

# VALORACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS

## Informe de Subtrasmisión

Preparado para:

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

**Versión Preliminar**

**u|r|s|e|a** unidad reguladora de  
servicios de energía y agua

Agosto - 2017



## Contenido

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>2. INVENTARIO FÍSICO DE INSTALACIONES DE TRASMISIÓN .....</b>	<b>3</b>
2.1. Análisis del Inventario y Unidades Constructivas Presentadas .....	3
<b>3. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE SUBTRASMISIÓN .....</b>	<b>6</b>
3.1. Introducción.....	6
3.2. Metodología .....	7
3.3. Comparación de Unidades Constructivas y Costos Eficientes.....	8
3.3.1. <i>Ajuste en los precios internacionales</i> .....	8
3.3.2. <i>Actualización de los costos del último estudio</i> .....	9
3.3.3. <i>Comparación y determinación de los precios eficientes</i> .....	11
<b>4. ADAPTACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUBTRASMISIÓN .....</b>	<b>14</b>
4.1. Introducción.....	14
4.2. Criterios Adoptados .....	15
4.2.1. <i>Subestaciones</i> .....	15
4.2.2. <i>Líneas y Cables</i> .....	16
4.2.3. <i>Otras Instalaciones de Subtrasmisión</i> .....	23
4.3. Instalaciones Adaptadas.....	23
<b>5. CÁLCULO DEL VNR DE SUBTRASMISIÓN .....</b>	<b>26</b>
5.1. Subetapas.....	26
5.2. Cálculo del VNR eficiente por subetapas.....	26
<b>ANEXO - REDES Y ESTACIONES ADAPTADAS .....</b>	<b>30</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo presentar a la Unidad Reguladora de Servicio de Energía y Agua (URSEA) el inventario de redes eléctricas de subtransmisión operadas por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay, evaluar y determinar los costos unitarios a reconocer, verificar la adaptación de las instalaciones y calcular el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema de subtransmisión, considerando su apertura por subetapas.

Con ese objetivo se ha analizado la información presentada por UTE en abril, mayo de 2017, y aclaraciones posteriores, a saber:

- Altas y bajas de subestaciones, líneas y cables de 63 kV y 31,5 kV;
- Diagramas unifilares específicos de las subestaciones suministradas;
- Planilla con inventario de instalaciones de subtransmisión;
- Planilla con inventario valorizado por subetapa (presupuestos);
- Planilla con las cargas por salida de subestaciones y potencia de subestaciones;
- Informe general con criterios de formación de precios incluidos en la presupuestación de instalaciones de subtransmisión;
- Informe de estimación del costo de terrenos de estaciones de subtransmisión.

Complementariamente se han analizadas bases de precios de otros reguladores internacionales cómo forma de comparar y evaluar los costos unitarios presentados por UTE.

## 2. INVENTARIO FÍSICO DE INSTALACIONES DE TRASMISIÓN

### 2.1. Análisis del Inventario y Unidades Constructivas Presentadas

A partir de la información presentada por UTE se verificó la consistencia de los documentos (diagramas unifilares y planillas de cálculo), tomando el inventario técnico del equipamiento de subtransmisión comprometido a la prestación del servicio del suministro de energía eléctrica. Las instalaciones están agrupadas por nivel de tensión en equipamiento de estaciones, cables, líneas y instalaciones de enlace para conexión de generadores y consumidores para luego ser valorizadas a precios de referencia. La información del inventario ha sido actualizada por UTE a diciembre de 2016 para la preparación del presente estudio.

Las instalaciones guardan relación al enviado por UTE en las planillas "*Inventario ST - Subetapa transformación a dic 2016.xlsx*" y "*Inventario ST - Segunda entrega 06 de abril de 2017.xlsx*". La información ha sido dividida en las siguientes partes:

- Estaciones;
- Transformadores de Reserva Fría;
- Cables;
- Líneas;
- Secciones Puesto Cliente;
- Secciones MT/BT;
- Reguladores de tensión;

- Instalaciones de enlace para la conexión generadores y consumidores

Fueron presentadas las siguientes instalaciones:

Estaciones UTE			
Cod.	Cant UCs	Cant. Trafos	Descripción
A	16	35	63/15 2*7,5 MVA Intemperie
B	17	17	63/15 1*7,5 MVA Intemperie
C	11	22	31,5/15 2*7,5 MVA Intemperie
D	20	22	31,5/15 1*7,5 MVA Intemperie
D1	45	45	31,5/15 1*3,75 MVA Intemperie
D2	34	36	31,5/15 1*1,5 MVA Intemperie
E	47	144	31,5/6,4 3*10 MVA Interior
E1	28	57	31,5/6,4 2*10 MVA Interior
E2	11	11	31,5/6,4 1*10 MVA Interior
F	15	30	31,5/15 2*7,5 MVA Interior
G	2	2	31,5/15 1*7,5 MVA Interior
G1	6	6	31,5/15 1*3,75 MVA Interior
H	4	4	31,5/6,4 1*10 MVA Ext-Int
I	15	30	31,5/6,4 2*10 MVA Ext-Int
J	14	18	31,5/15 1*7,5 MVA Ext-Int
K	3	6	63/31,5 2*15 MVA Ext-Int
<b>Total</b>	<b>288</b>	<b>485</b>	

Trafos de Reserva Fría			
Nivel ST	Nivel MT	Pot (MVA)	Cantidad
31,5	15	1,5	19
		3,75	18
		7,5	4
31,5	6,4	7,5	12
		10	4
63	15	7,5	3
<b>Total</b>			<b>60</b>

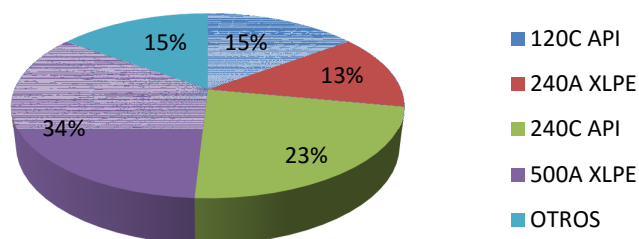
Cables			
kV	Cable Orig.	Cable UC	Km
31,5 kV	120C API	240A XLPE	15,75
31,5 kV	150A XLPE	240A XLPE	0,28
31,5 kV	185A XLPE	240A XLPE	3,00
31,5 kV	185C API	240A XLPE	0,54
31,5 kV	240A XLPE	240A XLPE	97,82
31,5 kV	240C API	240A XLPE	14,80
31,5 kV	25A XLPE	240A XLPE	0,05
31,5 kV	35C API	240A XLPE	1,38
31,5 kV	50C API	240A XLPE	2,43
31,5 kV	70C API	240A XLPE	3,13
31,5 kV	120A XLPE	500A XLPE	0,10
31,5 kV	120C API	500A XLPE	107,82
31,5 kV	150C API	500A XLPE	23,57
31,5 kV	177C API	500A XLPE	28,53
31,5 kV	185C API	500A XLPE	18,45
31,5 kV	240A XLPE	500A XLPE	8,83
31,5 kV	240C API	500A XLPE	173,93
31,5 kV	250C API	500A XLPE	12,92

31,5 kV	300C API	500A XLPE	0,22
31,5 kV	400A XLPE	500A XLPE	0,09
31,5 kV	500A XLPE	500A XLPE	280,12
31,5 kV	50C API	500A XLPE	21,65
31,5 kV	630A XLPE	500A XLPE	0,05
31,5 kV	70C API	500A XLPE	7,40
63 kV	630A XLPE	630A XLPE	0,44
	<b>Total</b>		<b>823,32</b>

A seguir, un resumen de los principales tipos de cables del inventario de UTE.

## Cables

Cable	km
120C API	123,58
240A XLPE	106,65
240C API	188,73
500A XLPE	280,12
OTROS	124,24
<b>TOTAL</b>	<b>823,32</b>

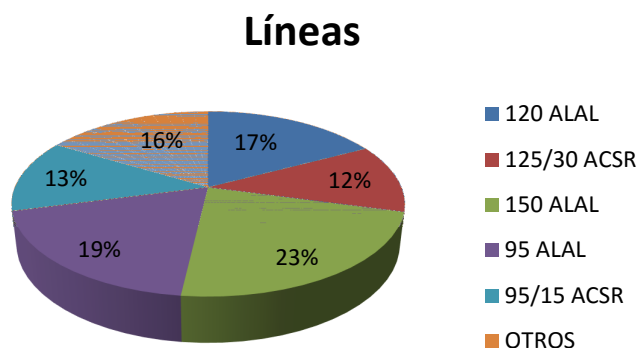


Líneas			
kV	Cable Orig	Cable UC	km
31,5	120/12 ACSR	125/30 ACSR	5,55
31,5	125/30 ACSR	125/30 ACSR	292,31
31,5	120 ALAL	150 ALAL	436,55
31,5	120 CU	150 ALAL	0,05
31,5	150 ALAL	150 ALAL	341,49
31,5	240/40 ACSR	240/40 ACSR	91,55
31,5	300 ALAL	300 ALAL	6,26
31,5	16 CU	95 ALAL	8,22
31,5	25 ALAL	95 ALAL	1,57
31,5	35 ALAL	95 ALAL	4,49
31,5	35 CU	95 ALAL	55,32
31,5	50 ALAL	95 ALAL	72,70
31,5	50 CU	95 ALAL	82,02
31,5	70 ALAL	95 ALAL	137,88
31,5	70 CU	95 ALAL	34,37
31,5	95 ALAL	95 ALAL	735,43
31,5	95 CU	95 ALAL	24,13
31,5	25/4 ACSR	95/15 ACSR	5,70
31,5	50/8 ACSR	95/15 ACSR	41,17
31,5	85/15 ACSR	95/15 ACSR	10,57
31,5	95/15 ACSR	95/15 ACSR	448,22
63	125/30 ACSR	125/30 ACSR	171,39
63	50/8 ACSR	125/30 ACSR	0,09
63	95/15 ACSR	125/30 ACSR	44,23
63	120 ALAL	150 ALAL	238,23
63	150 ALAL	150 ALAL	541,23
63	150 CU	150 ALAL	3,47

63	70 ALAL	150 ALAL	4,50
63	95 ALAL	150 ALAL	9,16
63	240/40 ACSR	240/40 ACSR	50,76
	<b>Total</b>		<b>3.898,62</b>

A seguir, un resumen de los principales tipos de líneas del inventario de UTE.

Líneas	km
120 ALAL	674,78
125/30 ACSR	463,71
150 ALAL	882,72
95 ALAL	744,60
95/15 ACSR	492,45
OTROS	640,37
<b>TOTAL</b>	<b>3.898,62</b>



Secciones Puesto Cliente	
Secc. 31,5	164
Secc. 63	7
<b>TOTAL</b>	<b>171</b>

Secciones MT/BT	
31,5/BT	54

Reguladores de Tensión	
Bancos de Reguladores en 30 kV	21

Instalación de enlace para la conexión generadores y consumidores	
31,5 Int	9
63 Ext	2
<b>TOTAL</b>	<b>11</b>

### 3. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE SUBTRASMISIÓN

#### 3.1. Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo presentar los costos eficientes de redes eléctricas de subtrasmisión a través de unidades constructivas o módulos equivalentes a los utilizados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay. Para eso se han

identificadas las Unidades Constructivas y comparados los valores unitarios propios del sistema de subtransmisión de UTE con los obtenidos de otras fuentes de información.

Se obtuvo información sobre los costos de equipamiento de redes de países de Argentina, Guatemala y Perú. La información ha sido obtenida de los organismos reguladores, empresas distribución y se asumen cómo representativas de costos eficientes. Además se han actualizado los precios reconocidos en el último estudio de URSEA para comparar con el nivel actual suministrado por UTE.

La definición del valor eficiente se basó en la evaluación de los siguientes aspectos;

- 1) Se observaron y analizaron las UC enviadas por UTE
- 2) Se buscaron referencias internacionales comparables
- 3) Se ajustaron los precios a Uruguay cuando son de otro país aplicando el criterio del Purchasing Power Parity (PPP) para referenciarlos a Uruguay.
- 4) Se adicione como referencia el valor reconocido en la RT anterior ajustado a la fecha de este estudio utilizando fórmulas de actualización.
- 5) Se consideró un techo de +15% respecto del promedio de los valores referenciales. Si el valor informado por UTE está hasta el techo, se toma el valor UTE. Si no, se toma el techo (promedio de las referencias x 1,15);
- 6) Si el valor propuesto por UTE no está dentro de la banda señalada en el punto anterior se realiza un análisis específico para cada caso, que se comenta particularmente en cada situación.

Los valores propuestos como eficientes son el resultado de la evaluación sobre esos aspectos, representando la mejor opinión que el Consultor puede emitir sobre valores eficientes basado en la información disponible.

### 3.2. Metodología

A los fines metodológicos se realizaron las siguientes actividades:

- Identificar en organismos de regulación de valores eficientes en países de Sudamérica y Centroamérica, los informes actualizados de precios o costos aprobados para ser utilizados en procesos tarifarios, licitatorios, o valores reales actualizados. Fueron utilizadas las siguientes fuentes:
  - **Argentina:** Empresas Eléctricas de Distribución de la Provincia de Buenos Aires;
  - **Guatemala:** *Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)*;
  - **Perú:** *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)*.
- Obtener de los referidos informes o planillas indicadores actuales de redes eléctricas que describan las unidades constructivas, precios o costos de referencia aprobados por los organismos.
- Verificar la consistencia de las Unidades Constructivas en cuanto al material y tecnologías utilizadas, para el cumplimiento de las normas técnicas comparables en Uruguay.
- Adaptar, formar y componer unidades o módulos de redes eléctricas para obtener resultados comparables entre países, aplicando valores de *Purchasing Power Parity* (PPP)

para referenciarlos a Uruguay.

- Hacer una actualización de los Costos Unitarios aprobados en el último estudio de URSEA.
- Comparar los resultados de costos o precios de las unidades constructivas entre módulos comparables.
- Determinar los costos eficientes a ser aplicados en los estudios de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de redes eléctricas de Uruguay, a través de la comparación entre los valores presentados por UTE, los valores aprobados actualizados del último estudio y las referencias internacionales comparables.
  - Se propone la aceptación de los costos unitarios presentados por UTE cuando hasta un techo de razonabilidad de +15% del promedio de las referencias.
  - En los casos en que los valores propuestos son superiores, se propone la adopción del techo de +15% con respecto a la media de las referencias, como costo unitario eficiente.

### 3.3. Comparación de Unidades Constructivas y Costos Eficientes

#### 3.3.1. Ajuste en los precios internacionales

Para homogeneizar los precios de los diversos países se ha ajustado los costos y gastos obtenidos en cada país mediante la aplicación del índice de la paridad del poder de compra (“Purchasing Power Parity” o PPP<sup>1</sup>). El índice se aplicó a los bienes no transables o bienes que tienen origen local (procedencia nacional) del equipo.

Para efectuar el ajuste se expresa en dólares americanos el costo del país de origen y se referencia a Uruguay afectándolo por la siguiente relación:

$$CU_{UY_{USD}} = CUBT_{PAIS_{USD}} + CUBNT_{ConPPP}_{PAIS_{USD}}$$

$$CUBNT_{ConPPP}_{PAIS_{USD}} = \frac{CUBNT_{SinPPP}_{PAIS_{USD}}}{PPP_{País}} * PPP_{UY}$$

$$CUBNT_{SinPPP}_{PAIS_{USD}} = \frac{CUBNT_{SinPPP}_{PAIS_{MonedaLocal}}}{Dolar_{MonedaLocal}}$$

Donde:

$CU_{UY_{USD}}$  = Costos Unitarios en Uruguay [USD]

$CUBT_{PAIS_{USD}}$  = Costos Unitarios de Bienes Transables del país comparado [USD]

<sup>1</sup>Fuente PPP: World Development Indicators (<http://data.worldbank.org/indicator/PA.NUS.PPPC.RF>)



- $CUBTNT\_ConPPP\_PAIS_{USD}$  = Costos Unitarios de Bienes No Transables del país comparado, con ajuste de PPP aplicado [USD]  
 $CUBTNT\_SinPPP\_PAIS_{USD}$  = Costos Unitarios de Bienes No Transables del país comparado, sin ajuste de PPP aplicado [USD]  
 $PPP\_Pais$  = PPP del país de origen (año 2015)<sup>2</sup>  
 $PPP\_UY$  = PPP de Uruguay (año 2015)  
 $CUBTNT\_SinPPP\_PAIS_{MonedaLocal}$  = Costos Unitarios de Bienes No Transables del país comparado, sin ajuste de PPP aplicado [En moneda local]  
 $Dolar_{MonedaLocal}$  = Tasa de Cambio de la moneda local, en la fecha de referencia de los precios locales

Con este procedimiento se hacen comparables los datos relevados de las diferentes fuentes internacionales que tienen su origen en diferentes países a partir de realizar este ajuste macroeconómico para referenciar los costos a Uruguay.

Los precios informados por UTE y las fuentes de precios de Guatemala y Perú ya se encontraban expresas en USD (dólares norteamericanos). De esa forma solo se ha aplicado la Tasa de Cambio para la base de precios de Argentina.

Índice	Brasil	Guatemala	Perú	Uruguay
PPP	0,6596	0,5055	0,4810	0,7331
Cambio	15,2000	1,0000	1,0000	1,0000

### 3.3.2. Actualización de los costos del último estudio

Los costos unitarios aprobados en el último estudio de URSEA fueron actualizados cómo forma de verificar si los costos presentados ahora por UTE presentan diferencias importantes. La forma de actualización de dichos precios fue semejante al adoptado en el último estudio, separando la actualización para bienes transable (internacionales) y no transables (nacionales) con los criterios presentados a seguir:

Para Líneas y cables:

$$\begin{aligned}
 CU_{2016} = CU_{2011} * & \left( 0,33 * \frac{IPC_{2016}}{IPC_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,21 * \frac{IPPDUSA_{2016}}{IPPDUSA_{2011}} + 0,26 * \frac{Selenc_{2016}}{Selenc_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,10 \right. \\
 & \left. * \frac{Goil_{2016}}{Goil_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,10 * \frac{Al_{2016}}{Al_{2011}} \right)
 \end{aligned}$$

Para Subestaciones:

$$\begin{aligned}
 CU_{2016} = CU_{2011} * & \left( 0,19 * \frac{IPC_{2016}}{IPC_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,64 * \frac{IPPDUSA_{2016}}{IPPDUSA_{2011}} + 0,10 * \frac{Selenc_{2016}}{Selenc_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,04 \right. \\
 & \left. * \frac{Goil_{2016}}{Goil_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,03 * \frac{Al_{2016}}{Al_{2011}} \right)
 \end{aligned}$$

Donde:

<sup>2</sup> Los valores de PPP corresponden al año 2015, último dato disponible.

- CU<sub>2016</sub>* = Costos Unitarios Aprobado por URSEA en su último estudio actualizado para 2016 [USD]
- CU<sub>2011</sub>* = Costos Unitarios Aprobado por URSEA en su último estudio en valores de 2011 [USD]
- IPC* = Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <http://ine.gub.uy/preciosysalarios>
- Goil* = Precio medio del Gas Oil común sin impuestos expresado en \$U/litro, publicado por la Dirección Nacional de Energía en su página web en la sección Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.
- Al* = Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica, London Metal Exchange spot Price, 99,5% minimum purity, CIF UK ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx> - Monthly Data, Series\_Code: PALUM\_USD.
- TC* = Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en \$U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion>
- IPPDUSA* = Índice de precios al productor Electric Power Distribution serie PCU221122221122 de EEUU publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web <<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>>.
- Selenc* = Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Sub-grupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el Decreto Ley No. 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social

A seguir se presentan los índices utilizados:

INDICE*	VALOR
TC_2011	19,90
TC_2016	29,34
IPC_2011	108,60
IPC_2016	162,23
GOIL_2011	27,59
GOIL_2016	31,72
AL_2011	2.024,38
AL_2016	1.727,74
IPPDUSA_2011	132,90
IPPDUSA_2016	141,40
Selenc_2011	673,21
Selenc_2016	1.263,12

\* todos los índices están referenciados a diciembre del año indicado (2011 y 2016)

### 3.3.3. Comparación y determinación de los precios eficientes

El objetivo del estudio es analizar la razonabilidad de los costos unitarios de inversión que serán utilizados con fines regulatorios.

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

Para el benchmarking se utiliza el concepto de Unidad Constructiva estándar (UC): 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 UC que dispone el consultor son los que provienen de fuentes públicas principalmente de aquellos que surgen en los procesos de revisión tarifaria, sin embargo, se ha tenido el cuidado de seleccionar empresas y unidades constructivas con características similares a UTE y realizar las homologaciones entre países para ajustar las diferencias macroeconómicas.

En un proceso de benchmarking se requiere asegurar la “similitud” de las especificaciones técnicas y condiciones de instalación de las UC de las cuales se dispone de costos referenciales y las UC de UTE objeto de la comparación. En las fuentes que dispone el Consultor si bien se encuentran las características básicas del equipamiento el nivel de detalle disponible para las UC de transmisión y subtransmisión permite homologar los valores presentados por UTE dentro de un rango de valores razonables.

Por lo señalado se asume como criterio de razonabilidad cuando los costos presentados por UTE se encuentran en el rango de los valores relevados por el benchmarking.

La tabla a seguir presenta los costos unitario suministrados por UTE, los precios aprobados en el estudio anterior actualizados, las referencias internacionales y los costos eficientes propuestos.

En seguida se comentan algunos puntos relevantes y algunos criterios adoptados:

#### ❖ Criterios Generales

- Todos los costos presentados en la comparación contienen costos de Materiales, Obras, Montaje, Ingeniería, Administración y Interés Intercalarios.
- Se han evaluado los estándares constructivos y presupuesto informados por UTE. Los precios internacionales reflejan estándares semejantes a los presentados;

#### ❖ Terrenos y Servidumbres

- Se propone aceptar los costos informados por UTE, pero sin los porcentajes de Ing, Adm y Interés Intercalarios;

#### ❖ Intereses Intercalares

- UTE no ha informado los costos con intereses intercalares. Se ha aplicado un porcentaje de 5% sobre los costos de materiales, montaje, cargas sociales, imprevistos, ingeniería y administración.

			UTE 2016	2011 Act PPP	Argentina	Guatemala	Perú	Unit. Efic.	Promedio	Prom. +15%
<b>CABLES Y LINEAS</b>										
Código	Propuesta	Descripción	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)
	1682	1KM 1T 30KV 1X240AL+FO VBH CC CALZ HORMIGON 7D	329.950	223.890	306.046		439.636	329.950	323.190	371.669
	1672	1KM 1T 30KV 1X500AL+FO VBH CC CALZ HOR 7D	349.362	244.822	419.493		469.816	349.362	378.044	434.750
	2248	1KM 1T 60KV 1X630AL+FO VBH CC CALZ HORMIGON 7D	499.771	-			486.660	499.771	486.660	559.660
	2249	1KM 1T 60KV 1X630AL+FO V.TIERRA CALZ BALASTO 7D	391.341	-			389.328	391.341	389.328	447.728
	2251	10KM L.30kV ST AISL. COMP ACSR 95/15 OPGW Z.NORMAL	72.283	57.412		68.920		72.283	63.166	72.641
	2252	10KM L.30kV ST AISL.COMP ACSR 125/30 OPGW Z.NORMAL	73.127	62.070		76.724		73.127	69.397	79.807
	2253	10KM L.S.TER.30KV A.COMP.ACSR240/40 OPGW Z.NOR	88.730	76.940		85.237		88.730	81.088	93.252
	2254	10KM L.30KV ST AISL. COMP ALAL 95 OPGW Z.POLUIDA	75.751	58.595		68.920		73.321	63.757	73.321
	2255	10KM L.30KV ST AISL. COMP ALAL 150 OPGW Z.POLUIDA	76.049	63.384		76.724		76.049	70.054	80.562
	2256	10KM LINEA60KV ST AISL.POLIMER.ACSR125/30 OPGW ZN	79.211	66.428	90.648	82.862		79.211	79.979	91.976
	2257	10KM LINEA 60KV ST AISL.POLIMER.ACSR 240/40 OPGW ZN	95.843	81.685	109.441	92.056		95.843	94.394	108.553
	2258	10KM LINEA 60KV ST AISL.POLIMERICA ALAL150 OPGW ZP	83.609	76.162	90.648	82.862		83.609	83.224	95.707

<b>ESTACIONES</b>										
Código	Simulados	Descripción	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)
A	14541	Estaciones 60/15kV 2x7.5MVA Intemperie	2.081.314	1.889.518	2.209.046	1.773.495	2.285.394	2.081.314	2.039.363	2.345.268
B	14538	Estaciones 60/15kV - 1x7.5MVA Intemperie	1.266.404	1.071.610	1.181.358	1.029.960	1.315.761	1.266.404	1.149.672	1.322.123
C	14544	Estaciones 30/15 kV 2x7,5 MVA Intemperie	1.475.276	1.372.549		1.227.544	1.369.715	1.475.276	1.323.269	1.521.759
D	14545	Estaciones 30/15 kV 1x7,5 MVA Intemperie	1.022.329	851.565		896.116	1.061.048	1.022.329	936.243	1.076.679
D1	14546	Estaciones 30/15 kV 1x3,75 MVA Intemperie	955.325	750.139			1.008.350	955.325	879.244	1.011.131
D2	14547	Estaciones 30/15 kV 1x1,5 MVA Intemperie	888.804	680.290			991.006	888.804	835.648	960.995
E	14548	Estaciones 30/6kV 3x10 MVA Interior	2.847.042	2.503.047				2.847.042	2.503.047	2.878.504
E1	14549	Estaciones 30/6kV 2x10 MVA Interior	2.172.981	1.953.934				2.172.981	1.953.934	2.247.024
E2	14550	Estaciones 30/6kV 1x10 MVA Interior	1.581.581	1.179.632				1.356.577	1.179.632	1.356.577
F	14551	Estaciones 30/15kV 2x7,5 MVA Interior	2.026.937	1.769.168			1.829.571	2.026.937	1.799.370	2.069.275
G	14552	Estaciones 30/15kV 1x7,5 MVA Interior	1.270.796	1.046.128			1.164.642	1.270.796	1.105.385	1.271.193
G1	14558	Estaciones 30/15kV 1x3,75 MVA Interior	1.232.557	968.412			1.090.434	1.183.836	1.029.423	1.183.836
H	14559	Estaciones 30/6 1x10MVA - Ext/Int	1.254.607	1.049.313				1.206.709	1.049.313	1.206.709
I	14560	Estaciones 30/6 2x10MVA - Ext/Int	1.787.684	1.612.830				1.787.684	1.612.830	1.854.754
J	14567	Estaciones 30/15 1x7,5MVA - Ext/Int	1.187.023	1.017.732				1.170.392	1.017.732	1.170.392
	14570	Secciones Puesto Cliente E/S 60 kV Ext	182.320	181.730			218.832	182.320	200.281	230.323
	7198	Secciones Puesto Cliente E/S 30 kV Int	15.479	17.796			29.331	15.479	23.564	27.098
	14575	Estaciones 60/30kV 2x15MVA Intemperie	2.174.540	-		2.400.826		2.174.540	2.400.826	2.760.950

			UTE 2016	2011 Act PPP	Argentina	Guatemala	Perú	Unit. Efic.	Promedio	Prom. +15%
K	14587	Estaciones 60/30kV 2x15MVA Intemperie/Interior	2.086.096	-				2.086.096		
	14599	Reguladores de tension 30 kV	157.377	-				157.377		
	14600	Subestacion 30/0.23 kV	11.667	-				11.667		
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 1,5 MVA	45.311	69.714				45.311	69.714	80.171
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 3,75 MVA	95.166	130.648				95.166	130.648	150.245
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 7,5 MVA	133.075	171.042				133.075	171.042	196.698
		Trafo Reserva Fria 30/6 kV 7,5 MVA	69.119	267.824				69.119	267.824	307.998
		Trafo Reserva Fria 30/6 kV 10 MVA	186.325	267.824				186.325	267.824	307.998
		Trafo Reserva Fria 60/15 kV 7,5 MVA	218.730	231.623				218.730	231.623	266.367

INSTALACIONES DE ENLACE PARA CONEXIÓN DE GENERADORES Y CONSUMIDORES								
Código	Simulados	Descripción	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)	Unit. (USD)
	2195	Puesto de Conexión 31,5 KV Intemperie	135.343	-				135.343
	2196	Puesto de Conexión 31,5 KV Interior	263.778	-				263.778
	2197	Puesto de Conexión 63 KV Intemperie	512.841	-				512.841

## 4. ADAPTACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUBTRASMISIÓN

### 4.1. Introducción

El cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria empleará la metodología del Valor a Nuevo de Reposición (VNR). El VNR es el valor a nuevo de reposición de una red de referencia que se define como aquella capaz de atender la demanda real minimizando los costos económicos, conforme a su ubicación geográfica actual y teniendo en cuenta los usos, costumbres y estacionalidades existentes.

El método consiste en valorizar los activos en servicio de la empresa conforme a la última tecnología disponible para una red cuya traza es la de la empresa real pero adaptada a la demanda. Luego, la adaptación de las instalaciones consiste en la optimización de la misma acorde a criterios técnicos económicos que incluyen la valorización del costo de las pérdidas técnicas en la red de subtrasmisión, conforme a los costos de la energía esperados en el mercado.

Se identificaron los activos y se procedió a su optimización técnica – económica (adaptada a la demanda) para determinar su VNR valorando la inversión a precios actuales del mercado, considerando provisión, instalación y montaje y puesta en marcha. Las prestaciones son como las de la red existente, adaptadas a la demanda actual y con el margen de reserva necesario para suplir la demanda futura y permitir el respaldo entre las instalaciones en condiciones de operación N-1.

Esta técnica de cálculo del VNR es simple y directa; se la conoce como del producto “P x Q”, donde “Q” representa a la cantidad de activos físicos y “P” es el precio o costo de la “unidad constructiva estándar” correspondiente en cada caso y que considera todos los costos en que se incurriría para habilitar instalaciones nuevas con prestaciones equivalentes a las existentes.

El punto de partida para realizar la adaptación de las instalaciones de subtrasmisión fueron las mediciones de potencia máxima de las subestaciones y de los circuitos de subtrasmisión informados por UTE.

Para ello se analizaron los unifilares de las subestaciones de transmisión/subtrasmisión y los circuitos asociados, realizando un relevamiento de los niveles de carga, la configuración, la posibilidad de operación y respaldo en condiciones de falla.

Las siguientes planillas suministradas por UTE fueron analizadas:

- *"Inventario ST - Subetapa transformación a dic 2016.xlsx"*
- *"Inventario ST - Segunda entrega 06 de abril de 2017.xlsx"*
- *"Cargas por instalaciones ST 06 04 2017.xlsx"*
- Planos unifilares de Subestaciones

Como resultado de este análisis se determinó el máximo nivel de carga (potencia o corriente) para la posterior adaptación. En la siguiente sección se presentan los criterios aplicados para la definición de las instalaciones adaptadas.

## 4.2. Criterios Adoptados

Con el objeto de realizar el dimensionamiento óptimo de la red adaptada a la demanda, se definieron previamente las tecnologías de diseño que serán consideradas para cada una de las configuraciones de red a incluir en la determinación de la red de subtransmisión de mínimo costo.

De esta manera, se determinaron los costos de las unidades constructivas normalizadas utilizadas por UTE que se adoptarán para las líneas de 30 kV y 60 kV, aéreas y subterráneas, estaciones transformadores 30/MT y 60/MT, secciones puesto cliente y transformadores de reserva fría, considerando las tecnologías definidas en los estándares técnicos de UTE.

Se aplicaron metodologías diferentes, conforme a la disponibilidad de la información y la importancia de la función técnica específica de las instalaciones consideradas.

### 4.2.1. Subestaciones

El conjunto de las estaciones transformadoras fue adaptada, respetando la relación de transformación de las mismas y considerando que su capacidad se adapta a las unidades constructivas normalizadas, de manera de poder suministrar/abastecer la máxima potencia propia registrada sin superar un nivel de carga del 60% y manteniendo, de ser posible, un nivel de carga superior al 40% (respetando el criterio N-1 de planificación).

Para estaciones donde el factor de carga (potencia máxima subestación / potencia instalada) era inferior a 40% se puso un estándar constructivo inferior, verificando si el nuevo factor de carga no sobrepasa el 60%. Para estaciones con factor de carga superior a 60%, se puso un estándar superior, también verificando el rango ideal de adaptación.

Además, se crearon nuevas UCs para mejorar el proceso de optimización de las subestaciones. Estas fueron obtenidas como combinación de los costos eficientes de UCs ya existentes propuestas por la UTE.

Para instalaciones fuera del rango y sin opciones superiores o inferiores para hacer la adaptación, se mantuvo los estándares informados por UTE.

Para casos específico, se hizo cambios "*ad hoc*".

Cómo regla general, se adoptó la siguiente tabla para estimar la adaptación. Las nuevas UCs propuestas para la optimización están marcadas en la tabla en color rojo y poseen algunas letras complementarias para su identificación (a, x, y, z):

Código	Descripción	Tr/ES	Pot. ES (MVA)
Aa	63/15 3*7,5 MVA Intemperie	3	22,5
A	63/15 2*7,5 MVA Intemperie	2	15
B	63/15 1*7,5 MVA Intemperie	1	7,5
Bz	63/15 1*3,75 MVA Intemperie	1	3,75
By	63/15 1*2,5 MVA Intemperie	1	2,5
Bx	63/15 1*1,5 MVA Intemperie	1	1,5
C	31,5/15 2*7,5 MVA Intemperie	2	15
D	31,5/15 1*7,5 MVA Intemperie	1	7,5
D1	31,5/15 1*3,75 MVA Intemperie	1	3,75
D2a	31,5/15 1*2,5 MVA Intemperie	1	2,5
D2	31,5/15 1*1,5 MVA Intemperie	1	1,5
D2z	31,5/15 1*0,75 MVA Intemperie	1	0,75
Eb	31,5/6,4 5*10 MVA Interior	5	50
Ea	31,5/6,4 4*10 MVA Interior	4	40
E	31,5/6,4 3*10 MVA Interior	3	30
E1	31,5/6,4 2*10 MVA Interior	2	20
E2	31,5/6,4 1*10 MVA Interior	1	10
Fa	31,5/15 3*7,5 MVA Interior	3	22,5
F	31,5/15 2*7,5 MVA Interior	2	15
G	31,5/15 1*7,5 MVA Interior	1	7,5
G1	31,5/15 1*3,75 MVA Interior	1	3,75
G1z	31,5/15 1*1,5 MVA Interior	1	1,5
H	31,5/6,4 1*10 MVA Ext-Int	1	10
I	31,5/6,4 2*10 MVA Ext-Int	2	20
Ja	31,5/15 2*7,5 MVA Ext-Int	2	15
J	31,5/15 1*7,5 MVA Ext-Int	1	7,5
Jz	31,5/15 1*3,75 MVA Ext-Int	1	3,75
Jy	31,5/15 1*2,5 MVA Ext-Int	1	2,5
Jx	31,5/15 1*1,5 MVA Ext-Int	1	1,5
K	63/31,5 2*15 MVA Ext-Int	2	30

Código	Cód_OPT	
	FC<40%	FC>60%
Aa	A	Aa
A	B	Aa
B	Bz	A
Bz	By	B
By	Bx	Bz
Bx	Bx	By
C	D	C
D	D1	C
D1	D2a	D
D2a	D2	D1
D2	D2z	D2a
D2z	D2z	D2
Eb	Ea	Eb
Ea	E	Eb
E	E1	Ea
E1	E2	E
E2	E2	E1
Fa	F	Fa
F	G	Fa
G	G1	F
G1	G1z	G
G1z	G1	G1z
H	H	I
I	H	I
Ja	J	Ja
J	J	Ja
Jz	Jy	J
Jy	Jx	Jz
Jx	Jy	Jx
K	K	K

#### 4.2.2. Líneas y Cables

La comparación de las alternativas de las líneas y cables se efectuó considerando los costos fijos y variables, para conductores de idéntica tecnología y tensión de diseño. Los costos fijos corresponden a los costos de inversión, y los costos variables corresponden a las pérdidas de energía y potencia, en función de lo cual se desarrollaron curvas de costos para seleccionar la tecnología económica por rango de corriente [A].

Los costos de inversión corresponden al catálogo de precios suministrados por UTE actualizados a diciembre de 2016. Las pérdidas se valorizaron a los precios actuales de la energía y potencia, multiplicado por el factor de pérdidas adecuado para trasladar el costo a los niveles de MT y BT.

La ecuación para la elaboración de las curvas de costos es la siguiente:

$$\text{\$Costo} = aCINV + 3 * (Pe * Cpe + Pp * Cpp)$$

Donde:



$aCINV$ : es la anualidad del costo de inversión de la línea o del cable según corresponda [USD]

$Pe$ : son las pérdidas de energía anuales [kWh]

$Cpe$ : costo de las pérdidas de energía [USD/kWh]

$Pp$ : pérdidas de potencia anuales [kW]

$Cpp$ : costo de las pérdidas de potencia [\$/kW]

Los datos generales considerados para la evaluación técnico-económica de las tecnologías por rango de corriente, asociados a la fórmula de costos presentada anteriormente son los siguientes:

Factor del Valor Presente de Pérdidas	1,00	
Factor de Carga :	0,70	
Costo de la energía en Generación	76,4 <sup>3</sup>	[USD/MWh]
Costo de la energía a la entrada de MT	79,1	[USD/MWh]
Factor de pérdidas	0,553	
Costo de explotación	0%	%
Tasa	9,5%	%
Vida útil (años)	30	años
Factor de pérdidas hasta entrada MT	1,036	°/1
	Pérdidas	Factor de incremento
Pérdidas en transmisión	1,5%	1,015
Pérdidas en subtransmisión	2,0%	1,020
Pérdidas en MT	4,0%	1,042
Pérdidas en BT	6,0%	1,064

A los efectos de realizar el ejercicio comparativo de determinación del calibre óptimo de los conductores a partir de la curva de costos por rango de consumo se adoptaron los siguientes valores:

- Factor de carga (FC): corresponde al factor de carga del sistema de distribución el cual se asume igual a 0,7 a los efectos de la comparación y surge de los estudios preliminares de curva de carga.
- Costos de la energía y la potencia en generación: es el valor del costo marginal de largo plazo de la energía en el mercado spot 76,40 USD/MWh
- Costos de la energía y la potencia a la entrada de MT: se calcula como el costo marginal de largo plazo en generación multiplicado por los factores de pérdidas calculados como:

$$FP = \frac{1}{(1 - \%P)}$$

<sup>3</sup> Precio Spot de la energía en dic/2016 (fuente: <http://www.adme.com.uy/mmee/sancionado.php>)

- %P: son valores de pérdidas de referencia internacional de pérdidas en sistemas de subtransmisión.
- Factor de carga de las pérdidas (FCp): se determina empíricamente a partir del factor de carga del sistema (FC) aplicando la fórmula de Buller-Woodrow donde:

$$FCp = 0.3 \times FC + 0.7 \times FC^2$$

- Tasa de descuento: se adoptó la tasa del 9,5% calculada para este proyecto.
- Vida útil: se adoptó 30 años que resulta la vida útil de las instalaciones de subtransmisión típicamente consideradas de acuerdo a la referencia internacional.

Cabe aclarar que en los gráficos de análisis de tecnología económica, mostrados a continuación, en el “eje Y” (ordenada) se identifica el costo total resultado de la aplicación de la fórmula presentada anteriormente, mientras que en el “eje X” (abscisa) se identifica la corriente [A] equivalente que se utilizará para la selección de la tecnología adecuada. A continuación se describe en detalle el análisis realizado para cada conductor de la red de distribución.

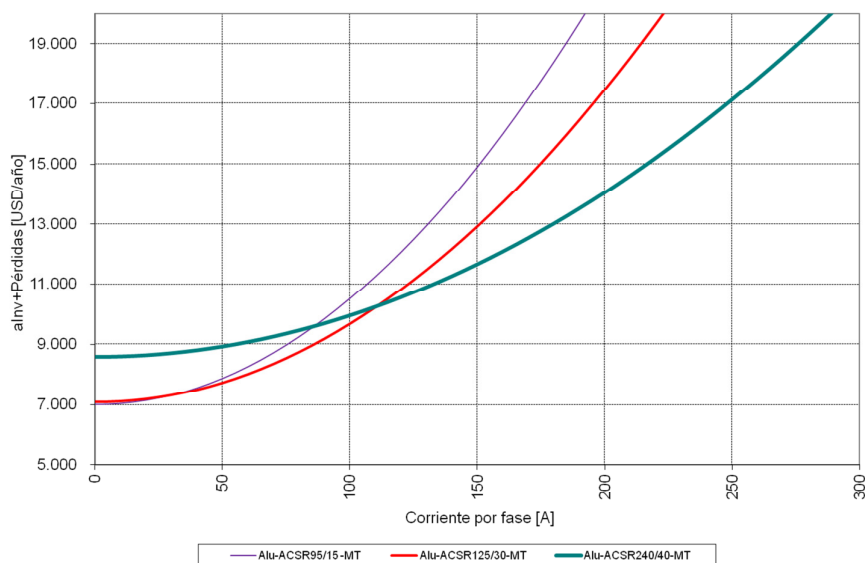
Las redes aéreas de MT están conformadas por tres componentes fundamentales que a la hora de su valorización, se pueden clasificar en la estructura (principalmente el poste), el aislador y el conductor. El análisis para la optimización técnica-económica de la red aérea supuso únicamente la determinación del calibre óptimo de los conductores a partir de la curva de costos por rango de consumo, considerando que se mantiene la disposición actual de la red con respecto a las estructuras, los aisladores y la tecnología del conductor, con excepción de los conductores de cobre que fueron substituidos por conductores de aleación de aluminio.

Para la determinación de los calibres del conductor óptimo para redes aéreas por rango de consumo se consideraron las opciones tecnológicas de conductor desnudo normalizadas para la red de UTE, las cuales comprenden:

### **Conductor ACSR 30 kV**

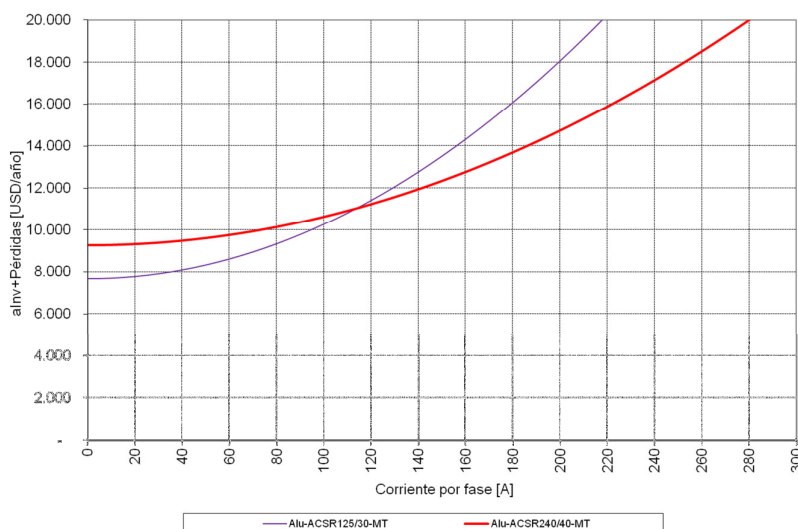
Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω/km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
2251	Aluminio	95/15	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ACSR 95/15	0,3060	350	68.841	7.000
2252	Aluminio	125/30	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ACSR 125/30	0,2260	425	69.644	7.081
2253	Aluminio	240/40	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ACSR 240/40	0,1190	645	84.505	8.592

La optimización del calibre del conductor se realiza considerando la anualidad del costo de inversión del conductor por km y el costo anual de las pérdidas de energía y potencia. Los resultados se muestran en el gráfico siguiente:



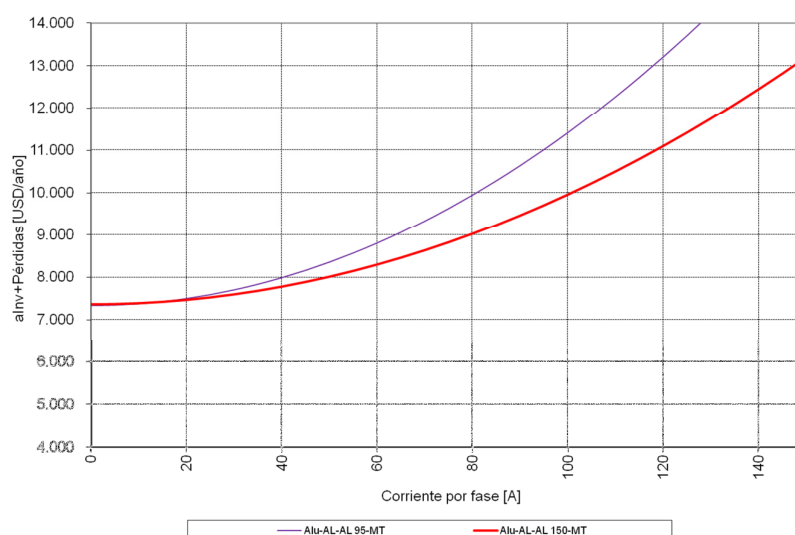
### Conductor ACSR 60 kV

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω/km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
2256	Aluminio	125/30	MT	LAMT-Trifásico-60kV-ACSR 125/30	0,2260	425	75.439	7.671
2257	Aluminio	240/40	MT	LAMT-Trifásico-60kV-ACSR 240/40	0,1190	645	91.279	9.281



### Conductor ALAL 30 kV

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [ $\Omega$ /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
2254	Aluminio	95	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ALAL 95	0,3546	320	72.144	7.336
2255	Aluminio	150	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ALAL 150	0,2256	425	72.428	7.365



### Conductor AL-AL 60 kV

En este caso se disponía de una sola opción tecnológica, por lo cual se mantuvo el calibre real.

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [ $\Omega$ /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
2258	Aluminio	150	MT	LAMT-Trifásico-60kV-ALAL 150	0,2256	425	79.628	8.097

Finalmente, los conductores tipo seleccionados para realizar la optimización de las redes aéreas de MT comprenden:

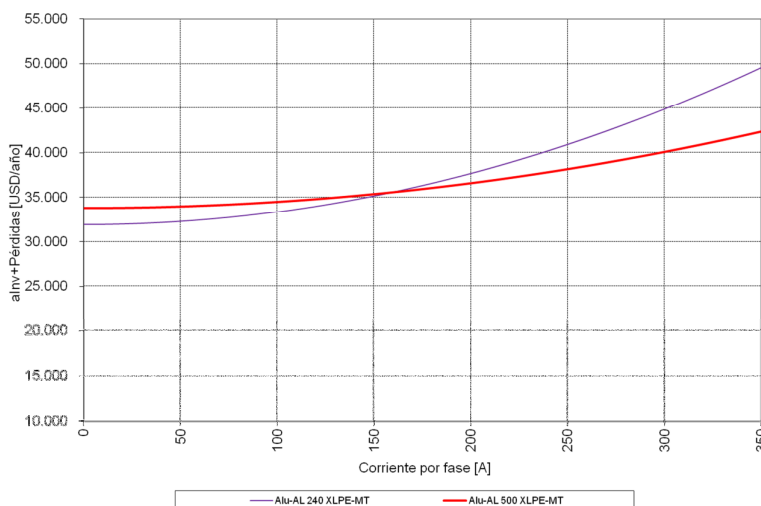
COD.		i ECON. (A)		Cond. OPT
		Min	Max	
	<b>LAMT - 30 kV - ACSR</b>			
31,5_ACSR	Alu-ACSR95/15 -MT	-	30	95/15 ACSR
31,5_ACSR	Alu-ACSR125/30-MT	10	111	125/30 ACSR
31,5_ACSR	Alu-ACSR240/40-MT	111	645	240/40 ACSR
	<b>LAMT - 60 kV - ACSR</b>			
63_ACSR	Alu-ACSR125/30-MT	-	115	125/30 ACSR
63_ACSR	Alu-ACSR240/40-MT	115	645	240/40 ACSR
	<b>LAMT - 30 kV Al-Al</b>			
31,5_ALAL	Alu-AL-AL 95-MT	-	14	95 ALAL
31,5_ALAL	Alu-AL-AL 150-MT	14	425	150 ALAL
	<b>LAMT - 60 kV Al-Al</b>			
63_ALAL	Alu-AL-AL 150-MT	-	425	150 ALAL

Para la determinación de los calibres de conductor óptimo por rango de corrientes [A] para las redes subterráneas de MT se consideraron las opciones tecnológicas de conductor de aluminio con aislación seca XLPE normalizadas para la red de UTE, las cuales comprenden:

### **CABLE AL-XLPE 30 kV**

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω/km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
1682	Aluminio	240	MT	CASMT-Trifásico-30kV-AL240XLPE	0,125	385	314.238	31.952
1672	Aluminio	500	MT	CASMT-Trifásico-30kV-AL500XLPE	0,0605	570	332.725	33.832

La optimización del calibre del conductor se realiza considerando la anualidad del costo de inversión del conductor por km y el costo anual de las pérdidas de energía y potencia. Los resultados se muestran en el gráfico siguiente:



### **CABLE AL-XLPE 60 kV**

En este caso se disponía de una sola opción tecnológica, por lo cual se mantuvo el calibre real.

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω/km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
2248	Aluminio	630	MT	CASMT-Trifásico-MT-60-AL 630 XLPE	0,0469	650	475.973	48.397

Los cables subterráneos de MT seleccionados para realizar la optimización de las redes de MT comprenden:

COD.		i ECON. (A)		Cond. OPT
		Min	Max	
	<b>CAS - 30 kV AL-XLPE</b>			
31,5_XLPE	Alu-AL 240 XLPE-MT	-	160	240A XLPE
31,5_XLPE	Alu-AL 500 XLPE-MT	160	570	500A XLPE
	<b>CAS - 60 kV AL-XLPE</b>			
63_XLPE	Alu-AL 630 XLPE-MT	-	650	630A XLPE

Se ha considerado como hipótesis de aumento de la demanda para la adaptación de líneas y cables un incremento acumulativo de la demanda 2,3% anual que implica un incremento total en el periodo de 5 años del 12%. (Incremento:  $1,023^5 = 12\%$ ). Esa hipótesis esta en línea con el Informe Anual 2015 de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), que presenta el crecimiento total de la demanda en Uruguay en los últimos 5 años.

Esta hipótesis tiene un margen de seguridad razonable en el dimensionamiento para la adaptación. En efecto la corriente que determina el dimensionamiento de la línea o cable es el valor que se alcanza al final de período y por otra parte cuando se selecciona la sección comercial siempre es la inmediata superior a la que determina el cálculo teórico.

La condición N-1 de confiabilidad también está considerada. Esa condición no representa un estado permanente de operación en los alimentadores, sino un estado transitorio en condición de emergencia, de manera que desde el punto de vista de la adaptación debe ser considerada como esta condición. El dimensionamiento óptimo considerando la adaptación de las líneas y cables debe considerar un enfoque integral y de conjunto que tenga en cuenta todos los factores posibles a que se encontraran sometidas las instalaciones pero sin que ello signifique un sobredimensionamiento de las instalaciones por el agregado de condiciones que no son simultáneas.

#### 4.2.3. Otras Instalaciones de Subtransmisión

Para otras instalaciones de subtransmisión, se valorizaron las instalaciones a partir de la información existente de acuerdo a las unidades constructivas normalizadas, y obteniendo como resultado idéntica valorización que la empresa UTE. Son esas instalaciones:

- Transformadores de Reserva Fría;
- Secciones Puesto Cliente;
- Secciones MT/BT;
- Reguladores de tensión;
- Instalaciones de enlace para la conexión generadores y consumidores

#### 4.3. Instalaciones Adaptadas

Como resultado de la aplicación de los criterios de adaptación considerando los respaldos y los costos unitarios ajustados se obtuvieron los siguientes valores (en estaciones se presentan las cantidades con las nuevas UCs propuestas, resultantes de la optimización):

CABLES Y LINEAS				
Código	Propuesta	Descripción	Cantidades	Cantidades
	1682	1KM 1T 30KV 1X240AL+FO VBH CC CALZ HORMIGON 7D	139	619
	1672	1KM 1T 30KV 1X500AL+FO VBH CC CALZ HOR 7D	684	204
	2248	1KM 1T 60KV 1X630AL+FO VBH CC CALZ HORMIGON 7D	0,44	0,44
	2249	1KM 1T 60KV 1X630AL+FO V.TIERRA CALZ BALASTO 7D	-	
	2251	10KM L.30KV ST AISL. COMP ACSR 95/15 OPGW Z.NORMAL	506	252
	2252	10KM L.30KV ST AISL. COMP ACSR 125/30 OPGW Z.NORMAL	298	523
	2253	10KM L.S.TER.30KV A.COMP.ACSR240/40 OPGW Z.NOR	98	126
	2254	10KM L.30KV ST AISL. COMP ALAL 95 OPGW Z.POLUIDA	1.156	228
	2255	10KM L.30KV ST AISL. COMP ALAL 150 OPGW Z.POLUIDA	778	1.706
	2256	10KM LINEA60KV ST AISL.POLIMER.ACSR125/30 OPGW ZN	216	240
	2257	10KM LINEA 60KV ST AISL.POLIMER.ACSR 240/40 OPGW ZN	51	26
	2258	10KM LINEA 60KV ST AISL.POLIMERICA ALAL150 OPGW ZP	797	797
			4.722	4.722

ESTACIONES				
Código	Simulados	Descripción	Cantidades	Cantidades
Aa		Estaciones 60/15kv 3x7.5MVA Intemperie		6
A	14541	Estaciones 60/15kv 2x7.5MVA Intemperie	16	6
B	14538	Estaciones 60/15kv - 1x7.5MVA Intemperie	17	10
Bz		Estaciones 60/15kv - 1x3,75MVA Intemperie		2
By		Estaciones 60/15kv - 1x2,5MVA Intemperie		4
Bx		Estaciones 60/15kv - 1x1,5MVA Intemperie		5
C	14544	Estaciones 30/15 kV 2x7,5 MVA Intemperie	11	10

D	14545	Estaciones 30/15 kV 1x7,5 MVA Intemperie	20	10
D1	14546	Estaciones 30/15 kV 1x3,75 MVA Intemperie	45	29
D2a		Estaciones 30/15 kV 1x2,5 MVA Intemperie		25
D2	14547	Estaciones 30/15 kV 1x1,5 MVA Intemperie	34	16
D2z		Estaciones 30/15 kV 1x0,75 MVA Intemperie		20
Eb		Estaciones 30/6kV 5x10 MVA Interior		6
Ea		Estaciones 30/6kV 4x10 MVA Interior		16
E	14548	Estaciones 30/6kV 3x10 MVA Interior	47	25
E1	14549	Estaciones 30/6kV 2x10 MVA Interior	28	21
E2	14550	Estaciones 30/6kV 1x10 MVA Interior	11	18
Fa		Estaciones 30/15kV 3x7,5 MVA Interior		5
F	14551	Estaciones 30/15kV 2x7,5 MVA Interior	15	8
G	14552	Estaciones 30/15kV 1x7,5 MVA Interior	2	3
G1	14558	Estaciones 30/15kV 1x3,75 MVA Interior	6	2
G1z		Estaciones 30/15kV 1x1,5 MVA Interior		5
H	14559	Estaciones 30/6 1x10MVA - Ext/Int	4	4
I	14560	Estaciones 30/6 2x10MVA - Ext/Int	15	15
Ja		Estaciones 30/15 2x7,5MVA - Ext/Int		3
J	14567	Estaciones 30/15 1x7,5MVA - Ext/Int	14	6
Jz		Estaciones 30/15 1x3,75MVA - Ext/Int		2
Jy		Estaciones 30/15 1x2,5MVA - Ext/Int		2
Jx		Estaciones 30/15 1x1,5MVA - Ext/Int		1
	14570	Secciones Puesto Cliente E/S 60 kV Ext	7	7
	7198	Secciones Puesto Cliente E/S 30 kV Int	164	164
	14575	Estaciones 60/30kV 2x15MVA Intemperie	-	
K	14587	Estaciones 60/30kV 2x15MVA Intemperie/Interior	3	3
	14599	Reguladores de tension 30 kV	21	21
	14600	Subestacion 30/0.23 kV	54	54
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 1,5 MVA	19	19
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 3,75 MVA	18	18
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 7,5 MVA	4	4
		Trafo Reserva Fria 30/6 kV 7,5 MVA		
		Trafo Reserva Fria 30/6 kV 10 MVA	16	16
		Trafo Reserva Fria 60/15 kV 7,5 MVA	3	3
			594	594

INSTALACIONES DE ENLACE PARA CONEXIÓN DE GENERADORES Y CONSUMIDORES				
Código	Simulados	Descripción	Cantidades	Cantidades
	2195	Puesto de Conexión 31,5 KV Intemperie	73	73
	2196	Puesto de Conexión 31,5 KV Interior	98	98
	2197	Puesto de Conexión 63 KV Intemperie	8	8

Algunos comentarios sobre la adaptación:

➤ Estaciones

- Fueron adoptados los mismos estándares constructivos presentados por UTE y propuestos nuevos para mejorar la representación de la red adaptada;
- La adaptación ha tomado como información básica las potencias máximas propias (kVA) de las estaciones;
- Se han identificado 288 estaciones. Se propuso cambios en 143 UCs propuestas por UTE, o sea, 50% de las estaciones, de acuerdo a los criterios propuestos;
- Con los criterios presentados de adaptación, 216 estaciones están "óptimas" (bien adaptadas - 75%). De las 72 restantes, solo 16 tienen un factor de carga inferior a 30%. Ninguna tiene factores de carga superiores a 90%. No hay adaptación posible que mejore esas condiciones con las UCs adoptadas;



- 
- En las subestaciones con factor de carga inferior a 30%, se ha verificado una Potencia Máxima muy baja. Mismo con las nuevas UCs propuestas no fue posible mejorar ese factor. En esos casos se ha adoptado la UC de menor costo posible con la misma relación de transformación y tipo constructivo.
- Cables y Líneas
- Fueron adoptados los mismos estándares constructivos presentados por UTE;
  - La adaptación ha tomado como información básica las corrientes máximas por alimentador en las salidas de las subestaciones;
  - Se han identificado 1.161 alimentadores con líneas. De estos, se propuso cambios en las UCs propuestas por UTE en 596, o sea, 51% de las líneas, de acuerdo a los criterios presentados;
  - Se han identificado 1.163 alimentadores con cables. De estos, se propuso cambios en las UCs propuestas por UTE en 324, o sea, 28% de los cables, de acuerdo a los criterios presentados;
- Otras Instalaciones
- No se propuso adaptación. Se han utilizadas las mismas cantidades para la determinación del VNR;

## 5. CÁLCULO DEL VNR DE SUBTRASMISIÓN

### 5.1. Subetapas

El cálculo del VNR se separa en las Subetapas presentadas en la siguiente tabla.

Subetapa / Código	Concepto	Descripción
Cab_Lin	Líneas y cables de 31,5-63 kV	Corresponde a SubTrasmisión. Incluye las secciones de conexión de sus extremos y la cuota parte de Otros Activos en subestaciones MT/MT.
Est	Transformación 31,5-63/6,4-15 kV	Corresponde a SubTrasmisión. Incluye trafos y secciones de cada lado y una cuota parte de los Otros Activos de las Estaciones.
Conex	Conexión de generadores y consumidores	Corresponde a las instalaciones de enlace para conexión de generadores y consumidores. Incluye instalaciones de telecontrol.

### 5.2. Cálculo del VNR eficiente por subetapas

A continuación se detalla los resultados para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de redes de subtrasmisión de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay. A través del VNR se prevé el cálculo de los activos que constituyen la base de capital de UTE.

Se utilizan los precios de referencia eficientes que surgen del apartado anterior sobre la *“Comparación y determinación de los precios eficientes”*

La metodología aplicada para la determinación del Valor a Nuevo de Reemplazo de las redes de UTE consiste en tomar del inventario técnico el equipamiento de subtrasmisión, agrupadas por nivel de tensión en equipamiento y líneas, valorizarla a precios actuales de referencia del mercado, considerando provisión, instalación, montaje y puesta en marcha.

La técnica para el cálculo del VNR; se la conoce como del producto “P x Q”, donde “Q” representa a la cantidad de activos físicos y “P” es el precio o costo de la “unidad constructiva estándar” correspondiente en cada caso y que considera todos los costos en que se incurriría para habilitar instalaciones nuevas con prestaciones equivalentes a las existentes. El valor de “Q” de referencia es obtenido del informe precios de referencia.

El VNR representa a la cantidad de activos físicos valorizados al costo eficiente de la “unidad constructiva estándar” correspondiente. Las mismas se agruparon por Subetapa, cómo explicado en el ítem anterior. Los resultados son presentados a seguir:

CABLES Y LINEAS					
Código	Propuesta	Descripción		VNR (USD)	VNR (USD)
	1682	1KM 1T 30KV 1X240AL+FO VBH CC CALZ HORMIGON 7D	Cables 30 kv	45.925.471	204.080.248
	1672	1KM 1T 30KV 1X500AL+FO VBH CC CALZ HOR 7D	Cables 30 kv	238.857.341	71.397.867
	2248	1KM 1T 60KV 1X630AL+FO VBH CC CALZ HORMIGON 7D	Cables 60 kv	218.506	218.506
	2249	1KM 1T 60KV 1X630AL+FO V.TIERRA CALZ BALASTO 7D	Cables 60 kv	-	-
	2251	10KM L.30kv ST AISL. COMP ACSR 95/15 OPGW Z.NORMAL	Líneas 30 kv	36.551.262	18.241.062
	2252	10KM L.30kv ST AISL.COMP ACSR 125/30 OPGW Z.NORMAL	Líneas 30 kv	21.781.582	38.212.051
	2253	10KM L.S.TER.30KV A.COMP.ACSR240/40 OPGW Z.NOR	Líneas 30 kv	8.678.822	11.218.782
	2254	10KM L.30KV ST AISL. COMP ALAL 95 OPGW Z.POLUIDA	Líneas 30 kv	87.577.498	16.699.623
	2255	10KM L.30KV ST AISL. COMP ALAL 150 OPGW Z.POLUIDA	Líneas 30 kv	59.172.907	129.774.273
	2256	10KM LINEA60KV ST AISL.POLIMER.ACSR125/30 OPGW ZN	Líneas 60 kv	17.087.115	19.010.571
	2257	10KM LINEA 60KV ST AISL.POLIMER.ACSR 240/40 OPGW ZN	Líneas 60 kv	4.865.212	2.537.881
	2258	10KM LINEA 60KV ST AISL.POLIMERICA ALAL150 OPGW ZP	Líneas 60 kv	66.602.287	66.602.287
				<b>587.318.003</b>	<b>577.993.151</b>

ESTACIONES					
Código	Simulados	Descripción		VNR (USD)	VNR (USD)
Aa		Estaciones 60/15kv 3x7.5MVA Intemperie	Estaciones 60/MT		15.348.030
A	14541	Estaciones 60/15kv 2x7.5MVA Intemperie	Estaciones 60/MT	33.301.017	12.487.882
B	14538	Estaciones 60/15kv - 1x7.5MVA Intemperie	Estaciones 60/MT	21.528.871	12.664.042
Bz		Estaciones 60/15kv - 1x3,75MVA Intemperie	Estaciones 60/MT		2.366.805
By		Estaciones 60/15kv - 1x2,5MVA Intemperie	Estaciones 60/MT		4.599.196
Bx		Estaciones 60/15kv - 1x1,5MVA Intemperie	Estaciones 60/MT		5.505.000
C	14544	Estaciones 30/15 kv 2x7,5 MVA Intemperie	Estaciones 30/MT	16.228.033	14.752.757
D	14545	Estaciones 30/15 kv 1x7,5 MVA Intemperie	Estaciones 30/MT	20.446.586	10.223.293
D1	14546	Estaciones 30/15 kv 1x3,75 MVA Intemperie	Estaciones 30/MT	42.989.613	27.704.417
D2a		Estaciones 30/15 kv 1x2,5 MVA Intemperie	Estaciones 30/MT		23.204.938
D2	14547	Estaciones 30/15 kv 1x1,5 MVA Intemperie	Estaciones 30/MT	30.219.321	14.220.857
D2z		Estaciones 30/15 kv 1x0,75 MVA Intemperie	Estaciones 30/MT		16.579.273
Eb		Estaciones 30/6kv 5x10 MVA Interior	Estaciones 30/MT		24.592.344
Ea		Estaciones 30/6kv 4x10 MVA Interior	Estaciones 30/MT		55.455.904
E	14548	Estaciones 30/6kv 3x10 MVA Interior	Estaciones 30/MT	133.810.970	71.176.048
E1	14549	Estaciones 30/6kv 2x10 MVA Interior	Estaciones 30/MT	60.843.473	45.632.605
E2	14550	Estaciones 30/6kv 1x10 MVA Interior	Estaciones 30/MT	17.397.396	24.418.377
Fa		Estaciones 30/15kv 3x7,5 MVA Interior	Estaciones 30/MT		12.346.252
F	14551	Estaciones 30/15kv 2x7,5 MVA Interior	Estaciones 30/MT	30.404.050	16.215.493
G	14552	Estaciones 30/15kv 1x7,5 MVA Interior	Estaciones 30/MT	2.541.593	3.812.389
G1	14558	Estaciones 30/15kv 1x3,75 MVA Interior	Estaciones 30/MT	7.395.339	2.367.673
G1z		Estaciones 30/15kv 1x1,5 MVA Interior	Estaciones 30/MT		5.910.031
H	14559	Estaciones 30/6 1x10MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT	5.018.427	4.826.838

I	14560	Estaciones 30/6 2x10MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT	26.815.263	26.815.263
Ja		Estaciones 30/15 2x7,5MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT		5.074.155
J	14567	Estaciones 30/15 1x7,5MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT	16.618.328	7.022.353
Jz		Estaciones 30/15 1x3,75MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT		2.218.449
Jy		Estaciones 30/15 1x2,5MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT		2.155.455
Jx		Estaciones 30/15 1x1,5MVA - Ext/Int	Estaciones 30/MT		1.031.987
	14570	Secciones Puesto Cliente E/S 60 kV Ext	Secciones Clientes 60 kV	1.276.243	1.276.243
	7198	Secciones Puesto Cliente E/S 30 kV Int	Secciones Clientes 30 kV	2.538.479	2.538.479
	14575	Estaciones 60/30kV 2x15MVA Intemperie	Estaciones 60/MT	-	-
K	14587	Estaciones 60/30kV 2x15MVA Intemperie/Interior	Estaciones 60/MT	6.258.287	6.258.287
	14599	Reguladores de tension 30 kV	Estaciones 30/MT	3.304.913	3.304.913
	14600	Subestacion 30/0.23 kV	Estaciones 30/BT	630.003	630.003
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 1,5 MVA	Trafo Reserva Fria 30 kV	860.913	860.913
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 3,75 MVA	Trafo Reserva Fria 30 kV	1.712.987	1.712.987
		Trafo Reserva Fria 30/15 kV 7,5 MVA	Trafo Reserva Fria 30 kV	532.301	532.301
		Trafo Reserva Fria 30/6 kV 7,5 MVA	Trafo Reserva Fria 30 kV	-	-
		Trafo Reserva Fria 30/6 kV 10 MVA	Trafo Reserva Fria 30 kV	2.981.194	2.981.194
		Trafo Reserva Fria 60/15 kV 7,5 MVA	Trafo Reserva Fria 60 kV	656.191	656.191
				<b>486.309.795</b>	<b>491.479.620</b>

INSTALACIONES DE ENLACE PARA CONEXIÓN DE GENERADORES Y CONSUMIDORES					
Código	Simulados	Descripción		VNR (USD)	VNR (USD)
	2195	Puesto de Conexión 31,5 KV Intemperie	Conexión 30 kV	9.880.006	9.880.006
	2196	Puesto de Conexión 31,5 KV Interior	Conexión 30 kV	25.850.243	25.850.243
	2197	Puesto de Conexión 63 KV Intemperie	Conexión 60 kV	4.102.726	4.102.726
				<b>39.832.976</b>	<b>39.832.976</b>
				<b>1.113.460.773</b>	<b>1.109.305.746</b>

La siguiente tabla presenta un resumen comparativo de las informaciones presentadas por UTE y los resultados después de la adaptación de las redes y estaciones.

USD	VNR UTE	VNR ADAPTADO	Dif. %
<b>CABLES Y LINEAS</b>			
Cables 30 kV	284.782.812	275.478.115	-3,3%
Cables 60 kV	218.506	218.506	0,0%
Líneas 30 kV	213.762.071	214.145.791	0,2%
Líneas 60 kV	88.554.614	88.150.739	-0,5%
<b>TOTAL</b>	<b>587.318.003</b>	<b>577.993.151</b>	<b>-1,6%</b>

<b>ESTACIONES</b>			
Estaciones 60/MT	61.088.176	59.229.242	-3,0%
Estaciones 30/MT	414.033.306	421.062.064	1,7%
Estaciones 30/BT	630.003	630.003	0,0%
Secciones Clientes 60 kV	1.276.243	1.276.243	0,0%
Secciones Clientes 30 kV	2.538.479	2.538.479	0,0%
Trafo Reserva Fria 60 kV	656.191	656.191	0,0%
Trafo Reserva Fria 30 kV	6.087.396	6.087.396	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>486.309.795</b>	<b>491.479.620</b>	<b>1,1%</b>

<b>CONEXIONES</b>			
Conexión 30 kV	35.730.250	35.730.250	0,0%
Conexión 60 kV	4.102.726	4.102.726	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>39.832.976</b>	<b>39.832.976</b>	<b>0,0%</b>

<b>TERRENOS Y SERVIDUMBRES</b>			
Terrenos	25.924.961	24.319.841	-6,2%
Servidumbres	16.882.568	16.882.568	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>42.807.529</b>	<b>41.202.409</b>	<b>-3,7%</b>

<b>1.156.268.302</b>	<b>1.150.508.155</b>	<b>-0,5%</b>
----------------------	----------------------	--------------