,96	5,61	38,8
25 mm ²	4,49	28,10	5,94	6,27	8,36	53,2
35 mm ²	54,93	89,27	13,37	11,67	9,76	179,0
50 mm ²	13,19	728,97	115,24	126,40	228,06	1.211,9
70 mm ²	11,05	73,12	14,75	9,03	2,31	110,3
95 mm ²	214,07	1.788,48	258,95	185,73	402,34	2.849,6
100 mm ²	3,71	11,21	1,07	0,14	0,13	16,3
120 mm ²	2,41	24,06	4,92	1,23	1,79	34,4
150 mm ²		0,02		0,02	0,06	0,1
240 mm ²						0,0
500 mm ²		0,00				0,0
630 mm ²						0,0
TOTAL	314,9	2.773,0	417,5	346,6	670,4	4.522,47

Tabla 2-4 Longitud real de la red BT aérea trifásica de 3 x 400/230 V por ADT y sección

Red subterránea trifásica - 3 x 230 V						
Sección del conductor	Longitud total de tramos de red [km]					TOTAL
	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5	
6 mm ²		0,15		0,01	0,00	0,2
16 mm ²	0,04	0,11			0,04	0,2
25 mm ²		0,18	0,02		0,17	0,4
35 mm ²	26,80	15,91	1,62	0,69	2,00	47,0
50 mm ²	1,38	9,24	1,73	0,32	1,39	14,1
70 mm ²	97,61	45,68	2,34	0,85	1,03	147,5
100 mm ²		0,06	0,02		0,02	0,1
120 mm ²	978,94	427,48	14,17	6,57	5,70	1.432,9
150 mm ²	4,14	8,79	1,43	1,01	4,05	19,4
185 mm ²	30,51	16,08		0,01	0,46	47,1
240 mm ²	311,71	448,15	42,80	14,09	45,93	862,7
300 mm ²	1,17	5,02	0,18	0,53	0,12	7,0
400 mm ²	0,04	0,03	0,02			0,1
500 mm ²	0,50	0,71		0,01	0,09	1,3
630 mm ²	0,43	0,22	0,04	0,01	0,03	0,7
TOTAL	1.453,3	977,8	64,4	24,1	61,0	2.580,6

Tabla 2-5 Longitud real de la red BT subterránea trifásica de 3 x 230 V por ADT y sección

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

Red subterránea trifásica - 3 x 400/230 V						
Sección del conductor	Longitud total de tramos de red [km]					TOTAL
	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5	
6 mm ²		0,00		0,05	0,01	0,1
16 mm ²	0,00	0,02		0,03		0,0
25 mm ²		0,03	0,01			0,0
35 mm ²	6,30	4,26	0,27	0,14	0,55	11,5
50 mm ²	2,82	5,41	0,23	0,38	6,44	15,3
70 mm ²	23,35	9,66	1,17	0,17	0,15	34,5
100 mm ²		0,02			0,01	0,0
120 mm ²	229,83	68,14	3,59	0,98	4,63	307,2
150 mm ²	3,85	6,99	1,39	1,74	12,51	26,5
185 mm ²	4,49	2,45	0,02		2,38	9,3
240 mm ²	233,15	284,25	38,19	45,50	133,45	734,5
300 mm ²	0,70	0,90	0,21	0,15	0,39	2,3
400 mm ²	0,01	0,01			0,01	0,0
500 mm ²	0,16	0,06	0,01		0,02	0,3
630 mm ²	0,25	0,15	0,01	0,10	0,04	0,5
TOTAL	504,9	382,3	45,1	49,2	160,6	1.142,1

Tabla 2-6 Longitud real de la red BT subterránea trifásica de 3 x 400/230 V por ADT y sección

2.2.2 Longitud de las redes normalizadas por nivel de tensión

Los conductores normalizados a las tecnologías actualmente utilizadas por UTE y las adicionales agregadas para la optimización se agrupan por tipo de tecnología de acuerdo a las características de sus redes, según lo indica la siguiente tabla.

Tipo/ Flia.	Descripción
Cables Subterráneos	Cables subterráneos trifásicos BT con 4 conductores de Al de 150 mm ² y 3 conductores de Al de 240 mm ² más 1 conductor de Al de 150 mm ² , zonas urbanas densas y muy densas.
Líneas aéreas monofásicas – Sobre poste	Líneas aéreas monofásicas preensambladas de BT con postes de madera y conductores de Al de 10 y 25 mm ² , para zonas rurales.
Líneas aéreas trifásicas – Sobre columnas de hormigón	Líneas aéreas trifásicas preensambladas de BT sobre columnas de hormigón y conductores de Al de 50, 95 y 150 mm ² , para zonas urbanas.
Líneas aéreas trifásicas – Sobre poste de madera	Líneas aéreas trifásicas preensambladas de BT sobre postes de madera y conductores de Al de 50, 95 y 150 mm ² , para zonas rurales.
Líneas aéreas trifásicas – Sobre fachada	Líneas aéreas trifásicas preensambladas de BT sobre fachadas y conductores de Al de 50, 95 y 150 mm ² , para zonas urbanas.

Tabla 2-7 Módulos de líneas de BT normalizados por UTE

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

La longitud normalizada de las redes de baja tensión discriminado por tipo de red (subterránea / aérea monofásica / aérea trifásica) y sección, a diciembre 2018, se presenta en las siguientes tablas:

Tipo	Sección [mm ²]	ADT	ADT	ADT	ADT	ADT	TOTAL
		1	2	3	4	5	UTE
SUB	120	1.375,0	601,9	28,0	12,9	38,7	2.056,6
	240	583,1	758,2	81,5	60,4	182,9	1.666,1
TOTAL		1.958,2	1.360,1	109,4	73,3	221,6	3.722,7

Tabla 2-8 Longitud normalizada de la red BT subterránea (3x230 V y 3x400/230 V) por ADT y sección

Tipo	Sección [mm ²]	ADT	ADT	ADT	ADT	ADT	TOTAL
		1	2	3	4	5	UTE
AÉREO 1F	10	1,3	165,7	72,1	180,6	416,8	836,4
	25	1,9	565,7	244,8	1.001,8	868,3	2.682,6
TOTAL		3,2	731,4	316,9	1.182,4	1.285,1	3.519,0

Tabla 2-9 Longitud normalizada de la red BT aérea monofásica (230 V) por ADT y sección

Tipo	Sección [mm ²]	ADT	ADT	ADT	ADT	ADT	TOTAL
		1	2	3	4	5	UTE
AÉREO 3F	25	54,9	434,0	98,5	228,9	388,4	1.204,7
	50	335,1	3.576,5	955,4	1.362,9	2.119,3	8.349,2
	95	967,1	6.015,1	1.175,3	1.026,1	1.097,2	10.280,8
	150	25,6	339,1	75,2	35,2	37,6	512,6
TOTAL		1.382,6	10.364,6	2.304,4	2.653,2	3.642,6	20.347,3

Tabla 2-10 Longitud normalizada de la red BT aérea trifásica (3x230 V y 3x400/230 V) por ADT y sección

2.2.3 Cantidad de equipos de BT

En las unidades constructivas de líneas de la red de BT se encuentra incluidos una serie de elementos/equipos de la red BT por lo que no se requiere realizar un inventario de los equipos BT elemento por elemento ya que los mismos están siendo incluidos en conjunto con las redes BT. A continuación, se encuentran los elementos de BT ya incluidos en las redes BT:

- Caja General de Protecciones de línea
- Empalme cable BT
- Seccionador tetrapolar Bajo Carga de línea
- Seccionador de línea BT
- Terminal BT
- Fusible de línea BT
- Transformador trifásico de línea BT

Los siguientes elementos correspondientes a la red BT no se encuentran incluidos en las líneas, por lo que se valorizan por separado:

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

- Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV – entre 10 y 250 kVA
- Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH

Las siguientes tablas contienen la cantidad de equipos BT por ADT. En este caso los equipos reales son los mismos que los normalizados.

Equipo	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Autotransformador de línea exterior - 10 kVA	955	286	517	55	69	28
Autotransformador de línea exterior - 25 kVA	313	66	139	20	45	43
Autotransformador de línea exterior - 50 kVA	104	6	56	8	14	20
Autotransformador de línea exterior - 100 kVA	16	4	10	0	1	1
Autotransformador de línea exterior - 160 kVA	2	2	0	0	0	0
TOTAL	1.390	364	722	83	129	92

Tabla 2-11 Cantidad de autotransformadores reales para la red BT

Equipo	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	486	124	319	9	6	28
TOTAL	486	124	319	9	6	28

Tabla 2-12 Cantidad de cajas de distribución semienterrada reales para la red BT

2.2.4 Cantidad de SE de transformación MT/BT

De acuerdo a la información suministrada por UTE, la cantidad total de SE de transformación MT/BT a diciembre 2018, llevadas a los tipos constructivos normalizados utilizados por UTE, son los que se presentan en la tabla siguiente.

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

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	15.818	9	12	21	4.327	11.449
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	4.269	33	3	10	1.220	3.003
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	4.470	4	13	15	1.185	3.253
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	299	0	5	2	106	186
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	5.902	100	67	30	1.326	4.379
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	6.404	0	165	102	1.772	4.365
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	4.153	2	365	212	1.254	2.320
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	2.941	4	854	405	629	1.049
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	1.928	2	781	266	333	546
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	2.590	63	1.614	345	245	323
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	1.297	74	873	116	90	144
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	261	35	134	8	34	50
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	33	8	19	2	0	4
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	92	46	36	4	2	4
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	157	95	61	0	1	0
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	279	75	152	23	9	20
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	1.593	584	878	59	29	43
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	1.043	499	476	42	12	14
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	275	130	132	8	2	3
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 250 kVA	219	84	74	6	9	46
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 400 kVA	174	155	13	3	2	1
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 630 kVA	181	146	32	2	1	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 1000 kVA	62	56	6	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	40	14	25	1	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	14	7	7	0	0	0
TOTAL	54.494	2.225	6.797	1.682	12.588	31.202

Tabla 2-13 Cantidad real de subestaciones de transformación MT/BT

2.3 PROCESAMIENTO DE DATOS

El procesamiento de datos que se describe en este punto se refiere a la producción de los archivos necesarios para determinar la red de BT adaptada a la demanda (conductores de BT y transformadores de MT/BT).

A efectos del proceso de adaptación de la red uno de los principales datos a determinar es el valor de la corriente eléctrica en cada tramo, la cual se obtiene mediante la ejecución de flujos de potencia.

Para el cálculo de la red adaptada, entonces, el procesamiento de datos tiene por objeto producir modelos eléctricos funcionales para toda la red de BT, tales que permitan el cálculo de los flujos de potencia indicados.

La construcción de los modelos eléctricos requiere de la vinculación de prácticamente toda la información técnica y comercial disponible para la etapa:

- Datos de cada tramo de la red de BT.
- Datos de cada transformador y centro de MT/BT.
- Datos de cada suministro.
- Datos comerciales de cada usuario: tarifa y energía facturada
- Parámetros eléctricos de cada tipo y sección de conductor (resistencia [Ohm/km], reactancia [Ohm/km] y corriente admisible a 20 °C [A].
- Balance de energía y potencia de la empresa.
- Identificación de las localidades balnearias.

La información de base indicada fue proporcionada en diferentes archivos cuya relación agregamos en el Anexo A de este informe. A efectos de su procesamiento toda esta

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

información se importó a tablas de un gestor de base de datos, salvo el balance de energía y potencia que fue entregado por UTE y se encuentra en el anexo H.

Dicho procesamiento se describe en resumen a continuación:

2.3.1 Construcción de las topologías de red

Denominamos "topología" al modelo de datos que reúne a los tramos de red de un circuito, codificados con una secuencia y lógica eléctricas. Por secuencia y lógica eléctrica entendemos:

- Cada tramo de red está "conectado" en serie a otro tramo inmediatamente aguas arriba de éste, a efectos de representar la continuidad eléctrica.
- Lo anterior es válido para todos y cada uno de los tramos de red BT, excepto para los primeros tramos de cada salida BT, que se modelan conectados a un transformador MT/BT
- Además de la continuidad eléctrica el modelo debe asegurar una secuencia lógica para las fases declaradas en cada tramo (cantidad de conductores). Según esa secuencia no se admite, por ejemplo, que un tramo trifásico esté aguas debajo de otro monofásico.

Los datos de la red BT de UTE describen cada tramo como un segmento con atributos. Cada segmento tiene declarado un código de nodo en cada uno de sus extremos, y están indicadas las coordenadas geográficas de cada uno. Cada segmento tiene una longitud, y está asignado a una salida de BT, a un transformador y a un centro de MT/BT. Está indicado, además, la cantidad de conductores que le corresponden, el tipo y sección de estos, y los equipos conectados a cada uno de los segmentos.

Las topologías de la red de BT de UTE se construyeron por transformador de MT/BT. Cada transformador tiene asociadas una o más salidas BT y cada salida se modeló como un circuito. A efectos de los flujos de potencia los circuitos de un transformador dado son completamente independientes de los circuitos de otro, y cada transformador MT/BT es el inicio y fuente de potencia para sus circuitos.

Cada tramo de red tiene sus extremos asignados a dos códigos de nodo: NODO1 y NODO2, y, en general, el NODO2 de un tramo es igual al NODO1 del tramo conectado inmediatamente aguas abajo. Construir la topología de cada salida de BT significa establecer la secuencia entre los códigos de nodo de cada tramo asignado a ella.

Los tramos que en la información de base se indican conectados a un centro ("Substation" + código Centro) se identificaron como inicios de cada circuito (salida BT), lo cual proporcionó los códigos de nodo con los cuales comenzar la determinación de la secuencia de tramos.

En ocasiones el establecimiento de la "conexión" entre un tramo y otro de la misma Salida de BT se interrumpe (por ejemplo, cuando en el dibujo GIS está representado un equipo de red). La interrupción deja dos conjuntos de datos: los tramos "conectados" y los "desconectados". En estos casos los tramos conectados se recorrieron en la secuencia ya establecida para ellos, y para cada uno se estableció cuál es el tramo desconectado más cercano según sus coordenadas x,y.

El tramo desconectado más cercano a uno ya conectado se agregó a la secuencia (se conectó) mediante la declaración de un tramo ficticio. El nuevo tramo ficticio permite reiniciar el establecimiento de la secuencia entre nodos, hasta que una nueva interrupción – si existe – obliga a la introducción de otro tramo ficticio; y así hasta agotar la conexión de tramos asignados a una salida BT dada.

Los tramos ficticios ofrecen una conexión lógica. Se definen con una longitud despreciable, resistencia cero, y con una declaración de conductor "NOVNR" que permite luego descartarlos del inventario y del proceso de adaptación.

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

Los datos de la red BT procesados están descriptos en tablas con un total de 1.752.233 registros. Con el fin de modelar la continuidad eléctrica de los circuitos de BT se declararon en total 271.269 tramos "NOVNR".

2.3.2 Asignación de cargas a las redes

Luego de construidos los modelos eléctricos de las topologías de red se asignaron las cargas correspondientes a cada usuario de BT, con el objetivo de ejecutar luego el cálculo de los flujos de potencia.

La tabla de Suministros de UTE ofrece la vinculación entre los datos comerciales de cada usuario y el nodo de conexión a la red de cada uno. Luego, la energía facturada a cada usuario, su tarifa y su condición de Monofásico o Trifásico se trasladó a cada punto de suministro en la red de BT siempre y cuando la tarifa correspondiera a esa etapa (o sea una tarifa de BT).

La energía facturada a cada usuario se acumuló por nodo de conexión convirtiéndola en potencia de carga a efectos del cálculo de flujos de potencia.

La potencia de carga para cada punto de suministro (cada usuario) se determinó utilizando los factores de carga medios correspondientes a cada tarifa de BT, obtenidos de las curvas de carga típicas correspondientes al día de pico suministradas por UTE en el archivo "curvas de carga BT.xlsx", considerando además las horas del año de los meses con facturación a cada uno.

Los centros MT/BT y los transformadores de la etapa están asociados a las localidades en las que se encuentran instalados. Los factores de carga por tarifa utilizados tuvieron en cuenta que las localidades sean balnearias (con consumos estacionales) o no, según los datos proporcionados. Para localidades balnearias, o con consumos estacionales, se estimaron factores de carga la mitad de los que surgen de las curvas de carga típicas mencionadas anteriormente.

	Usuarios BT residenciales	Alumbrado público	Usuarios BT no residenciales chicos	Usuarios BT no residenciales grandes >20 kW
FC - zona no balnearia	0.631	0.582	0.626	0.707
FC - zona balnearia	0.318	0.293	0.315	0.356

Tabla 2-14 Factores de carga considerados por tipo de usuario

Para cada usuario de BT la potencia base de carga (Pot_{BASE}) se determinó aplicando la siguiente expresión:

$$Pot_{BASE} = Ene / (h \times FC)$$

Donde:

Pot_{BASE} : potencia base representativa de la carga de cada usuario

Ene: energía anual facturada a cada usuario (sumatoria de la energía mensual facturada a cada usuario durante el año base)

h: para cada usuario, cantidad de horas correspondientes a los meses del año base con facturación mayor que cero

FC: factor de carga de cada usuario según su tarifa y ubicación

Estas potencias base por cada usuario BT fueron afectadas por un factor que considera los consumos internos de distribución no facturados, las pérdidas no técnicas y los consumos

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

no facturados en barrios carenciados, ya que esta demanda no es facturada a usuarios BT pero es distribuida por las redes de distribución y debe ser considerada para su dimensionamiento ya que a los efectos de la adaptación de los conductores corresponde modelar la exigencia real sobre los mismos. Este factor de consumos no facturados (F_{CNF}) se determinó a partir del Balance y Energía y potencia real de UTE para el año 2018. (pérdidas de potencia totales del 23,9% en la etapa de BT).

Por último estas potencias base también se dividen por un factor de no coincidentalidad (F_{NCo}) que toma en cuenta el hecho de que los factores de carga medios determinados para la totalidad de las distintas categorías de usuarios BT son mayores, por efecto de compensación de las puntas de las curvas de carga (o "aplanamiento" de la curva de carga), que los que corresponden a grupos menores de usuarios como son los alimentados por la red de BT asociada a cada transformador MT/BT. De acuerdo a estudios efectuados por BAES sobre campañas de medición para la caracterización de los usuarios de BT, este factor varía en un rango entre 0,8 (para transformadores que alimentan hasta 10 usuarios) hasta 0,95 (para transformadores que alimentan más de 100 usuarios).

En definitiva, la potencia por usuario BT que se asigna ($Pot_{ASIGNADA}$) a la red de distribución BT para efectuar los flujos de carga se determina según la siguiente expresión:

$$Pot_{ASIGNADA} = Pot_{BASE} \times F_{CNF} / F_{NCo}$$

Donde:

$Pot_{ASIGNADA}$: potencia asignada a la red de distribución BT para cada usuario

F_{CNF} : factor de ajuste por consumos no facturados (consumos internos de distribución, pérdidas no técnicas y consumos no facturados en barrios carenciados de los ítems del Balance de E&P de UTE). Para el caso de UTE se consideró el valor de 1,24

F_{NCo} : factor de no coincidentalidad entre la demanda máxima de la categoría y la demanda máxima de los usuarios conectados a la red BT de un transformador MT/BT. Para el caso de UTE se adoptó, considerando la cantidad promedio de usuarios alimentados por transformadores, el valor de 0,85

Las potencias así determinadas para los usuarios BT se asignaron a cada fase de BT, según la condición de usuario monofásico o trifásico, con los criterios que se indican a continuación.

A. USUARIOS MONOFÁSICOS

Los usuarios monofásicos se conectan en fases en forma "rotativa", es decir el primero a la fase "A", el próximo a la fase "B", el siguiente a la fase "C", el subsiguiente nuevamente a la fase "A", y así sucesivamente. El orden de los usuarios es el de la lista de usuarios en la base comercial, y los mismos pueden estar conectado a un mismo punto, o a diferentes tramos de una misma salida, o a diferentes salidas. El resultado final es que la asignación de fases para usuarios monofásicos es aleatoria pero distribuida entre las 3fases.

Cuando en un mismo punto de suministro se encuentran conectados varios usuarios monofásicos (por ejemplo 5 usuarios conectados al mismo punto en la red) las potencias de los usuarios se van repartiendo entre las diferentes fases, y el resultado final, por acumulación y para ese punto de suministro, son cargas por fase desequilibradas.

Lo indicado es válido tanto para los esquemas estrella como para los triángulos.

Para las redes en estrella con neutro de 3 x 400/230 V los usuarios monofásicos se conectan entre fase y neutro, siguiendo el criterio indicado anteriormente para conectarlos a las fases "A", "B" o "C".

2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

Para las redes en triángulo de 3 x 230 V los usuarios monofásicos se conectan entre dos fases, siguiendo el criterio indicado anteriormente para conectarlos a las fases "A", "B" o "C", pero aplicando la siguiente secuencia lógica: si al usuario le corresponde la fase "A" se conecta entre las fases "A" y "B", si le corresponde la fase "B" se conecta entre las fases "B" y "C" y si le corresponden la fase "C" se conecta entre las fases "A" y "C".

B. USUARIOS TRIFÁSICOS

Los usuarios trifásicos se conectan como tres cargas equilibradas que suman la potencia trifásica total.

Para las redes en estrella con neutro de 3 x 400/230 V las 3 cargas equilibradas se conectan entre cada fase, "A", "B" y "C", y el neutro.

Para las redes en triángulo de 3 x 230 V las 3 cargas equilibradas se conectan entre dos fases, "A-B", "B-C" y "A-C".

2.3.3 Verificación y ajuste de los modelos

Una vez construidas las topologías de cada circuito BT y asignadas las cargas se procedió al ajuste de los modelos considerando los siguientes tres criterios:

A. AJUSTE DE FASES

En primera instancia las fases de cada tramo se asignaron según el número de conductores declarado para cada uno según la información de base suministrada por UTE (tramos monofásicos: aquellos con uno o dos conductores, trifásicos los restantes).

La declaración de fases se adecuó luego considerando los siguientes criterios (y en el siguiente orden):

1. Un transformador MT/BT declarado como monofásico en la información de base sólo puede tener conectados circuitos monofásicos. Luego, usuarios trifásicos según los datos comerciales se convirtieron a monofásicos si es que están conectados a transformadores monofásicos.
2. Se consideró que usuarios declarados como trifásicos deben estar necesariamente conectados a tramos trifásicos (salvo que el transformador correspondiente sea monofásico), por lo cual se corrigió la fase de los tramos monofásicos si es que los usuarios conectados a ellos son trifásicos.
3. Un tramo trifásico no puede tener tramos monofásicos aguas arriba, por lo cual se corrigió la fase de los tramos monofásicos convirtiéndolos en trifásicos toda vez que correspondía.

B. AJUSTE DE CARGA SEGÚN LA POTENCIA INSTALADA

La potencia asignada a los usuarios se acumuló por circuito y transformador controlando que esa carga no supere la potencia instalada en estos últimos.

Para los casos en que la carga asignada superó el límite establecido se procedió a su "recorte" proporcionalmente, sin considerar factor de simultaneidad alguno.

2.3.4 Modelo para adaptación de transformadores

En resumen, los transformadores MT/BT considerados a efectos de su adaptación son todos los declarados en el archivo "Subestación_2018 v2.xlsx" proporcionado como información de base por UTE, para los cuales su carga se determinó por acumulación de las demandas asignadas los tramos BT de sus circuitos. Se debe tener en cuenta que del archivo enviado



2. Análisis del inventario detallado de las instalaciones en BT

como base se eliminaron los puestos de medición y los que no tienen transformadores de rebaje a BT.

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 baja 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 baja tensión del año 2018 a un mínimo costo total de inversión, pérdidas de energía y costos de operación y mantenimiento durante un horizonte de 4 años (período tarifario).

3.1 PROCESO DE ADAPTACIÓN DE LAS INSTALACIONES BT NORMALIZADAS

Teniendo en cuenta la información declarada por la empresa se procedió a realizar la adaptación de las redes de BT y transformadores de MT/BT de acuerdo con la información de la demanda resultante de los clientes de BT conectados.

La metodología de adaptación se aplica a los elementos existentes en 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 BT, sobre la base de un óptimo técnico-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 cada tramo particular, sin violaciones de las caídas de tensión reguladas.

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

En el caso particular de la red de UTE se han considerado y modelado eléctricamente las dos configuraciones de red trifásica existentes: red trifásica en triángulo de 3 x 230 V y configuración trifásica en estrella con neutro de 3 x 400/230 V, para las cuales se determinaron las correspondientes corrientes y pérdidas por cada fase, y del neutro en la configuración estrella, de los tramos modelados.

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

3. Determinación del inventario adaptado

Variable	Valor	Unidad	Descripción	Fuente
Tep RedBT	3.295	Horas	Tiempo equivalente de pérdidas para la red BT	UTE
Tep TrafosMT/BT	3.030	Horas	Tiempo equivalente de pérdidas para transformadores	UTE
Tasa Actualización	9,17	%	WACC	URSEA
Tasa Crecimiento	2,52	%	Tasa de crecimiento anual de la demanda	UTE
Período de análisis	4	Años	Período de proyección con crecimiento de la demanda (período tarifario)	RDEE
O&M anual	10	% del CI	Porcentaje respecto al costo de inversión (CI) de cada presupuesto tipo	BAES
Precio Energía	143	USD/MWh	Precio de la energía	UTE

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

El tiempo equivalente de pérdidas para la red BT y transformadores MT/BT se obtuvo del balance de energía y potencia real de UTE para el año 2018, según se muestra en el Anexo H.

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 se detalla en el punto 6.1.

La tasa de crecimiento de la demanda, a aplicarse sobre la demanda TOTAL, fue informada por UTE y es un valor estándar para este tipo de estudio, cuya finalidad es considerar la evolución futura de la demanda, incluyendo las pérdidas, para calcular el valor presente de las mismas durante el período de análisis y para verificar que no se supere la capacidad del conductor durante ese periodo. Su efecto es sólo durante el período de análisis que se consideró de 4 años por el período tarifario definido en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (RDEE). 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, es un valor típico utilizado por BAES en distintos estudios. Este valor mantiene la relación existente entre los costos de inversión iniciales de las mismos, 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 3 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 2018, los cuales se indican en la tabla siguiente.

3. Determinación del inventario adaptado

INSTALACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Red Subterránea	km	3.723
Red BT monofásica en poste	km	3.519
Red BT sobre columna	km	13.606
Red BT sobre poste	km	797
Red BT en fachada	km	5.945
Autotransformadores de línea exterior 0,4/0,23 kV	ud	1.390
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	ud	486
SE de transformación MT/BT	ud	54.494
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	ud	675

Tabla 3-2 Resumen de instalaciones adaptadas

El resumen de los resultados de la adaptación se encuentra en el Excel adjunto "VNR y anualidad BT UTE.xlsx".

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 ADT se encuentra en la siguiente tabla.

Longitud de red BT por ADT [km]			ADT	ADT	ADT	ADT	ADT	TOTAL km
Tipo / Familia	Sección [mm ²]	Tipo	1	2	3	4	5	
Cable Subterráneo	150	Cable BT 4x150 mm ²	0	0	0	0	0	0
	240	Cable BT 3x240 mm ² + 1x150	1.958	1.360	109	73	222	3.723
Línea Aérea IF - poste	10	Línea BT preensamblada 2x10	2	549	251	933	1.055	2.789,9
	25	Línea BT preensamblada 2x25	1	182	66	250	230	729,1
Línea Aérea 3F - en columna	50	Línea BT preensamblada 3x50	595	4.032	1.743	1.949	2.586	10.906
	95	Línea BT preensamblada 3x95	47	417	161	223	304	1.152
	150	Línea BT preensamblada 3x150	107	808	263	176	193	1.548
Línea Aérea 3F - en poste	50	Línea BT preensamblada 3x50	0	119	31	146	359	654
	95	Línea BT preensamblada 3x95	0	12	3	17	42	74
	150	Línea BT preensamblada 3x150	0	24	5	13	27	68
Línea Aérea 3F - en fachada	50	Línea BT preensamblada 3x50	504	3.799	80	107	110	4.599
	95	Línea BT preensamblada 3x95	40	393	7	12	13	465
	150	Línea BT preensamblada 3x150	91	761	12	10	8	882
TOTAL			3.344	12.456	2.731	3.909	5.149	27.589

Tabla 3-3 Longitud adaptada de la red BT 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 BT por ADT.xlsx." que contiene los resultados de la adaptación de las redes BT por ADT.

3. Determinación del inventario adaptado

3.2.2 Cantidad de equipos de BT

En el caso de los equipos de la red BT, UTE presentó una serie de equipos en las unidades constructivas de líneas de la red de BT que se adaptan juntamente con la red.

Por otro lado, se indicaron que los autotransformadores de línea exterior y las cajas de distribución semienterrada que son elementos correspondientes a la red BT que no se encuentran incluidos en las unidades constructivas de las líneas BT por lo que se debe realizar la adaptación de manera independiente. Se tomaron en cuenta la totalidad de estos, considerando que resultan necesarios para el adecuado funcionamiento de la red.

Equipo	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Autotransformador de línea exterior - 10 kVA	955	286	517	55	69	28
Autotransformador de línea exterior - 25 kVA	313	66	139	20	45	43
Autotransformador de línea exterior - 50 kVA	104	6	56	8	14	20
Autotransformador de línea exterior - 100 kVA	16	4	10	0	1	1
Autotransformador de línea exterior - 160 kVA	2	2	0	0	0	0
TOTAL	1.390	364	722	83	129	92

Tabla 3-4 Cantidad de autotransformadores adaptados para la red BT

Equipo	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	486	124	319	9	6	28
TOTAL	486	124	319	9	6	28

Tabla 3-5 Cantidad de cajas de distribución semienterrada adaptados para la red BT

3.2.3 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.

La adaptación de los transformadores se realizó con el método descrito en el Anexo B.2.

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

3. Determinación del inventario adaptado

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	22.265	43	23	33	6.166	16.000
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	1.875	3	5	11	467	1.389
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	506	0	4	2	155	345
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	210	0	1	2	50	157
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	11.058	102	234	127	2.763	7.832
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	4.538	5	288	151	1.355	2.739
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	2.567	6	392	190	701	1.278
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	2.465	13	745	333	505	869
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	1.516	24	795	286	177	234
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	1.477	36	941	257	112	131
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	1.594	59	1.324	132	36	43
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	291	65	133	10	35	48
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	0	0	0	0	0	0
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	145	55	75	4	2	9
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	107	64	42	0	0	1
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	853	295	413	57	39	49
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	1.497	662	745	53	11	26
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	575	235	314	20	1	5
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	265	96	166	2	1	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 250 kVA	313	154	92	9	11	47
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 400 kVA	167	139	25	2	1	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 630 kVA	137	112	25	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 1000 kVA	22	17	5	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	51	40	10	1	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	0	0	0	0	0	0
TOTAL	54.494	2.225	6.797	1.682	12.588	31.202

Tabla 3-6 Cantidad adaptada de subestaciones de transformación MT/BT adaptadas

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 puntos. Con el presente informe se entrega un archivo Excel "Calidad de servicio BT.xlsx" que contiene el detalle de la revisión de las metas de calidad para la red de BT.

3.3.1 Indicadores de Calidad

Se calcularon para las salidas de BT de todos los transformadores MT/BT los indicadores de frecuencia media de interrupción y de tiempo medio total de interrupción (Fca y Tca) correspondientes a las fallas de la etapa de BT (transformadores MT/BT y red BT).

A estos indicadores resultantes de las fallas de la Etapa BT se le agregaron los indicadores medios de fallas en la red MT para la ADT a la que pertenece cada salida BT, determinados en el Estudio del VADE MT.

De esta manera se obtienen los indicadores totales de frecuencia y tiempo de fallas que aportan las redes de distribución en MT y BT, y los mismos se comparan contra las metas de calidad fijados por el Reglamento de Calidad de Distribución del Servicio de Energía Eléctrica (RCDSEE).

3. Determinación del inventario adaptado

En el cálculo de los indicadores finales por cliente no se están considerando las fallas en transmisión ni en subtransmisión, sin embargo se debe considerar que las redes de distribución en MT y BT son responsables de la mayor parte de las interrupciones que perciben los clientes finales en BT (las redes de transmisión y subtransmisión disponen de redundancias y automatismo que permiten despejar las fallas instantáneamente o en un tiempo mínimo), por lo que las conclusiones del presente análisis se consideran válidas.

Casi la totalidad de los clientes BT conectados a las salidas de BT analizadas tienen indicadores conformes a los fijados como metas en el Reglamento.

Los clientes BT cuyos indicadores de calidad calculados han excedido los límites establecidos en la normativa vigente (menos del 1% del total) se pueden considerar casos puntuales cuya solución debe tratarse en forma específica, sin modificar las estructuras generales de las redes MT y BT, cuyo desempeño es satisfactorio en la enorme mayoría de los casos.

Esto se aprecia en la siguiente tabla, donde sólo 8.410 clientes BT (el 0,57% del total) resultan con indicadores excedidos de calidad excedidos por sobre los establecidos en el RCDSEE.

ADT	Cantidad total de clientes	Clientes con indicadores excedidos	% de clientes con indicadores excedidos
1	367.001	2	0,00%
2	769.781	7.861	1,02%
3	120.771	549	0,45%
4	81.989	0	0,00%
5	124.393	0	0,00%
TOTAL	1.463.935	8.412	0,57%

Tabla 3-7 Clientes con Índices de Calidad excedidos

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

ADT	Límites Fca clientes BT RCDSEE	Fca TOTAL Modelado	Fca red BT modelado	Fca red MT modelado	Límites Tca clientes BT RCDSEE	Tca TOTAL Modelado	Tca red BT modelado	Tca red MT modelado
1	1,80	0,47	0,16	0,31	3,60	1,50	0,76	0,74
2	4,50	3,46	0,32	3,14	9,90	7,68	1,40	6,28
3	8,00	6,15	0,43	5,72	18,00	13,27	1,83	11,44
4	14,00	3,34	0,40	2,94	36,00	7,62	1,73	5,89
5	14,00	6,00	0,38	5,62	36,00	12,87	1,64	11,23

Tabla 3-8 Indicadores de Calidad globales para clientes BT 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

3. Determinación del inventario adaptado

por consumidor en un ADT (Tca según el Reglamento), se determinaron como se define en el Reglamento.

3.3.2 Hipótesis de cálculo consideradas

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

Hipótesis de confiabilidad consideradas	
Tasa media de falla red BT	50 fallas/100 km-año
Tiempo medio de reparación falla en red BT	4 horas
Tasa media de falla de transformadores MT/BT	0,02 fallas/año
Tiempo medio de reparación falla de transformadores MT/BT	10 horas

Tabla 3-9 Hipótesis de confiabilidad consideradas

Resultados de Calidad de Servicio red MT (VADE MT)		
ADT	Fca MT fallas/año	TFca MT h/año
1	0,31	0,74
2	3,14	6,28
3	5,72	11,44
4	2,94	5,89
5	5,62	11,23

Tabla 3-10 Indicadores de calidad de servicio en MT por ADT

3.3.3 Niveles de tensión de la red

Se analizaron las variaciones de tensión con (ΔV) de las salidas de BT de cada transformador MT/BT, considerando las tolerancias establecidas por el RCDSEE.

En la siguiente tabla se muestran los clientes BT totales y los clientes BT que exceden los límites de caída de tensión definidos en el RCDSEE, para cada ADT.

ADT	Tolerancia ΔV	Cantidad total de clientes BT	Clientes BT con ΔV excedida	Porcentaje de clientes BT con ΔV excedida
1	+6% a -10%	352.325	4.596	1,30%
2	+6% a -10%	754.390	3.085	0,41%
3	+6% a -10%	119.315	185	0,16%
4	+6% a -12%	79.572	63	0,08%
5	+6% a -12%	119.708	7	0,01%
TOTAL		1.425.310	7.937	0,56%

Tabla 3-11 Clientes BT con ΔV fuera de tolerancia

3. Determinación del inventario adaptado

Los clientes BT en salidas de BT con ΔV que exceden los límites del RCDSEE resultan un 0,6% del total, por lo que se pueden considerar casos puntuales cuya solución debe tratarse en forma específica, sin modificar las estructuras generales de las redes MT y BT, cuyo desempeño es satisfactorio en la enorme mayoría de los casos.

Además, se debe tener en cuenta que para el análisis se han considerado condiciones muy exigentes, ya que:

1. Cuando en una Salida BT la ΔV en un solo nodo excedió la tolerancia, se consideró que todos los clientes de BT de esa salida están fuera del límite establecido por la RCDSEE.
2. No se tuvieron en cuenta reguladores de tensión.
3. La tensión a la salida del transformador MT/BT se consideró nominal.

En la siguiente tabla se muestran para los clientes BT que exceden los límites de caída de tensión, por el nivel de apartamiento en distintos rangos.

ΔV excedida	Usuarios con ΔV excedida	% de los usuarios con ΔV excedida
$\Delta V < 1\%$	536	7%
$1\% \leq \Delta V < 3\%$	1.153	15%
$3\% \leq \Delta V < 5\%$	1.064	13%
$5\% \leq \Delta V < 10\%$	870	11%
$10\% \leq \Delta V$	4.314	54%
TOTAL	7.937	100%

Tabla 3-12 Clientes BT con ΔV fuera de tolerancia por rango de exceso

Analizando los resultados se llega a la conclusión que la cantidad de clientes BT con excesos en la caída de tensión menores al 5% representa el 35% de los clientes con caída de tensión excedida (2.753 Clientes BT).

Estas caídas de tensión pueden compensarse con el ajuste de los taps de los transformadores para lograr tensiones superiores a un 5% de las nominales al inicio de las salidas BT, lo que es contemplado en los límites de caída de tensión establecidos que permiten hasta un +6% sobre la tensión nominal.

Para los casos en que las caídas de tensión superan el 5%, o sea 5.184 usuarios alimentados por 20 salidas BT, puede considerarse la utilización de autotransformadores de línea para regular la tensión.

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 BT y transformadores de MT/BT 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 BT.xlsx" que contiene el detalle de pérdidas por alimentador. También se encuentra el archivo "Pérdidas Energía MT/BT.xlsx" que presenta las pérdidas calculadas por transformador MT/BT, 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 F se detalla la estructura de este.

Los resultados obtenidos por Subetapa de BT se presenta a continuación.

Subetapa de BT	GWh
1 – Red BT (Líneas aéreas y cables)	230,2
3 – Subestaciones transformadoras MT/BT	132,3

Tabla 4-1 Pérdidas de energía por subetapa de BT

4.1 RED BT (LÍNEAS AÉRES Y CABLES)

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

El flujo de carga en el modelo de adaptación de la red genera pérdidas de potencia en cada una de las salidas de BT existentes. Al efectuarse el cálculo para un único estado de carga, el estado de potencia máxima simultánea de la totalidad de la red BT, las pérdidas de energía se determinaron aplicando la fórmula de Buller – Woodrow que determina el factor de carga de las pérdidas (F_{pWB}) a partir del factor de carga de la red (FC). El método de ejecución del flujo de carga se explica en el Anexo B.

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

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

PÉRDIDAS EN LA RED BT		
a) Pérdidas de potencias calculadas con el flujo de carga	MW	58,64
b) Factor de Incremento de Pérdidas		1,146
c) Pérdidas de potencia totales = (a x b)	MW	67,20
d) Factor de pérdidas – F_{pBW}		0,391
c) Pérdidas de energía = (c x d x 8760)	GWh/año	230,2

Tabla 4-2 Pérdidas totales red BT

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. Determinación de las pérdidas de energía Adaptadas

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 BT (0,56)
- 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)	58,64 MW
Factor de pérdidas de Buller Woodrow (P_e)	0,391

Tabla 4-3 Pérdidas por potencia y energía

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 BT de 200,8 GWh. Con la aplicación del FIP se llegó a un valor final de 230,2 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 1,146. Los factores representativos de los efectos no considerados en el flujo de carga son los siguientes:

Red BT		
FactorDesCorrBT	1,100	Factor de desequilibrio de carga entre fases en BT
FactorNoCoinBT	1,000	Factor de no coincidentalidad
FactorSkinBT	1,002	Factor de ajuste por corriente pelicular en BT
FactorArmonBT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_RedBT	1,146	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable a la red

Tabla 4-4 Valor del factor de incremento de pérdidas para la red BT

4. Determinación de las pérdidas de energía Adaptadas

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 E.

Para calcular los factores de incrementos de pérdidas de la red BT se consideraron las siguientes hipótesis basadas en valores utilizados en otros estudios de redes similares:

- Desequilibrio promedio de cargas entre fases de la red BT: 30%
- Porcentaje de distorsión armónica total en las corrientes de la red BT: 20%

4.2 TRANSFORMADORES MT/BT

Las pérdidas para los equipos de transformación MT/BT declaradas se calcularon individualmente para cada uno de los equipos. 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:

4. Determinación de las pérdidas de energía Adaptadas

Transformadores BT/MT	GWh
a) Pérdidas en el hierro	87,5
b) Pérdidas en el Cobre	32,9
c) Pérdidas Totales (a + b)	120,4
d) Factor de Incremento de Pérdidas	1,099
e) Pérdidas transformadores MT/BT (c x d)	132,3

Tabla 4-5 Pérdidas transformadores BT/MT

Las pérdidas energéticas se determinan individualmente para cada transformador con las fórmulas descriptas 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/BT.

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.

Transformadores MT/BT		
FactorDesCorrBT	1,038	Factor de desequilibrio de carga entre fases en BT
FactorArmonHierro	1,101	Factor de ajuste por armónicos de tensión en el núcleo
FactorArmonBT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_MTBT	1,099	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable

Tabla 4-6 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.

Para calcular los factores de incrementos de pérdidas de la transformación BT se consideraron las siguientes hipótesis basadas en valores utilizados en otros estudios de redes similares:

- Desequilibrio promedio de cargas entre fases de los transformadores MT/BT: 20%
- Como valor representativo para estos transformadores, el efecto de los armónicos en el hierro se consideró un factor de ajuste: 1,101
- Porcentaje de distorsión armónica total en las corrientes de los transformadores MT/BT: 20%

5. DETERMINACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE LAS INSTALACIONES BT

En este capítulo se presenta el valor de los costos unitarios de las instalaciones de BT que se utilizarán para valorizar inventario adaptado.

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 las subestaciones de transformación MT/BT y los equipos de BT 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 2018, y fueron convertidos a dólares estadounidenses considerando la tasa de cambio de 32,21 pesos por dólar vigente en ese momento.

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

- UTE - BAES - Costos unitarios de Redes BT y SE transf MT-BT - precios dic 2018.xlsx

5.1 COMPOSICIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos unitarios de inversión determinados por UTE están conformados a partir de unidades constructiva (UUC) que son el elemento básico a partir del cual se elaboran los presupuestos tipo. Se trata de elementos constitutivos de la red de distribución en BT, 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 UUC:

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

A partir de las UUC determinadas, se conforman los presupuestos tipo que agregan varias UUC 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 UUC.

En los presupuestos tipo presentados por UTE pueden estar incluidos materiales que aún no fueron integrados a las UUC. El listado y valoración de estos materiales también fue entregado por parte de UTE.

Finalmente, UTE informa los presupuestos de las instalaciones (presupuestos simulados a partir de los presupuestos tipo), que son los que se utilizan para valorizar el inventario para determinar el VNR, como ser: 1 km de línea BT, 1 subestación transformadora MT-BT, etc. El costo de estas instalaciones se determina por la agrupación de distintas cantidades de presupuestos tipo. A los componentes de costos de estos presupuestos, UTE agrega los siguientes conceptos:

- Cargas sociales: determinadas como la mano de obra imponible multiplicada por un porcentaje.

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

- Varios e imprevistos: determinados como la suma de los costos de montaje, materiales del contratista y cargas sociales, multiplicada por un porcentaje.
- Ingeniería y administración: determinados como la suma de los costos de montaje, materiales de UTE, materiales del contratista, cargas sociales y varios e imprevistos, multiplicada por un porcentaje.
- Intereses intercalarios durante la construcción de la obra: determinados como la suma de los costos de montaje, materiales de UTE, materiales del contratista, cargas sociales, varios e imprevistos e ingeniería y administración multiplicada por un porcentaje.

A continuación, se analizan los valores propuestos por UTE, y se explicitan los finalmente adoptados y su justificación.

El recargo por cargas sociales es un costo válido y su aplicación es propia a la legislación laboral de cada país, por lo que se adoptan los valores propuestos por UTE.

El recargo por varios e imprevistos propuesto por UTE es del 10% (el mismo valor utilizado en los presupuestos de las redes de MT), pero consideramos que el valor debería ser menor ya que las obras de BT son de menor complejidad. Por ese motivo se adopta un 8%.

Para ingeniería y administración se considera razonable el valor propuesto por UTE del 12%.

Finalmente, para los intereses intercalarios UTE propone un valor del 2%, pero considerando que las obras de BT se ejecutan en un plazo más corto que las de subtransmisión y transmisión, el valor que consideramos apropiado es del 1%.

La siguiente tabla presenta los valores propuestos por UTE y los finalmente adoptados por BAES.

Concepto	Valores propuestos por UTE	Valores adoptados por BAES
Cargas sociales	71,8%	71,8%
Adicionales		
Varios e imprevistos	10%	8%
Ingeniería y administración	12%	12%
Intereses intercalarios	2%	1%
TOTAL recargo sobre costos directos (ponderado costo directo)	22,1%	19,4%

Tabla 5-1 Valores de costos indirectos

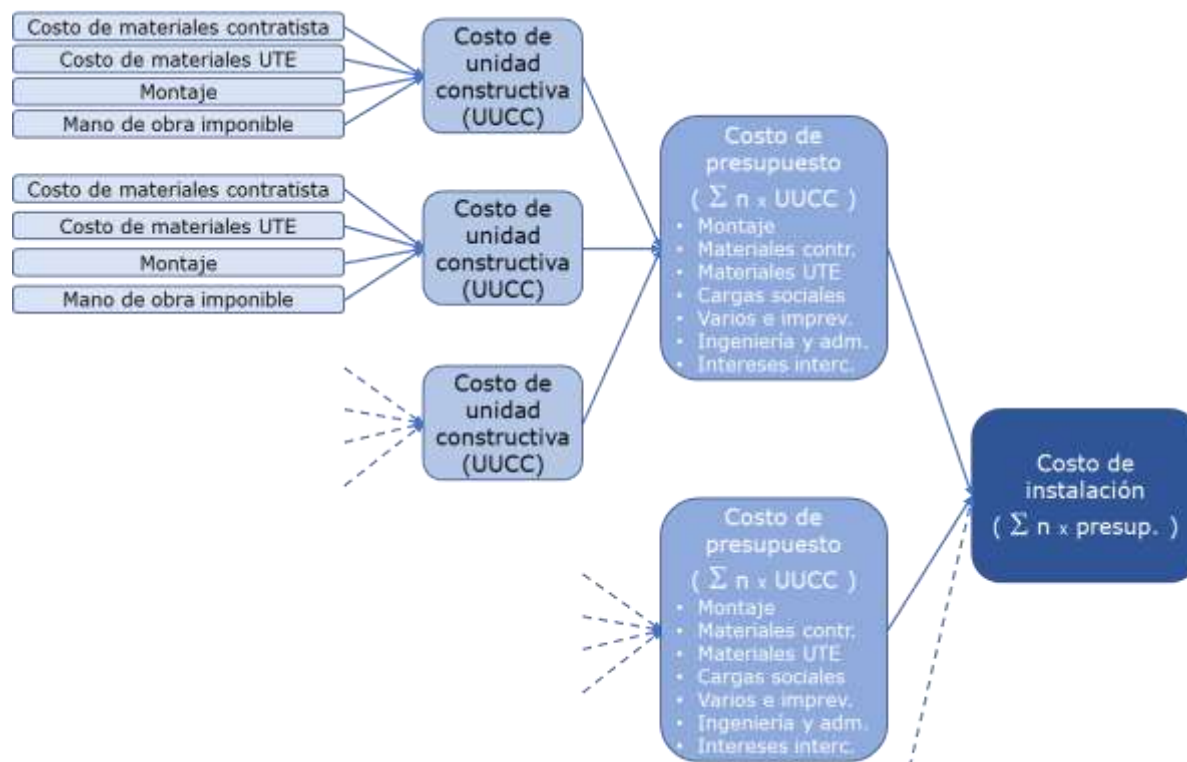
Los valores de los costos indirectos adoptados para el estudio, varios, imprevistos, ingeniería y administración e intereses intercalarios, representan, en conjunto, un recargo promedio sobre los costos directos total del 19,4% (valor calculado en base al promedio ponderado con los costos directos de cada instalación), que resulta dentro del rango de los aplicados (con conceptos similares o diferentes como stock, gastos generales, ingeniería, intereses intercalarios, etc.) en otros países de la región (Argentina, Chile y Perú). Este rango es entre el 17% y el 23%.

El costo total de la instalación se determina como la suma de los siguientes costos acumulados: montaje, materiales de UTE, materiales del contratista, cargas sociales, varios e imprevistos, ingeniería y administración e intereses intercalarios.

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Como se indicó todos los costos constituyentes están expresados en pesos uruguayos de diciembre de 2018, y los valores totales de cada instalación se convierten a dólares estadounidenses considerando el tipo de cambio de 32,21 pesos uruguayos por dólar.

A continuación, se presenta el esquema de la determinación de los costos unitarios de las instalaciones.



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 BT, muchos de los cuales resultan de presupuestos elaborados por UTE y analizados por BAES, los cuales se complementan por otros elaborados por BAES utilizando las UCC propuestas por UTE.

5.2.1 Costos unitarios de las líneas aéreas y cables subterráneos BT

En este caso los costos de instalaciones elaborados por UTE, y verificadas por BAES, fueron el cable de BT de 3x240 mm² y los distintos tipos de líneas de BT preensambladas de Al 3x50 y de Al 3x95 mm².

A partir de las UCC y presupuestos elaborados por UTE, con el objetivo de disponer de más alternativas para la optimización de la capacidad de los conductores, BAES confeccionó los siguientes presupuestos simulados:

- Cable BT Al 4x150 mm²
- Líneas BT preensambladas monofásicas de Al 2x10 mm², tipo sobre postes.
- Líneas BT preensambladas monofásicas de Al 2x25 mm², tipo sobre postes.
- Líneas BT preensambladas trifásicas de Al 3x150 mm², tipos sobre columnas, sobre fachada y sobre postes.

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Costos unitarios de Líneas y Cables de BT	Montaje + Mat. contratista + Cargas sociales	Varios e Imprevis-tos	Materiales UTE	Ingeniería y Adminis-tración	Subtotal sin Intereses Inescalarios	Intereses intercala-rios
Cable BT 4x150 mm ² (1 km)	4.355.402	348.432	699.940	648.453	6.052.227	60.522
Cable BT 3x240 mm ² + 1x150 mm ² (1 km)	4.355.402	348.432	710.725	649.747	6.064.307	60.643
Línea BT preensamblada 2x10 mm ² en postes (1 km)	529.414	42.353	170.520	89.074	831.361	8.314
Línea BT preensamblada 2x25 mm ² en postes (1 km)	626.093	50.087	252.732	111.469	1.040.382	10.404
Línea BT preensamblada 3x50 mm ² en columnas (1 km)	866.058	69.285	415.757	162.132	1.513.232	15.132
Línea BT preensamblada 3x50 mm ² sobre fachada (1 km)	707.439	56.595	186.200	114.028	1.064.261	10.643
Línea BT preensamblada 3x50 mm ² en postes (1 km)	669.307	53.545	253.822	117.201	1.093.874	10.939
Línea BT preensamblada 3x95 mm ² en columnas (1 km)	878.177	70.254	480.967	171.528	1.600.926	16.009
Línea BT preensamblada 3x95 mm ² sobre fachada (1 km)	783.037	62.643	252.417	131.772	1.229.869	12.299
Línea BT preensamblada 3x95 mm ² en postes (1 km)	682.498	54.600	319.172	126.752	1.183.022	11.830
Línea BT preensamblada 3x150 mm ² en columnas (1 km)	894.478	71.558	484.422	174.055	1.624.513	16.245
Línea BT preensamblada 3x150 mm ² sobre fachada (1 km)	883.161	70.653	263.285	146.052	1.363.151	13.632
Línea BT preensamblada 3x150 mm ² en postes (1 km)	702.004	56.160	322.537	129.684	1.210.385	12.104

Costos unitarios de Líneas y Cables de BT	TOTAL \$ / km	TOTAL USD / km
Cable BT 4x150 mm ² (1 km)	6.112.749	189.756
Cable BT 3x240 mm ² + 1x150 mm ² (1 km)	6.124.950	190.135
Línea BT preensamblada 2x10 mm ² en postes (1 km)	839.675	26.066
Línea BT preensamblada 2x25 mm ² en postes (1 km)	1.050.785	32.619
Línea BT preensamblada 3x50 mm ² en columnas (1 km)	1.528.364	47.445
Línea BT preensamblada 3x50 mm ² sobre fachada (1 km)	1.074.904	33.368
Línea BT preensamblada 3x50 mm ² en postes (1 km)	1.104.813	34.296
Línea BT preensamblada 3x95 mm ² en columnas (1 km)	1.616.935	50.194
Línea BT preensamblada 3x95 mm ² sobre fachada (1 km)	1.242.168	38.560
Línea BT preensamblada 3x95 mm ² en postes (1 km)	1.194.852	37.091
Línea BT preensamblada 3x150 mm ² en columnas (1 km)	1.640.759	50.934
Línea BT preensamblada 3x150 mm ² sobre fachada (1 km)	1.376.782	42.739
Línea BT preensamblada 3x150 mm ² en postes (1 km)	1.222.489	37.949

Tabla 5-2 Costos unitarios de líneas y cables BT

5.2.2 Costos unitarios de los equipos en la red BT

Adicionalmente UTE presentó, en forma separada de los presupuestos de las líneas y cables de BT, los costos unitarios de los equipos de la red BT no incluidos en los presupuestos de la red BT.

Los equipos de BT informados por UTE fueron los autotransformadores de línea de 0,4/0,23 kV con una capacidad de 160 kVA, y las cajas de distribución semienterradas de 4 salidas para conexiones y derivaciones en la red subterránea de BT. Adicionalmente, a partir de las UUCC y presupuestos elaborados por UTE, con el objetivo de disponer de más alternativas para la optimización de los autotransformadores, BAES confeccionó los siguientes presupuestos simulados:

- Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 10 kVA
- Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 25 kVA
- Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 50 kVA
- Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 100 kVA

Los valores de los costos unitarios adoptados para los equipos mencionados son los siguientes.

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Costos unitarios de Equipos de BT	Montaje + Mat. contratista + Cargas sociales	Varios e Imprevistos	Materiales UTE	Ingeniería y Administración	Subtotal sin Intereses Inercialarios	Intereses intercalarios
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 10 kVA	24.430	1.954	21.347	5.728	53.459	535
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 25 kVA	24.430	1.954	29.104	6.659	62.147	621
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 50 kVA	24.454	1.956	43.424	8.380	78.214	782
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 100 kVA	26.614	2.129	66.303	11.405	106.451	1.065
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 160 kVA	54.339	4.347	130.970	22.759	212.415	2.124
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	12.171	974	37.920	6.128	57.193	572

Costos unitarios de Equipos de BT	TOTAL \$ / km	TOTAL USD / km
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 10 kVA	53.994	1.676
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 25 kVA	62.769	1.949
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 50 kVA	78.996	2.452
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 100 kVA	107.516	3.338
Autotransformador de línea exterior 0,4/0,23 kV - 160 kVA	214.539	6.660
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	57.765	1.793

Tabla 5-3 Costos unitarios de equipos en la red BT

5.2.3 Costos unitarios de las subestaciones de transformación MT/BT

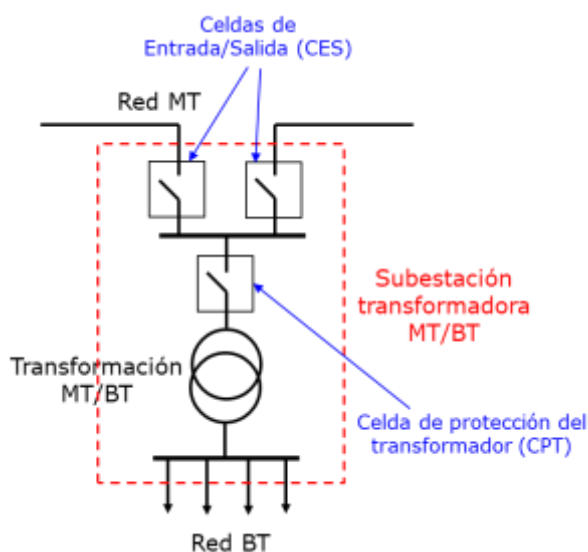
Las subestaciones de transformación MT/BT fueron valorizadas en el estudio del VADE de MT, y se incluyeron solamente las secciones de entrada y salida en MT.

En este estudio se efectuará una nueva adaptación y valorización de estas instalaciones, con los precios de referencia a diciembre de 2018 (como para el resto de las instalaciones de BT) y considerando la demanda del año 2018.

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

Para el caso de las subestaciones MT/BT tipo interior o modular, utilizadas en zonas de red subterránea, y de acuerdo a los acordado con la URSEA y UTE en el estudio del VADE MT, los equipos de maniobra y protección MT de las entradas y salidas de los cables de MT forman parte de la red MT, y por lo tanto del VADE MT, mientras que la parte asociada exclusivamente a la transformación MT/BT se considera que pertenece al VADE BT ya que estas instalaciones son utilizadas exclusivamente por los clientes con suministro en BT.

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



5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Ilustración 5-1 Esquema de una SE de transformación MT/BT interior o modular

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

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.

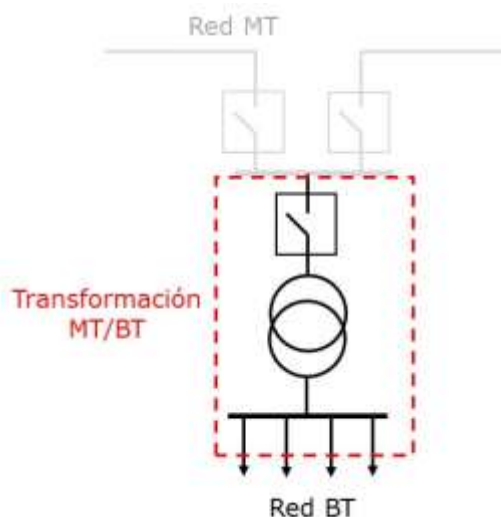


Ilustración 5-2 Esquema de la transformación MT/BT en una SE interior o modular

Las Celdas de E/S forman parte de la red MT, por lo que no se valorizan en la transformación MT/BT, por lo que se eliminan de los presupuestos de las SE de transformación MT/BT tipo interior o modulares las celdas de entrada/salida y se mantienen las celdas de protección del transformador.

En definitiva, para su valoración se han eliminado las celdas de entrada/salida de MT y el 40% del costo de la obra civil total asumiendo las superficies típicas ocupadas por los distintos elementos (celdas, transformador, tablero BT, etc.).

Adicionalmente se modifica levemente el costo propuesto por UTE para el módulo SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA ya que presentaba un costo superior al módulo de 15 kVA.

El costo de la etapa de transformación de las SE MT/BT, es decir eliminando las celdas de entrada/salida de MT y la obra civil asociada en las de tipo interior y modular, se presenta en la tabla siguiente.



5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Costos unitarios de Subestaciones MT/BT	Montaje + Mat. contratista + Cargas sociales	Varios e Imprevisos	Materiales UTE	Ingeniería y Administración	Subtotal sin Intereses Incentivos	Intereses intercalarios
SE MT/BT aérea monofásica 5 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	107.484	8.599	32.171	17.790	166.044	1.660
SE MT/BT aérea monofásica 10 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	107.498	8.600	34.793	18.107	168.998	1.690
SE MT/BT aérea monofásica 15 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	107.498	8.600	37.397	18.419	171.914	1.719
SE MT/BT aérea monofásica 25 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	109.577	8.766	55.793	20.896	195.032	1.950
SE MT/BT aérea trifásica 10 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	116.178	9.294	55.850	21.759	203.081	2.031
SE MT/BT aérea trifásica 25 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	121.456	9.717	72.342	24.422	227.936	2.279
SE MT/BT aérea trifásica 50 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	125.809	10.065	88.646	26.942	251.461	2.515
SE MT/BT aérea trifásica 100 kVA en plataforma	120.284	9.623	135.135	31.805	296.847	2.968
SE MT/BT aérea trifásica 160 kVA en plataforma	210.119	16.810	270.040	59.636	556.605	5.566
SE MT/BT aérea trifásica 250 kVA en plataforma	213.211	17.057	341.498	68.612	640.377	6.404
SE MT/BT aérea trifásica 400 kVA en plataforma	220.380	17.630	427.159	79.820	744.989	7.450
SE MT/BT interior trifásica 160 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.272.691	101.815	500.181	224.963	2.099.650	20.997
SE MT/BT interior trifásica 250 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.273.930	101.914	563.260	232.693	2.171.797	21.718
SE MT/BT interior trifásica 400 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.231.055	98.484	492.191	218.608	2.040.338	20.403
SE MT/BT interior trifásica 630 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.264.004	101.120	556.134	230.551	2.151.809	21.518
SE MT/BT interior trifásica 250 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.273.930	101.914	563.260	232.693	2.171.797	21.718
SE MT/BT interior trifásica 400 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.231.055	98.484	492.191	218.608	2.040.338	20.403
SE MT/BT interior trifásica 630 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.264.004	101.120	556.134	230.551	2.151.809	21.518
SE MT/BT interior trifásica 1000 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	1.297.042	103.763	763.726	259.744	2.424.276	24.243
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 250 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.223.582	97.887	383.422	204.587	1.909.477	19.095
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 400 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.231.055	98.484	492.074	218.594	2.040.207	20.402
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 630 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.264.004	101.120	542.646	228.932	2.136.703	21.367
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 1000 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.297.042	103.763	928.815	279.555	2.609.176	26.092
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 2*630 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.363.473	109.078	1.085.292	306.941	2.864.784	28.648
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 2*1000 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.428.968	114.317	1.833.340	405.195	3.781.819	37.818

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Costos unitarios de Subestaciones MT/BT	TOTAL \$ / Unid	TOTAL USD / Unid
SE MT/BT aérea monofásica 5 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	167.705	5.206
SE MT/BT aérea monofásica 10 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	170.688	5.299
SE MT/BT aérea monofásica 15 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	173.633	5.390
SE MT/BT aérea monofásica 25 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	196.982	6.115
SE MT/BT aérea trifásica 10 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	205.112	6.367
SE MT/BT aérea trifásica 25 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	230.216	7.147
SE MT/BT aérea trifásica 50 kVA monoposte (sin poste) H10,50M	253.976	7.884
SE MT/BT aérea trifásica 100 kVA en plataforma	299.815	9.307
SE MT/BT aérea trifásica 160 kVA en plataforma	562.171	17.451
SE MT/BT aérea trifásica 250 kVA en plataforma	646.781	20.078
SE MT/BT aérea trifásica 400 kVA en plataforma	752.439	23.358
SE MT/BT interior trifásica 160 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.120.647	65.831
SE MT/BT interior trifásica 250 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.193.515	68.093
SE MT/BT interior trifásica 400 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.060.741	63.971
SE MT/BT interior trifásica 630 kVA sin telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.173.327	67.466
SE MT/BT interior trifásica 250 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.193.515	68.093
SE MT/BT interior trifásica 400 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.060.741	63.971
SE MT/BT interior trifásica 630 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.173.327	67.466
SE MT/BT interior trifásica 1000 kVA con telecontrol - sin celdas E/S de línea	2.448.518	76.009
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 250 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	1.928.572	59.868
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 400 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	2.060.609	63.967
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 630 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	2.158.070	66.992
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 1000 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	2.635.267	81.806
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 2*630 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	2.893.432	89.820
SE 20/0,4-0,23 kV modular trifásica 2*1000 kVA E/S/T - sin celdas E/S de línea	3.819.638	118.572

Tabla 5-4 Costos unitarios de la transformación MT/BT

5.3 COMPARACION CON OTRAS EMPRESAS DE LA REGIÓN

Una vez obtenidos los costos unitarios de inversión de las instalaciones de BT, 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.

Las referencias internacionales se toman a los efectos de evaluar el nivel general de costos presentados por UTE, ya que las especificaciones técnicas, condiciones de servicio, costos de internación, salarios, impuestos, etc., son particulares de cada empresa y cada país.

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,

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

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.

Para asegurar que los valores entre distintos países sean comparables, se realiza el ajuste por PPA (Paridad de Poder Adquisitivo), frecuentemente conocida también como PPP (del inglés Purchasing Power Parity).

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

5.3.1 Ajuste por PPP

Para efectuar la comparación se determinaron los valores de cada país en dólares estadounidenses (USD) corrientes, utilizando el tipo de cambio del momento en que se definieron los costos unitarios en moneda local. Se ajustaron los valores así determinados en USD corrientes por la inflación de USA para llevarlos a diciembre de 2018.

Finalmente, a los USD corrientes de diciembre de 2018 se los afectó por los índices de PPP para hacerlos totalmente comparables.

La paridad de poder adquisitivo (en inglés Purchase Power Parity -PPP-) responde a la pregunta de cuánto dinero sería necesario para comprar los mismos bienes y servicios en dos países diferentes, eliminando las distorsiones generadas por los distintos niveles de precios existentes entre los países comparados.

Los índices utilizados, por país y para el año 2018, para realizar el ajuste son los publicados por el Banco Mundial (World Bank)¹ y se presentan en la siguiente tabla. Cabe destacar que el dato publicado por el banco mundial es un factor de conversión, no un índice, por lo cual para realizar el índice se considera 1 dividido el factor.

País	Factor BM	Índices de ajuste por PPP 2018
Argentina	0,57	1,77
Chile	0,63	1,58
Perú	0,48	2,07
Uruguay	0,73	1,36

Tabla 5-5 Índices PPP para los datos de distintos países

Los índices PPP de los países analizados indican que, por ejemplo, con un dólar en Perú se puede conseguir más productos de una misma canasta de compras (en este caso determinada por el banco mundial) que en Argentina, Chile y Uruguay. En otras palabras y según los índices del año 2018, Uruguay es más caro en comparación del resto de los países de comparación, ya que con un dólar se puede comprar menos productos que el resto.

5.3.2 Comparación de costos unitarios

La tabla que se muestra a continuación presenta los costos unitarios finales a utilizar para la valorización de las instalaciones adaptadas de UTE. Es decir, como resultado de la comparación se consideran los costos directos de obra presentados por UTE, con los costos

¹ <https://databank.worldbank.org/reports.aspx?source=2&series=PA.NUS.PPPC.RF&country=>

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

indirectos indicados en el punto 5.1 y se los compara 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.

Los valores fueron ajustados a dólares de diciembre 2018 y por el índice PPP descripto previamente.

Costos unitarios de Líneas y Cables BT USD / km	UTE	EDEA Argetina	EDELAP Argetina	EDEN Argetina	EDES Argetina	Enel Perú	CGE Chile
Cables subterráneos BT trifásicos							
Cable BT 4x150 mm ²	258.426	249.866	291.211	185.115	218.770	224.794	
Cable BT - Al 3 x 240 mm ²	258.942	259.429	299.247	205.421	242.111	236.438	
Líneas aéreas BT preensambladas trifásicas con postes de madera							
LBT preens. - 3 x 50 mm ² - poste madera	45.954	23.820	64.147	40.393	50.938		31.240
LBT preens. - 3 x 95 mm ² - poste madera	50.514	28.797	114.890	47.351	62.068		
LBT preens. - 3 x 150 mm ² - poste madera	51.683	42.800	149.413	69.719	92.948		
Líneas aéreas BT preensambladas trifásicas con postes de H°A°							
LBT preens. - 3 x 50 mm ² - poste H°A°	64.614	25.354	76.369	42.845	54.310	41.006	39.269
LBT preens. - 3 x 95 mm ² - poste H°A°	68.359	33.194	97.515	54.051	72.363	46.770	
LBT preens. - 3 x 150 mm ² - poste H°A°	69.366	49.549	144.469	79.779	108.573	59.093	
Costos unitarios de SE MT/BT USD / ud							
	UTE dic 2018	EDEA Argetina	EDELAP Argetina	EDEN Argetina	EDES Argetina	Enel Perú	CGE Chile
SE MT/BT aéreas trifásicas							
15/0,23 kV - 10 kVA	8.671	7.138	10.919	13.071	13.105		3.421
15/0,23 kV - 25 kVA	9.733	8.821	12.603	11.779	11.727	15.285	5.561
15/0,23 kV - 50 kVA	10.737	13.093	21.849	22.488	22.824	15.815	7.706
15/0,23 kV - 100 kVA	12.675	19.193	24.509	26.316	26.966	21.486	11.976
15/0,23 kV - 160 kVA	23.767	36.980	37.133	25.469	25.485	24.615	13.813
15/0,23 kV - 250 kVA	27.344	46.336	39.277	31.940	32.417	36.664	15.583
15/0,23 kV - 400 kVA	31.811	57.512	48.778	39.669	40.671	46.371	25.350
SE MT/BT interiores trifásicas							
15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	89.654					136.867	0
15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	92.734					149.751	93.494
15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	87.121	127.428	273.879	157.004	193.991	164.910	93.494
15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	91.881	150.770	296.435	208.992	253.193	190.499	120.506

Tabla 5-6 Comparación de costos unitarios ajustados por PPP

Los siguientes gráficos muestran la relación de los costos unitarios de las empresas con los costos de UTE. Se agrupan los costos unitarios en los siguientes grupos y se compara el costo promedio:

- Líneas y cables
 - Cables subterráneos BT trifásicos
 - Líneas aéreas BT preensambladas, trifásicas con postes de madera
 - Líneas aéreas BT preensambladas, trifásicas con postes de H°A°
- Subestaciones MT/BT
 - SE MT/BT aéreas trifásicas
 - SE MT/BT interiores trifásicas

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

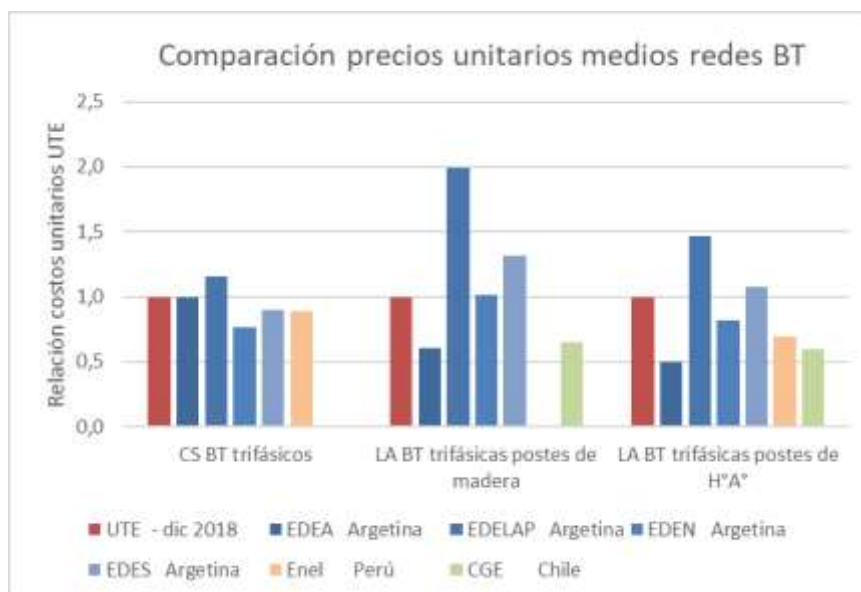


Ilustración 5-3 Comparación costos unitarios de las redes BT



Ilustración 5-4 Rango de costos unitarios de redes BT contra valores de UTE

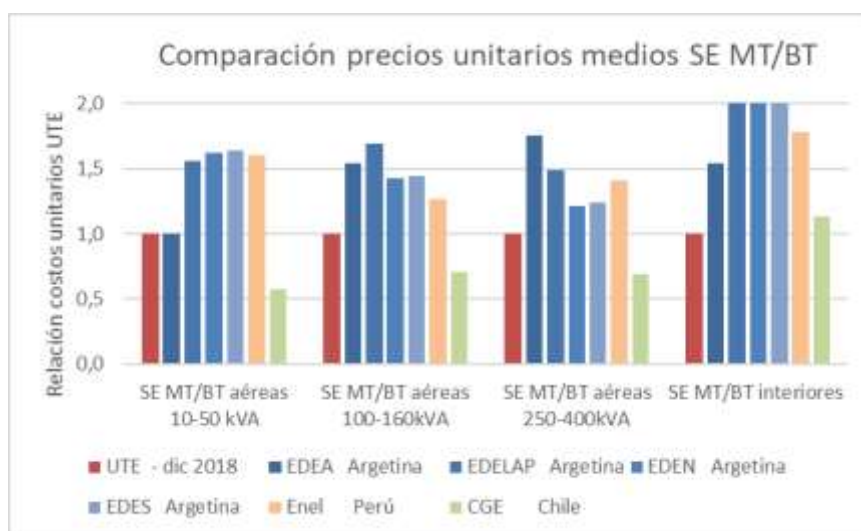


Ilustración 5-5 Comparación costos unitarios de SE MT/BT

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

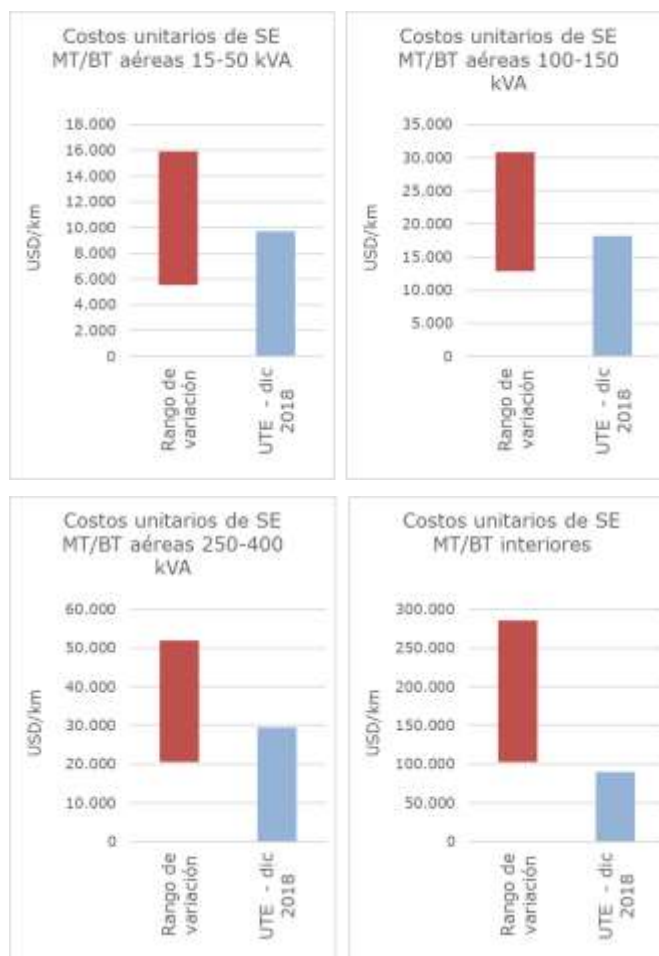


Ilustración 5-6 Rango de costos unitarios de SE MT/BT contra valores de UTE

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 variación de los costos contra los que se compararon.

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, presentada para el Estudio del VADE MT, 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

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Tabla 5-7 Situación patrimonial de los terrenos de las SE MT/BT interior

Para valorizar los terrenos que son propiedad de UTE se considera que los terrenos de las SE MT/BT tienen una superficie promedio de 50 m², y se adoptan los precios en USD/m² informados en el informe Indicadores de Actividad y Precios del Sector Inmobiliario – 2018 publicado por el INE.

Se han considerado los precios de adquisición de propiedades comunes (o sea donde el suelo, teniendo o no construcciones, pertenece a un único propietario) en Montevideo, publicados en el Cuadro 33 de la página 58 del mencionado informe.

Se han agrupado las distintas áreas geográficas en tres grupos de acuerdo al precio de las propiedades, según se indica:

- Montevideo 1 (mayor precio): áreas Carrasco, Punta Gorda, Malvin y Pocitos.
- Montevideo 2 (precio medio): áreas Buceo, Parque Battle, Villa Dolores, Prado y Nueva Sabona.
- Montevideo 3 (menor precio): áreas Cordón, Peñarol, Lavalleja, Cerro y Unión.

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 5-8: 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, se consideraron 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	1.811	41%	742
Montevideo Zona 2	1.582	41%	649
Montevideo Zona 3	754	41%	309

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

Interior Zona 1	1.811	36%	652
Interior Zona 2	1.582	36%	570
Interior Zona 3	754	36%	271

Tabla 5-9 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 5-10 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	3.415	408	0	0	0	3.823
Montevideo Zona 2	2.790	1.752	0	162	0	4.703
Montevideo Zona 3	309	1.313	711	216	0	2.549
Interior Zona 1	0	945	456	0	0	1.402
Interior Zona 2	0	2.592	285	0	0	2.877
Interior Zona 3	0	1.519	81	0	0	1.600
Total	6.514	8.529	1.533	378	0	16.954

Tabla 5-11 Costo de los terrenos de las SE MT/BT interior en miles de dólares

Sin embargo, y tal como se indica en el punto 5.2.3 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

5. Determinación del costo unitario de las instalaciones BT

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 5-12 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.

Terreno componente de SE MT/BT	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	ATD 1	Total
Celdas de E/S	2.605	3.412	613	151	0	6.782
Transformación MT/BT	3.908	5.117	920	227	0	10.173
Total	6.514	8.529	1.533	378	0	16.954

Tabla 5-13 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 BT (VNR BT) 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 para el estudio de cargos de media tensión y se tomaron en cuenta las vidas útiles estándar para tipo de activo correspondiente a baja tensión. El valor propuesto es el mismo que el utilizado para valorizar las instalaciones de media tensión, lo que resulta razonable ya que el tipo de actividades, instalaciones y niveles de inversión son similares.

El capítulo se ha organizado considerando los siguientes aspectos:

- Tasa de rentabilidad para los activos de baja tensión
- Cálculo de Factor de recuperación de capital (FRC)
- Cálculo del VNR de baja 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 "VNR y anualidad BT UTE.xlsx".

6.1 TASA DE RENTABILIDAD

El cálculo realizado por la URSEA se basó en la metodología WACC (Weigthed 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.

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

WACC para Baja 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 BT

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

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:

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

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

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

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:

$$\mathbf{WACC_r = [(1 + WACC) / (1 + i)] - 1}$$

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:

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

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.

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:

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

“Artículo 64º. 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. BT/MT	Redes BT	Equipos BT	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 6-2 Factor de recuperación de capital para activos de BT propios

		Centros de Tr. BT/MT	Redes BT	Equipos BT
frc activos financiados por 3ros	%		0,0071	

Tabla 6-3 Factor de recuperación de capital para activos de BT financiados por terceros

6.3 VNR BT

Teniendo en cuenta que la UTE dispone de la totalidad de sus instalaciones de distribución BT 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 BT 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 BT de la UTE, utilizando los modelos descritos en el Anexo B de este Informe, y determinó el VNR de la red BT y la anualidad del VNR (costo de capital) para la totalidad de la zona de servicio de UTE.

Al contar con la totalidad de instalaciones identificadas elemento por elemento es posible determinar el inventario adaptado de acuerdo a las áreas de distribución tipo (ADT) 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



6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

El valor nuevo de reemplazo de los activos de baja 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	
Red Subterránea	km	3.723	372.320	258.610	20.809	13.940	42.138	707.817
Red BT monofásica en poste	km	3.519	92	20.258	8.691	32.457	35.005	96.503
Red BT sobre columna	km	13.606	36.026	253.379	104.176	112.678	147.821	654.081
Red BT sobre poste	km	797	0	5.436	1.335	6.114	14.895	27.781
Red BT en fachada	km	5.945	22.207	174.431	3.457	4.445	4.506	209.047
Autotransformadores de línea exterior 0,4/0,23 kV	ud	1.390	649	1.308	151	241	183	2.532
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	ud	486	222	572	16	11	50	871
SE de transformación MT/BT	ud	54.494	131.913	213.497	30.416	86.055	200.754	662.636
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	ud	675	3.908	5.118	920	227	0	10.174
TOTAL RED BT (SET MT/BT + Eq BT + Red BT)			567.337	932.609	169.971	256.168	445.352	2.371.442

Tabla 6-4 VNR instalaciones de BT 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	
1 - Líneas aéreas y cables	430.645	712.114	138.468	169.634	244.365	1.695.229	1.695.229
2 - Equipos de BT	871	1.880	167	252	233	3.403	3.403
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	135.821	218.615	31.336	86.282	200.754	672.810	672.810
TOTAL RED BT (1 + 2 + 3)	567.337	932.609	169.971	256.168	445.352	2.371.442	2.371.442
TOTAL VNR Red BT						2.371.442	2.371.442

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

6. Cálculo de la anualidad de los valores de equipamiento

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 BT 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		Instalaciones	Anualidad VNR adaptado por ADT [miles USD/año]					TOTAL
			TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	
Red Subterránea	km	3.723	36.788	25.552	2.056	1.377	4.164	69.937
Red BT monofásica en poste	km	3.519	9	2.002	859	3.207	3.459	9.536
Red BT sobre columna	km	13.606	3.560	25.036	10.293	11.133	14.606	64.628
Red BT sobre poste	km	797	0	537	132	604	1.472	2.745
Red BT en fachada	km	5.945	2.194	17.235	342	439	445	20.655
Autotransformadores de línea exterior 0,4/0,23 kV	ud	1.390	64	129	15	24	18	250
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	ud	486	22	57	2	1	5	87
SE de transformación MT/BT	ud	54.494	13.034	21.095	3.005	8.503	19.836	65.473
Terrenos de UTE - SE MT/BT interior	ud	675	358	469	84	21	0	932
TOTAL RED BT (SET MT/BT + Eq BT + Red BT)			56.029	92.112	16.788	25.309	44.005	234.243
TOTAL anualidad Red BT								234.243

Tabla 6-6 Anualidad de los activos de BT 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 por ADT [miles USD]						Anualidad VNR adaptado [miles USD]
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	TOTAL	
1 - Líneas aéreas y cables	42.551	70.362	13.682	16.760	24.146	167.501	167.501
2 - Equipos de BT	86	186	17	25	23	337	337
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	13.392	21.564	3.089	8.524	19.836	66.405	66.405
TOTAL RED BT (1+ 2 + 3)	56.029	92.112	16.788	25.309	44.005	234.243	234.243

TOTAL anualidad Red BT	234.243	234.243
-------------------------------	----------------	----------------

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

ANEXO A: LISTA DE ARCHIVOS UTILIZADOS

A continuación se presenta una tabla con los archivos proporcionados por UTE empleados en la producción de archivos de entrada al proceso de adaptación de redes BT y de transformadores MT/BT.

NOMBRE DEL ARCHIVO	APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN
listado_ursea_salBT_total2.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salBT_total3.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salBT_total4.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salBT_total5.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salBT_total6.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salBT_total_resto.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salDis_total.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
listado_ursea_salDis_total_b.txt	Producción de los modelos eléctricos de las salidas BT
lista_suministros_salBT_total2.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salBT_total3.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salBT_total4.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salBT_total5.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salBT_total6.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salBT_total_resto.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salDis_total.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
lista_suministros_salDis_total_b.txt	Ubicación de cargas eléctricas en los modelos eléctricos por punto de suministro
Características de conductores.xlsx	Asignación de parámetros eléctricos a los conductores declarados en los modelos
TABLAS LISTA SUMINISTROS Y ENERGIAS_SUMINISTROS CON NODO.txt	Asignación de consumos de energía en los modelos eléctricos por punto de suministro
Curvas de carga BT	Factores de carga por tipo de usuario
Zonas balnearias.xlsx	Identificación de localidades balnearias a efectos de asignar los factores de carga correspondientes
Subestación_2018 v2.xlsx	Información sobre las Subestaciones, a diciembre del 2018
20-01-10 V03 ESTIMACIÓN DE COSTOS Ener y Red a la entrada de la Red de BT.docx	Cálculo del costo de las pérdidas eléctricas a efectos de la adaptación de los conductores

ANEXO B: 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 BT 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 BT, 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.

B.1 OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE BT

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 BT 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.

B.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 BT.

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.

ANEXO B: Modelo de optimización de la red a partir de la red real

B.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

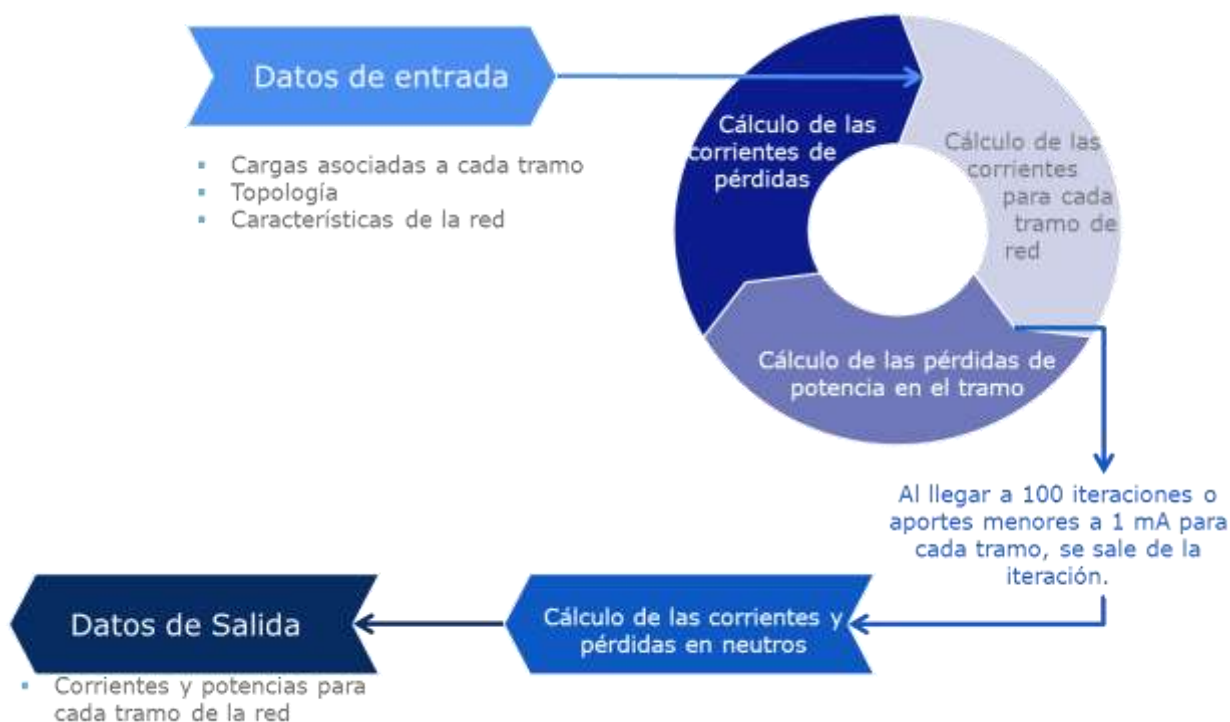
φ_{cond} : es el ángulo de carga del conductor, tomado como valor 1 (Resistivo puro)

B.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 la 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:



ANEXO B: Modelo de optimización de la red a partir de la red real

Proceso de cálculo

Las redes se estudiaron para el estado de carga asignado según la metodología descrita en el cuerpo principal del informe. 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.

B.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 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 y las pérdidas capitalizadas durante el período de análisis considerado para la línea.

El costo de operación y mantenimiento se estima en relación con el 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).

B.1.3 Criterios para la implementación de la optimización

La optimización de la red de BT 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 la corriente correspondiente a cada tramo de red. La Corriente de Optimización para cada tramo se determinó a partir del flujo de carga efectuado.

ANEXO B: Modelo de optimización de la red a partir de la red real

En el caso de la adaptación BT, al no existir una red mallada sino puramente radial, y no requerir circuitos de respaldo, todos los tramos se adaptaron de forma cónica.

B.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.

B.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 de la red [años]
- Tasa de actualización [%]

B.2 OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES MT/BT

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

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

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

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

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.

B.2.1 Costos iniciales

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

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

Dónde:

ANEXO B: Modelo de optimización de la red a partir de la red real

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

C_{TRAFO} = Costo de los Transformadores

B.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. 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 los mismos.

B.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

B.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 de la red [años]
- Tasa de actualización [%]

Al considerarse máquinas MT/BT 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.

ANEXO C: ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN ENVIADA

Para realizar el análisis de los elementos de BT se procesaron los archivos enviados por UTE.

C.1 ARCHIVO "TABLAS LISTA SUMINISTROS Y ENERGIAS SUMINISTROS CON NODO.TXT"

Esta tabla contiene los datos solicitados para los archivos "LISTA SUMINISTROS" (*) y "ENERGIAS SUMINISTROS"; además el "id del nodo" donde se ubica en la red de baja tensión entregada en los archivos correspondientes.

(*) – modificado de acuerdo a la última reunión. Se quitaron el NIF y el NIS y se sustituyó por el Punto de Servicio (PS).

NOMBRE	DESCRIPCION	Valores/unidades
PUNTO_SERVICIO	Punto donde se encuentra el Servicio	numérico
01_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de enero 2018	kWh
02_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de febrero 2018	kWh
03_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de marzo 2018	kWh
04_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de abril 2018	kWh
05_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de mayo 2018	kWh
06_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de junio 2018	kWh
07_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de julio 2018	kWh
08_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de agosto 2018	kWh
09_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de septiembre 2018	kWh
10_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de octubre 2018	kWh
11_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de noviembre 2018	kWh
12_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de diciembre 2018	kWh
POTENCIA_CONTRATADA	Potencia Contratada de la última relación contractual con UTE	kW

ANEXO C: Estructura de la información enviada

TENSION	Tensión de la última relación contractual con UTE	BT 230 V, BT 400 V
TIPO_CLIENTE	Clasificación según su Consumo. De la última relación contractual con UTE	1 Comercial 2 Residencial 3 Industrial 4 Alumbrado Publico 0 Sin datos
TARIFA	Tarifa de la última relación contractual con UTE	Ver referencia **
FASE	Tipo de fase de la última relación contractual con UTE	TRIFASICO - MONOFASICO
id_nodo	Nodo de la red donde se encuentra conectado	NUMERICO

C.2 ARCHIVO "CONSUMOS_NO_UBICADOS.TXT"

Esta tabla contiene los Puntos de Servicio (PS) que tuvieron consumo durante el año 2018, de los cuales no se consiguió definir su ubicación en la Red, ni sus características del PS.

Al no contar con las características del PS, se proporciona en la tabla información correspondiente al Distrito donde se encuentran ubicados, en los campos "NOMBRE_DISTRITO", "DESCRIPCION_DISTRITO", "CENTRO_DISTRITO".

NOMBRE	DESCRIPCION	Valores/unidades
PUNTO_SERVICIO	Punto donde se encuentra el Servicio	numérico
01_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de enero 2018	kWh
02_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de febrero 2018	kWh
03_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de marzo 2018	kWh
04_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de abril 2018	kWh
05_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de mayo 2018	kWh
06_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de junio 2018	kWh
07_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de julio 2018	kWh

ANEXO C: Estructura de la información enviada

08_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de agosto 2018	kWh
09_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de septiembre 2018	kWh
10_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de octubre 2018	kWh
11_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de noviembre 2018	kWh
12_ENERGIA_VENDIDA	Energía consumida en el mes de diciembre 2018	kWh
POTENCIA_CONTRATADA	Potencia Contratada de la última relación contractual con UTE	kW
TENSION	Tensión de la última relación contractual con UTE	BT 230 V, BT 400 V
TIPO_CLIENTE	Clasificación según su Consumo. De la última relación contractual con UTE	1 Comercial 2 Residencial 3 Industrial 4 Alumbrado Publico 0 Sin datos
TARIFA	Tarifa de la última relación contractual con UTE	Ver referencia **
FASE	Tipo de fase de la última relación contractual con UTE	TRIFASICO - MONOFASICO
id_nodo	Nodo de la red donde se encuentra conectado	NUMERICO
NOMBRE_DISTRITO	Nombre del Distrito donde se encuentra el servicio	TEXTO
DESCRIPCION_DISTRITO	Descripción del Distrito donde se encuentra el servicio	TEXTO
CENTRO_DISTRITO	Identificador de Distrito donde se encuentra el servicio	TEXTO

ANEXO C: Estructura de la información enviada

** CAMPO TARIFA

VALOR	DESCRIPCION
ADS	Tarifa Alumbrado Público Doble Horario con medidor simple
ALI	Tarifa Conexiones Directas y AP Lámparas Incandescentes
AMC	Tarifa Alumbrado Público - Mantenimiento a cargo del Cliente
AMU	Tarifa Alumbrado Público - Mantenimiento a cargo de UTE
ANI	Tarifa Conexiones Directas y AP Lámparas No Incandescentes
APD	Tarifa Alumbrado Público Doble Horario
GC1	Tarifa Gran Consumidor 0,23 - 0,400
MC1	Tarifa Mediano Consumidor 0,23 - 0,400
TCB	Tarifa Consumo Básico
TCBD	Tarifa Consumo Básico D
TCBT	Tarifa Consumo Básico T
TGS	Tarifa General Simple
THE	Tarifa Horario Estacional 0.23 0.400
TRD	Tarifa Residencial Doble Horario
TRS	Tarifa Residencial Simple
TRT	Tarifa Residencial Triple
TZ1	Tarifa Zafra 0.23 0.400
UTE	Tarifa Autoconsumo
UTE-MD	Tarifa Autoconsumo Doble
UTE-MT	Tarifa Autoconsumo Triple

C.3 RED DE BT

Los archivos para Red de BT contienen la red de BT al 31/12/2018. Los mismos son:

- listado_ursea_salBT_total.txt
- listado_ursea_salBT_total2.txt
- listado_ursea_salDis_total.txt

C.4 ARCHIVOS ADICIONALES REMITIDOS

Adicionalmente se han remitido tres archivos adicionales con las características de los conductores, la correlación y normalización de los mismos, el tipo de apoyo por ADT (Columna, fachada y poste) y los presupuestos Conductores BT VADE 2018 a precios Diciembre 2018 conteniendo el desglose de los costos de los presupuestos simulados.

ANEXO D: INSTALACIONES REALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA

D.1 CONDUCTORES

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

CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
XLPE 3X95+54,6 A	682.642	9.040,8
XLPE 3X50+54,6 A	298.962	5.130,0
PVC 35 A	113.930	1.625,9
API 120 C	49.937	1.481,6
XLPE 3X1X240+150 A	30.458	1.291,5
M-PVC 35 A	39.505	823,8
PVC 70 A	56.097	733,1
DESNUDO 35 A	13.290	628,9
M-DESNUDO 35 A	10.289	612,1
M-XLPE 06-06 C	31.128	443,8
PVC 50 A	27.887	407,9
PVC 120 A	22.787	323,8
M-XLPE 3X50+54,6 A	11.928	285,0
PVC 25 A	16.479	242,8
M-DESNUDO 25 A	4.497	231,8
M-PVC 25 A	11.100	219,5
XLPE 3X25+54,6 A	9.777	204,3
PVC 35 C	17.283	199,4
PVC 95 A	16.633	191,8
XLPE 240/150 A	5.189	147,6
XLPE 120/70 CS	5.558	140,2
M-XLPE 3X95+54,6 A	6.429	124,5
XLPE 70/35 C	3.924	123,9
PVC 50 C	9.110	119,5
PVC 25 C	9.084	119,2
PVC 70 C	9.442	117,7
XLPE 240 A	3.870	117,5
XLPE 3X70+54,6 A	7.352	108,7
XLPE 3X35+54,6 A	9.522	106,5
XLPE 3X120 C	4.060	103,1
M-PVC 6 C	7.020	101,9
DESNUDO 25 A	2.501	99,7
PVC 16 C	7.237	84,8
M-XLPE 10-10 C	4.198	79,4
A-DESCONOCIDO	6.755	79,0
PVC 100 C	6.996	78,4

ANEXO D: Instalaciones reales por tipo de tecnología

CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
M-PVC 50 A	3.051	68,9
DESNUDO 50 A	1.569	62,4
M-PVC 10 C	4.279	60,1
XLPE 06-06 C	4.253	58,5
PVC 10 C	4.492	55,5
M-DESNUDO 6 C	3.934	54,7
PVC 120 C	4.539	52,8
M-PVC 70 A	2.482	52,3
API 3X35+35 C	1.666	47,2
XLPE 16/16 C	3.586	44,5
XLPE 3X95+1+2X25 A	4.078	43,8
PVC 6 C	3.100	42,5
XLPE 185 A	1.388	41,1
XLPE 4-16 C	6.137	41,0
API 70 C	1.446	40,5
M-PVC 16 C	2.637	39,2
XLPE 4X1X150 A	2.092	38,9
M-PVC 35 C	2.611	34,5
XLPE 4-50 C	3.406	32,5
M-PVC 25 C	2.109	31,9
PVC 100 A	2.491	30,9
M-DESCONOCIDO	4.904	28,0
S-DESCONOCIDO	1.349	27,0
M-DESNUDO 10 C	1.389	24,5
PVC 16 A	1.930	23,1
DESNUDO 6 C	1.715	21,2
DESNUDO 10 C	1.482	20,5
M-XLPE 3X25+54,6 A	516	20,4
DESNUDO 70 A	862	19,5
M-DESNUDO 16 A	383	19,4
M-PVC 120 A	807	19,0
M-PVC 16 A	976	18,5
XLPE 3X50+1+2X25 A	1.409	17,5
M-XLPE 16/16 C	904	17,4
M-XLPE 06-06 A	1.029	15,9
M-DESNUDO 50 A	291	15,7
DESNUDO 100 C	1.532	15,6
API 3X120/70 C	641	15,1
M-NOVNR	1.350.449	15,0
DESNUDO 16 C	1.135	14,3
API 3X240+120 C	398	13,6

ANEXO D: Instalaciones reales por tipo de tecnología

CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
XLPE 50 A	1.139	13,6
XLPE 185/95 C	369	12,0
XLPE 35/35 C	1.424	11,3
XLPE 3X70+35 A	384	9,9
M-DESNUDO 16 C	466	9,7
API 3X50+35 C	511	9,6
XLPE 300/150 C	655	9,3
PVC 95 C	900	9,3
M-PVC 4 C	778	9,1
DESNUDO 35 C	553	8,8
XLPE 06-06 A	439	8,5
XLPE 95/50 A	672	8,1
API 3X70+35 C	279	7,2
M-PVC 95 A	416	6,8
XLPE 25/25 A	303	6,5
XLPE 10-10 C	582	6,5
DESNUDO 50 C	555	6,4
DESNUDO 25 C	412	5,8
DESNUDO 16 A	158	5,8
XLPE 50/50 A	247	5,6
DESNUDO 70 C	433	4,9
XLPE 16/16 A	513	4,9
M-XLPE 10-10 A	249	4,8
M-DESNUDO 70 A	60	4,5
M-PVC 50 C	313	4,5
M-DESNUDO 4 C	224	4,1
XLPE 25/25 C	402	3,8
M-XLPE 3X35+54,6 A	118	3,8
API 3X150+70 C	74	3,5
DESNUDO 120 A	269	3,5
XLPE 150/70 A	191	3,5
XLPE 4-35 C	495	3,4
API 3X185+95 C	140	3,2
M-PVC 6 A	192	3,1
M-DESNUDO 25 C	107	3,1
M-PVC 100 A	113	3,0
A-NOVNR	27.287	2,7
M-PVC 10 A	228	2,7
DESNUDO 4 C	113	2,5
PVC 4 C	235	2,5
M-CONCENTRICO 6 C	147	2,5

ANEXO D: Instalaciones reales por tipo de tecnología

CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
DESNUDO 95 A	112	2,3
PVC 10 A	201	2,2
DESNUDO 120 C	235	2,1
M-XLPE 16/16 A	102	2,1
XLPE 10-10 A	110	2,0
M-PVC 70 C	102	1,8
XLPE 120/70 A	128	1,7
XLPE 500/300 C	134	1,6
M-XLPE 25/25 A	85	1,5
PVC 6 A	75	1,4
M-XLPE 3X70+54,6 A	107	1,4
DESNUDO 100 A	85	1,3
XLPE 630/400 C	172	1,3
M-DESNUDO 35 C	70	1,3
XLPE 150/95 A	191	1,3
M-PVC 100 C	72	1,3
PVC 500 C	19	0,9
M-DESNUDO 10 A	52	0,8
M-DESNUDO 6 A	53	0,8
M-XLPE 3X50+1+2X25 A	36	0,7
M-PVC 120 C	30	0,6
DESNUDO 10 A	45	0,6
S-NOVNR	6.360	0,6
M-DESNUDO 100 C	41	0,5
PVC 3X70 C	49	0,5
M-XLPE 25/25 C	40	0,5
CONCENTRICO 6 C	31	0,5
DESNUDO 6 A	34	0,4
M-XLPE 4-50 C	49	0,4
M-XLPE 4-16 C	47	0,4
M-DESNUDO 70 C	28	0,3
M-DESNUDO 4 A	11	0,3
PVC 3X25 C	13	0,3
XLPE 4X6 C	23	0,2
DESNUDO 95 C	12	0,2
PVC 4 A	21	0,2
XLPE 120/70 C	27	0,2
PVC 4X50 C	31	0,2
M-XLPE 3X95+1+2X25 A	15	0,2
XLPE 95/50 C	22	0,2
API 50 C	18	0,2

ANEXO D: Instalaciones reales por tipo de tecnología

CODIGO DE CONDUCTOR	NUMERO DE TRAMOS	LONGITUD [km]
PVC 630 A	2	0,2
PVC 4X16 C	18	0,1
PVC 4X25 C	14	0,1
M-DESNUDO 50 C	18	0,1
M-DESNUDO 120 A	12	0,1
API 185 A	2	0,1
PVC 3X50 C	14	0,1
XLPE 400/240 C	24	0,1
PVC 3X100 C	11	0,1
PVC 3X16 C	11	0,1
M-XLPE 95/50 A	20	0,1
M-DESNUDO 100 A	7	0,1
M-XLPE 120/70 A	5	0,1
M-DESNUDO 95 A	13	0,1
M-PVC 4 A	9	0,0
DESNUDO 4 A	11	0,0
M-PVC 95 C	3	0,0
PVC 4X100 C	8	0,0
XLPE 150/95 C	10	0,0
M-XLPE 95/50 C	6	0,0
M-PVC 500 C	3	0,0
PVC 4X70 C	5	0,0
M-DESNUDO 95 C	2	0,0

ANEXO D: Instalaciones reales por tipo de tecnología

D.2 EQUIPOS BT

De acuerdo a la información suministrada por UTE la cantidad total de equipos reales son los que se presentan en la tabla siguiente.

Equipo	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Autotransformador de línea exterior - 10 kVA	955	286	517	55	69	28
Autotransformador de línea exterior - 25 kVA	313	66	139	20	45	43
Autotransformador de línea exterior - 50 kVA	104	6	56	8	14	20
Autotransformador de línea exterior - 100 kVA	16	4	10	0	1	1
Autotransformador de línea exterior - 160 kVA	2	2	0	0	0	0
TOTAL	1.390	364	722	83	129	92

Equipo	Cantidades [ud]					
	TOTAL	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5
Caja de distribución semienterrada - 4 salidas BT - 160 A - Fusibles NH	486	124	319	9	6	28
TOTAL	486	124	319	9	6	28

D.3 TRANSFORMADORES MT/BT

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

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	15.818	9	12	21	4.327	11.449
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 10 kVA	4.269	33	3	10	1.220	3.003
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 15 kVA	4.470	4	13	15	1.185	3.253
SE MT/BT aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 25 kVA	299	0	5	2	106	186
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	5.902	100	67	30	1.326	4.379
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 25 kVA	6.404	0	165	102	1.772	4.365
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 50 kVA	4.153	2	365	212	1.254	2.320
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 100 kVA	2.941	4	854	405	629	1.049
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA	1.928	2	781	266	333	546
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA	2.590	63	1.614	345	245	323
SE MT/BT aérea trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA	1.297	74	873	116	90	144
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 160 kVA - sin Telecontrol	261	35	134	8	34	50
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - sin Telecontrol	33	8	19	2	0	4
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - sin Telecontrol	92	46	36	4	2	4
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - sin Telecontrol	157	95	61	0	1	0
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA - con Telecontrol	279	75	152	23	9	20
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 400 kVA - con Telecontrol	1.593	584	878	59	29	43
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 630 kVA - con Telecontrol	1.043	499	476	42	12	14
SE MT/BT interior trifásica - 15/0,23 kV - 1000 kVA - con Telecontrol	275	130	132	8	2	3
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 250 kVA	219	84	74	6	9	46
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 400 kVA	174	155	13	3	2	1
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 630 kVA	181	146	32	2	1	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 1000 kVA	62	56	6	0	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 630 kVA	40	14	25	1	0	0
SE MT/BT modular trifásica - 20/04-0,23 kV - 2 x 1000 kVA	14	7	7	0	0	0
TOTAL	54.494	2.225	6.797	1.682	12.588	31.202

ANEXO E: 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 BT

Red BT		
FactorDesCorrBT	1,0996	Factor de desequilibrio de carga entre fases en BT
FactorSkinBT	1,0021	Factor de ajuste por corriente pelicular en BT
FactorArmonBT	1,0400	Factor de distorsión armónica total
FIP_RedBT	1,1460	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable a la red

- Transformadores de MT/BT

Transformadores MT / BT		
FactorDesCorrBT	1,038	Factor de desequilibrio de carga entre fases en BT
FactorArmonHierro	1,101	Factor de ajuste por armónicos de tensión en el núcleo
FactorArmonBT	1,040	Factor de distorsión armónica total
FIP_MBT	1,099	Factor de Incremento de Pérdidas Aplicable

E.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.

ANEXO E: Coeficientes de Corrección de Pérdidas

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

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

E.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 BT 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.

ANEXO E: Coeficientes de Corrección de Pérdidas

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

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:

$$PERDIDAS = I_{ef1}^2 * R$$

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.

E.3 FACTOR POR EFECTO SKIN

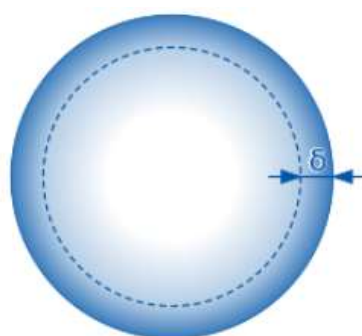
El Factor Skin contempla los aumentos de pérdidas producidos por aumento de la resistencia efectiva de los conductores debido al efecto pelicular.

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

Las corrientes alternas tienen la propiedad de distribuirse 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.

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu\sigma}}$$



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.



E.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 F: 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.
- IDTrafo. Alfanumérico. Código del transformador 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 [kW] y corriente [A] son resultados del modelado. El resto de las variables son datos de entrada.

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 fue proporcionado por UTE y fue calculado considerando las siguientes hipótesis.

G.1 COSTO MARGINAL DE ENERGÍA ENTRANTE A LA RED BT DE DISTRIBUCIÓN

Se toman las estimaciones que surgen del Modelo de Futuro proporcionado por la Gerencia de Planificación del Abastecimiento, en particular se utiliza el escenario que surge del modelo correspondiente a Noviembre de 2018.

Dicha estimación tiene como principales hipótesis del modelo:

- Crecimiento de la demanda acumulada 2018-2023 de 12,8%. A partir de 2024 se toma un crecimiento anual de 2,7%.
- Se considera un incremento de 62,0% en el precio medio del crudo BRENT entre 2018 y 2023 -en el escenario el precio pasa de 52,9 USD/bbl a 85,7 USD/bbl-.
- Respecto al parque térmico, se prevé el comienzo de operación del ciclo combinado en el 2019.
- A partir del año 2024 se prevé el ingreso de una planta de biomasa de 150 MW (UPM2).
- Se considera un precio equivalente de energía de expansión de 51 USD/MWh para los módulos de generación eólica y de 55 USD/MWh para los módulos de generación solar.
- Se considera que se cuenta con Gas Natural desde Argentina, con aumento de precio y reducción de disponibilidad en los meses de invierno (mayo a agosto) respecto al resto del año.

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

Es estas estimaciones a los efectos de contar con un valor para costear la energía de pérdidas a efectos del diseño de las instalaciones de la red de BT no se consideró una curva de carga específica para las pérdidas técnicas de energía, sino que se consideró la curva de carga global del sistema.

A partir de este escenario se presenta a un valor promedio de USD/kWh 0,068 para la entrada a la red de BT de Distribución.

G.2 COSTO DE REDES DE TRASMISIÓN, SUBTRASMISIÓN Y MEDIA TENSIÓN

A los efectos de considerar costos de red de forma de llegar a la red de BT de distribución, a la salida de la transformación MT/BT, se realizan algunos supuestos simplificadores. Se considera que es una red en cascada donde la energía generada e inyectada va bajando por los distintos niveles de tensión, por lo que los costos de red para llegar a la red de BT corresponderían en principio a los costos aguas arriba descontados los costos correspondientes a las demandas conectadas en esos niveles de tensión.

Como costos de las instalaciones Trasmisión, Subtrasmisión y Media Tensión se consideran los valores reconocidos en los Decretos 169/019 y 380/019 que se incorporan en los respectivos peajes. Los decretos vigentes valorizan las instalaciones y redes de los



ANEXO G: Precio de la energía

diferentes niveles de tensión a diciembre del año 2018 y los mismos se aplican en los cargos por uso correspondientes al año 2019.

En el cuadro siguiente se presentan los respectivos valores en pesos (\$U) y en millones de dólares (MUSD). Para expresar los montos en dólares se considera el dólar interbancario promedio de diciembre de 2018 cuyo valor es de 32,214 \$U/USD.

Subetapas	\$U	MUSD/año
Red de TRA	8.644.092.561	268,33
Red de SubTra	5.108.505.712	158,58
Red de MT	13.256.237.000	411,51
Total	27.008.835.273	838,42

A los efectos de considerar los costos de red que se trasladan y corresponderían con la energía entrante en la red de BT se descuentan los costos que en principio cubrirían las demandas localizadas en niveles de tensión superiores a BT. En esta primera instancia se asimilan los costos asignados a las demandas conectadas en niveles de tensión superiores a BT a la aplicación de los peajes correspondientes a las potencias asociadas a estas demandas.

El cuadro siguiente resume los costos que se asignarían a demandas localizadas en niveles de tensión superiores a BT:

Nivel de Tensión	\$U/mes	MUSD/año
GC_TRA	26.660.440	9,93
GC_SubTra	186.247.203	69,38
GC_MT	470.665.286	175,33
Total	683.572.929	254,64

Los valores del cuadro anterior se estimaron realizando algunas aproximaciones que se contemplan en los cálculos que se presentan a continuación:

Las potencias que se plantean en los diferentes niveles de tensión son acordes con los peajes aprobados por Decretos del Poder Ejecutivo que aprueban los cargos que se mencionan a continuación.

Potencia de clientes de TRA (150 kW)	Potencia (kW)
P4p potencia punta	93.100
P4 potencia fuera de punta	113.800

ANEXO G: Precio de la energía

Potencia de clientes en SubTra (60 y 31,5 KV)	Potencia (kW)
P6p potencia punta	278.554
P6ll potencia llano	327.331
P6v potencia valle	329.380

Potencia de clientes en MT (22, 15 y 6,4 KV)	Potencia (kW)
Potencia punta	279.100
Potencia llano	361.864
Potencia valle	369.762

A continuación se presentan los cargos unitarios (peajes) vigentes para el año 2019. Los mismos son calculados en base a los costos de diciembre de 2018 y su aplicación se efectiviza en el año 2019. Como ya se mencionó los valores de los cargos de Trasmisión, Subtrasmisión fueron aprobados por el Decreto del Poder Ejecutivo 169/019 y los valores de los cargos de Media Tensión de Distribución fueron aprobados por el Decreto 379/019.

Los valores de los cargos son los considerados para estimar los costos de red que serían absorbidos por las demandas conectadas en niveles de tensión superiores a BT.

Cargos Trasmisión (150 kV) en \$U/kW_mes:

Punta	255,04
Fuera de Punta	140,88

Cargos Subtrasmisión (60 y 31,5 kV) en \$U/kW_mes:

Punta	329,67
Llano	246,18
Valle	42,00

Cargos Media Tensión (22, 15 y 6,4 kV) en \$U/kW_mes:

Punta	716,46
Llano	603,19
Valle	141,79

Aplicando las potencias indicadas anteriormente a los cargos correspondientes se estimaron los costos asignados a las demandas conectadas a las etapas superiores a la red de BT. Los respectivos montos fueron expresados en millones de dólares (MUSD) aplicando el tipo de cambio indicado anteriormente y llevando los montos mensuales a anuales multiplicando por 12. Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro2 de este documento.



ANEXO G: Precio de la energía

Considerando los costos de red de 838,42 MUSD/año y descontando los costos que se asignarían a las demandas conectadas en niveles superiores a BT que ascienden aproximadamente a 254.64 MUSD/año, resultaría un monto de costo de red de $838,42 - 254,64 = 583,78$ MUSD/año que se asignaría a la entrada de BT.

A los efectos de estimar un valor por kWh, se toma la energía total que ingresa a la red de BT de Distribución en consonancia con el balance de energía para el año 2018. De este balance se obtiene que el total de la energía ingresada a la red de BT es aproximadamente: 7.774 GWh/año.

A partir de estos valores de red reconocidos por el Poder Ejecutivo contemplando los comentarios realizados anteriormente y la energía ingresada a la red de BT de distribución se obtiene un valor medio de costo de red por unidad de energía de aproximadamente:

- $583,78/7.774 = 0,075$ USD/kWh a la entrada de la red de BT de Distribución.

Esta estimación supone un margen de error dado las aproximaciones metodológicas y los valores aproximados considerados.

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

En base a los cálculos y las consideraciones presentadas previamente se obtiene, a los efectos de ser contemplados en el diseño de instalaciones de distribución de la red de Baja, un costo aproximado de energía y de redes expresado por unidad de energía a la entrada de la red de BT de Distribución de **0,143 USD/kWh** a la entrada de BT de Distribución, expresado en dólares de 2018.



ANEXO H: BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA REAL DE UTE EN EL AÑO 2018

Para utilizar información necesaria para los estudios de optimización de las redes de BT y los transformadores, como por ejemplo los tiempos equivalentes de pérdidas, se consideró el siguiente balance de energía y potencia para el año 2018 obtenido del Informe "Balance de Energía y Potencia 2018" elaborado por la Gerencia de Sector Planificación y Estudios de Distribución de UTE.



	Energía GWh	% pérdidas energía sobre ingreso a red de UTE	% pérdidas energía sobre ingreso a cada etapa	FC	Potencia MW	% pérdidas potencia sobre ingreso a red de UTE	% pérdidas potencia sobre ingreso a cada etapa
Ingreso a la red de Transmisión	11.395,7			0,64	2.020,8		
Egresos para Generación y Ventas Internacionales	-1.150,3				-6,8		
Pérdidas en la red de Transmisión	-439,7	3,86%	3,86%		-65,9		3,26%
Ventas a Clientes en Transmisión	-279,8				-24,0		
Egreso de la red de Transmisión a Subtransmisión	9.525,9			0,57	1.924,1		
Pérdidas en la transformación Transmisión/Subtransmisión	-21,3	0,19%	0,22%		-5,1		0,27%
Otros ingresos desde Distribución	297,6				25,0		
Consumos internos de Transmisión	-1,3				-0,2		
Egresos para Generación	-12,8				-19,4		
Egresos para Distribución	-568,2				-132,6		
Ingreso a la red de Subtransmisión desde Transmisión	9.219,8			0,59	1.791,8		
Otros ingresos a la red de Subtransmisión	934,3				39,1		
Pérdidas en la red de Subtransmisión	-92,3	0,81%	0,97%		-29,4		1,53%
Consumos internos de Distribución	-2,1				-0,2		
Egresos para Generación y Transmisión	-300,0				-25,4		
Ventas a Clientes en Subtransmisión	-1.224,8				-125,8		
Egreso de la red de Subtransmisión a Distribución MT	8.534,9			0,59	1.650,2		

Continúa en la página siguiente...



ANEXO H: Balance de energía y potencia real de UTE en el año 2018

Egreso de la red de Subtransmisión a Distribución MT	8.534,9			0,59	1.650,2	
Pérdidas en la transformación Subtransmisión/Distribución MT	-62,3	0,55%	0,73%		-21,4	1,30%
Ingreso a la red de Distribución en MT desde Subtransmisión	8.472,6			0,59	1.628,8	
Ingresos a la red de Distribución MT desde Transmisión	568,2				132,6	
Otros ingresos a la red de Distribución MT	12,1				3,2	
Pérdidas en la red de Distribución MT	-80,5	0,71%	0,94%		-26,6	1,61%
Consumos internos de Distribución	-5,1				-0,6	
Egresos para Generación y Transmisión	-0,4				-0,1	
Ventas a Clientes en MT	-1.068,2				-120,5	
Egreso de la red de Distribución MT a Distribución BT	7.898,7			0,56	1.616,8	
Pérdidas en la transformación Distribución MT/Distribución BT	-124,5	1,09%	1,58%	0,346	-41,1	2,54%
Ingreso a la red de Distribución en BT	7.774,2			0,56	1.575,7	
Pérdidas en la red de Distribución BT	-275,1	2,41%	3,48%	0,328	-95,9	5,93%
Pérdidas en acometidas y medidores	-30,3	0,27%	0,38%		-2,2	0,14%
Consumos internos de Distribución	-29,9	0,26%	0,38%		-3,7	0,23%
Pérdidas no técnicas	-574,9	5,05%	7,28%		-104,7	6,48%
Consumos no facturados en barrios carenciados	-676,5	5,94%	7,98%		-180,2	11,15%
Ventas a clientes en BT	6.187,4				1.188,9	

	GWh/año	% ingreso a UTE	% ingreso a red BT
Pérdidas totales en la red BT (sin transformación MT/BT)	1.586,8	13,9%	19,5%

MW	% ingreso a UTE	% ingreso a red BT
386,8	19,1%	23,9%

Pérdidas Totales	-2.407,5	21,13%
Pérdidas Técnicas Totales	-1.126,1	9,88%
Pérdidas No Técnicas Totales	-1.281,3	11,24%

-576,3	28,52%
-287,6	14,23%
-288,7	14,29%

Tiempo equivalente de pérdidas en la transformación Distribución MT/Distribución BT	3.030	hs/año
Tiempo equivalente de pérdidas técnicas en la red de BT	2.869	hs/año