

**DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE
DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL
URUGUAY**

**ANALISIS DE CONFIABILIDAD
CASO BASE**

Informe Final Revisado

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)



Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de agosto de 2002

DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASA DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

Informe Final Revisado

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	METODOLOGÍA	3
2.1.	HIPÓTESIS DE TRABAJO	3
2.2.	MODELO DE LA RED	3
2.3.	CRITERIOS ADOPTADOS	4
2.4.	DATOS DE FALLA	6
2.5.	INDICES	6
3.	CALCULOS REALIZADOS	7
3.1.	CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD	7
3.2.	ANÁLISIS DE LOS ALIMENTADORES	8
4.	RESULTADOS OBTENIDOS	9
4.1.1.	FLORENCIO SANCHEZ	9
4.1.2.	DURAZNO	10
4.1.3.	LAS PIEDRAS	10
4.1.4.	MERCEDES	10
4.1.5.	MONTEVIDEO	11

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

CASO BASE

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se describe la metodología de análisis de Confiabilidad de las Redes de Distribución Primaria de electricidad. Ese análisis se realiza en función de estándares de tasas de falla y duración media por falla referidas exclusivamente a las fallas que implican una interrupción del suministro de energía eléctrica.

2. METODOLOGÍA

2.1. HIPÓTESIS DE TRABAJO

El punto de partida para llevar a cabo el estudio surge de las siguientes premisas:

- ◆ Las redes operan radialmente.
- ◆ Se asume la ocurrencia de las fallas aleatoria y equiprobablemente a lo largo de la red.
- ◆ Las fallas consideradas son todas aquellas que requieren de la operación de algún equipo de protección.
- ◆ Los elementos de protecciones son considerados 100% confiables.
- ◆ Las fallas consideradas son las que se originan exclusivamente en la red de MT, no se contemplan las que tienen origen en red de BT ni en trafos de MT/BT.
- ◆ En aquellos casos en que la topología de la red lo permite, se considera la transferencia de algunos tramos de red para ser alimentados desde otra estación transformadora por medio de la operación de equipos de maniobra, manteniendo siempre la condición de radialidad en la operación de la red.
- ◆ Se considera que los reconectores tienen una tasa de recierre exitosos del 70%.

2.2. MODELO DE LA RED

La red eléctrica es modelada por *tramos* de conductores, los cuales están delimitados por equipos de protección y/o maniobra.

Se distinguen en este estudio los siguientes equipos de protección y/o maniobra:

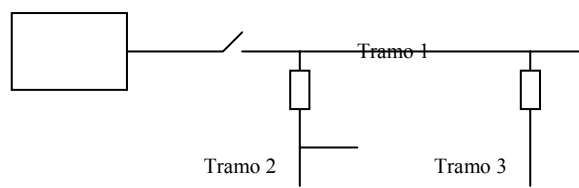
- ◆ Interruptores: interrumpe el circuito en caso de falla en la línea por medio de sus propias protecciones.
- ◆ Reconectores: se consideró siempre habilitada la función de reconexión con una tasa de recierres exitosos del 70%.
- ◆ Seccionadores: no opera ante fallas en la línea, debiendo operar la protección instalada

aguas arriba del seccionador.

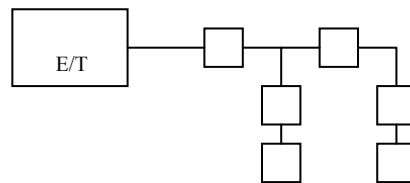
- ◆ Fusibles o seccionadores fusibles: actúa en caso de falla de la línea protegida.

Esta diferenciación se debe a las distintas formas de operación de cada uno de ellos y a las distintas consecuencias que producen, en sentido de confiabilidad del servicio, sobre la red. Para clarificar podemos citar como ejemplo que un fusible opera ante una falla activa aislando inmediatamente al tramo afectado y a aquellos que se encuentren aguas abajo de la protección; un seccionador en cambio, no opera ante una falla activa, por lo que provocará que actúe alguna protección aguas arriba y como consecuencia será mayor la cantidad de tramos afectados.

Para ejemplificar esto se presenta el siguiente gráfico:



Red Eléctrica



Modelo de la red

S1: Seccionador

F1/f2: fusibles.

T1/2/3: tramos de línea

Se pueden dar los siguientes escenarios:

- Falla del tramo 2: actúa el fusible f1.
- Falla del tramo 3: actúa el fusible f2.
- Falla del tramo 1: actúa el interruptor de la E.T y salen de servicios los tres tramos.

2.3. CRITERIOS ADOPTADOS

Cada elemento de la red es caracterizado por una tasa de falla [λ] y duración media por falla.

La tasa de falla para cada tramo se define como:

$$\lambda = \lambda_s * I$$

λ_s = tasa de falla estándar para el tramo por unidad de longitud [falla/km]

I = longitud del tramo considerado

La duración media por falla se considera compuesta por los siguientes tiempos que se indican más adelante en este informe:

- Tiempo de conocimiento, localización de la falla y maniobra. [T_d]: es el tiempo que transcurre de que se produce la falla hasta la ejecución de la maniobra para aislar la parte de la red fallada.
- Tiempo de reparación de la falla. [T_r]: es el tiempo total insumido desde que se aísla el tramo fallado hasta que se encuentra reparado listo para entrar en servicio.
- Tiempo para la restitución del servicio [T_{res}]: es el tiempo de maniobras que transcurre desde la reparación hasta la energización del tramo.

Los valores utilizados se obtienen de estándares internacionales, la experiencia del consultor, y datos aportados por UTE. Los mismos son presentados en el punto 2.4.

En otro aspecto cada tramo es caracterizado como transferible o no transferible, en función de si éste puede ser alimentado desde otro punto de la red. De la misma manera se consideran transferibles aquellos tramos del circuito que como consecuencia de la apertura de un seccionador pueden ser realimentados. Tal designación surge del análisis de los planos georeferenciados de las redes reales y de los tipos de dispositivos de protección instalados en la red bajo estudio.

A cada tramo, en función de si es o no transferible, se le asignarán distintas frecuencias y duración de falla tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tramo	Frecuencia	Duración
Transferible	2λ	$T_d + T_{res}$
No transferible	λ	$T_d + T_r + T_{res}$

Los tramos transferibles duplican la frecuencia de corte debido a que, cuando es solucionado el inconveniente que originó la falla deben ser transferidos nuevamente al alimentador original. Es pertinente mencionar que como consecuencia de la transferencia no cuenta el tiempo de reparación de la falla [T_r].

Como elemento de protección básico se considera un interruptor sin recierre por alimentador en la estación transformadora o reconectador según fue informado por UTE.

2.4. DATOS DE FALLA

Los datos utilizados en el presente estudio para frecuencia de falla y duración de falla fueron acordados con UTE. En lo referente a la frecuencia de falla, es sabido que la poda tiene un impacto significativo en las tasas de falla de líneas aéreas y en este punto en particular UTE informó que posee importantes problemas a lo que se suma el estado de las instalaciones (antigüedad, calidad de materiales, etc.) y los problemas causados por las aves.

Por tal motivo es que para líneas aéreas se calcularon los índices de confiabilidad considerando dos escenarios:

- Escenario 1: contempla las tasas de falla reales informadas por UTE en base a un estudio estadístico de dos años. Dado que los índices informados por UTE contemplan la actuación del reconectador, a los efectos de presentarlos sin la influencia de dicho aparato (al igual que los indicados por el Consultor) se dividieron dichos índices por el coeficiente 0.3 (debido a que 70% es el porcentaje de recierres exitosos considerados). Luego en el cálculo de los índices de confiabilidad de la red se tiene en cuenta la actuación de reconectador.
- Escenario 2: contempla tasas de falla basadas en la experiencia del Consultor en la que se considera la topología actual de la red y que la misma se encuentra en óptimo estado de conservación.

A continuación se detallan los valores estándar de tasa de falla y duración por falla para los distintos tipos de instalaciones y escenarios considerados en este estudio:

Elemento	Frecuencia de Fallas UTE	Frecuencia de Fallas ME	Tiempo promedio de duración de falla		
	Fallas/año	Fallas/año	Horas por falla		
			Td *	Tr *	Tres*
Alimentador Primario Aéreo Media Tensión Urbano	0,67/km	0,25/km	1,5	5	1
Alimentador Primario Aéreo Media Tensión Rural	1,02/km	0,37/km	1,5	5	1
Alimentador Primario Subterráneo Media Tensión	0,08 /km	0,08 /km	1.5	16	1
Alimentador Primario Aéreo Media Tensión Montevideo	0,67/km	0,25/km	1	5	0.75
Alimentador Primario Subterráneo Media Tensión Montevideo	0,08 /km	0,08 /km	1	16	0.75

2.5. INDICES

Para las redes en estudio se calculan los índices FMIK y TTIK que permiten cuantificar la calidad del servicio eléctrico que reciben los consumidores.

Estos índices presentan una media ponderada de la frecuencia y duración media de las interrupciones.

El factor utilizado para la ponderación es la potencia de transformación instalada en los tramos de los alimentadores considerados. Esta manera de ponderar presenta la ventaja, respecto de ponderar por usuarios conectados, que caracteriza mejor a los puntos de la red afectados, debido que da mayor importancia a aquellas zonas con mayor potencia instalada, atendiendo al hecho que una interrupción afecta más a los usuarios de mayor consumo. Para la ponderación de los índices de calidad de servicio se consideraron a todos los transformadores que son propiedad de la empresa y de particulares.

A) **FMIK**

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{ei} * P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

n =Tramos del alimentador

λ_{ei} =Cantidad de interrupciones del tramo i [fallas/año]

P_i =Potencia instalada en el tramo considerado [kVA]

B) **TTIK**

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n T_{ei} * P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

T_{ei} =Tiempo de indisponibilidad anual del tramo i [horas/año]

P_i =Potencia instalada en el tramo considerado [kVA]

3. CALCULOS REALIZADOS

3.1. CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD

Los análisis se efectúan partiendo de los alimentadores estudiados y su configuración actual de protecciones, modelando la red según lo indicado en el punto “Modelo de la red”.

Para cada alimentador se construyen tres matrices de $N \times N$, donde N es la cantidad de tramos identificados en la red, conteniendo cada una la siguiente información:

Frecuencia de fallas

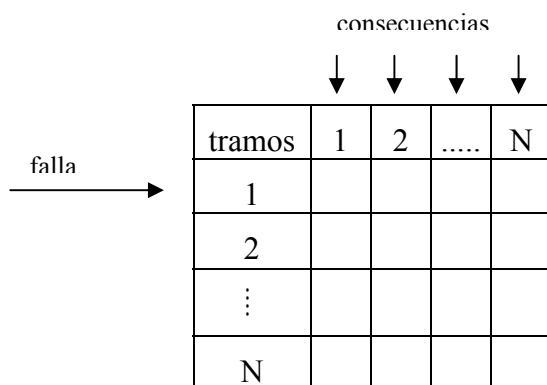
Duración por falla. Esta matriz se compone de tres matrices básicas que contienen la siguiente información:

Duración Td (tiempo de detección de la falla)

Duración Tr (tiempo de reparación de la falla)

Duración Tres (tiempo para el restablecimiento del servicio).

Característica del tramo (transferible - no transferible)



El procedimiento general consiste en provocar fallas activas sobre los elementos de las filas y volcar en cada columna las consecuencias. Las consecuencias se entienden como la frecuencia de falla del tramo que falló, la duración de la reparación o el tipo de tramo, según se este completando la matriz de frecuencia, duración o característica de tramo. Las consecuencias deben ser volcadas a la matriz solamente cuando la falla provocada afecte la continuidad del servicio eléctrico al elemento columna considerado.

3.2. ANÁLISIS DE LOS ALIMENTADORES

Para cada alimentador analizado se calcula, en función de las fallas simuladas, los índices FMIK y TTIK y se verifica que los mismos se encuentren dentro de valores máximos aceptables para este tipo de servicio.

Se utilizaron los siguientes valores máximos aceptables:

<i>Indice</i>	<i>Valor</i>
FMIK (Fallas/Kva-año)	3
TTIK (Horas/kVA-año)	6

En caso de que los índices anteriores no se encuentren dentro de los valores máximos indicados se deberían introducir mejoras en la red.

Estas mejoras pueden consistir, por ejemplo, en el reemplazo de aparatos de maniobra como seccionadores o seccionadores fusibles por otros de mejor desempeño desde el punto de vista de la confiabilidad como reconectores (ver punto 2.2)

Se considera que el sistema de protección óptimo se alcanza cuando la variación del costo de las inversiones iguala la variación del costo de la energía no suministrada para las fallas supuestas.

Para el cálculo de los costos de inversión se considera la anualidad de inversión del equipo considerado en función de su vida útil y del costo actual del equipamiento.

Se deben contemplar los costos del equipamiento propiamente dicho, mano de obra y materiales de montaje, ensayos y puesta en servicio.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

Tal como se aclarara en 2.4, se calcularon los índices de confiabilidad considerando dos escenarios:

Escenario 1: contempla las tasas de falla reales informadas por UTE.

Escenario 2: contempla tasas de falla basadas en la experiencia del Consultor (en la que se considera la topología actual de la red y que la misma se encuentra en óptimo estado de conservación).

También es necesario aclarar que el presente estudio no tiene como alcance la propuesta de mejoras de las instalaciones con el fin de mejorar la confiabilidad.

4.1.1. FLORENCIO SANCHEZ

Los índices de confiabilidad obtenidos para cada alimentador se resumen en la siguiente tabla:

Alimentador	Escenario 1		Escenario 2	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
4035/12	2,53	6,88	0,94	2,66
4035/6	1,83	5,30	0,68	1,96
4035/5	1,14	3,60	0,45	1,51
4035/7	0,83	6,23	0,31	2,30

4.1.2. DURAZNO

Los índices de confiabilidad obtenidos para cada alimentador se resumen en la siguiente tabla:

Alimentador	Escenario 1		Escenario 2	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
4001/6	3,72	12,70	1,89	6,62
4001/7	7,60	20,77	2,88	7,90
4002/4	1,17	8,77	0,44	3,27
4049/6	3,87	11,68	1,48	4,46
4001/2	0,77	2,86	0,41	1,89
4001/3	0,07	0,86	-	-
4001/4	0,18	1,12	-	-
4001/9	0,37	2,70	-	-
4002/2	1,66	7,69	0,62	2,87
4002/3	2,72	10,09	1,21	4,59

4.1.3. LAS PIEDRAS.

Los índices de confiabilidad obtenidos para cada alimentador se resumen en la siguiente tabla:

Alimentador	Escenario 1		Escenario 2	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
5054/2	6,39	34,81	2,31	12,55
5010/7	23,0	150,80	8,42	54,70
5053/5	3,38	22,10	1,21	7,92
5056/1	2,19	15,85	0,79	5,72
5088/1	3,79	27,97	1,37	10,15

4.1.4. MERCEDES

Los índices de confiabilidad obtenidos para cada alimentador se resumen en la siguiente tabla:

Alimentador	Escenario 1		Escenario 2	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
4004/2	26,10	118,71	9,41	42,81
4029/5	9,41	42,81	1,78	8,43
4042/2	0,43	3,23	0,16	1,16
4032/7	3,58	26,82	1,10	8,27

Alimentador	Escenario 1		Escenario 2	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
4004/4	12,48	88,97	4,50	32,09

4.1.5. MONTEVIDEO

Los índices de confiabilidad obtenidos para cada alimentador se resumen en la siguiente tabla:

Alimentador	FMIK	TTIK
25/1	1,49	16,65
24/8	0,25	1,13
25/17	4,26	8,16
14/11	1,05	2,28
3/18	0,51	5,39
24/6	0,34	4,90
38/20	0,11	0,91
24/4	0,90	8,33
14/10	0,48	5,33



DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

COSTOS DE CONEXIÓN, CORTE Y RECONEXIÓN

Informe Final

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)



Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

M 0460

COSTOS DE CONEXIÓN, CORTE Y RECONEXIÓN

Informe Final Revisado

INDICE

1.	OBJETIVO	14
2.	INTRODUCCIÓN	14
3.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	14
4.	COSTOS CALCULADOS	16
5.	RESULTADOS	18
ANEXO DESAGREGACIÓN DE LOS COSTOS DE CONEXIÓN		22
1.	MATERIALES DE CONEXIONES INDIVIDUALES	23
2.	MANO DE OBRA DE CONEXIONES INDIVIDUALES	24
3.	MATERIALES DE CONEXIONES COLECTIVAS	25
4.	MANO DE OBRA DE CONEXIONES COLECTIVAS	26

COSTOS DE CONEXIÓN, CORTE Y RECONEXIÓN

5. OBJETIVO

El objetivo que se propone en este documento, es calcular los Costos de Conexión, Corte y Reconexión del servicio de distribución eléctrica en Uruguay.

6. INTRODUCCIÓN

Los Costos de Conexión comprenden los costos en que debe incurrir la distribuidora para conectar a los nuevos clientes, e incluyen el costo del medidor, transformadores de medición, materiales de la acometida, y mano de obra necesaria para realizar la conexión del usuario a la red.

Por su parte, los Costos de Reconexión comprenden los costos en que debe incurrir la distribuidora, para la reconexión de aquellos clientes sancionados con la suspensión del servicio, y únicamente incluye el costo de mano de obra para su reconexión, ya que se considera existentes todos los elementos de la instalación al momento de la rehabilitación. El costo del servicio de corte es similar al anterior pero referido a los trabajos necesarios para la interrupción del suministro.

Los costos de conexión dependen de los tipos constructivos de las instalaciones de acometida al cliente y del tipo de medidor utilizado.

Por lo anteriormente especificado, es que se proponen como costos de conexión las dos alternativas de acometida (aéreas y subterráneas) para los dos tipos de suministro (monofásicos o trifásico) y para los tres tipos de medición (simple, doble o triple).

7. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Las acometidas se caracterizaron siguiendo los lineamientos del documento “Criterios de diseño para baja tensión” de UTE, y de acuerdo a los tipos de conexiones que actualmente maneja la empresa.

En función de las distintas combinaciones de acometidas y mediciones, surgen los siguientes tipos de conexiones actualmente vigentes en UTE:

TIPO DE CONEXIÓN
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW

TIPO DE CONEXIÓN
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 10kW hasta 20kW
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 10kW y menor a 40kW
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 10kW y hasta 20kW
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 10kW y menor a 40kW
Trifásica, aérea, tarifa triple, desde 10kW hasta 20kW
Trifásica, subterránea, tarifa triple, desde 10kW y menor a 40kW
Trifásica, subterránea, tarifa triple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW
Trifásica, subterránea, tarifa doble, medición indirecta, igual o mayor a 40kW
Trifásica, subterránea, tarifa simple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW
Conexión en 60Kv
Conexión en 30kV tipo interior
Conexión en 30kV tipo aérea
Conexión en 6 o 15kV tipo interior
Conexión en 6 o 15kV tipo aérea

Para potencias de hasta 10 kW se consideraron dos categorías para los tipos constructivos de acometida y medición anteriormente indicados:

- Individuales: acometidas dedicadas exclusivamente a un medidor
- Colectivas: acometidas compartidas por más de un medidor (se consideró hasta 5 medidores).

Esta metodología evita la ponderación entre acometidas comunes y compartidas, y en consecuencia elimina los subsidios cruzados entre los diferentes tipos de tarifas, reflejando el costo que le corresponde exactamente a cada usuario.

Para el costeo se utilizaron los costos unitarios disponibles en la base de datos de materiales de UTE. El resto fueron relevados de los precios vigentes de mercado al momento de efectuar la propuesta entre los principales fabricantes y proveedores del rubro.

En el cálculo de la mano de obra necesaria para la ejecución de las tareas, se consideraron cuadrillas de trabajo típicas (cantidad y categoría) normalmente utilizadas para la ejecución de los trabajos de conexión. Se utilizaron tiempos estándares aceptados como eficientes en base a la experiencia existente en la materia.

Dentro del cálculo del costo de cuadrillas, se incluyeron los costos de los vehículos asociados a los trabajos de conexión, considerando criterios de eficiencia y seguridad operativa para el manejo de los mismos.

En el cálculo del costo de reconexión, se han considerado solamente los costos de mano de obra y equipos necesarios para rehabilitar el servicio, en caso de que el mismo haya sido interrumpido por falta de pago, considerando que son existentes todos los elementos de la instalación al momento de la rehabilitación. En forma similar a lo anteriormente indicado pero para el servicio de corte se calcularon los costos asociados.

8. COSTOS CALCULADOS

En la tabla siguiente se indican los códigos de los tipos constructivos de acometidas utilizados por UTE:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
W1	Acometida aérea 2*6 Cu
W2	Acometida aérea 2*10 Cu
W3	Acometida aérea 4*6 Cu
W4	Acometida aérea 4*16 Cu
W5	Acometida subterránea 4*16 Cu
W6	Acometida subterránea 4*50 Cu
W7	Acometida subterránea 4*150 Al
Z1	P.M. 60kV intemperie
Z2	P.M. 30kV intemperie
Z3	P.M. 15kV intemperie
Z4	P.M. 30kV interior
Z5	P.M. 6kV interior

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
Z6	Medición para P.M. AT y MT
Z7	Medición BT Monof. Tarifa Simple
Z8	Medición BT Monof. Tarifa Doble
Z9	Med. BT Trif. T. Simple P<10kW
Z10	Med. BT Trif. T. Simple P>10kW
Z11	Med. BT Trif. T. Doble P<10kW
Z12	Med. BT Trif. T. Doble P>10kW
Z13	Med. BT Trif. T. Triple P>10kW
Z14	Med. BT P>40kW ind. Triple Tarifa
Z15	Med. BT P>40kW ind. Doble Tarifa
Z16	Med. BT P>40kW ind. Simple Tarifa

Para las diferentes categorías de costos de conexión UTE utiliza las siguientes combinaciones:

TIPO DE CONEXIÓN	ACOM	MED
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	W1	Z7
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	W5	Z7
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	W1	Z8
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	W5	Z8
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	W3	Z9
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	W5	Z9
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	W3	Z11
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	W5	Z11
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 10kW hasta 20kW	W4	Z10
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 10kW y menor a 40kW	W6	Z10
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 10kW y hasta 20kW	W4	Z12
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 10kW y menor a 40kW	W6	Z12
Trifásica, aérea, tarifa triple, desde 10kW hasta 20kW	W4	Z13

TIPO DE CONEXIÓN	ACOM	MED
Trifásica, subterránea, tarifa triple, desde 10kW y menor a 40kW	W6	Z13
Trifásica, subterránea, tarifa triple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	W7	Z14
Trifásica, subterránea, tarifa doble, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	W7	Z15
Trifásica, subterránea, tarifa simple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	W7	Z16
Conexión en 60Kv	Z1	Z6
Conexión en 30kV tipo interior	Z4	Z6
Conexión en 30kV tipo aérea	Z2	Z6
Conexión en 6 o 15kV tipo interior	Z5	Z6
Conexión en 6 o 15kV tipo aérea	Z3	Z6

Para la categoría monofásica, subterránea, tarifa simple desde 3.3 kW hasta 8.8 kW, se utiliza un cable tetrapolar de 16 mm² (código W5). Se considera que debería utilizarse un cable adecuado para un suministro monofásico a los efectos de que la acometida esté adecuada al tipo de demanda que abastece, por este motivo se propone un cable de 2x6 mm² similar a la acometida monofásica.

Para la trifásica subterránea, tarifa doble desde 7.6 kW y menor a 10 kW se utiliza un cable de acometida de 4x16 mm². Esto no resulta consistente con la sección utilizada para el mismo rango de potencias en la variante área. Por tal motivo se propone utilizar para esta acometida un cable de 4x6 mm² en forma similar que para la categoría de potencia homóloga pero aérea.

Para las acometidas individuales se ha considerado un 100% de los costos de la acometida asociado al medidor.

Para las colectivas (considerado hasta potencias de 10 kW) se ha considerado hasta 5 medidores comunes por lo que se asignó un 20% del costo de la acometida a cada medidor asociado a la misma.

Para los servicios de corte y rehabilitación sólo se ha considerado el costo de mano de obra asociado al medidor.

9. RESULTADOS

Del estudio realizado, surge el siguiente cuadro con los Costos de Conexión para acometidas individuales (todos los costos están expresados en USD):

COSTOS INDIVIDUALES	Materiales	Mano de Obra	TOTAL
---------------------	------------	--------------	-------

COSTOS INDIVIDUALES	Materiales	Mano de Obra	TOTAL
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 62,2	\$ 25,0	\$ 87,2
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 139,7	\$ 99,5	\$ 239,1
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 142,9	\$ 28,2	\$ 171,1
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	\$ 227,6	\$ 102,7	\$ 330,3
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 110,0	\$ 32,7	\$ 142,7
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 188,1	\$ 104,9	\$ 293,1
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 338,9	\$ 35,9	\$ 374,8
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 407,1	\$ 108,1	\$ 515,3
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 10kW hasta 20kW	\$ 219,8	\$ 38,2	\$ 258,1
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 10kW y menor a 40kW	\$ 247,1	\$ 54,2	\$ 301,2
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 10kW y hasta 20kW	\$ 448,8	\$ 41,4	\$ 490,2
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 10kW y menor a 40kW	\$ 476,0	\$ 57,4	\$ 533,3
Trifásica, aérea, tarifa triple, desde 10kW hasta 20kW	\$ 527,2	\$ 41,4	\$ 568,6
Trifásica, subterránea, tarifa triple, desde 10kW y menor a 40kW	\$ 554,5	\$ 57,4	\$ 611,8
Trifásica, subterránea, tarifa triple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	\$ 730,5	\$ 276,3	\$ 1.006,7
Trifásica, subterránea, tarifa doble, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	\$ 671,0	\$ 273,1	\$ 944,0
Trifásica, subterránea, tarifa simple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	\$ 442,1	\$ 269,9	\$ 712,0
Conexión en 60kV	\$ 96.494,9	\$ 25.633,6	\$ 122.128,5
Conexión en 30kV tipo interior	\$ 116.446,7	\$ 55.710,4	\$ 172.157,1
Conexión en 30kV tipo aérea	\$ 36.992,4	\$ 12.572,2	\$ 49.564,6
Conexión en 6 o 15kV tipo interior	\$ 33.736,4	\$ 13.620,8	\$ 47.357,2
Conexión en 6 o 15kV tipo aérea	\$ 23.754,0	\$ 4.136,5	\$ 27.890,5

El cuadro siguiente muestra los costos de conexión para acometidas colectivas:

COSTOS COLECTIVOS	MATERIALES	MANO DE OBRA	TOTAL
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 47,6	\$ 24,6	\$ 72,2
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 125,3	\$ 21,1	\$ 146,4
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	\$ 128,3	\$ 27,8	\$ 156,1
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 85,8	\$ 23,4	\$ 109,2
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 88,8	\$ 30,0	\$ 118,8
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 314,7	\$ 26,6	\$ 341,3
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 317,7	\$ 33,2	\$ 350,9

La detallada discriminación de los costos propuestos para UTE tiene como consecuencia una asignación de costos que responde exactamente a cada tipo de acometida. Como consecuencia, de ello resulta una marcada diferenciación entre los distintos tipos considerados dadas las diferentes técnicas de medición (directa o indirecta), tipos de medidores (tarifa simple, doble o triple).

En el cuadro siguiente se muestran los costos del Servicio de rehabilitación y de corte del servicio:

COSTOS REHABILITACIÓN DEL SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 7,5
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 7,5
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	\$ 10,7
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	\$ 10,7
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 12,4
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 12,4
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 15,6
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	\$ 15,6
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 10kW hasta 20kW	\$ 17,4

COSTOS REHABILITACIÓN DEL SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 10kW y menor a 40kW	\$ 17,4
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 10kW y hasta 20kW	\$ 20,6
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 10kW y menor a 40kW	\$ 20,6
Trifásica, aérea, tarifa triple, desde 10kW hasta 20kW	\$ 20,6
Trifásica, subterránea, tarifa triple, desde 10kW y menor a 40kW	\$ 20,6
Trifásica, subterránea, tarifa triple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	\$ 151,7
Trifásica, subterránea, tarifa doble, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	\$ 151,7
Trifásica, subterránea, tarifa simple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	\$ 151,7
Conexión en 60kV	\$ 151,7
Conexión en 30kV tipo interior	\$ 151,7
Conexión en 30kV tipo aérea	\$ 151,7
Conexión en 6 o 15kV tipo interior	\$ 151,7
Conexión en 6 o 15kV tipo aérea	\$ 151,7

**ANEXO
DESAGREGACIÓN DE LOS COSTOS DE CONEXIÓN**

1. MATERIALES DE CONEXIONES INDIVIDUALES

Valores en US\$

MATERIALES DE CONEXIÓN	Materiales. y equip.	Varios	Ing. y s
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	50,7	0,0	
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	100,9	0,0	
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	116,6	0,0	
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	185,7	0,0	
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	89,7	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	153,5	0,0	
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	276,5	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	325,3	0,0	
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 10kW hasta 20kW	179,4	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 10kW y menor a 40kW	201,6	0,1	
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 10kW y hasta 20kW	366,2	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 10kW y menor a 40kW	388,4	0,1	
Trifásica, aérea, tarifa triple, desde 10kW hasta 20kW	430,3	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa triple, desde 10kW y menor a 40kW	452,5	0,1	
Trifásica, subterránea, tarifa triple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	596,4	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa doble, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	547,8	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa simple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	361,0	0,0	
Conexión en 60kV	73027,4	1006,5	119
Conexión en 30kV tipo interior	85079,0	594,7	169
Conexión en 30kV tipo aérea	26972,6	423,4	47
Conexión en 6 o 15kV tipo interior	24466,9	20,9	45
Conexión en 6 o 15kV tipo aérea	17613,9	235,1	26

Nota:

- Se consideró para la Monofásica Subterránea Tarifa Simple, 2x6 en lugar de 4x16 (costo considerado de 2x6 1.26US\$/m)
- Para la Trifásica Subterránea Tarifa Doble de 7.6 kW a 10 kW, se consideró 4x6 en lugar de 4x16 (costo considerado 4x6 1.92US\$/m)

2. MANO DE OBRA DE CONEXIONES INDIVIDUALES

Valores en US\$

MANO DE OBRA	OC y Mont.	C. Sociales	Varios e Imprevistos	Total
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	18,6	4,1	2,3	25,0
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	71,5	19,0	9,0	99,5
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	21,0	4,1	3,0	28,1
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	73,9	19,0	9,8	102,7
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	25,1	4,7	3,0	32,8
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	76,4	19,0	9,5	104,9
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	27,5	4,7	3,7	35,9
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	78,9	19,0	10,3	108,2
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 10kW hasta 20kW	30,1	4,7	3,5	38,3
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 10kW y menor a 40kW	40,7	8,5	4,9	54,1
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 10kW y hasta 20kW	32,5	4,7	4,2	41,4
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 10kW y menor a 40kW	43,2	8,5	5,7	57,4
Trifásica, aérea, tarifa triple, desde 10kW hasta 20kW	33,5	4,7	3,2	41,4
Trifásica, subterránea, tarifa triple, desde 10kW y menor a 40kW	44,1	8,5	4,7	57,3
Trifásica, subterránea, tarifa triple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	191,5	60,2	24,5	276,2
Trifásica, subterránea, tarifa doble, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	188,3	60,2	24,5	273,0
Trifásica, subterránea, tarifa simple, medición indirecta, igual o mayor a 40kW	185,1	60,2	24,5	269,8
Conexión en 60kV	18897,3	4405,9	2330,3	25633,5
Conexión en 30kV tipo interior	42066,7	8579,1	5064,6	55710,4
Conexión en 30kV tipo aérea	8799,1	2630,2	1142,9	12572,2
Conexión en 6 o 15kV tipo interior	9890,0	2492,6	1238,3	13620,9
Conexión en 6 o 15kV tipo aérea	2746,6	1013,9	376,0	4136,5

3. MATERIALES DE CONEXIONES COLECTIVAS

Valores en US\$

MATERIALES DE CONEXIÓN	Mat. Y equipos.	Varios	Ing. y s
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	36,8	0,0	
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	38,8	0,0	
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8kW	102,7	0,0	
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	104,6	0,0	
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	70,4	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	72,4	0,0	
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	257,2	0,0	
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	259,2	0,0	

4. MANO DE OBRA DE CONEXIONES COLECTIVAS

Valores en US\$

MANO DE OBRA	OC y Mont.	C. Sociales	Varios e Imprevistos	Total
Monofásica, aérea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	10,8	4,7	2,5	17,9
Monofásica, subterránea, tarifa simple, desde 3,3 hasta 8,8kW	12,1	8,5	3,9	24,5
Monofásica, aérea, tarifa doble, desde 3,3 hasta 8,8Kw	13,2	4,7	3,2	21,1
Monofásica, subterránea, tarifa doble, desde 3,3kW hasta 8,8kW	14,6	8,5	4,7	27,8
Trifásica, aérea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	15,7	4,7	3,0	23,4
Trifásica, subterránea, tarifa simple, desde 7,6kW y menor a 10kW	17,1	8,5	4,4	30,0
Trifásica, aérea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	18,2	4,7	3,7	26,6
Trifásica, subterránea, tarifa doble, desde 7,6kW y menor a 10kW	19,5	8,5	5,2	33,2



DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

COSTOS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Informe Final Revisado

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)



Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

M 0460

COSTOS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Informe Final Revisado

INDICE

1.	INFORMACIÓN BÁSICA Y COMPONENTES DE PRECIOS	30
1.1.	<i>Costos de Instalaciones</i>	30
1.2.	<i>Cadena de precios</i>	31
2.	ANÁLISIS DE RUBROS DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS	32
2.1.	<i>Precio de los materiales</i>	32
2.1.1.	Comparación con los precios de UTE	35
2.1.2.	Criterio general de revisión de precios	35
2.1.3.	Conclusiones sobre las comparaciones realizadas	38
2.2.	<i>Costo de la Mano de Obra</i>	38
2.2.1.	Metodología de Comparación	38
2.2.2.	Comparación con valores en el Uruguay	38
2.2.3.	Conclusiones	39
2.3.	<i>Ingeniería y Administración</i>	39
2.4.	<i>Varios e Imprevistos</i>	39
2.5.	<i>Intercalares</i>	39
2.6.	<i>Servidumbres y Terrenos e Impuestos</i>	40
2.7.	<i>Totales</i>	40
2.8.	<i>Consideraciones adicionales para el cálculo del VNR</i>	43
2.8.1.	Redes aéreas de MT distribución primaria	43
2.8.2.	Módulos de transformación de distribución	44
2.8.3.	Redes aéreas de Subtransmisión	44
2.8.4.	Redes Subterráneas de Subtransmisión	47
2.8.5.	Estaciones transformadoras de Subtransmisión	47
2.8.6.	Bancos de Capacitores	48

COSTOS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

INFORMACIÓN BÁSICA Y COMPONENTES DE PRECIOS

La información básica utilizada para la definición de los costos de las unidades constructivas fue la siguiente:

- Costos de unidades constructivas y materiales adquiridos por UTE (“Costos de Instalaciones.xls” y “Materiales UTE.xls”)
- Cadena de gravámenes, impuestos, seguros y traslados que se aplican a algunos materiales desde los precios FOB hasta definir el costo total para UTE, y documentos explicativos con detalles específicos de esta cadena de costos (“Detalle costos de compras.xls”, “Descripción ampliada de costos.doc”, Planilla Costos de Compras.doc” y “Comparación de costos materiales.doc”).
- Base de Datos propia del Consultor, elaborada en base a información suministrada por distintos proveedores.

Por otra parte, este documento toma en cuenta las conclusiones de la revisión de precios de instalaciones llevada a cabo entre UTE y el Consultor, a partir de las primeras estimaciones realizadas por éste último (Informe de Discusión - Setiembre de 2001).

COSTOS DE INSTALACIONES

Para la gran mayoría de los elementos que conforman las instalaciones se dispone de información suministrada por UTE donde se detallan los costos de los principales rubros de unidades constructivas. Estos rubros son:

- Materiales UTE. En este rubro figuran todos los materiales considerados estratégicos, es decir, aquellos materiales que UTE adquiere directamente al fabricante o importador y que por su volumen o relevancia necesitan de la intervención de la empresa.
- Materiales Contratista. Corresponde a los materiales complementarios a los materiales UTE. Éstos son encargados directamente al contratista responsable de llevar a cabo la instalación.
- Mano de Obra. En este rubro están incluidos diversos componentes, además de los específicos relativos a los recursos humanos utilizados en la instalación de la unidad constructiva. Estos diversos componentes son los costos de materiales a granel, la ingeniería propia del contratista, y los beneficios brutos.
- Cargas sociales UTE. Incluye los costos laborales que UTE paga directamente al BPS. Dado que este rubro constituye el 86% de lo que realmente percibe el trabajador, se puede deducir del mismo el costo neto de la mano de obra.
- Ajuste: corresponde a las alzas o bajas de los precios de los contratos, respecto a los

precios del SGD (sistema de gestión de distribución). Afecta a los rubros Materiales Contratista, Mano de Obra y Cargas Sociales, por lo que el monto total de Ajuste se distribuyó entre dichos rubros proporcionalmente a sus valores originales.

- Impuestos.
 - COFIS. Este impuesto grava con el 3% los materiales. También grava con el 3% los materiales incorporados a un servicio cuando estos representan más de un 15%. Para el caso de UTE, la aplicación del COFIS, es la siguiente:
 - Sobre la totalidad de los materiales UTE.
 - Sobre lo pago al Contratista (Materiales Contratista + Mano de Obra), en el caso de que los materiales incluidos en estos rubros tengan una incidencia superior al 15%. En este caso el 3% se calcula sobre la cuota parte de materiales.
 - ICOME. Corresponde al 2% de la proporción del costo de los materiales UTE que se pagan en moneda extranjera (el 82.5%).
- Servidumbres y terrenos. Incluye los valores promedios reconocidos para la servidumbre, en caso de tendido de líneas, y compra del terreno, en caso de estaciones transformadoras.
- Varios e imprevistos. Es la cifra utilizada para el cierre de los costos. Incluye todos los costos de los tiempos o materiales no tenidos en cuenta en los presupuestos originales.
- Ingeniería y Administración. Están comprendidos los costos propios de la empresa para proyectar y programar las obras, las inspecciones de obra y los gastos administrativos referidos a la compra y almacenamiento de materiales y contratación de obras.
- Intercalares. Se asumen en este rubro, los costos financieros que incurre la empresa desde el momento que comienza a asignar dinero a las obras hasta que éstas estén en producción. UTE los estima en un 5% del valor total.

Adicionalmente a la descripción de los costos de las instalaciones se dispone de un detalle minucioso de los materiales, de donde se obtuvieron los costos de los principales componentes de las unidades constructivas.

Con respecto a los bancos de capacitores, no se dispone de datos de UTE; por lo que se utilizó como fuente la información suministrada directamente por fabricantes.

CADENA DE PRECIOS

Esta cadena de precios se utiliza para explicitar los gravámenes, impuestos, seguros y traslados que se aplican a algunos materiales, partiendo de los precios FOB, para obtener el costo en obra para UTE.

De esta información es posible estimar los costos adicionales (al precio FOB) para obtener el costo total de UTE, que se resumen en: costos de transporte, seguro, gastos de introducción y transporte interno.

ANÁLISIS DE RUBROS DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

PRECIO DE LOS MATERIALES

Debido a la gran cantidad de componentes en las distintas unidades constructivas, resulta razonable analizar el costo de aquellos componentes clave en las unidades constructivas. Estos son:

- Transformadores
- Conductores desnudos
- Cables preensamblados
- Cables armados subterráneos
- Postes de suspensión y retención

Tomando como punto de partida los precios FOB de los materiales presentados, el consultor propone determinar la incidencia de cada uno de los componentes de la cadena de precios mediante una relación directa con el precio FOB.

Esto se debe fundamentalmente que dada la probable diversidad de procedencias de estos materiales, es razonable definir un valor medio de la incidencia de cada uno de estos costos tomando en cuenta la información suministrada por UTE.

Así se construye una cadena de precios adoptando porcentajes para los costos adicionales con relación a los precios FOB de referencia disponibles por el consultor.

Este ejercicio se presenta en las siguientes tablas:

Material	Cond. ACSR AlAc125	Cond. ACSR AlAc 95	Cond. ACSR AlAc 50	Cond. ACSR Al 25
Pais de origen	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina
Costos Fabricante	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
FOB	1,46	1,22	0,76	0,39
Ensayos de tipo	0%	0%	0%	0%
Ensayos de recepción				
Subtotal Fabricante	1,46	1,22	0,76	0,39
Costos de Traslado	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Subtotal Traslado	0,10	0,08	0,05	0,03
Costos de gravámenes legales	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Subtotal gravámenes legales	0,02	0,02	0,01	0,01
Costos forma de pago	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Subtotal forma de pago	0,003	0,003	0,002	0,001
Costos seguro	0,23%	0,23%	0,23%	0,23%
Subtotal Seguro	0,004	0,003	0,002	0,001
Total costo para UTE	1,59	1,33	0,83	0,42
Factor para pasar a FOB	0,92	0,92	0,92	0,92

Material	Tr. 10 MVA 30/6 kV	Tr. 7,5 MVA 60/15 kV	Tr. 7,5 MVA 30/15 kV	Tr. 3,75 MVA 30/15 kV	Tr. 1,5 MVA 30/15 kV
Pais de origen	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina
Costos Fabricante	90,6%	90,6%	90,6%	90,6%	90,6%
FOB	73800,00	75.000,00	47.200,00	27.500,00	15.400,00
Ensayos de tipo	2%	2%	2%	2%	2%
Ensayos de recepción					
Subtotal Fabricante	75.276,00	76.500,00	48.144,00	28.050,00	15.708,00
Costos de Traslado	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
Subtotal Traslado	6.398,46	6.502,50	4.092,24	2.384,25	1.335,18
Costos de gravámenes legales	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Subtotal gravámenes legales	1.225,12	1.245,04	783,54	456,51	255,65
Costos forma de pago	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Subtotal forma de pago	201,722	205,002	129,014	75,167	42,094
Costos seguro	0,23%	0,23%	0,23%	0,23%	0,23%
Subtotal Seguro	194,003	197,157	124,078	72,291	40,483
Total costo para UTE	83.295,30	84.649,70	53.272,88	31.038,22	17.381,40
Factor para pasar a FOB	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89

Material	Tr. MT/BT 1000 kVA	Tr. MT/BT 630 kVA	Tr. MT/BT 400 kVA	Tr. MT/BT 250 kVA	Tr. MT/BT 160 kVA	Tr. MT/BT 100 kVA
Pais de origen	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina
Costos Fabricante	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%
FOB	9.700,00	6.800,00	4.800,00	3.850,00	2.950,00	2.300,00
Ensayos de tipo	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ensayos de recepción						
Subtotal Fabricante	9.700,00	6.800,00	4.800,00	3.850,00	2.950,00	2.300,00
Costos de Traslado	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Subtotal Traslado	657,64	461,02	325,43	261,02	200,00	155,93
Costos de gravámenes legales	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Subtotal gravámenes legales	139,24	97,61	68,90	55,26	42,35	33,01
Costos forma de pago	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Subtotal forma de pago	25,329	17,756	12,534	10,053	7,703	6,006
Costos seguro	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%
Subtotal Seguro	22,858	16,024	11,311	9,072	6,952	5,420
Total costo para UTE	10.545,06	7.392,41	5.218,17	4.185,41	3.207,00	2.500,38

Factor para pasar a FOB	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
-------------------------	------	------	------	------	------	------

Material	Cable BT 1x150	Cable BT 1x240	Cable MT H8000170	Preens. BT 3 x 95 mm2	Preens. BT 3x 50 mm2
Pais de origen	Chile	Chile	Argentina	Argentina	Argentina
Costos Fabricante	86,9%	86,9%	82,9%	86,3%	86,3%
FOB	6,80	10,11	18,40	2,39	3,80
Ensayos de tipo	0%	0%	0%	0%	0%
Ensayos de recepción					
Subtotal Fabricante	6,80	10,11	18,40	2,39	3,80
Costos de Traslado	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Subtotal Traslado	0,46	0,69	1,25	0,16	0,26
Costos de gravámenes legales	6,8%	6,8%	1,5%	1,5%	1,5%
Subtotal gravámenes legales	0,50	0,74	0,29	0,04	0,06
Costos forma de pago	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Subtotal forma de pago	0,017	0,025	0,044	0,006	0,009
Costos seguro	0,09%	0,09%	0,32%	0,34%	0,34%
Subtotal Seguro	0,007	0,011	0,064	0,009	0,014
Total costo para UTE	7,78	11,57	20,05	2,60	4,14

Factor para pasar a FOB	0,87	0,87	0,92	0,92	0,92
-------------------------	------	------	------	------	------

Material	Cable BT 1x150	Cable BT 1x240	Cable MT H8000170
Pais de origen	Chile	Chile	Argentina
Costos Fabricante	86,9%	86,9%	82,9%
FOB	6,80	10,11	18,40
Ensayos de tipo	0%	0%	0%
Ensayos de recepción			
Subtotal Fabricante	6,80	10,11	18,40
Costos de Traslado	6,8%	6,8%	6,8%
Subtotal Traslado	0,46	0,69	1,25
Costos de gravámenes legales	6,8%	6,8%	1,5%
Subtotal gravámenes legales	0,50	0,74	0,29
Costos forma de pago	0,2%	0,2%	0,2%
Subtotal forma de pago	0,017	0,025	0,044
Costos seguro	0,09%	0,09%	0,32%
Subtotal Seguro	0,007	0,011	0,064
Total costo para UTE	7,78	11,57	20,05
Factor para pasar a FOB	0,87	0,87	0,92

COMPARACIÓN CON LOS PRECIOS DE UTE

Se utiliza como base del análisis por comparación los precios presentados por la empresa en las planillas de cálculo presentadas por UTE.

Estos costos se comparan con precios elaborados a partir de precios FOB de la base de datos propia del consultor y la cadena de precios estimada, de acuerdo a los resultados obtenidos en el numeral anterior.

A continuación se presentan las comparaciones realizadas para: transformadores de distribución, transformadores de subtransmisión, cables desnudos, cables preensamblados, cables armados subterráneos y postes de suspensión y retención.

CRITERIO GENERAL DE REVISIÓN DE PRECIOS

Dada la metodología de cálculo de los precios de referencia del consultor, y la dispersión de los resultados que pueden obtenerse (variaciones de los precios FOB y costos de transporte desde distintos orígenes) se considera razonable asumir los precios de materiales suministrados por UTE, cuando éstos últimos no superen en un 20% a los precios de referencia del consultor.

Transformadores de Distribución

Los datos de precios FOB del consultor corresponden a cotizaciones del fabricante argentino Tadeo Czerweny.

Sobre los precios FOB, se aplican los coeficientes correspondientes de flete y seguros, y de aranceles aduaneros. Se llega a los precios detallados.

Se comparan los precios puestos en obra de varios transformadores de intemperie de relación de tensiones 15 / 0.4 kV indicados por UTE.

<i>Transformador</i>	<i>Precio UTE USD</i>	<i>Precio propuesto por consultor USD</i>
400 kVA	5.853	5.218
250 kVA	3.921	4.185
160 kVA	3.889	3.207
100 kVA	2.079	2.500

Se observa que en los casos comparados, los costos de UTE se mantienen en la franja de aceptación. Por lo tanto, se asumen los precios de UTE para los transformadores de distribución.

Transformadores de Subtransmisión

Los datos de precios FOB son tomados de presupuestos de Tadeo Czerweny.

Sobre los precios FOB, se le practican los coeficientes correspondientes de flete y seguros, y de aranceles aduaneros, llegando a los precios detallados y a la siguiente comparación con los precios de UTE.

<i>Transformador</i>	<i>Precio UTE USD</i>	<i>Precio propuesto por consultor USD</i>
1.5 MVA 30/15	31.200	17.381
3.75MVA 30/15	48.000	31.038
7.5 MVA 30/15	57.390	53.272
7.5 MVA 60/15	115.000	114.650 (1)
10 MVA 30/6	91.400	83.295

(1) Incluye conmutador bajo carga

Los transformadores de baja potencia (1.5 MVA y 3.75 MVA) están fuera de la franja de aceptación, por lo que en esos casos se toma en cuenta el precio de referencia del consultor. Para los transformadores de media y alta potencia (7.5 y 10MVA) se asumen los precios suministrados por UTE.

Conductores “Desnudos”

Los datos de precios FOB derivan de relevamientos propios del consultor en el mercado argentino.

A los precios FOB de referencia se aplican los coeficientes correspondientes de flete y seguros, y de aranceles aduaneros. Se llega a los precios detallados y a la siguiente comparación con los precios de UTE.

<i>Conductor</i>	<i>Precio UTE USD</i>	<i>Precio propuesto por consultor USD</i>
<i>Al/Ac 125/30</i>	<i>1.02</i>	<i>1.59</i>
<i>Al/Ac 95/15</i>	<i>0.75</i>	<i>1.33</i>
<i>Al/Ac 50/8</i>	<i>0.41</i>	<i>0.83</i>
<i>Al/Ac 25/4</i>	<i>0.21</i>	<i>0.42</i>

Los valores presentados por UTE están por debajo de los precios de referencia del consultor, por lo que se asumen en todos los casos.

Cables Preensamblados

Para algunas secciones de los cables preensamblados utilizados en la distribución secundaria de baja tensión, se presenta la siguiente comparación.

Los datos de precios FOB derivan de relevamientos propios del consultor en el mercado argentino.

Sobre los precios FOB, se le practican los coeficientes correspondientes de flete y seguros, y de aranceles aduaneros. Se llega a los precios detallados.

<i>Conductor</i>	<i>Precio UTE USD</i>	<i>Precio propuesto por consultor USD</i>
<i>3 x 95 + 1 x 50</i>	<i>3.43</i>	<i>4.14</i>
<i>3 x 50 + 1 x 50</i>	<i>2.20</i>	<i>2.60</i>

Análogamente al caso anterior, los valores presentados por UTE se consideran adecuados.

Cables Armados Subterráneos

En el caso de los cables armados subterráneos, no es habitual la producción de cables de aluminio en la región (Argentina y Brasil). Las únicas referencias regionales disponibles corresponden a metariales producidos en Chile, que muestran precios con fuertes diferencias en relación a los sugeridos por UTE.

No obstante, el consultor ha constatado la razonabilidad de los precios sugeridos por UTE a partir de precios de comercialización en América Central.

Postes de Suspensión y Retención

Para algunos postes utilizados en la construcción de redes de distribución, se presenta la siguiente comparación de los precios unitarios.

<i>Postes</i>	<i>Precio UTE USD</i>	<i>Precio propuesto por consultor USD</i>
<i>H° A° 12 mts</i>	<i>313</i>	<i>302</i>
<i>H° A° 7.5 mts</i>	<i>118</i>	<i>143</i>

<i>Eucalipto 10 mts</i>	50	83
-------------------------	-----------	-----------

Los valores presentados por UTE están dentro de la franja de aceptación.

CONCLUSIONES SOBRE LAS COMPARACIONES REALIZADAS

En carácter general se observa que la estrategia de UTE en la adquisición centralizada de los “materiales de línea” puede considerarse eficiente. Esto se ve reflejado al obtener buenos precios de compra en la mayoría de los materiales analizados.

En ese sentido, se procederá a un ajuste en los precios de las unidades constructivas que contienen los siguientes materiales:

- Transformadores de MT 1.5 MVA – 30/15
- Transformadores de MT 3.75MVA – 30/15

El hecho de que en estos casos los precios sugeridos por UTE sean sensiblemente superiores a los de referencia del consultor, puede reflejar el hecho de que la empresa adopta para la compra de transformadores una fórmula que combina el precio de compra de los transformadores y los porcentajes de pérdidas. En la medida que las compras que UTE efectúa derivadas de esta fórmula (presumiblemente con porcentajes de pérdidas inferiores a las de los transformadores de referencia) sean óptimas, representarán una disminución de costos globales con respecto a la referencia adoptada.

COSTO DE LA MANO DE OBRA

METODOLOGÍA DE COMPARACIÓN

A los fines de analizar específicamente el costo de los recursos humanos utilizados en la instalación de cada unidad constructiva se realizan los siguientes pasos.

A partir de las cargas sociales de la mano de obra presentada por UTE, se estima la remuneración neta percibida por el trabajador, considerando este rubro como el 86% del mismo.

Se ajustan las referencias disponibles de costos de mano de obra en Argentina por la relación de salarios Uruguay/Argentina¹, para obtener un costo salarial comparable con el de UTE.

COMPARACIÓN CON VALORES EN EL URUGUAY

A tal efecto, se compararon los salarios declarados por la Cámara de la Construcción de Uruguay y de Argentina, para especialista, oficial, medio oficial y peón.

Se debe considerar en este punto el carácter oficial de la remuneración en el caso uruguayo, y el carácter formal pero no real de la remuneración en el caso argentino. Formalmente

¹ Se comparan salarios medios de Argentina y los de la cámara de la construcción de Uruguay, analizando valores netos, libres de cargas sociales y cualquier otro gravamen local.

hablando las remuneraciones Argentinas están un 10 % superiores a las uruguayas, pero el carácter real de las mismas, con las cuales se establece el costo de mano de obra desde el punto de vista de un contratista es hasta de un 30 % inferior a la formal, debido al estado de recesión y desempleo que persiste en Argentina.

Si bien esta situación también se puede reflejar en Uruguay, dado que la contratación la controla una entidad oficial, es de esperar que la remuneración real que percibe el trabajador uruguayo sea similar a la oficial.

Por esta razón se admite que los costos mano de obra² en Uruguay sean hasta del 20% superior a la Argentina.

CONCLUSIONES

Analizando las unidades constructivas se observa que en general el rubro mano de obra (valores corregidos con el término Ajuste) se encuentra dentro de los límites razonables de aceptación.

La constatación anterior es consistente con la estructura atomizada que muestra el mercado uruguayo de subcontratistas de obras, cuyos precios y costos sometidos a una intensa competencia se reflejan en los valores obtenidos en las licitaciones de UTE.

INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN

En los costos de unidades constructivas existe un rubro relacionado con la ingeniería y administración de las obras. Este rubro incluye los gastos internos de UTE para atender centralizadamente la ingeniería, los controles de obras, la administración de las compras, etc. (normativas generales aplicables a todos los proyectos). Se considera que estos costos no están directamente relacionados con una obra en particular, y por lo tanto no corresponde activarlos en la consideración de precios unitarios.

Sí corresponde tomar en cuenta los costos de ingeniería y administración de cada obra en particular, que se estimarán como un porcentual del valor total de la obra. En función del reconocimiento de las tareas profesionales, sobre diseño de detalle (proyecto ejecutivo), conducción, control y administración de obra practicada en la construcción, este porcentaje se estima en 12 %, de acuerdo a estándares internacionales.

VARIOS E IMPREVISTOS

Se aplica un porcentaje del 10% a los rubros Materiales Contratista, Mano de Obra y Cargas Sociales.

INTERCALARES.

Los gastos intercalares se mantienen como un 5% del valor de la obra.

² Incluyendo la cuota parte asignada del Ajuste.

SERVIDUMBRES Y TERRENOS E IMPUESTOS.

Se considera que estos items son particulares del país de la empresa, por lo que no es apropiado someterlo a comparaciones internacionales. Por ende, serán tenidos en cuenta en toda su magnitud.

TOTALES.

Sobre la planilla original, se realizan los ajustes correspondientes en las columnas de Materiales UTE, Varios e Imprevistos, y Administración e Ingeniería, y se obtienen los nuevos valores totales a utilizar para la valorización a nuevo de las instalaciones.

A continuación se presenta la tabla de resultados obtenidos del análisis anterior.

COSTOS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Valores em U\$S de 2001

Código	Unidad Constructiva	Mat UTE corregido	Mat Contrat.	M.de Obr	C. Sociales	Imprevistos	Ing. y Adm.	Serv. y Terrenos	Impuestos	Intercalares	Total propuesto
A	60/15 2*7.5 MVA Intemperie	636005	62696	292519	74033	42925	132981	25000	35758	65096	1367014
B	60/15 1*7.5 MVA Intemperie	353275	37810	230658	57029	32550	85358	25000	21053	42137	884869
C	30/15 2*7.5 MVA Intemperie	416321	68772	261482	64539	39479	102071	25000	25276	50147	1053087
D	30/15 1*7.5 MVA Intemperie	222025	40909	163077	40718	24470	58944	25000	13990	29457	618589
D1	30/15 1*3.75 MVA Intemperie	195672	40909	162864	40607	24438	55739	25000	12764	27900	585893
D2	30/15 1*1.5 MVA Intemperie	170905	39888	160916	40297	24110	52334	25000	11545	26250	551244
E	30/6 3*10 MVA Interior	1041620	74421	414928	84924	57427	200799	200000	57444	106578	2238142
E1	30/6 2*10 MVA Interior	698635	53022	319054	65762	43784	141631	200000	39255	78057	1639200
E2	30/6 1*10 MVA Interior	353273	32010	282216	59538	37376	91730	200000	21995	53907	1132044
F	30/15 2*7.5 MVA Interior	584879	52521	318973	65720	43721	127898	100000	33949	66383	1394044
G	30/15 1*7.5 MVA Interior	296395	31760	282176	59517	37345	84863	100000	19342	45570	956967
G1	30/15 1*3.75 MVA Interior	271160	32010	282006	59429	37344	81834	100000	18177	44098	926058
H	30/6 1*10 MVA Ext- Int	319437	36633	259969	58064	35467	85148	50000	20125	43242	908087
I	30/6 2*10 MVA Ext- Int	598379	61251	341366	75102	47772	134864	50000	35171	67195	1411101
J	30/15 1*7.5 MVA Ext- Int	261752	36633	259969	58064	35467	78226	50000	17443	39878	837432
K	CBT 3*240 + 1x150	13222	1743	34883	11878	4850	7989	0	1017	3779	79362
K1	CBT 4x150	11242	1800	35690	12170	4966	7904	0	925	3735	78432
L	CMT 3*240 12/20kV	19634	2478	39411	13439	5533	9659	0	1471	4581	96206
M	CAT 3*500 18/30kV	36346	2521	52602	17859	7298	13995	0	2391	6651	139662
N	LAT 30kV 125/30	15413	1601	9544	3717	1486	3811	10875	838	2364	49650
N1	LAT 30kV 125/30 zona rural	15413	1601	9544	3717	1486	3811	2175	838	1929	40515
N2	LAT 60kV 125/30	16184	3314	12369	4925	2061	4662		954	2223	46693
N3	LAT 60kV 150AIAI z. poluida	21259	2122	12300	4991	1941	5114		1154	2444	51325
O	LMT 15kV 95/15 en columnas	10759	1238	8288	3413	1294	2999		609	1430	30028
O1	LMT 15kV 50/8 en columnas	7167	855	6259	2538	965	2134		412	1017	21347
O2	LMT 15kV 25/4 en columnas	5424	742	4826	1994	756	1649	0	318	785	16495
O3	LMT 15kV preens. columnas	20815	294	8721	3262	1228	4118	0	1045	1974	41458
O4	LMT 15kV protegido columnas	15246	781	7710	3114	1161	3361	0	800	1609	33782
O5	LMT 15kV 95AIAI col. z. poluida	11816	1240	9052	4129	1442	3321	0	658	1583	33241
O6	LMT 15kV 70AIAI col. z. poluida	8285	906	6891	3110	1091	2434	0	465	1159	24341
P	LMT 15kV 50/8 en postes	3016	885	3283	1447	561	1103	120	186	530	11130
P1	LMT 15kV 95/15 en postes	4862	1300	4574	2123	800	1639	120	286	785	16489
P2	LMT 15kV 25/4 en postes	2266	864	2890	1344	510	945	120	148	454	9541
P3	LMT 15kV 25/4 en postes mrt	1150	471	2101	996	357	609	120	82	294	6180
P4	LMT 15kV preens. postes	16095	514	5966	2500	898	3117	120	785	1500	31496
P5	LMT 15kV protegido postes	10111	956	4671	2163	779	2242	120	520	1078	22640
P6	Banco reguladores MT	18202	281	833	475	159	2394	0	856	1160	24360
P7	Seccionalizaor T/C MT	5625	112	480	219	81	782	0	269	378	7946
P8	Reconectador MT	10251	59	240	142	44	1288	0	479	625	13129
P9	Seccionalizador MT	1377	109	230	147	49	229	0	68	110	2318
P10	Paso de falta LMT	460	27	42	22	9	67	0	22	32	682
P11	LMT 15kV 70AIAI postes z. poluida	3825	991	3235	1489	572	1213	120	225	584	12254
P12	LMT 15kV 35AIAI postes z. poluida	2835	869	2700	1280	485	980	120	174	472	9914
Q	LBT preensablada 3*95 colum.	9199	126	12346	4650	1712	3364	0	554	1597	33547
Q1	LBT preensablada 3*50 colum.	7958	126	12056	4564	1675	3165	0	495	1502	31541
Q2	LBT preensablada 3*50 fachada	4720	103	4870	1738	671	1452	0	219	689	14460

COSTOS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Valores em U\$S de 2001

Código	Unidad Constructiva	Mat UTE corregido	Mat Contrat.	M.de Obr	C. Sociales	Imprevistos	Ing. y Adm.	Serv. y Terrenos	Impuestos	Intercalares	Total propuesto
Q3	LBT preensablada 3*95 fachada	5208	103	5259	1874	724	1580	0	242	749	15739
Q4	LBT pr. 3*95 carenciado colum.	10935	126	15662	6076	2186	4198	0	669	1993	41845
R	LBT preensablada 3*50 poste	4328	88	5103	2629	782	1551	0	201	734	15416
R1	LBT preensablada 3*95 poste	5663	827	6430	3072	1033	2043	0	301	968	20336
R2	LBT pr. 3*50 carenciado poste	5111	88	5736	3036	886	1783	0	238	844	17721
S	SB MT/BT interior 400kVA	22179	1631	12776	3028	1743	4963	1159	1294	2439	51211
S1	SB MT/BT interior 250kVA	18821	1254	12592	2945	1679	4475	1159	1126	2203	46253
S2	SB MT/BT interior 160kVA	16681	1028	12586	2942	1656	4187	1159	1019	2063	43321
S3	SB MT/BT interior 400kVA S/TC	18290	1575	12219	2861	1666	4393	1159	1106	2163	45433
S4	SB MT/BT interior 250kVA S/TC	14346	1274	12044	2780	1610	3847	1159	913	1899	39871
S5	SB MT/BT interior 160kVA S/TC	12790	973	12029	2776	1578	3617	1159	830	1788	37539
T	SB MT/BT interior 1000kVA	32284	1932	13072	3163	1817	6272	1159	1774	3074	64546
T1	SB MT/BT interior 630kVA	28324	1630	12839	3052	1752	5712	1159	1580	2802	58851
T2	SB MT/BT interior 1000kVA S/TC	25687	1877	12476	2985	1734	5371	1159	1460	2637	55385
T3	SB MT/BT interior 630kVA S/TC	21726	1575	12244	2874	1669	4811	1159	1266	2366	49691
U	SB MT/BT aerea 50kVA	2602	379	496	265	114	463	0	134	223	4675
U1	SB MT/BT aerea 25kVA	1718	313	476	252	104	343	0	90	165	3461
U2	SB MT/BT aerea 100kVA	3280	266	701	309	128	562	0	165	271	5682
U3	SB MT/BT aerea 15kVA monof.	762	225	324	184	73	188	0	43	90	1891
U4	SB MT/BT aerea 10kVA monof.	647	225	324	184	73	174	0	38	83	1750
U5	SB MT/BT aerea 10kVA	1337	313	476	252	104	298	0	73	143	2995
U6	SB MT/BT aerea 5kVA monof.	578	225	323	184	73	166	0	35	79	1664
V	SB MT/BT aerea 400kVA	8748	1097	1251	604	295	1439	0	448	694	14577
V1	SB MT/BT aerea 250kVA	6742	1097	1313	615	302	1208	0	355	582	12214
V2	SB MT/BT aerea 160kVA	6709	1097	1306	611	301	1203	0	352	579	12158
W1	Acometida aerea 2*6 Cu	23	0	11	4	2	5	0	1	2	48
W2	Acometida aerea 2*10 Cu	26	0	11	4	2	5	0	1	2	51
W3	Acometida aerea 4*6 Cu	29	0	13	5	2	6	0	1	3	58
W4	Acometida aerea 4*16 Cu	36	0	13	5	2	7	0	2	3	66
W5	Acometida subterranea 4*16 Cu	92	0	64	19	8	22	0	4	11	221
W6	Acometida subterranea 4*50 Cu	57	1	23	9	3	11	0	3	5	112
W7	Acometida subterranea 4*150 Al	96	0	72	21	9	24	0	4	11	239
W8	Acom. aerea carenciado 2*10 Cu	28	0	13	5	2	6	0	1	3	57
Z1	P.M. 60kV interperie	62547	10065	18784	4367	3322	11890	1159	3535	5784	121454
Z2	P.M. 30kV interperie	22324	4234	8686	2591	1551	4726	1159	1290	2328	48890
Z3	P.M. 15kV interperie	14849	2351	2634	975	596	2568	1159	788	1296	27216
Z4	P.M. 30kV interior	78717	5947	41954	8540	5644	16896	1159	4459	8166	171482
Z5	P.M. 6kV interior	23844	209	9777	2454	1244	4503	1159	1270	2223	46683
Z6	Medición para P.M. AT y MT	415	0	113	39	15	70	0	19	34	704
Z7	Medición BT Monof. Tarifa Simple	27	0	7	0	1	4	0	1	2	43
Z8	Medición BT Monof. Tarifa Doble	93	0	15	0	2	13	0	4	6	134
Z9	Med. BT Trif. T. Simple P<10kW	61	0	12	0	1	9	0	3	4	91
Z10	Med. BT Trif. T. Simple P>10kW	144	0	17	0	2	20	0	7	9	199
Z11	Med. BT Trif. T. Doble P<10kW	248	0	20	0	2	32	0	12	16	329
Z12	Med. BT Trif. T. Doble P>10kW	331	0	25	0	2	43	0	16	21	438
Z13	Med. BT Trif. T. Triple P>10kW	395	0	15	0	2	49	0	18	24	503
Z14	Medición BT P>40kW indirecta	500	0	113	39	15	80	0	23	39	809

CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA EL CÁLCULO DEL VNR

Para la determinación del VNR se utilizaron los costos de unidades constructivas típicas. Debido a la gran variedad de unidades constructivas (líneas aéreas, subterráneas y subestaciones), resulta necesaria la estimación de los precios de aquellas que no se ajusten a las existentes en el listado mencionado en el punto anterior.

El objetivo de este punto es presentar las hipótesis que se adoptaron para la realización de dichas estimaciones.

Las mismas, se realizaron con distintos criterios, de acuerdo al tipo de unidad constructiva considerada:

- Redes aéreas de MT de distribución primaria
- Módulos de transformación de distribución
- Redes aéreas de Subtransmisión
- Redes subterráneas de Subtransmisión.
- Estaciones transformadores de Subtransmisión
- Bancos de Capacitores

REDES AÉREAS DE MT DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Se consideró que el costo del conductor representa el 60 % del total de los materiales y que el 40% restante corresponden a materiales que no dependen de la sección del conductor. La aproximación al costo de la nueva sección se realiza a partir de la relación de secciones. El resto de los costos se consideraron iguales a la LMT existente, cuya sección se aproxima a la sección de la LMT que se está estimando.

A continuación se listan las unidades estimadas y su costo:

Unidad Constructiva	Mat UTE corregido	Mat Contrat.	M.de Obr	C. Sociales	Imprevistos	Ing. y Adm.	Serv. y Terrenos	Impuestos	Intercalares	Total propuesto [US\$/km]
CMT 3*50 12/20kV	4090	2478	39411	13439	5533	9659	0	1471	4581	80663
CMT 3*120 12/20kV	9817	2478	39411	13439	5533	9659	0	1471	4581	86389
CMT 3*500 12/20kV	40903	2478	39411	13439	5533	9659	0	1471	4581	117476
LMT 15kV 240/15 en columnas	20611	1238	8288	3413	1294	2999		609	1430	39881
LMT 15kV 120/15 en columnas	12457	1238	8288	3413	1294	2999		609	1430	31727
LMT 15kV 70/15 en columnas	9400	1046	7273	2975	1130	2567		510	1223	26124
LMT 15kV 240/15 en postes	9315	1430	5031	2335	880	1803	120	315	864	22093
LMT 15kV 185/15 en postes	7626	1430	5031	2335	880	1803	120	315	864	20404
LMT 15kV 120/15 en postes	5630	1365	4802	2229	840	1721	120	301	824	17832
LMT 15kV 70/15 en postes	4095	1235	4345	2017	760	1557	120	272	746	12874
LMT 15kV 50/15 en postes	3480	1170	4116	1911	720	1475	120	258	707	11863

Para la valorización de las redes de MT que resultan en las distintas ADT en estudio se adicionan a los costos ya presentados los equipos de protección que surgen del estudio de confiabilidad que se realiza en la sección “Red Adaptada”, estos son:

Para Montevideo E	6,1	equipos/km
Para Florencio Sancez y Durazno	2	equipos/km
Para Las Piedras y Mercedes	0,4	equipos/km

Para la valorización de este equipamiento se considera el costo de un seccionador fusible, U\$S 1377 más un 40% correspondiente a instalación, totalizando así U\$S 1928 por equipo.

MÓDULOS DE TRANSFORMACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Para aquellos módulos cuya potencia nominal no estaba disponible, se realizó una estimación lineal a partir de los dos módulos cuyas potencias fueran más cercanas a la del módulo estimado.

A continuación se listan los módulos estimados y su costo:

Unidad Constructiva	Total propuesto [USD-Unidad]
SB MT/BT interior 50kVA	40705
SB MT/BT interior 100kVA	42397
SB MT/BT interior 500kVA S/TC	48176
SB MT/BT interior 1200kVA	66687
SB MT/BT interior 1600kVA	70968
SB MT/BT aerea 75kVA	5179
SB MT/BT aerea 15kVA	3279
SB MT/BT aerea 315kVA	13382
SB MT/BT aerea 200kVA	12186

REDES AÉREAS DE SUBTRANSMISIÓN

Las consideraciones realizadas son análogas a las realizadas para las redes de MT, pero en este caso se determinó que el costo del conductor para las líneas en 30 kV el costo del

conductor representa el 23 % del costo informado en “Mat UTE” y para las líneas en 60kV este porcentaje es de 22 para las redes normales y del 17% para zonas poluidas.

En la tabla siguiente se presentan los valores propuestos expresados en U\$\$ por kilómetro.

Código	Descripción	M. UTE	M. Cont.	M. de Obr.	C. Soc.	Ajuste	Var/Imp	Ing y Adm.	Ser/terr	Imp.	Interc.	Total
	URBANO											
	LAT 30kV 25	13.103	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	46.652
	LAT 30kV 50	13.853	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	47.402
	LAT 30kV 70	14.452	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	48.001
	LAT 30kV 95	15.202	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	48.751
N	LAT 30kV 125/30	15.413	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.811	10.875	838	2.364	49.650
	LAT 30kV 185	17.900	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	51.449
	LAT 30kV 240	19.550	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	53.099
	LAT 30kV 300	21.349	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	10.875	696	2.186	54.898
	RURAL											
	LAT 30kV 25	13.103	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	37.517
	LAT 30kV 50	13.853	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	38.267
	LAT 30kV 70	14.452	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	38.866
	LAT 30kV 95	15.202	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	39.616
N1	LAT 30kV 125/30 zona rural	15.413	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.811	2.175	838	1.929	40.515
	LAT 30kV 185	17.900	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	42.314
	LAT 30kV 240	19.550	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	43.964
	LAT 30kV 300	21.349	1.578	9.407	3.663	214	1.486	3.444	2.175	696	1.751	45.763
	URBANO											
	LAT 60kV 25	13.874	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	45.978
	LAT 60kV 50	14.624	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	46.728
	LAT 60kV 70	15.223	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	47.327
	LAT 60kV 95	15.973	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	48.077
N2	LAT 60kV 125/30	16.184	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.662	2.175	954	2.332	48.977
	LAT 60kV 185	18.672	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	50.776
	LAT 60kV 240	20.321	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	52.425
	LAT 60kV 300	22.120	2.803	10.462	4.165	3.178	2.061	4.295	2.175	811	2.154	54.224
	POLUIDA											
	LAT 60kV 25	18.994	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	50.669
	LAT 60kV 50	19.729	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	51.404
	LAT 60kV 70	20.317	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	51.992
	LAT 60kV 95	21.051	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	52.727
N3	LAT 60kV 125/30	21.259	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	5.114	2.175	1.154	2.553	53.609
	LAT 60kV 185	23.697	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	55.372
	LAT 60kV 240	25.314	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	56.989
	LAT 60kV 300	27.078	1.795	10.403	4.222	2.993	1.941	4.754	2.175	1.015	2.378	58.753

REDES SUBTERRÁNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Se consideró que todos los costos asociados al tendido de cables subterráneos (mano de obra, imprevisto, ingeniería, terrenos, impuestos, etc.) son iguales entre sí e independientes de la sección del conductor. Para determinar el costo correspondiente a conductores de otras secciones se realizó una estimación lineal a partir de los datos disponibles (CMT 3*500 18/30 kV) considerando que el 35% del costo reflejado en “Mat UTE” se corresponde con el costo del conductor.

A continuación se listan las unidades estimadas y su costo:

Unidad Constructiva	Total propuesto en U\$S-km
CAT 3*500 18/30kV	139662
CAT 3*240 18/30kV	127377
CAT 3*120 18/30kV	121707
CAT 3*50 18/30kV	118400

ESTACIONES TRANSFORMADORAS DE SUBTRANSMISIÓN

Debido a la gran variedad de módulos existentes que no pueden ser aproximados por las unidades constructivas listadas, se realizó un agrupamiento de los módulos de acuerdo a los siguientes criterios:

- Grupo 1: Subestaciones transformadoras con tensión nominal máxima de 60 kV
- Grupo 2: Subestaciones transformadoras con tensiones nominales de 30 kV y 15 kV, y con módulos de transformación de potencias mayores o iguales a 1,5 MVA.
- Grupo 3: Subestaciones transformadoras con tensiones nominales de 30 kV y 6 kV, y con módulos de transformación de potencias mayores o iguales a 1,5 MVA.
- Grupo 4: Subestaciones transformadoras con tensión nominal máxima de 30 kV y con módulos de transformación de potencias menores a 1,5 MVA.

Para los grupos 1, 2 y 3, y con los costos disponibles de subestaciones se procedió de la siguiente manera:

- Se determinan la cantidad de cada una de las subestaciones típicas mediante un agrupamiento por similitud de las instalaciones existentes.
- Se determina la cantidad de subestaciones y transformadores que componen cada grupo.
- Se calcula el costo total para cada grupo.
- Al costo anterior se le resta el correspondiente a los transformadores y se lo divide por la cantidad de transformadores existentes en cada grupo, obteniéndose así el *costo medio de equipamiento por transformador*.
- Se calcula para cada grupo el *costo de transformador por MVA*
- Para cada grupo adoptado se calcula el costo representativo de la siguiente manera:

Costo de equipamiento por transformador + (costo de transformador por MVA * Potencia en MVA)

A continuación se listan los valores obtenidos para el *costo de equipamiento por transformador* y *costo de transformador por MVA* para cada grupo:

Grupos	Costo de equipamiento por transformador [US\$]	Costo del transformador por MVA [US\$]
1	605.955	18.883
2	558.709	13.426
3	713.436	11.197

Para el grupo 4 se optó por obtener un valor medio por MVA de la Subestación, a partir del valor medio de Subestación de 30/MT de 1.5 MVA. Para obtener el costo de correspondiente a la Subestación, se multiplicó la potencia del módulo óptimo por el costo por MVA de la subestación.

A continuación se resumen los valores unitarios calculados para cada módulo adaptado:

Potencia (kVA)	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Precio propuesto [US\$]
15000	60	30	889198
15000	60	15	889198
10000	60	15	794784
7500	60	15	747577
5000	60	15	700369
3000	60	15	662603
2000	60	15	643720
10000	60	6	794784
3750	60	6	676766
10000	30	15	692968
7500	30	15	659403
6000	30	15	639264
5000	30	15	625839
4000	30	15	612413
3000	30	15	598987
2500	30	15	592274
1500	30	15	578848
1000	30	15	367496
750	30	15	275622
630	30	15	231522
500	30	15	183748
400	30	15	146998
300	30	15	110249
250	30	15	91874
200	30	15	73499
160	30	15	58799
100	30	15	36750
15000	30	6	881392
10000	30	6	825407

Potencia (kVA)	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Precio propuesto [US\$]
7500	30	6	797414
6000	30	6	780618
5000	30	6	769421
3750	30	6	755425
3000	30	6	747027
2500	30	6	741429
1600	30	6	731351
1000	30	6	367496
750	30	6	275622
630	30	6	231522
400	30	6	146998
200	30	6	73499
150	30	6	55124
100	30	6	36750
2000	30	0,4	167820
630	30	0,4	76506
500	30	0,4	76506
200	30	0,4	15878
50	30	0,4	6078
25	30	0,4	4499
1000	30	0,23	83910
630	30	0,23	76506
250	30	0,23	15878
200	30	0,23	15878
160	30	0,23	15805
100	30	0,23	7387
50	30	0,23	6078
25	30	0,23	4499
10	30	0,23	3894

BANCOS DE CAPACITORES

Como ya se mencionara en puntos anteriores, no se dispone de una estructura de precios de UTE referida a capacitores. Por lo tanto, a pesar de contar el Consultor con datos propios históricos de precios de diferentes módulos, se solicitó información actualizada a dos empresas líderes en este rubro. Los datos obtenidos se muestran en el cuadro siguiente, y cuentan con dispositivos de maniobra y elementos básicos de protecciones.

COSTOS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS
Valores en US\$ de 2001

Bancos de Capacitores					
Capacidades	Tensión	Precio Estimado (ME)			
		Provisión	Montaje*	Supervisión(12%)	Total
400 kVAr	30 kV	5.600	3.360	403	9.363
450 kVAr	30 kV	6.300	3.780	454	10.534
750 kVAr	30 kV	9.975	4.988	599	15.561
1000 kVAr	30 kV	13.000	6.240	749	19.989
1400 kVAr	30 kV	17.500	8.050	966	26.516
1500 kVAr	30 kV	18.450	8.303	996	27.749
2000 kVAr	30 kV	24.000	9.600	1.152	34.752
2300 kVAr	30 kV	27.140	9.499	1.140	37.779
5000 kVAr	30 kV	52.500	14.175	1.701	68.376
650 kVAr	60 kV	9.750	4.875	585	15.210
3000 kVAr	60 kV	41.100	12.330	1.480	54.910
6000 kVAr	60 kV	69.600	17.400	2.088	89.088

* Incluye materiales menores y obra civil necesaria.



**DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE
DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL
URUGUAY**

**DETERMINACIÓN DE MUESTRAS DE INSTALACIONES
REPRESENTATIVAS**

Informe Final Revisado

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)

Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

M 0460

DETERMINACIÓN DE MUESTRAS DE INSTALACIONES REPRESENTATIVAS

Informe Final Revisado

INDICE

1.	SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS	53
1.1.	Alimentadores de Media Tensión	53
1.2.	Centros de transformación MT-BT	55
1.3.	Redes de BT	55
2.	METODOLOGÍA	58
2.1.	Etapas de clasificación y muestreo	58
2.2.	Resultados e interpretación	59
3.	EXPANSIÓN DE LAS MUESTRAS	60
3.1.	Instalaciones de Media Tensión	60
3.2.	Instalaciones de Baja Tensión	62
ANEXO I SELECCIÓN DE MUESTRAS DE INSTALACIONES EN LAS LOCALIDADES SELECCIONADAS		65
ALIMENTADORES DE MT		66
<i>Distrito Las Piedras</i>		66
<i>Distrito Mercedes</i>		67
<i>Montevideo E</i>		67
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT-BT		68
<i>Durazno</i>		68
<i>Florencio Sanchez</i>		69
<i>Distrito Las Piedras</i>		69
<i>Distrito Mercedes</i>		70
<i>Montevideo E</i>		70
ANEXO II MODULOS REPRESENTATIVOS Y EXPANSIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN		71
LAS PIEDRAS		72
1.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS	72
2.	CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES	72
3.	MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS	72
4.	VALORES EXTRAPOLADOS	73
DURAZNO		74
1.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS	74
2.	CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES	74
3.	MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS	74
4.	VALORES EXTRAPOLADOS	75
FLORENCIO SANCHEZ		76
1.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS	76
2.	CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES	76
3.	MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS	76

4.	VALORES EXTRAPOLADOS	76
MERCEDES		78
1.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS	78
2.	CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES.....	78
3.	MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS.....	78
4.	VALORES EXTRAPOLADOS	79
MONTEVIDEO E		80
1.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS	80
2.	CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES.....	80
3.	MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS.....	80
4.	VALORES EXTRAPOLADOS	81

DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

DETERMINACIÓN DE INSTALACIONES REPRESENTATIVAS

En este documento se presenta la metodología que se utiliza para definir las muestras que se someterán a análisis, referidas a los Alimentadores de Media Tensión (MT) y a los centros de transformación MT-BT.

SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS

ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN

De cada una de las localidades seleccionadas como representativas de las distintas áreas típicas de distribución, se requirió la preparación de tablas indicando para cada una de ellas los alimentadores de MT que las abastecen, con una indicación de sus principales características:

- Longitud en km. de líneas aéreas y cables subterráneos.
- Detalle de km. de líneas y cables dentro y fuera de las localidades en estudio.
- Centros de transformación MT-BT.
- Máxima demanda de cada uno de ellos.

Las características requeridas permiten caracterizar los alimentadores en grupos, entendiendo que la longitud de líneas aéreas, la longitud de cables y la potencia máxima de los mismos son elementos que tienen una relación directa con el costo de las redes.

Cabe mencionar que la información suministrada en algunos casos contempla alimentadores que abastecen, además de las localidades en estudio, otras localidades contiguas, no siendo característicos del área en estudio. Por tal motivo se identificaron inicialmente los alimentadores a considerar en este análisis.

Una vez recibida esta información, se reconocen localidades con un número reducido de alimentadores y otras localidades con una cantidad de alimentadores considerable. Por tal motivo el criterio acordado con UTE y adoptado para la selección de las Salidas MT a analizar es el siguiente:

- a) Las localidades que cuentan con un número de salidas inferior a la docena, se analizan al 100% de los alimentadores. Ellas son las localidades de Durazno – con 11 salidas, y Florencio Sanchez – con 9 salidas.
- b) Para las localidades que cuentan con un número de salidas superior a la docena se define una muestra sobre la base de los resultados que arroja el método de

clasificación por *clusters* o agrupamiento por similitud. Estas localidades son: Distrito Las Piedras – con 49 salidas, Distrito Mercedes – con 26 salidas y Montevideo E – con 129 salidas.

Para la clasificación de las Salidas MT en *clusters* se utiliza el paquete informático SPSS³.

Se consideran como variables para el agrupamiento: la longitud de líneas, la longitud de cables y la potencia máxima. Todas estas variables son normalizadas, para que las mismas puedan utilizarse como *input* o variables de entrada de la herramienta de análisis.

Se considera como número adecuado de *clusters* la decena. Este número es una variable exógena del análisis por *clusters*. De este modo, el criterio adoptado se basa en analizar la Salida MT más cercana al centro de cada uno de los 10 *clusters* en que se divide cada localidad.

A los efectos de seleccionar el alimentador representativo de cada cluster, es preciso llevar a cabo un proceso previo de depuración, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Si el alimentador MT más cercano al centro del *cluster* no pertenece a la localidad en estudio, se adopta para el análisis el alimentador MT perteneciente a la localidad, cuya distancia al centro del *cluster* sea mínima.
- b) Si todos los alimentadores MT pertenecientes al *cluster* se consideran como no pertenecientes a la localidad en estudio, no se adopta ningún alimentador MT representativo de ese cluster para someter a análisis.

A partir del agrupamiento en *clusters* es posible reconocer las similitudes y detectar las particularidades de los alimentadores, logrando de este modo definir una muestra que considere salidas MT representativas para someter a estudio.

Los resultados del análisis propuesto definen la muestra que se detalla en el siguiente cuadro, indicando para cada localidad, mediante el identificador de la salida, los alimentadores seleccionados:

Durazno	F. Sánchez	Distrito Las Piedras	Distrito Mercedes	Montevideo E
4001/6	4035/12	5054/2	4004/2/15	25/1
4001/7	4035/6	5010/7	4029/5/15	24/8
4002/4	4035/10	5053/5	4042/2/15	25/17
4049/6	4035/11	5056/1	4032/7/15	14/11
4001/2	4035/8	5088/1	4004/4/15	3/18
4001/3	4035/9			24/6
4001/4	4014/2			38/20
4001/8	4035/5			24/4
4001/9	4035/7			14/10
4002/2				
4002/3				

³ SPSS – Statistical Package for the Social Sciences. Versión 9.

Como ya se mencionó, las localidades de Durazno y Florencio Sánchez, por contar con un número de alimentadores inferior a la docena, consideran para el análisis el estudio de la totalidad de los mismos.

Para las demás localidades, en el Anexo I, se incluyen las planillas con la totalidad de los alimentadores, el número de *cluster* al que éstos pertenecen, y su distancia al centro.

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT-BT

Al contar con información suficiente respecto a los centros de transformación, no resultó necesario la determinación de muestras representativas para los mismos; pues el proceso de optimización de los centros de transformación utiliza parámetros como localidad, identificador, potencia nominal, potencia máxima demanda, etc.; datos todos suministrados por UTE.

REDES DE BT

Debido a que la información de las redes de BT no se dispone con el nivel de detalle de las redes de MT, se utilizan los centros de transformación MT-BT como el elemento que permite inferir las mismas.

La identificación de los centros de transformación MT-BT se realizó en dos etapas:

Etapas 1. Caracterización del universo de centros de transformación.

Para lograr caracterizar el universo de centros de transformación se puede realizar o bien un relevamiento integral de campo o inferir las características del universo a partir de la selección de unidades representativas. La primer opción es una actividad que requiere de una cantidad de recursos y disponibilidad de tiempo considerable. La segunda opción requiere menos recursos que la de relevamiento en campo y los resultados obtenidos son adecuados para el fin perseguido, la determinación de los VADEs.

Este estudio está basado en esa segunda metodología: Determinación del “universo reducido” o centros representativos a través de un análisis de Clusters.

Etapas 2. Definición de módulos representativos a optimizar.

La adecuación de las redes se lleva a cabo sobre módulos representativos extraídos del “universo reducido” de cada localidad.

Etapas 1

De cada una de las localidades seleccionadas como representativas de las distintas áreas típicas de distribución, se requirió la preparación de tablas indicando para cada una de las

localidades, los centros de transformación MT-BT pertenecientes a las mismas, con una indicación de sus principales características.

Debido a la gran cantidad de centros de transformación, y debido a que el objetivo perseguido es recopilar información que permita identificar las características de las redes de baja tensión, se propone el siguiente criterio para la selección de las muestras:

- I. Sobre la base del diseño constructivo de los transformadores de distribución, se define un número finito de módulos típicos.
- II. Para cada localidad, se determina la cantidad de elementos próximos o iguales a cada módulo típico y posteriormente se calcula la potencia que suman los mismos.
- III. Se realiza un ordenamiento de mayor a menor de los módulos típicos, según la capacidad instalada calculada en b).
- IV. Se seleccionan los módulos que acumulan alrededor del 90% del total de la capacidad instalada (por localidad). Se considera que 90% es un valor que permite identificar los principales módulos característicos.
- V. Se realiza una clasificación por clusters de los transformadores agrupados bajo los módulos típicos seleccionados, considerando las siguientes variables: Potencia Nominal por Salida, Clientes por Salida, Potencia Máxima por Cliente y Potencia Nominal del Módulo Típico. La clasificación se realiza sobre las variables presentadas pues ellas tienen una relación directa con el dimensionamiento de la red de BT, y asociado a esto, con los costos.
- VI. El número de *clusters* que se adopta para realizar la clasificación, coincide con el número de módulos característicos definidos en d).
- VII. El “universo reducido” se determina al seleccionar el elemento más cercano al centro de cada *cluster*, para cada localidad.

Los resultados que arroja el análisis propuesto a los centros de transformación MT-BT de cada una de las ADT sometidas a estudio es el siguiente, donde se indica para cada localidad, la identificación de los centros de transformación seleccionados:

Durazno	Florencio Sanchez	Dist Las Piedras	Dist Mercedes	Mvd E
4111189	4331247	5433069	4431027	4672
4111148	4331003	5436001	4431073	0863
4111009	4331206	5431010	4411117	2411
4111002	4331008	5412094	4422059	4822
4111119	4331004	5431154	4421006A	0431
4111145	4331251	5411095	4411193	0137C
4111150	4331013	5411257	4411008	4473
4111045		5432003	4431043	0812
		5431320	4431179	2409
		5432004		4310

Para cada localidad, en el Anexo I se incluyen las tablas que permiten observar el ordenamiento de los módulos típicos, en función de la potencia que acumulan. Asimismo, se incluyen las planillas con la totalidad de los centros de transformación, el número de *cluster* al que éstos pertenecen, y su distancia al centro.

Etapa 2

Para el universo reducido de centros de transformación definido en la Etapa 1 (centros relevados), se relevaron los parámetros característicos de sus circuitos asociados (Cuadro N° 1 del Anexo II):

- Cantidad de troncales, ramales y subramales.
- Longitud de troncales, ramales y subramales.
- Sección de troncales, ramales y subramales.
- Cantidad de clientes.

Para obtener los módulos representativos de cada “universo reducido”, se procedió de la siguiente manera:

- Se realiza un promedio de cada parámetro característico de las redes de los centros de transformación relevados (cantidad de salidas, longitudes, secciones, cantidad de clientes).
- Para cada centro de transformación relevado, se calcula la diferencia cuadrática de cada parámetro con respecto al promedio, y se suman todas éstas, obteniendo una “distancia cuadrática” al promedio.

$$D^2 = \sum \left(\frac{X_i - X_p}{X_p} \right)^2$$

donde:

- D^2 = Distancia total calculada para cada uno de los circuitos analizados.
- X_i = Parámetro muestreado.
- X_p = Promedio de cada parámetro para el total de la muestra.

Los resultados se muestran en el Cuadro N° 2 del Anexo 2.

- Se seleccionan como módulos típicos aquellos centros de transformación más cercanos al promedio del “universo reducido”. Se trata de los centros cuya “distancia cuadrática” tienen las menores participaciones en la suma total de “distancias cuadráticas” del universo reducido.
- La cantidad de módulos representativos surgen en algunos casos en forma directa, pues sus “distancias cuadráticas” están muy distantes de los siguientes. Es decir por ejemplo, si las participaciones de los centros más cercanos al promedio dan 6% y 6.5%, y la siguiente es 20%, se adoptan como módulos representativos los centros cuyas participaciones son 6% y 6.5%. En el caso que las participaciones sean muy próximas, por ejemplo 6%, 6.5% y 9%, se evalúa la posibilidad de seleccionar también el tercer centro como módulo representativo, haciendo el análisis de cómo se modifican los resultados en caso de realizar esta selección.

Los resultados se muestran en el Cuadro N° 3 del Anexo 2.

Los módulos representativos son aptos para evaluar la adaptación de la red a la demanda por medio de la realización de flujos de carga, observando los niveles de reserva operativa en cada una de las instalaciones y los niveles de tensión alcanzados en cada nodo.

METODOLOGÍA

Para establecer los niveles tarifarios de referencia aplicables a un servicio de distribución, se necesita estimar las inversiones que en la red de distribución BT realizaría una empresa hipotética que opere con prudencia y eficiencia para atender un mercado dado en condiciones de contexto (territorio, clima, legislación, etc.) similares a las de la empresa real considerada.

Evidentemente la consideración detallada de *toda* la red BT requerida está fuera del alcance y es incluso innecesaria porque se trata de *estimar costos correspondientes a una empresa hipotética similar, pero eficiente*.

Por eso se adopta una metodología que se encuadra genéricamente en el marco de las teorías de muestreo. El adoptado para el estudio del VADE de UTE corresponde a un procedimiento que en la teoría se designa como *método representativo*, consistente en este caso particular en un *muestreo sin reemplazamiento, multietapa, con selección orientada o intencional*.

ETAPAS DE CLASIFICACIÓN Y MUESTREO

Se hicieron tres etapas de clasificación del “universo” con posterior selección intencionada de muestras:

- i) Definición de Areas de Distribución Tipo sobre la base de las variables más estructurales, v.g. densidad de demanda o dispersión, y **clasificación** de las unidades funcionales de servicio (localidades) según dichas ADT. **Selección** de una *muestra* de unidades de servicio *representativas* de cada una de las ADT.
- ii) En el seno de cada unidad funcional de servicio, aunque globalmente se la haya clasificado como perteneciente a cierta clase de ADT, se pueden reconocer diferencias en las condiciones y características de prestación del servicio de distribución, en las que suelen denominarse *microáreas*. Para captar las diferencias entre microáreas al nivel de la red BT se adoptaron ciertas variables indicativas más “localizadas” que las usadas para definir las ADT, a saber: potencia nominal del centro de transformación MT/BT que atiende la microárea, cantidad de clientes que alimenta, estimación de la demanda máxima agregada, estimación de la longitud total de red BT.

Una vez caracterizadas mediante las variables indicativas elegidas todas las microáreas de una localidad muestra de ADT (una microárea por cada CT), se las clasifica aplicando técnicas de cúmulos o conglomerados (clusters) en el espacio multidimensional que aquellas variables determinan.

- iii) A continuación se seleccionan como muestras representativas de cada uno de los conglomerados de microáreas resultantes, aquellos CT que en cada caso están más próximos al “centro de gravedad” correspondiente (módulos representativos).

Esta tercera etapa de muestreo tiene por objeto elegir de entre los CT considerados como muestra representativa de todas las microáreas que conforman una unidad funcional de servicio (localidad), que a su vez es muestra representativa de un ADT,

unos pocos (dos o tres, según el caso) que en sí mismos presenten características constructivas típicas “promedio” del conjunto de la muestra y que por lo tanto la representan adecuadamente para el propósito de estimar las inversiones eficientes que caracterizarán el conjunto.

Para poder concretar esta última etapa de muestreo se deben precisar con el máximo detalle las características relevantes, tanto para su clasificación como para la selección de la muestra final y su posterior evaluación técnica y económica, que es casi el fin último de todo el proceso. Para ello, se deben conocer todos los detalles del grupo de CTs representativos de las microáreas, lo que se consigue registrando lo más exactamente posible las características necesarias para precisar si el dimensionamiento de la red BT existente es, como debería, eficiente (respaldado por bases de datos, planos, inspección visual o mediciones).

Las características consideradas han sido: la topología (distinguiendo las ramas de la cada red BT en tres tipos: troncales, ramales y subramales), la extensión de la red (por la longitud agregada de las ramas de cada tipo), el volumen de conductor utilizado (expresado como sección media de las ramas de cada tipo, ponderada por las longitudes respectivas), la cantidad de salidas de redes BT desde el CT considerado, la cantidad de clientes atendidos, la estimación de la potencia máxima agregada al nivel del transformador.

De cada una de estas características cuantitativas se determina el valor medio del grupo de CTs que constituyen la muestra inicial, calculando luego la diferencia relativa cuadrática agregada de las que corresponden a cada CT con respecto a los valores medios. Esto es, en cada caso se calcula la suma de los cuadrados de $[(\text{valor actual} - \text{valor medio}) / (\text{valor medio})]$, como medida de la “distancia relativa” de cada CT con relación al “promedio”, para clasificarlos en términos de representatividad del grupo. Finalmente se seleccionan como muestra representativa final los que se encuentran más “cerca” del “promedio”.

Las redes BT de la muestra representativa final se modelan detalladamente en el ambiente de simulación del sistema SPARD y se ejecutan todos los cálculos pertinentes para ajustar su dimensionamiento final de modo que se verifiquen todos los requisitos técnicos operativos al mínimo costo de inversión más pérdidas.

RESULTADOS E INTERPRETACIÓN

Los resultados que se obtienen del proceso de muestreo y optimización que se ha descrito se sintetizan en la cuantía y costo del volumen de obras de red BT de los circuitos optimizados de la muestra final, que es representativa del **promedio** de las redes de la localidad que a su vez es típica de una ADT.

EXPANSIÓN DE LAS MUESTRAS

INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

Como fue descripto, por cada localidad se analizó un conjunto de alimentadores, donde cada uno de éstos representa a un subconjunto o *cluster*. Los resultados de los respectivos circuitos representativos optimizados son los que se toman como punto de partida para las diferentes instancias de la expansión total.

Los kilómetros de red de cada alimentador o circuito representativo optimizado se expanden a todos los alimentadores del mismo cluster.

Para obtener los kilómetros de red totales del cluster se consideraron por separado los porcentajes de kilómetros de línea y los kilómetros de cable de cada alimentador optimizado, obteniendo porcentajes representativos de cada tipo y clase de conductor para todo el cluster. Los kilómetros de red que representan al cluster se obtienen aplicando los porcentajes antes obtenidos al valor total del cluster. De esta manera se obtienen los datos correspondientes a la extensión total del cluster en cuestión.

Para la muestra de Montevideo E se obtiene:

DESCRIPCION	LONGITUD CONDUCTOR	LONGITUD RED	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	319,2 km	298,1 km	CX240AL

para Las Piedras:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,3 km	CX240AL
Aérea	42,0 km	L70AL15
Aérea	117,5 km	L50/8
Aérea	887,7 km	L25/4

y para Mercedes:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,9 km	CX240AL
Aérea	14,9 km	L70AL15
Aérea	413,8 km	L50/8
Aérea	739,0 km	L25/4AL

Las muestras de alimentadores en las localidades de Mercedes, Las Piedras y Montevideo E no alcanzan a cubrir todos los clusters, dado que existen algunos no representados.

Cabe recordar que la información suministrada en algunos casos contempla alimentadores que abastecen, además de las localidades en estudio, otras localidades contiguas, no siendo característicos del área en estudio.

Por tal motivo, para inferir las características de estos alimentadores se identifican entre las muestras tomadas aquellos que mejor los representen. Identificado este alimentador representativo, se procede de la manera antes indicada.

Para Montevideo E se obtiene:

DESCRIPCION	LONGITUD CONDUCTOR	LONGITUD RED	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	319,2 km	298,1 km	CX240AL

para Las Piedras:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,3 km	CX240AL
Aérea	42,0 km	L70AL15
Aérea	117,5 km	L50/8
Aérea	887,7 km	L25/4

y para Mercedes:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,9 km	CX240AL
Aérea	14,9 km	L70AL15
Aérea	413,8 km	L50/8
Aérea	739,0 km	L25/4AL

En cuanto a los transformadores resultantes por localidad, se muestran a continuación detalles de módulos o capacidad para cada uno de ellos y la cantidad total por localidad. Es de hacer notar que los módulos utilizados surgen de la denominada serie R5.

Para Montevideo E se obtiene:

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
50 kVA	4
100 kVA	14
160 kVA	147
250 kVA	132
400 kVA	55
630 kVA	260
1000 kVA	79

Para Las Piedras se obtiene:

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	636
10 kVA	305
15 kVA	123
25 kVA	154
50 kVA	108
100 kVA	42
160 kVA	16
250 kVA	10
400 kVA	1
630 kVA	1

Para Mercedes:

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	597
10 kVA	164
15 kVA	1
25 kVA	89
50 kVA	32
100 kVA	24
160 kVA	7
250 kVA	1
400 kVA	1

INSTALACIONES DE BAJA TENSION

EXPANSIÓN A LA LOCALIDAD RESPECTIVA

Se validan los circuitos representativos cuando extrapolándolos adecuadamente arrojan valores cercanos a los totales de la localidad que representan. La extrapolación se realiza multiplicando el valor de cada parámetro por la cantidad de circuitos representativos resultantes. Los parámetros considerados fueron la longitud de la red, potencia demandada y cantidad de clientes.

Así, para obtener los valores extrapolados de cada localidad a partir de los circuitos propuestos, se procedió de la siguiente manera:

1. Determinación de los Módulos Representativos

Cada localidad cuenta con un conjunto de módulos representativos de BT, los que surgieron de aplicar la metodología explicada en el numeral anterior (los resultados pueden verse en el cuadro N° 2 del Anexo II).

2. Conformación de Grupos Muestrales

Para cada localidad se divide la muestra en tantos Grupos Muestrales como módulos representativos contiene, de manera que cada módulo represente un grupo. Estos grupos se conforman a partir del análisis de los siguientes aspectos:

- Módulo representativo que fue seleccionado.
 - Potencia instalada de cada circuito.
 - Cantidad de salidas por circuito.
3. Determinación del Número de Módulos Representativos por Grupo
- Para cada Grupo Muestral se calcula la cantidad de cada uno de módulos representativos dividiendo la potencia demandada en cada grupo por la potencia del módulo representativo asociado a ese grupo.
4. Verificación de la Longitud de la Red por localidad
- Para obtener la longitud total de la red en la localidad se realizan los siguientes pasos:
- Se multiplica la cantidad de metros de la red de cada módulo representativo por el número de módulos representativos correspondiente a cada grupo muestral.
 - Se suman, por localidad, los totales obtenidos para cada grupo.
5. Verificación de Cantidad de Clientes
- Para obtener la Cantidad de Clientes total de la red se realizan los siguientes pasos:
- Se multiplica la cantidad de clientes de cada módulo representativo por el número de módulos representativos correspondiente a cada grupo muestral.
 - Se suman, por localidad, los totales obtenidos para cada grupo.

En el caso particular de Montevideo E la metodología utilizada fue diferente debido a la gran dispersión que presentan los parámetros característicos de los circuitos. Por lo tanto se adoptó el siguiente procedimiento:

- Dado que se tiene como dato la cantidad de subestaciones en plataforma y a nivel, se dividió la muestra en estos dos grupos, teniendo en cuenta que las subestaciones superiores a 400 KVA son todas a nivel.
- Se define para cada grupo un módulo representativo.
- Se calcula la potencia demandada para cada grupo multiplicando la cantidad de subestaciones del grupo por la potencia demandada del módulo representativo del grupo en cuestión.
- Se suman las potencias demandadas de cada grupo y se compara este valor con la potencia demandada por la localidad.
- El cálculo de las longitudes de redes y cantidad de clientes es similar al explicado para las demás ADT.

Los resultados de estos últimos pasos se muestran en el Cuadro N° 4 del Anexo II.

Los valores extrapolados presentaron diferencias con los de la red real que se estiman razonables a excepción de las longitudes de las redes dado que éste no fue un parámetro tenido en cuenta al momento de realizar el muestreo.

Nota: En el caso particular de Montevideo E la metodología utilizada fue diferente debido a la gran dispersión que presentan los parámetros característicos de los circuitos. Por lo tanto se adoptó el siguiente procedimiento:

- Dado que se tiene como dato la cantidad de subestaciones en plataforma y a nivel, se dividió la muestra en estos dos grupos, teniendo en cuenta que las subestaciones superiores a 400 KVA son todas a nivel de piso.
- Se define para cada grupo un módulo representativo.
- Se calcula la potencia demandada para cada grupo multiplicando la cantidad de subestaciones del grupo por la potencia demandada del módulo representativo del grupo en cuestión.
- Se suman las potencias demandadas de cada grupo y se compara este valor con la potencia demandada por la localidad.
- El cálculo de las longitudes de redes y cantidad de clientes es similar al explicado para las demás ADT.

Es de hacer notar que el circuito de Módulo 500 kVA cuenta con sólo 100 clientes (lo cual significa una relación de 5,3 kVA por cliente) y una red de 1.047 metros, lo que resulta significativamente menor a un circuito óptimo del mismo módulo.

Al expandir esa muestra obtuvimos resultados con una gran dispersión respecto a los de la red real, especialmente en lo que a longitudes de redes y cantidad de clientes se refiere. Es por ello que se lo modificó de manera de adecuar los resultados a la realidad.

Esto consistió en imputar una cantidad de clientes de 230 (el original cuenta con 100), logrando 2,3 kVA por cliente y, respetando la relación de 11 metros de red por cliente, se logra una extensión de la red de 2.535 metros. Manteniendo la relación entre troncales y ramales del original, se obtiene el siguiente módulo optimizado: Los resultados de estos últimos pasos se muestran en el Cuadro N° 4 del Anexo II.

ANEXO I
SELECCIÓN DE MUESTRAS DE INSTALACIONES EN LAS
LOCALIDADES SELECCIONADAS

ALIMENTADORES DE MT

En esta parte del Anexo se incluyen las planillas con la totalidad de los alimentadores por localidad, el número de *cluster* al que éstos pertenecen, y su distancia al centro.

Cabe destacar que la columna que contiene la identificación de la Salida está coloreada según el siguiente criterio: verde, para los casos de los alimentadores que se consideran pertenecientes a la zona en estudio y, rojo, para los casos de los alimentadores que se consideran no pertenecientes a la zona en estudio.

DISTRITO LAS PIEDRAS

Salida	Cluster	Dist a centro
5008/7	1	0.2878
5008/14	1	0.3223
5010/8	1	0.5319
5053/7	1	0.6277
5066/3	2	0.0000
5054/2	3	0.0524
5054/1	3	0.1791
5083/2	3	0.3380
5055/6	3	0.3707
5053/4	3	0.4559
5053/6	3	0.4742
5079/5	3	0.5031
5055/4	3	0.5381
5083/10	3	0.6592
5008/3	4	0.4191
5083/1	4	0.6881
5010/7	4	0.7097
5008/4	5	0.0000
5060/4	6	0.1828
5053/5	6	0.5513
5058/1	6	0.5885
5008/9	7	0.4868
5066/4	7	0.4868

Salida	Cluster	Dist a centro
5009/1	8	0.1780
5066/9	8	0.3208
5054/3	8	0.4493
5048/6	9	0.0917
5056/1	9	0.1563
5009/5	9	0.2133
5007/2	9	0.3058
5009/4	9	0.3244
5079/1	9	0.3997
5054/4	9	0.4167
5083/9	9	0.4506
5058/2	9	0.4848
5011/1	9	0.5071
5007/1	9	0.5276
5061/3	9	0.5891
5009/2	9	0.5921
5066/7	9	0.6412
5088/1	10	0.1505
5055/3	10	0.2398
5055/1	10	0.2489
5055/5	10	0.3345
5080/1	10	0.3393
5066/8	10	0.3513
5055/2	10	0.3532
5S14/1	10	0.4081
5009/3	10	0.6648

DISTRITO MERCEDES

Salida	Cluster	Dist a centro
4004/2/15	1	0.0000
4004/3/15	2	0.3253
4004/7/15	2	0.3253
4029/5/15	3	0.1476
4008/8/15	3	0.2021
4042/3/15	3	0.3092
4032/6/15	3	0.3632
4008/7/15	3	0.5704
4004/6/15	4	0.0000
4008/3/15	5	0.3244
4008/6/15	5	0.3244

Salida	Cluster	Dist a centro
4042/2/15	6	0.0642
4029/2/15	6	0.0760
4008/9/15	6	0.1143
4007/1/15	6	0.1162
4046/6/15	6	0.2231
4007/4/15	7	0.1552
4032/7/15	7	0.1792
4046/3/15	7	0.2158
4007/9/15	7	0.2878
4007/10/15	7	0.3247
4007/3/15	8	0.0000
4004/4/15	9	0.3560
4046/4/15	9	0.4245
4008/1/15	9	0.5637
4007/7/15	10	0.0000

MONTEVIDEO E

Salida	Cluster	Dist a centro	Salida	Cluster	Dist a centro	Salida	Cluster	Dist a centro
25/1	1	0.0824	3/18	5	0.0759	8/8	7	0.0961
27/19	1	0.1481	27/3	5	0.1323	38/20	7	0.0964
14/13	1	0.1833	3/2	5	0.1948	26/13	7	0.1083
24/2	1	0.2222	4/11	5	0.2069	47/3	7	0.1360
14/14	1	0.2236	4/10	5	0.2121	26/22	7	0.1440
65/4	1	0.3301	38/1	5	0.2722	26/18	7	0.1686
14/15	1	0.3541	71/5	5	0.2725	65/6	7	0.1969
14/2	1	0.3643	26/10	5	0.3162	71/7	7	0.2332
2/9	1	0.5105	3/25	5	0.3313	24/5	7	0.2461
27/10	1	0.8821	4/14	5	0.3332	27/13	7	0.2542
24/8	2	0.0155	3/13	5	0.3454	4/6	7	0.3220
14/5	2	0.0786	25/4	5	0.4047	8/6	7	0.3317
25/10	2	0.1746	27/9	5	0.4092	3/14	7	0.3438
25/5	2	0.2164	26/4	5	0.4514	38/9	7	0.3447
27/14	2	0.2664	76/2	5	0.4769	27/2	7	0.3652
24/12	2	0.2710	3/26	5	0.4794	26/3	7	0.3904
38/22	2	0.3018	27/4	5	0.4900	3/19	7	0.3947
25/11	2	0.3315	3/4	5	0.5003	3/11	7	0.4046
14/12	2	0.3645	25/8	5	0.5003	3/20	7	0.4210
38/13	2	0.3693	3/17	5	0.5121	3/10	7	0.4213
14/4	2	0.3749	65/2	5	0.5127	8/4	7	0.4521
26/20	2	0.4004	26/5	5	0.5545	3/15	7	0.4699
21/17	2	0.4358	38/21	5	0.5915	3/22	7	0.4902
71/3	2	0.4597	38/14	5	0.6192	3/23	7	0.7108
14/8	2	0.4753	3/12	5	0.6206	26/2	7	0.9578
71/6	2	0.5108	3/21	5	0.6476	30/10	8	0.0000
24/1	2	0.5325	14/7	5	0.6476	24/4	9	0.1028
25/16	2	0.5509	65/14	5	0.7837	25/15	9	0.1640
26/11	2	0.5707	47/15	5	1.0126	38/4	9	0.2512
26/19	2	0.6011	24/6	6	0.1363	27/22	9	0.2622
25/9	2	0.6068	25/14	6	0.1602	25/12	9	0.2699
30/13	2	0.6315	76/5	6	0.1642	14/17	9	0.3151
24/11	2	0.6361	38/3	6	0.1660	2/14	9	0.3659
27/20	2	0.6738	26/9	6	0.3516	26/12	9	0.3860
38/10	2	0.6786	3/3	6	0.3587	27/21	9	0.3886
14/1	2	0.6821	76/12	6	0.3631	26/1	9	0.4298
24/10	2	0.6925	76/10	6	0.3768	27/1	9	0.4744
14/9	2	0.7407	3/7	6	0.3904	14/10	10	0.0807
24/13	2	0.8562	47/6	6	0.5250	24/17	10	0.3501
30/9	2	0.8702	76/4	6	0.5444	24/14	10	0.5252
25/17	3	0.6639	71/1	6	0.5519	25/7	10	0.5301
38/2	3	0.6639	38/19	6	0.6094	12/10	10	0.6371
14/11	4	0.0000	26/21	6	0.8462	25/2	10	0.7062

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT-BT

En esta parte del Anexo se incluyen las tablas que permiten observar, por localidad, el ordenamiento de los módulos típicos, en función de la potencia que acumulan.

Asimismo, se incluyen las planillas con la totalidad de los centros de transformación, el número de *cluster* al que éstos pertenecen, y su distancia al centro.

DURAZNO

Serie	Frec x PN	%	% acum
500	3,000	16.80%	16.80%
400	2,800	15.68%	32.49%
100	2,600	14.56%	47.05%
200	2,398	13.43%	60.48%
315	1,860	10.42%	70.90%
160	1,700	9.52%	80.42%
630	1,260	7.06%	87.48%
250	1,250	7.00%	94.48%
50	650	3.64%	98.12%
125	250	1.40%	99.52%
25	75	0.42%	99.94%
10	10	0.06%	100.00%

Identificación	Cluster	Dist a centro
4111189	1	0.4494
4111042	1	0.7426
4111043	1	0.9279
4111076	1	1.1232
4111141	1	1.3205
4111136	1	1.5401
4111170	1	1.6913
4111118	1	1.6962
4111069	1	1.7450
4111017	1	1.7594
4111112	1	2.7164
4111148	2	0.3605
4111073	2	0.3718
4111039	2	0.3723
4111053	2	0.4471
4111081	2	0.4506
4111178	2	0.4578
4111047	2	0.4645
4111111	2	0.4691
4111049	2	0.5546
4111131	2	0.6211
4111158	2	0.6352
4111018	2	0.6514
4111144	2	0.6679
4111052	2	0.7938
4111037	2	0.8037
4111121	2	0.8283
4111021	2	0.8837
4111163	2	1.0955
4111054	2	1.2553
4111124	2	1.4132
4111050	2	1.7370
4111051	2	1.7560
4111133	2	1.8245
4111166	2	2.4209
4111107	2	4.5680

Identificación	Cluster	Dist a centro
4111009	3	0.2779
4111027	3	0.4768
4111126	3	0.4881
4111004	3	0.5626
4111113	3	0.6814
4111142	3	1.3772
4111002	4	0.7907
4111181	4	0.7907
4111119	5	1.0800
4111110	5	1.1108
4111016	5	1.4591
4111026	5	1.9404
4111001	5	2.0083
4111046	5	6.6679
4111145	6	0.4339
4111031	6	0.4571
4111149	6	0.5645
4111007	6	0.6981
4111040	6	0.7136
4111014	6	0.7859
4111028	6	1.0310
4111029	6	1.2834
4111005	6	1.3225
4111152	6	2.6084
4111082	6	3.1526
4111150	7	0.2256
4111083	7	0.3247
4111114	7	0.4217
4111143	7	0.5516
4111154	7	0.6503
4111003	7	0.8177
4111045	8	0.9598
4111057	8	0.9963
4111044	8	1.0439
4111012	8	1.7955
4111008	8	4.4840

FLORENCIO SANCHEZ

Serie	Frec x PN	%	% acum
2,000	1,950	26.88%	26.88%
250	1,250	17.23%	44.11%
100	1,200	16.54%	60.66%
200	999	13.77%	74.43%
500	500	6.89%	81.32%
400	400	5.51%	86.83%
160	320	4.41%	91.25%
315	315	4.34%	95.59%
50	200	2.76%	98.35%
25	100	1.38%	99.72%
10	20	0.28%	100.00%

Identificación	Cluster	Dist a centro
4331247	1	0.0000
4331003	2	0.0000
4331206	3	0.0769
4331160	3	0.0844
4331123	3	0.2376
4331133	3	0.2537
4331125	3	0.3354
4331014D	3	0.4451
4331124	3	0.5217
4331159	3	0.5845
4331153	3	0.6133
4331007B	3	0.7778
4331001	3	1.6234

Identificación	Cluster	Dist a centro
4331008	4	0.0000
4331004	5	0.1010
4331005	5	0.2767
4331311	5	0.3188
4331015	5	0.3974
4331129	5	0.9088
4331251	6	0.2992
4331002	6	0.4811
4331006	6	0.8705
4331010B	6	1.0410
4331154	6	2.3764
4331013	7	0.0000

DISTRITO LAS PIEDRAS

Serie	Frec x PN	%	% acum
50	9,300	23.34%	23.34%
100	7,900	19.83%	43.17%
25	6,383	16.02%	59.19%
160	3,155	7.92%	67.11%
10	2,723	6.83%	73.94%
200	1,800	4.52%	78.46%
125	1,625	4.08%	82.54%
15	1,275	3.20%	85.74%
315	1,230	3.09%	88.82%
5	1,105	2.77%	91.60%
250	1,000	2.51%	94.11%
630	575	1.44%	95.55%
500	550	1.38%	96.93%
20	438	1.10%	98.03%
400	400	1.00%	99.03%
30	300	0.75%	99.79%
75	85	0.21%	100.00%

DISTRITO MERCEDES

Serie	Frec x PN	%	% acum
25	5,225	18.96%	18.96%
10	4,256	15.44%	34.40%
100	3,800	13.79%	48.19%
200	3,800	13.79%	61.98%
50	3,100	11.25%	73.23%
160	2,480	9.00%	82.23%
250	1,000	3.63%	85.86%
500	1,000	3.63%	89.48%
125	875	3.18%	92.66%
315	630	2.29%	94.95%
5	480	1.74%	96.69%
15	436	1.58%	98.27%
400	400	1.45%	99.72%
40	43	0.16%	99.88%
30	34	0.12%	100.00%

MONTEVIDEO E

Serie	Frec x PN	%	% acum
630	92,390	22.39%	22.39%
1,000	64,785	15.70%	38.10%
500	60,515	14.67%	52.77%
1,250	38,150	9.25%	62.01%
400	31,200	7.56%	69.58%
315	28,375	6.88%	76.45%
2,000	21,719	5.26%	81.72%
1,500	20,770	5.03%	86.75%
2,500	17,165	4.16%	90.91%
200	9,797	2.37%	93.29%
800	9,415	2.28%	95.57%
3,150	9,260	2.24%	97.81%
4,000	4,060	0.98%	98.80%
250	3,750	0.91%	99.71%
100	500	0.12%	99.83%
160	460	0.11%	99.94%
125	250	0.06%	100.00%

ANEXO II
MODULOS REPRESENTATIVOS Y EXPANSIÓN DE LA RED DE BAJA
TENSIÓN

LAS PIEDRAS

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS

CIRCUITO	POTENCIA	CANTIDAD DE TRONCALES	CANTIDAD DE RAMALES	CANTIDAD DE SUBRAMALES	LONGITUD DE TRONCALES	LONGITUD DE RAMALES	LONGITUD DE SUBRAMALES	SECCION TRONCAL PROMEDIO	SECCION RAMAL PROMEDIO	SECCION SUBRAMAL PROMEDIO	CANTIDAD DE CLIENTES	METROS ENTRE CLIENTE	KVA POR CLIENTE	POTENCIA REPRESENTADA POR MODULO
	KVA	NUMERO	NÚMERO	NÚMERO	METROS	METROS	METROS	MM2	MM2	MM2	NUMERO	METROS	KVA/CLIEN	KVA
1	10	1	2	0	240	46	0	70	70		4	72	2.5	5100
2	25	1	1	0	53	25	0	17	42		4	20	6.3	7025
3	50	1	2	0	97	568	0	42	32		10	67	5.0	9300
4	100	2	0	0	307	0	0	31	0	0	12	26	8.3	4000
5	100	2	16	6	600	1690	550	71	41	18	152	19	0.7	4000
6	125	2	8	3	820	1440	380	44	34	35	59	45	2.1	1625
7	160	2	8	5	610	1305	475	65	54	50	73	33	2.2	3200
8	200	2	12	9	680	1260	630	55	31	22	97	26	2.1	1400
9	200	1	0	0	40	0	0	50	0	0	2	20	100.0	1400
10	315	1	0	0	40	0	0	50	0	0	3	13	105.0	2835
promedios		2	5	2	349	633	204	50	34	21	42			3989

CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES

DESVIACIONES		
CIRCUITO	POTENCIA	DESVIACION CUADRATICA
1	10	6,65
2	25	7,28
3	50	6,37
4	100	6,76
5	100	21,33
6	125	5,80
7	160	8,37
8	200	19,19
9	200	8,22
10	315	7,84

$$D^2 = \sum \left(\frac{X_i - X_p}{X_p} \right)^2$$

Donde,

D² = Desviación total calculada para cada uno de los circuitos analizados.

X_i = Parámetro muestreado.

X_p = Promedio de cada parámetro para el total de la muestra.

MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS

CIRCUITOS REPRESENTATIVOS RESULTANTES		
Parámetro	modulo de transformación en KVA	
	50	125
Cantidad de salidas	1	2
Longitud de Troncal [m]	97	820
Sección Troncales [mm2]	50	50
Cantidad de ramales	2	8
Longitud de ramal [m]	568	1440
Sección Ramales [mm2]	35	35
Cantidad de subramales	0	4
Longitud de subramal [m]	0	380
Sección subramales [mm2]	0	35
Suministros Totales	10	59
Distancia entre clientes (m)	67	45
cantidad de módulos	275	95

VALORES EXTRAPOLADOS

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
PRE 95	433,7

DURAZNO

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS

CIRCUITO	POTENCIA	CANTIDAD DE TRONCALES	CANTIDAD DE RAMALES	CANTIDAD DE SUBRAMALES	LONGITUD DE TRONCALES	LONGITUD DE RAMALES	LONGITUD DE SUBRAMALES	SECCION TRONCAL PROMEDIO	SECCION RAMAL PROMEDIO	SECCION SUBRAMAL PROMEDIO	CANTIDAD DE CLIENTES	METROS ENTRE CLIENTE	KVA POR CLIENTE	POTENCIA REPRESENTADA POR MODULO
	KVA	NUMERO	NÚMERO	NÚMERO	METROS	METROS	METROS	MM2	MM2	MM2	NUMERO	METROS	KVA/CLIEN	KVA
1	100	3	8	4	860	840	330	44	31	12	96	21	1	3600
2	160	3	7	8	310	1260	550	95	45	21	95	22	2	1760
3	200	3	10	13	582	2295	1905	53	44	37	141	34	1	2400
4	250	3	10	13	995	965	2540	40	48	27	179	25	1	1250
5	315	5	13	11	1250	1325	1060	134	53	46	190	19	2	1890
6	400	5	7	2	965	1145	120	96	28	42	165	14	2	2800
7	500	4	6	2	385	890	705	147	48	35	87	23	6	3000
8	630	7	13	11	1235	2225	1745	156	122	49	302	17	2	1260
Promedio		4	9	8	823	1368	1119	96	52	34	157			2245

CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES

DESVIACIONES		
CIRCUITO	POTENCIA	DESVIACION CUADRATICA
1	100	2,37
2	160	1,15
3	200	1,76
4	250	2,81
5	315	0,99
6	400	1,87
7	500	1,84
8	630	5,19

$$D^2 = \sum \left(\frac{X_i - X_p}{X_p} \right)^2$$

Donde,

D^2 = Desviación total calculada para cada uno de los circuitos analizados.

X_i = Parámetro muestreado.

X_p = Promedio de cada parámetro para el total de la muestra.

MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS

Parámetro	CIRCUITOS REPRESENTATIVOS RESULTANTES	
	Módulo de Transformación en KVA	
	160	315
Cantidad de salidas	3	5
Longitud de Troncales [m]	310	1250
Sección Troncales [mm2]	95	150
Cantidad de ramales	7	13
Longitud de ramales [m]	1260	1325
Sección Ramales [mm2]	50	70
Cantidad de subramales	8	11
Longitud de subramales [m]	550	1060
Sección subramales [mm2]	25	50
Suministros Totales	95	190
Distancia entre clientes (m)	22	19
Cantidad de módulos	40	20

VALORES EXTRAPOLADOS

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
CABLE 3x240	25,30
PRE 95	48,27
PRE 50	85,04

FLORENCIO SANCHEZ

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS

CIRCUITO	POTENCIA	CANTIDAD DE TRONCALES	CANTIDAD DE RAMALES	CANTIDAD DE SUBRAMALES	LONGITUD DE TRONCALES	LONGITUD DE RAMALES	LONGITUD DE SUBRAMALES	SECCION TRONCAL PROMEDIO	SECCION RAMAL PROMEDIO	SECCION SUBRAMAL PROMEDIO	CANTIDAD DE CLIENTES	METROS ENTRE CLIENTE	KVA POR CLIENTE	POTENCIA REPRESENTADA POR MODULO
	KVA	NUMERO	NUMERO	NUMERO	METROS	METROS	METROS	MM2	MM2	MM2	NUMERO	METROS	KVA/CLIEN	KVA
1	100	2	9	0	474	227	0	40	11	0	10	70	10,0	800
2	100	3	10	5	1101	2011	450	96	26	19	130	27	0,8	800
3	200	1	4	1	425	745	55	95	31	10	48	26	4,2	1400
4	250	1	9	4	240	1321	174	36	46	66	98	18	2,6	750
5	250	4	9	4	1075	969	425	135	54	72	140	18	1,8	750
6	400	2	8	10	1221	1601	978	99	90	21	202	19	2,0	2800
promedios		2	8	4	756	1146	347	83	43	31	105			1217

CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES

DESVIACIONES		
CIRCUITO	POTENCIA	DESVIACION CUADRATICA
1	100	5,56
2	100	1,63
3	200	3,02
4	250	2,73
5	250	3,37
6	400	10,03

$$D^2 = \sum \left(\frac{X_i - X_p}{X_p} \right)^2$$

Donde,

D^2 = Desviación total calculada para cada uno de los circuitos analizados.

X_i = Parámetro muestreado.

X_p = Promedio de cada parámetro para el total de la muestra.

MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS

Parámetro	CIRCUITOS REPRESENTATIVOS RESULTANTES	
	modulo de transformación en KVA	
	100	250
Cantidad de salidas	3	1
Longitud de Troncales [m]	1101	240
Sección Troncales [mm2]	95	35
Cantidad de ramales	10	9
Longitud de ramales [m]	2011	1321
Sección Ramales [mm2]	25	50
Cantidad de subramales	5	4
Longitud de subramales [m]	450	174
Sección subramales [mm2]	25	70
Suministros Totales	130	98
Distancia entre clientes (m)	27	18
cantidad de módulos	14	8

VALORES EXTRAPOLADOS

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
CABLE 1x240	1,9
PRE 95	60,3

MERCEDES

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS

CIRCUITO	POTENCIA	CANTIDAD DE TRONCALES	CANTIDAD DE RAMALES	CANTIDAD DE SUBRAMALES	LONGITUD DE TRONCALES	LONGITUD DE RAMALES	LONGITUD DE SUBRAMALES	SECCION TRONCAL PROMEDIO	SECCION RAMAL PROMEDIO	SECCION SUBRAMAL PROMEDIO	CANTIDAD DE CLIENTES	METROS ENTRE CLIENTE	KVA POR CLIENTE	POTENCIA REPRESENTADA POR MODULO
	KVA	NUMERO	NUMERO	NUMERO	METROS	METROS	METROS	MM2	MM2	MM2	NUMERO	METROS	KVA/CLIEN	KVA
1	10	1	0	0	15	0	0	25	0	0	1	15	10,0	4740
2	25	2	0	0	606	0	0	35	0	0	2	303	12,5	5700
3	50	1	2	0	40	433	0	69	60	0	8	59	6,3	3150
4	100	2	1	0	334	30	0	92	76	0	7	52	14,3	3800
5	125	2	4	0	326	762	0	60	59	0	43	25	2,9	875
6	160	2	4	0	241	482	0	45	39	0	15	48	10,7	2560
7	200	2	1	0	201	20	0	123	116	0	4	55	50,0	3800
8	250	3	17	0	1266	1757	0	92	53	0	140	22	1,8	1000
9	500	3	5	1	440	2080	340	95	34	25	62	46	8,1	2000
promedio		2	4	0	385	618	38	71	48	3	31			3069

CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES

DESVIACIONES		
CIRCUITO	POTENCIA	DESVIACION CUADRATICA
1	10	8,82
2	25	8,20
3	50	4,98
4	100	5,53
5	125	3,80
6	160	3,67
7	200	8,03
8	250	36,69
9	500	199,25

$$D^2 = \sum \left(\frac{X_i - X_p}{X_p} \right)^2$$

Donde,

D² = Desviación total calculada para cada uno de los circuitos analizados.

X_i = Parámetro muestreado.

X_p = Promedio de cada parámetro para el total de la muestra.

MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS

Parámetro	CIRCUITOS REPRESENTATIVOS RESULTANTES		
	modulo de transformación en KVA		
	50	125	160
Cantidad de salidas	1	2	2
Longitud de Troncal [m]	40	326	241
Sección Troncales [mm2]	70	70	50
Cantidad de ramales	2	4	4
Longitud de ramal [m]	433	762	482
Sección Ramales [mm2]	70	70	50
Cantidad de subramales	0	0	0
Longitud de subramal [m]	0	0	0
Sección subramales [mm2]	0	0	0
Suministros Totales	8	43	15
Distancia entre clientes (m)	59	25	48
cantidad de módulos	163	22	35

VALORES EXTRAPOLADOS

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
PRE 95	49,7
PRE 50	77,0

MONTEVIDEO E

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CIRCUITOS

CIRCUITO	POTENCIA	CANTIDAD DE TRONCALES	CANTIDAD DE RAMALES	CANTIDAD DE SUBRAMALES	LONGITUD DE TRONCALES	LONGITUD DE RAMALES	LONGITUD DE SUBRAMALES	SECCION TRONCAL PROMEDIO	SECCION RAMAL PROMEDIO	SECCION SUBRAMAL PROMEDIO	CANTIDAD DE CLIENTES	METROS ENTRE CLIENTE	KVA POR CLIENTE	POTENCIA REPRESENTADA POR MODULO
	KVA	NUMERO	NUMERO	NUMERO	METROS	METROS	METROS	MM2	MM2	MM2	NUMERO	METROS	KVA/CLIE	KVA
1	200	2	2	1	32	363	32	240	95	95	41	10	4,9	11000
2	315	6	6	0	255	667	0	199	95	0	107	9	2,9	32130
3	400	3	1	3	435	375	295	199	129	40	57	19	7,0	31200
4	500	4	5	0	673	374	0	171	55	0	100	11	5,3	60500
5	630	6	2	2	660	307	270	237	95	95	108	11	5,8	92610
6	1030	4	6	0	371	1112	0	199	95	0	101	15	10,2	76220
7	1260	8	2	0	318	20	0	240	10	0	185	2	6,8	39060
8	1500	3	1	0	230	60	0	224	25	0	4	73	375,0	21000
9	2079	2	2	0	240	380	0	199	57	0	7	89	297,0	20790
10	2400	2	10	0	515	175	0	240	50	0	12	58	200,0	31200
promedios		4	4	1	373	383	60	215	71	23	72			41571

CÁLCULO DE LAS DESVIACIONES

DESVIACIONES		
CIRCUITO	POTENCIA	DESVIACION CUADRATICA
1	200	12,57
2	315	4,70
3	400	33,53
4	500	4,22
5	630	30,58
6	1030	7,98
7	1260	8,35
8	1500	6,01
9	2079	4,70
10	2400	7,45

$$D^2 = \sum \left(\frac{X_i - X_p}{X_p} \right)^2$$

Donde,

D^2 = Desviación total calculada para cada uno de los circuitos analizados.

X_i = Parámetro muestreado.

X_p = Promedio de cada parámetro para el total de la muestra.

MÓDULOS REPRESENTATIVOS SELECCIONADOS

PARAMETRO	Modulo de Transformación en KVA	
	315	500 Modif.
Cantidad de salidas	6	4
Longitud de cada Troncal [r]	255	1629
Sección Troncales [mm2]	PRE 50	CX 240
Cantidad de ramales	6	4
Longitud de cada ramal [m]	667	905
Sección Ramales [mm2]	PRE 50	PRE 95
Cantidad de subramales	0	0
Longitud de cada subramal	0	0
Sección subramales [mm2]	0	0
Suministros Totales	107	230
Distancia entre clientes (m)	9	11
cantidad de módulos	63	519

VALORES EXTRAPOLADOS

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
CX 240	845,5
PRE 95	527,8



DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

DISEÑO DE LA RED ADAPTADA

Informe Final Revisado

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)



Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

M 0460

DISEÑO DE LA RED ADAPTADA

Informe Final Revisado

INDICE

1.	RED ADAPTADA A LA DEMANDA	87
1.1.	Metodología de análisis. El modelo SPARD.	87
1.2.	Hipótesis y Parámetros de Cálculo	88
1.2.1.	Vida Util	88
1.2.2.	Crecimiento de la Demanda	88
1.2.3.	Precios de Nodo	88
1.2.4.	Tasa de Actualización	90
1.2.5.	Costo equivalente de pérdidas	90
1.2.6.	precio de conductores	90
1.2.7.	Optimización de Conductores	91
1.2.8.	Reemplazo de transformadores	91
1.2.9.	Niveles de tensión. Regulación máxima.	92
2.	RESULTADOS	92
2.1.	Red de subtransmisión (60 y 30KV)	92
2.1.1.	Estaciones Transformadoras	93
a)	Red Actual	94
b)	Red Optimizada	95
2.1.2.	Transformadores	95
a)	Red Actual	96
b)	Red Optimizada	98
2.1.3.	Líneas de sub transmisión	100
a)	Red actual	100
b)	Red optimizada	101
2.1.4.	Bancos de Capacitores	102
2.2.	Red de MT Durazno	103
2.2.1.	Características Básicas de la Red Real	103
a)	Alimentadores en estudio	103
b)	Transformadores	103
c)	Parámetros de la red	103
2.2.2.	Características Básicas de la Red Adaptada	104
a)	Alimentadores en estudio	104
b)	Transformadores	104
c)	Parámetros de la red	104
2.2.3.	Resumen de secciones y corrientes.	104
2.3.	Red de BT Durazno	104
2.3.1.	Módulo de 160 kVA	105
a)	Características básicas de la red real	105
b)	Características básicas de la red adaptada	105
2.3.2.	Módulo de 315 kVA	105
a)	Características básicas de la red real	105
b)	Características básicas de la red adaptada	106
2.3.3.	Resultados de la Expansión	106
2.3.4.	Resumen de secciones y corrientes.	106
2.4.	Red de MT Florencio Sánchez	107
2.4.1.	Características Básicas de la Red Real	107
a)	Cantidad de alimentadores en estudio	107
b)	Transformadores	107
c)	Parámetros de la red	107
2.4.2.	Características Básicas de la Red Adaptada	108
a)	Alimentadores en estudio	108
b)	Transformadores	108
c)	Parámetros de la red	108

2.4.3.	Resumen de secciones y corrientes.	108
2.5.	<i>Red de BT Florencio Sánchez</i>	108
2.5.1.	Módulo de 100 kVA	108
	a) Características básicas de la red real.....	108
	b) Características básicas de la red adaptada.....	109
2.5.2.	Módulo de 250 kVA	109
	a) Características básicas de la red real.....	109
	b) Características básicas de la red adaptada.....	110
2.5.3.	Resultados de la Expansión	110
2.5.4.	Resumen de secciones y corrientes.	110
2.6.	<i>Red de MT Distrito Mercedes</i>	110
2.6.1.	Características Básicas de la Red Real	110
	a) Cantidad de alimentadores en estudio.....	110
	b) Transformadores.....	111
	c) Parámetros de la red.....	111
2.6.2.	Características básicas de la Red Adaptada	111
	a) Alimentadores en estudio.....	111
	b) Transformadores.....	111
	c) Parámetros de la red.....	112
2.6.3.	Resultados de la Expansión	112
	a) Transformadores.....	112
	b) Conductores.....	112
2.6.4.	Resumen de secciones y corrientes.	112
2.7.	<i>Red de BT Distrito Mercedes</i>	112
2.7.1.	Módulo de 50 kVA	112
	a) Características básicas de la red real.....	112
	b) Características básicas de la red adaptada.....	113
2.7.2.	Módulo de 125 kVA	113
	a) Características básicas de la red real.....	113
	b) Características básicas de la red adaptada.....	113
2.7.3.	Módulo de 160 kVA	114
	a) Características básicas de la red real.....	114
	b) Características básicas de la red adaptada.....	114
2.7.4.	Resultados de la Expansión	114
2.7.5.	Resumen de secciones y corrientes.	115
2.8.	<i>Red de MT de Las Piedras</i>	115
2.8.1.	Características Básicas de la Red Real	115
	a) Cantidad de alimentadores en estudio.....	115
	b) Transformadores.....	115
	c) Parámetros de la red.....	115
2.8.2.	Características básicas de la Red Adaptada	116
	a) Alimentadores en estudio.....	116
	b) Transformadores.....	116
	c) Parámetros de la red.....	116
2.8.3.	Resultados de la Expansión:	116
2.8.4.	Resumen de secciones y corrientes.	117
2.9.	<i>Red de BT de Las Piedras</i>	117
2.9.1.	Módulo de 50 kVA	117
	a) Características básicas de la red real.....	117
	b) Características básicas de la red adaptada.....	117
2.9.2.	Módulo de 125 kVA	118
	a) Características básicas de la red real.....	118
	b) Características básicas de la red adaptada.....	118
2.9.3.	Resultados de la Expansión	119
2.9.4.	Resumen de secciones y corrientes.	119
2.10.	<i>Red de MT de Montevideo E</i>	119
2.10.1.	Características Básicas de la Red Real	119
	a) Cantidad de alimentadores en estudio.....	119
	b) Transformadores.....	120
	c) Parámetros de la red.....	120
2.10.2.	Características básicas de la Red Adaptada	120
	a) Alimentadores en estudio.....	120
	b) Transformadores.....	121
	c) Parámetros de la red.....	121
2.10.3.	Resultados de la Expansión:	121
2.10.4.	Resumen de secciones y corrientes.	121

2.11.	<i>Red de BT de Montevideo E</i>	121
2.11.1.	Módulo de 315 kVA	122
	a) Características básicas de la red real.....	122
	b) Características básicas de la red adaptada.....	122
2.11.2.	Módulo de 500 kVA	122
	a) Características básicas de la red real.....	122
	b) Características básicas de la red adaptada.....	123
2.11.3.	Resultados de la Expansión	123
2.11.4.	Resumen de secciones y corrientes.	124
3.	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.....	125
3.1.	<i>PERDIDAS EN AT</i>	125
3.2.	<i>PERDIDAS EN MT</i>	125
3.3.	<i>PERDIDAS EN BT</i>	126
3.4.	<i>PERDIDAS EN TRANSFORMADORES MT/BT</i>	126
3.5.	<i>Resumen de Resultados Obtenidos</i>	126
3.6.	<i>Detalles de Pérdidas a en MT</i>	127
3.6.1.	Durazno	127
	a) Red Actual.....	127
	b) Red Adaptada.....	129
3.6.2.	Florencio Sánchez	130
	a) Red Actual.....	130
	b) Red Adaptada.....	130
	c) Desempeño de la Red.....	130
3.6.3.	Mercedes	131
	a) Red Actual.....	131
	b) Red Adaptada.....	132
3.6.4.	Las Piedras	134
	a) Red Actual.....	134
	b) Red Adaptada.....	136
3.6.5.	Montevideo	138
	a) Red Actual.....	138
	b) Red Adaptada.....	139
3.7.	<i>Detalles de Pérdidas a en BT</i>	142
3.7.1.	Durazno	142
	a) Red Actual.....	142
	b) Red Adaptada.....	142
3.7.2.	Florencio Sánchez	142
	a) Red Actual.....	142
	b) Red Adaptada.....	142
3.7.3.	Distrito Mercedes	143
	a) Red Actual.....	143
	b) Red Adaptada.....	143
3.7.4.	Distrito Las Piedras	143
	a) Red Actual.....	143
	b) Red Adaptada.....	143
3.7.5.	Montevideo E	144
	a) Red Actual.....	144
	b) Red Adaptada.....	144
ANEXO I.....		145
RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA.....		145
DURAZNO.....		145
ANEXO II.....		157
RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BAJA TENSION.....		157
DURAZNO.....		157
ANEXO III.....		163
RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA FLORENCIO SANCHEZ.....		163

<i>ANEXO IV</i>	168
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT</i>	168
<i>FLORENCIO SANCHEZ</i>	168
<i>ANEXO V</i>	174
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA MERCEDES</i>	174
<i>ANEXO VI</i>	191
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT</i>	191
<i>MERCEDES</i>	191
<i>ANEXO VII</i>	194
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA</i>	194
<i>LAS PIEDRAS</i>	194
<i>ANEXO VIII</i>	216
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT</i>	216
<i>LAS PIEDRAS</i>	216
<i>ANEXO IX</i>	219
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA MONTEVIDEO E</i>	219
<i>ANEXO X</i>	227
<i>RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT</i>	227
<i>MONTEVIDEO E</i>	227
<i>ANEXO XI</i>	232
<i>COSTO EQUIVALENTE DE ENERGIA PARA 1 KW DE PERDIDAS EN PUNTA</i>	232

RED ADAPTADA A LA DEMANDA

Para la definición de la red adaptada se ejecutaron las siguientes etapas:

- a) Definición de instalaciones representativas
- b) Estudios de adaptación de la red
- c) Análisis de pérdidas
- d) Expansión de la muestra

El presente documento desarrolla las actividades b) y c), mientras que en un informe aparte se presentan las actividades a) y d) (Determinación de Instalaciones Representativas).

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS. EL MODELO SPARD.

Las variables de entrada para el cálculo del conductor económico son:

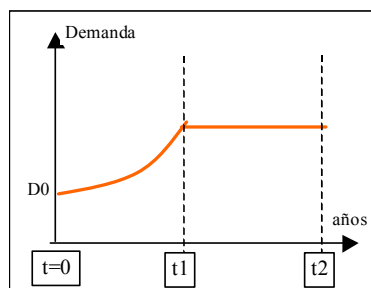
- Costos de los conductores en US\$/km.
- Costo de la energía en US\$/kWh.
- Período considerado para la vida útil de la instalación.

Los bloques operativos son:

- Configuración de la red.
- Asignación de cargas.
- Flujo de carga.
- Optimización de conductores.

La aplicación selecciona, para cada tramo del circuito objeto, el conductor más adecuado para un transporte económico de la energía eléctrica sin modificar su topología.

El conductor que se adopta es aquel que minimiza el valor presente del costo total del conductor a lo largo de su vida útil. Este costo se integra con los costos de capital más los costos derivados de las pérdidas de energía eléctrica. La hipótesis que se utiliza para el cálculo del costo de la energía de pérdidas es que la demanda que carga al conductor crecerá uniformemente hasta la saturación del conductor (t_1) a partir de lo cual su carga permanecerá constante hasta el fin de su vida útil (t_2).



Resulta entonces que para los alimentadores que se analizan caracterizados por su topología, parámetros y cargas, se determinan para los tramos característicos (troncal, ramal primario, ramal secundario, etc.) el conductor óptimo.

La filosofía empleada por el SPARD para obtener el conductor económico es seleccionar aquel que transporta un amperio a mínimo costo, considerando el costo del conductor y la valorización de las pérdidas.

Los resultados obtenidos luego de ejecutar los bloques anteriores son:

- Flujos de potencia en cada tramo del circuito.
- Porcentaje de regulación en cada nodo.
- Porcentaje de utilización de los conductores en cada tramo.
- Perdidas de energía en los diferentes elementos de la red.
- Estado de los circuitos antes y después de la optimización con indicación de los tramos que el programa propone que sean reemplazados para obtener la red de mínimo costo.

HIPÓTESIS Y PARÁMETROS DE CÁLCULO

VIDA UTIL

Se ha considerado para las instalaciones, una vida útil de treinta años. Cifra aceptada internacionalmente como adecuada para elementos que conforman instalaciones eléctricas.

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

El análisis se llevó a cabo con la proyección de demanda promedio de cada área típica (ADT). Esa tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica fue suministrada por UTE. El detalle se brinda en el cuadro siguiente.

Localidad	ADT	Tasa Promedio
Durazno	UMD	3,32 %
Florencio Sánchez	UBD	3,28 %
Las Piedras	RAD	2,77 %
Mercedes	RBD	2,56 %
Montevideo	UAD	3,90 %

PRECIOS DE NODO

Se listan a continuación los precios monómicos de la energía utilizados. Los mismos contemplan los valores mayorista (en niveles de 500 kV) y los peajes correspondientes para llegar a los distintos niveles de tensión.

	Potencia de Punta (US\$/kW/mes)	Energía (mills/kWh)	Precio Monómico (mills/kWh)
PRECIOS NODALES ENERGÍA Y POTENCIA	4,200	20,40	30
Cargos Uso Malla 500-150kV	1,6450		
PRECIOS ENTRADA SISTEMAS RADIALES	5,845	20,400	34
Cargo por Uso de Sistemas Radiales 150kV	1,9180		
- Pérdidas de Potencia = 0,87%			
- Pérdidas de Energía = 1,15% Fexp. Pérd.			
- Pérdidas de Potencia Valoradas 1,00878	0,051		
- Pérdidas de Energía Valoradas 1,01166		0,238	
PRECIOS ENTRADA ST SISTEMAS RADIALES	7,814	20,638	38
Cargos por transformación 150/60-30	1,2060		
- Pérdidas de Potencia Valoradas Tf 150/60 Fexp. Pérd. 1,0050	0,039		
- Pérdidas de Energía Valoradas Tf 150/60 1,0038		0,078	
Precio Entrada Transmisión 60-30kV	9,059	20,716	
Cargos por transmisión 60-30kV	2,5850		
- Pérdidas de Potencia Valoradas Tx 1,0070	0,063		
- Pérdidas de Energía Valoradas Tx 1,0060		0,124	
Precio Entrada Transformación 60-30/MT	11,708	20,841	
Cargos por transformación 60-30/MT	1,5651		
- Pérdidas de Potencia Valoradas Tf 60-30/MT 1,0059	0,069		
- Pérdidas de Energía Valoradas Tf 60-30/MT 1,0040		0,083	
TARIFA A NIVEL ENTRADA DISTRIBUCIÓN	13,342	20,923	51,4
VADE MT	4,800		
- Pérdidas de Potencia = 1,6%			
- Pérdidas de Energía = 1,9% Fexp. Pérd.			
- Pérdidas de Potencia Valoradas 1,016	0,212		
- Pérdidas de Energía Valoradas 1,020		0,411	
TARIFA EN MT	18,354	21,334	63,2
Precio Entrada Transformación 15-6/BT	18,354	21,334	
Cargos por transformación 15-6/MT	4,2578		
- Pérdidas de Potencia = 1,85%			
- Pérdidas de Energía = 2,5% Fexp. Pérd.			
- Pérdidas de Potencia Valoradas Tf 15-6/BT 1,019	0,346		
- Pérdidas de Energía Valoradas Tf 15-6/BT 1,026		0,552	
TARIFA A NIVEL ENTRADA DISTRIBUCIÓN	22,958	21,886	74,3

	Potencia de Punta (US\$/kW/mes)	Energía (mills/kWh)	Precio Monómico (mills/kWh)
VADE BT- TRANSFORMADOR MT-BT	12,773		
- Pérdidas de Potencia = 4,5%			
- Pérdidas de Energía = 2,5%	Fexp. Pérd.		
- Pérdidas de Potencia Valoradas 1,047	1,082		
- Pérdidas de Energía Valoradas 1,026		0,561	
TARIFA EN BT	36,813	22,447	106,5

Se partió del precio monómico mayorista indicado por UTE de 30 U\$\$/MWh. Sumando los distintos cargos (peajes y pérdidas indicados en la tabla anterior), se obtiene un precio monómico en la entrada de la red de MT (15kV-6 kV) de 0,0514 U\$\$/kWh y de 0,0743 U\$\$/kWh para niveles de BT.

TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización aplicable para el cálculo de las anualidades del valor de reposición a nuevo de las instalaciones durante el primer período es 10% (Decreto 22/99)

COSTO EQUIVALENTE DE PÉRDIDAS

Respecto al costo equivalente de energía para 1 kWh de pérdida en punta, en el Anexo XI se brindan conceptos y criterios adoptados; se muestran, además, las fórmulas utilizadas para obtener el valor de anualidad equivalente de pérdidas y los resultados obtenidos.

PRECIO DE CONDUCTORES

Los costos de los conductores se pueden observar en la siguiente tabla:

Codigo	Costo
L25/4ALACSR	US\$ 210,0
L50/8ACSR	US\$ 410,0
L70AL15ACSR	US\$ 595,0
L95/15ALACSR	US\$ 750,0
L120ALASCR	US\$ 942,0
CX50AL	US\$ 11500,0
CX120AL	US\$ 13000,0
CX240AL	US\$ 14940,0
PRE50AL	US\$ 2200,0
PRE95AL	US\$ 3430,0
1X150AL	US\$ 5370,0
1X240AL	US\$ 7020

OPTIMIZACIÓN DE CONDUCTORES

Se utilizaron los calibres de conductores que UTE propone en “Criterios de diseño para redes de media tensión”, y algunas medidas que se consideraron apropiadas. La totalidad de los conductores utilizados para la optimización de la red son los siguientes:

- CX50AL (Cable subterráneo, aislación XLPE, 50 mm²)
- CX120AL (Cable subterráneo, aislación XLPE, 120 mm²)
- CX240AL (Cable subterráneo, aislación XLPE, 240 mm²)
- L25/4ALACSR (Conductor de aluminio, alma de acero, 25 mm²)
- L50/8ACSR (Conductor de aluminio, alma de acero, 50 mm²)
- L70AL15ACSR (Conductor de aluminio, alma de acero, 70 mm²)
- L95/15ALACSR (Conductor de aluminio, alma de acero, 95 mm²)
- L120ALASCR (Conductor de aluminio, alma de acero, 120 mm²)
- CABLE 1x150AL XLPE (Cable de aluminio, para baja tensión, 150 mm²)
- CABLE 1x240AL XLPE (Cable de aluminio, para baja tensión, 240 mm²)
- PRE95 3x95AL+54,6AL (Conductor de aluminio, para baja tensión, 95 mm²)
- PRE50 3x50AL+54,6AL (Conductor de aluminio, para baja tensión, 50 mm²)

La filosofía utilizada para optimizar los conductores de la red de BT fue la unificación de secciones en los tramos característicos de troncales y ramales. Esto se debe a que el resultado de la optimización no se condice exactamente con lo que ocurre en la realidad, debido a que por ejemplo para un troncal la aplicación propone usar tres secciones diferentes de conductor (ésto es así porque la aplicación optimiza por tramo), y en los hechos se suele utilizar una sección constante para todo el troncal. Es por ello que se adopta la sección que más peso tiene entre las propuestas y se vuelve a realizar nuevamente un flujo de carga analizando los resultados obtenidos (niveles de pérdidas, caída del nivel de tensión, cumplimiento del tripping time, etc.). Siempre se verifica que se cumpla con lo especificado en los criterios de diseño de UTE.

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES

Transformadores de AT/MT

El criterio utilizado para determinar si un transformador está trabajando en forma óptima es por medio de la relación entre la potencia máxima demandada y la potencia nominal del transformador. Si esa relación está entre el 68 % y el 83 %, se considera que está adaptado; caso contrario se propone el cambio del transformador por otro que logre mejorar los resultados; es decir, se selecciona aquel cuya potencia nominal lleve los niveles de carga lo más cercano de los especificados.

Transformadores de MT/BT

Los transformadores en estos niveles de tensión han sido optimizados considerando una solicitud de potencia del orden del 70 % de su capacidad nominal. Adicionalmente, ha sido contemplada la utilización de transformadores de la denominada Serie R5 (serie utilizada por UTE), cuyos módulos entre 100 y 1000 kVA son 100kVA, 160kVA, 250kVA, 400kVA, 630kVA y 1000kVA.

NIVELES DE TENSIÓN. REGULACIÓN MÁXIMA.

A los efectos del diseño de la Red Adaptada, fueron respetados tanto la topología de la Red real de UTE como los niveles de tensión respectivos, niveles de carga, etc.

En el documento “Niveles de Tensión” de UTE se especifica, para cada nivel de tensión, los desvíos máximos permitidos respecto al valor nominal. Se reproduce el cuadro mencionado:

Nivel de tensión	Nominal (kV)	Tipo	Desv. Mínima (%)	Desv. Máxima (%)
AT	60	Subterráneo	-7	+7
		Aéreo	-7	+7
	31.5	Subterráneo	-7	+7
		Aéreo	-10	+10
MT	22	Subterráneo	-7	+7
		Aéreo	-10	+9
	15	Subterráneo	-7	+7
		Aéreo	-10	+10
	6.6	Subterráneo	-7	+7
		Aéreo	-10	+9
BT	0.230	Urbano	-12	+6
		Rural	-14	+6
	0.400	Urbano	-12	+6
		Rural	-14	+6

Mercados Energéticos adoptó para la realización del presente estudio, niveles de caída de tensión inferiores al 6% para todos los casos.

RESULTADOS

RED DE SUBTRANSMISIÓN (60 Y 30KV)

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el proceso de optimización de la totalidad de las redes de subtransmisión.

Con el fin de poder realizar un mejor análisis se presentan los resultados obtenidos para la red real y la optimizada.

Los resultados obtenidos se muestran en cuadros agrupados según los siguientes criterios:

- Estaciones Transformadoras
- Transformadores de Subtransmisión
- Red de Subtransmisión

ESTACIONES TRANSFORMADORAS

Para cada Estación Transformadora se presenta la potencia máxima de la misma, cantidad de alimentadores y pérdidas de potencia y energía en líneas y transformadores.

Es de hacer notar que están incluidos 68 transformadores que alimentan directamente redes de BT y que representan un total de 12 MVA aproximadamente

Red Actual

SUBSTATION	Tensión	Cantidad de Alimentadores	Potencia Max	Pérdida de Potencia Líneas		Pérdida de Potencia Transformadores		Pérdida de Potencia	Pérdida Energía Líneas		Pérdida Energía Transformadores		Pérdida Energía
	kV	Cantidad	kW	kW	%	kW	%	%	kWh	%	kWh	%	%
2T01	30	3	3368	44	1,3%	34	1,0%	2,3%	58969	0,2%	154020	0,5%	0,7%
2T02	30	4	9814	258	2,6%	56	0,6%	3,2%	489031	0,6%	282768	0,3%	0,9%
2T03	30	3	9633	70	0,7%	90	0,9%	1,7%	156169	0,2%	323066	0,4%	0,6%
2T04	30	7	38247	849	2,2%	200	0,5%	2,7%	2368558	0,7%	910939	0,3%	1,0%
2T05	30	5	31262	478	1,5%	184	0,6%	2,1%	974628	0,4%	584160	0,2%	0,6%
2T06	30	5	18117	358	2,0%	98	0,5%	2,5%	882209	0,6%	474306	0,3%	0,9%
2T07	30	4	15991	162	1,0%	112	0,7%	1,7%	453997	0,3%	442449	0,3%	0,9%
2T08	30	2	5687	170	3,0%	30	0,5%	3,5%	346918	0,7%	109410	0,2%	0,9%
2T09	30	3	10368	298	2,9%	80	0,8%	3,6%	720278	0,8%	314948	0,3%	1,1%
3T01	30	3	7085	472	6,7%	43	0,6%	7,3%	993600	1,6%	246842	0,4%	2,0%
3T02 30	30	2	1210	0	0,0%	6	0,5%	0,5%	1322	0,0%	33706	0,3%	0,3%
3T02 60	60	3	28009	2249	8,0%	167	0,6%	8,6%	4365073	1,8%	853569	0,3%	2,1%
3T03	30	3	22137	810	3,7%	77	0,3%	4,0%	1152116	0,6%	278962	0,1%	0,7%
3T04	30	3	19056	144	0,8%	151	0,8%	1,5%	423691	0,3%	496714	0,3%	0,6%
3T05	30	2	12929	7	0,1%	350	2,7%	2,8%	8411	0,0%	365324	0,3%	0,3%
3T06 30	30	2	9136	37	0,4%	46	0,5%	0,9%	73715	0,1%	184739	0,2%	0,3%
3T06 60	60	2	16047	700	4,4%	92	0,6%	4,9%	1220751	0,9%	535444	0,4%	1,2%
3T07	30	6	39838	718	1,8%	223	0,6%	2,4%	1112025	0,3%	732051	0,2%	0,5%
3T08	30	4	52324	153	0,3%	209	0,4%	0,7%	198913	0,0%	567729	0,1%	0,2%
3T09	60	1	22398	1136	5,1%	134	0,6%	5,7%	925318	0,5%	446960	0,2%	0,7%
3T10	30	1	8079	39	0,5%	57	0,7%	1,2%	78172	0,1%	204939	0,3%	0,4%
4T01	30	4	16215	496	3,1%	134	0,8%	3,9%	949413	0,7%	457814	0,3%	1,0%
4T02	30	4	20829	814	3,9%	110	0,5%	4,4%	2256566	1,2%	344314	0,2%	1,4%
4T03	30	4	14920	662	4,4%	87	0,6%	5,0%	1673742	1,3%	384746	0,3%	1,6%
4T04	30	4	20245	924	4,6%	95	0,5%	5,0%	2351351	1,3%	386298	0,2%	1,5%
4T06	30	5	11207	122	1,1%	80	0,7%	1,8%	316559	0,3%	300489	0,3%	0,6%
4T07 30	30	4	18587	780	4,2%	151	0,8%	5,0%	1649614	1,0%	518341	0,3%	1,3%
4T07 60	60	1	7370	82	1,1%	99	1,3%	2,4%	173139	0,3%	384153	0,6%	0,9%
4T08	30	1	8460	129	1,5%	53	0,6%	2,1%	271913	0,4%	171126	0,2%	0,6%
4T09	30	2	2501	3	0,1%	36	1,4%	1,6%	6909	0,0%	126370	0,6%	0,6%
4T10	30	2	8385	176	2,1%	79	0,9%	3,0%	371769	0,5%	261584	0,4%	0,9%
4T12 30	30	1	4378	0	0,0%	25	0,6%	0,6%	589	0,0%	81799	0,2%	0,2%
4T12 60	60	2	20541	436	2,1%	156	0,8%	2,9%	921437	0,5%	607523	0,3%	0,8%
5T01 30	30	4	15576	203	1,3%	136	0,9%	2,2%	430381	0,3%	467422	0,3%	0,7%
5T01 60	60	2	31500	804	2,6%	154	0,5%	3,0%	1700877	0,6%	644805	0,2%	0,9%
5T02	30	4	18881	1369	7,3%	182	1,0%	8,2%	2896086	1,8%	629045	0,4%	2,1%
5T03 30	30	4	24263	272	1,1%	174	0,7%	1,8%	574581	0,3%	582307	0,3%	0,5%
5T03 60	60	2	33651	687	2,0%	187	0,6%	2,6%	1452472	0,5%	750298	0,3%	0,7%
5T04 30	30	3	8088	1043	12,9%	113	1,4%	14,3%	2207134	3,1%	408672	0,6%	3,7%
5T04 60	60	2	20109	721	3,6%	250	1,2%	4,8%	1525182	0,9%	1034622	0,6%	1,5%
5T05 30	30	5	13683	650	4,8%	146	1,1%	5,8%	1375030	1,1%	518213	0,4%	1,6%
5T06	30	3	5735	20	0,4%	71	1,2%	1,6%	18272	0,0%	237729	0,5%	0,5%
5T07 30	30	2	22769	238	1,0%	107	0,5%	1,5%	419710	0,2%	318807	0,2%	0,4%
5T07 60	60	1	7989	22	0,3%	32	0,4%	0,7%	33125	0,0%	111902	0,2%	0,2%
5T08	30	5	14189	43	0,3%	102	0,7%	1,0%	139113	0,1%	382208	0,3%	0,4%
MA	30	3	34504	2149	6,2%	145	0,4%	6,6%	7011714	2,3%	577633	0,2%	2,5%
MB	30	4	29026	491	1,7%	208	0,7%	2,4%	1184224	0,5%	692553	0,3%	0,7%
MC	30	8	71397	325	0,5%	312	0,4%	0,9%	706308	0,1%	939786	0,2%	0,3%
ME	30	15	170001	653	0,4%	898	0,5%	0,9%	1303364	0,1%	2678537	0,2%	0,3%
MF	30	12	145653	789	0,5%	810	0,6%	1,1%	1392903	0,1%	1988234	0,2%	0,3%
MH	30	12	104872	396	0,4%	581	0,6%	0,9%	807841	0,1%	1607131	0,2%	0,3%
MJ	30	6	87369	336	0,4%	553	0,6%	1,0%	757640	0,1%	1609246	0,2%	0,3%
MK	30	4	54876	361	0,7%	317	0,6%	1,2%	792366	0,2%	999083	0,2%	0,4%
MN	30	11	110676	743	0,7%	537	0,5%	1,2%	1517828	0,2%	1805569	0,2%	0,3%
S VAZQUEZ	30	4	14210	106	0,7%	100	0,7%	1,4%	271013	0,2%	354716	0,3%	0,5%

Red Optimizada

SUBESTACION	Tensi ^o n kV	Cantidad de alimentadores	Potencia M ^á x. kW	P ^é rdis de Potencia L ^í neas	P ^é rdis de Potencia Transformadores	Tot. P ^é rdis de Potencia.	P ^é rdis de Energia L ^í neas	P ^é rdis de Energia Transformadores	Tot. P ^é rdis de Energia.				
2T01	30 kV	3	3368 kW	73 kW	2.2%	28 kW	0.8%	3.0%	92694 kWh	1.2%	171968 kWh	0.9%	2.05%
2T02	30 kV	4	9814 kW	291 kW	3.0%	48 kW	0.5%	3.5%	542100 kWh	1.6%	281899 kWh	0.5%	2.09%
2T03	30 kV	3	9633 kW	109 kW	1.1%	60 kW	0.6%	1.8%	243599 kWh	0.6%	235872 kWh	0.4%	1.02%
2T04	30 kV	7	38247 kW	829 kW	2.2%	191 kW	0.5%	2.7%	2441489 kWh	1.2%	943712 kWh	0.4%	1.58%
2T05	30 kV	5	31262 kW	259 kW	0.8%	191 kW	0.6%	1.4%	519372 kWh	0.4%	649569 kWh	0.4%	0.80%
2T06	30 kV	5	18117 kW	432 kW	2.4%	78 kW	0.4%	2.8%	1065505 kWh	1.3%	388773 kWh	0.4%	1.65%
2T07	30 kV	4	15991 kW	116 kW	0.7%	90 kW	0.6%	1.3%	306470 kWh	0.4%	336113 kWh	0.4%	0.75%
2T08	30 kV	2	5687 kW	208 kW	3.7%	30 kW	0.5%	4.2%	424899 kWh	2.0%	95219 kWh	0.3%	2.24%
2T09	30 kV	3	10368 kW	212 kW	2.0%	72 kW	0.7%	2.7%	516587 kWh	1.1%	280498 kWh	0.5%	1.56%
3T01	30 kV	3	6937 kW	283 kW	4.1%	25 kW	0.4%	4.4%	596468 kWh	2.2%	139340 kWh	0.3%	2.54%
3T02 30	30 kV	2	1210 kW	1 kW	0.1%	2 kW	0.2%	0.2%	2123 kWh	0.0%	11076 kWh	0.2%	0.20%
3T02 60	60 kV	3	28009 kW	687 kW	2.5%	132 kW	0.5%	2.9%	1410973 kWh	1.3%	617170 kWh	0.4%	1.69%
3T03	30 kV	3	22137 kW	804 kW	3.6%	84 kW	0.4%	4.0%	1166662 kWh	1.9%	293353 kWh	0.2%	2.17%
3T04	30 kV	3	19056 kW	93 kW	0.5%	162 kW	0.9%	1.3%	274968 kWh	0.3%	505095 kWh	0.5%	0.72%
3T05	30 kV	2	12929 kW	5 kW	0.04%	376 kW	2.9%	2.9%	13316 kWh	0.0%	383797 kWh	0.5%	0.54%
3T06 30	30 kV	2	9136 kW	43 kW	0.5%	41 kW	0.4%	0.9%	86653 kWh	0.3%	187233 kWh	0.3%	0.59%
3T06 60	60 kV	2	16047 kW	407 kW	2.5%	56 kW	0.3%	2.9%	717347 kWh	1.4%	293061 kWh	0.3%	1.68%
3T07	30 kV	6	39838 kW	517 kW	1.3%	237 kW	0.6%	1.9%	888512 kWh	0.7%	876739 kWh	0.4%	1.07%
3T08	30 kV	4	52324 kW	359 kW	0.7%	238 kW	0.5%	1.1%	476070 kWh	0.4%	754917 kWh	0.2%	0.62%
3T09	60 kV	1	22398 kW	429 kW	1.9%	100 kW	0.4%	2.4%	349899 kWh	1.0%	265247 kWh	0.2%	2.13%
3T10	30 kV	1	8079 kW	39 kW	0.5%	54 kW	0.7%	1.2%	78172 kWh	0.3%	207810 kWh	0.4%	0.69%
4T01	30 kV	4	16215 kW	355 kW	2.2%	117 kW	0.7%	2.9%	670810 kWh	1.2%	351461 kWh	0.4%	1.54%
4T02	30 kV	4	20829 kW	215 kW	1.0%	109 kW	0.5%	1.6%	600096 kWh	0.6%	348188 kWh	0.3%	0.83%
4T03	30 kV	4	14920 kW	297 kW	2.0%	98 kW	0.7%	2.6%	736034 kWh	1.1%	473459 kWh	0.5%	1.62%
4T04	30 kV	4	20245 kW	353 kW	1.7%	91 kW	0.4%	2.2%	908201 kWh	0.9%	372510 kWh	0.3%	1.25%
4T06	30 kV	5	11207 kW	100 kW	0.9%	84 kW	0.7%	1.6%	251868 kWh	0.5%	297977 kWh	0.5%	0.94%
4T07 30	30 kV	4	18587 kW	609 kW	3.3%	128 kW	0.7%	4.0%	1287443 kWh	1.8%	454694 kWh	0.4%	2.18%
4T07 60	60 kV	1	7370 kW	46 kW	0.6%	74 kW	1.0%	1.6%	97727 kWh	0.3%	284532 kWh	0.6%	0.98%
4T08	30 kV	1	8460 kW	129 kW	1.5%	53 kW	0.6%	2.2%	272249 kWh	0.8%	175971 kWh	0.4%	1.18%
4T09	30 kV	2	2501 kW	6 kW	0.2%	28 kW	1.1%	1.4%	11213 kWh	0.1%	100396 kWh	0.7%	0.80%
4T10	30 kV	2	8385 kW	61 kW	0.7%	64 kW	0.8%	1.5%	129808 kWh	0.4%	215317 kWh	0.4%	0.83%
4T12 30	30 kV	1	4378 kW	1 kW	0.0%	30 kW	0.7%	0.7%	401 kWh	0.0%	93156 kWh	0.4%	0.36%
4T12 60	60 kV	2	20541 kW	433 kW	2.1%	134 kW	0.7%	2.8%	916515 kWh	1.1%	480380 kWh	0.4%	1.53%
5T01 30	30 kV	4	15576 kW	156 kW	1.0%	106 kW	0.7%	1.7%	330827 kWh	0.5%	376365 kWh	0.4%	0.95%
5T01 60	60 kV	2	31500 kW	1033 kW	3.3%	154 kW	0.5%	3.8%	2185906 kWh	1.8%	644671 kWh	0.3%	2.10%
5T02	30 kV	4	18881 kW	565 kW	3.0%	129 kW	0.7%	3.7%	1195998 kWh	1.6%	436037 kWh	0.4%	2.00%
5T03 30	30 kV	4	24263 kW	210 kW	0.9%	154 kW	0.6%	1.5%	443266 kWh	0.5%	515702 kWh	0.4%	0.83%
5T03 60	60 kV	1	33651 kW	492 kW	1.5%	156 kW	0.5%	1.9%	1041047 kWh	0.8%	550714 kWh	0.3%	1.06%
5T04 30	30 kV	2	8088 kW	239 kW	3.0%	80 kW	1.0%	3.9%	505243 kWh	1.6%	281826 kWh	0.6%	2.19%
5T04 60	60 kV	2	20109 kW	601 kW	3.0%	244 kW	1.2%	4.2%	1271436 kWh	1.6%	864508 kWh	0.7%	2.35%
5T05 30	30 kV	4	13683 kW	236 kW	1.7%	123 kW	0.9%	2.6%	499756 kWh	0.9%	432282 kWh	0.5%	1.46%
5T06	30 kV	3	5735 kW	19 kW	0.3%	52 kW	0.9%	1.2%	19206 kWh	0.2%	160772 kWh	0.5%	0.65%
5T07 30	30 kV	2	22769 kW	207 kW	0.9%	107 kW	0.5%	1.4%	366804 kWh	0.5%	318718 kWh	0.2%	0.73%
5T07 60	60 kV	1	7989 kW	15 kW	0.2%	45 kW	0.6%	0.8%	22504 kWh	0.1%	163803 kWh	0.3%	0.44%
5T08	30 kV	5	14189 kW	45 kW	0.3%	99 kW	0.7%	1.0%	124985 kWh	0.2%	329227 kWh	0.4%	0.57%
MA	30 kV	3	34504 kW	871 kW	2.5%	134 kW	0.4%	2.9%	2567845 kWh	1.4%	536608 kWh	0.3%	1.62%
MB	30 kV	4	29026 kW	368 kW	1.3%	200 kW	0.7%	2.0%	885298 kWh	0.7%	752715 kWh	0.4%	1.13%
MC	30 kV	8	71397 kW	486 kW	0.7%	305 kW	0.4%	1.1%	1108371 kWh	0.4%	902370 kWh	0.2%	0.58%
ME	30 kV	15	170001 kW	1035 kW	0.6%	927 kW	0.5%	1.2%	2028719 kWh	0.3%	2943615 kWh	0.3%	0.62%
MF	30 kV	12	145653 kW	1335 kW	0.9%	851 kW	0.6%	1.5%	2355363 kWh	0.5%	2712335 kWh	0.3%	0.81%
MH	30 kV	12	104872 kW	511 kW	0.5%	622 kW	0.6%	1.1%	1053685 kWh	0.3%	1934088 kWh	0.3%	0.57%
MJ	30 kV	6	87369 kW	431 kW	0.5%	592 kW	0.7%	1.2%	944496 kWh	0.3%	1887492 kWh	0.4%	0.63%
MK	30 kV	4	54876 kW	448 kW	0.8%	317 kW	0.6%	1.4%	938113 kWh	0.4%	1110172 kWh	0.3%	0.78%
MN	30 kV	11	110676 kW	993 kW	0.9%	447 kW	0.4%	1.3%	2058256 kWh	0.5%	1576362 kWh	0.2%	0.73%
S VAZQUEZ	30 kV	4	14210 kW	58 kW	0.4%	72 kW	0.5%	0.9%	146793 kWh	0.2%	295614 kWh	0.4%	0.58%

TRANSFORMADORES

Se presenta un resumen de los módulos de transformación existentes y la cantidad de cada uno de ellos, de acuerdo a su nivel de tensión primaria para la red actual y la red optimizada.

Red Actual

CANTIDAD	POTENCIA	TENSION PRIMARIA	TENSION SECUNDARIA
6	15000 kVA	60 kV	31,5 kV
1	10000 kVA	60 kV	15,0 kV
22	7500 kVA	60 kV	15,0 kV
2	5000 kVA	60 kV	15,0 kV
5	3750 kVA	60 kV	15,0 kV
1	3000 kVA	60 kV	15,0 kV
1	1000 kVA	60 kV	15,0 kV
2	10000 kVA	60 kV	6,6 kV
1	7500 kVA	60 kV	6,6 kV
1	7000 kVA	60 kV	6,6 kV
1	6000 kVA	60 kV	6,6 kV
1	3750 kVA	60 kV	6,6 kV

CANTIDAD	POTENCIA	TENSION PRIMARIA	TENSION SECUNDARIA
2	9000 kVA	30 kV	15,0 kV
21	7500 kVA	30 kV	15,0 kV
17	5000 kVA	30 kV	15,0 kV
16	3750 kVA	30 kV	15,0 kV
19	3000 kVA	30 kV	15,0 kV
18	1600 kVA	30 kV	15,0 kV
26	1500 kVA	30 kV	15,0 kV
7	1000 kVA	30 kV	15,0 kV
1	800 kVA	30 kV	15,0 kV
5	500 kVA	30 kV	15,0 kV
5	300 kVA	30 kV	15,0 kV
1	200 kVA	30 kV	15,0 kV
1	100 kVA	30 kV	15,0 kV
119	10000 kVA	30 kV	6,6 kV
9	7500 kVA	30 kV	6,6 kV
31	7000 kVA	30 kV	6,6 kV
1	6000 kVA	30 kV	6,6 kV
20	5000 kVA	30 kV	6,6 kV
5	4000 kVA	30 kV	6,6 kV
9	3750 kVA	30 kV	6,6 kV
4	3000 kVA	30 kV	6,6 kV
5	1500 kVA	30 kV	6,6 kV
4	1000 kVA	30 kV	6,6 kV
1	800 kVA	30 kV	6,6 kV
1	550 kVA	30 kV	6,6 kV
4	500 kVA	30 kV	6,6 kV
1	440 kVA	30 kV	6,6 kV
1	300 kVA	30 kV	6,6 kV
1	2000 kVA	30 kV	0,4 kV
5	1000 kVA	30 kV	0,4 kV
1	250 kVA	30 kV	0,4 kV
1	200 kVA	30 kV	0,4 kV
3	50 kVA	30 kV	0,4 kV
1	30 kVA	30 kV	0,4 kV
14	25 kVA	30 kV	0,4 kV
1	630 kVA	30 kV	0,23 kV
2	500 kVA	30 kV	0,23 kV
2	300 kVA	30 kV	0,23 kV
2	250 kVA	30 kV	0,23 kV
4	200 kVA	30 kV	0,23 kV
2	150 kVA	30 kV	0,23 kV
3	100 kVA	30 kV	0,23 kV
7	50 kVA	30 kV	0,23 kV
18	25 kVA	30 kV	0,23 kV
1	10 kVA	30 kV	0,23 kV

Red Optimizada

CANTIDAD	POTENCIA	TENSION PRIMARIA	TENSION SECUNDARIA
6	15000 kVA	60 kV	30,0 kV
1	15000 kVA	60 kV	15,0 kV
1	10000 kVA	60 kV	15,0 kV
14	7500 kVA	60 kV	15,0 kV
8	5000 kVA	60 kV	15,0 kV
5	3000 kVA	60 kV	15,0 kV
3	2000 kVA	60 kV	15,0 kV
2	10000 kVA	60 kV	6,0 kV
4	3750 kVA	60 kV	6,0 kV

CANTIDAD	POTENCIA	TENSION PRIMARIA	TENSION SECUNDARIA
4	10000 kVA	30 kV	15,0 kV
9	7500 kVA	30 kV	15,0 kV
7	6000 kVA	30 kV	15,0 kV
11	5000 kVA	30 kV	15,0 kV
12	4000 kVA	30 kV	15,0 kV
9	3000 kVA	30 kV	15,0 kV
18	2500 kVA	30 kV	15,0 kV
20	1500 kVA	30 kV	15,0 kV
13	1000 kVA	30 kV	15,0 kV
5	750 kVA	30 kV	15,0 kV
9	630 kVA	30 kV	15,0 kV
6	500 kVA	30 kV	15,0 kV
4	400 kVA	30 kV	15,0 kV
2	300 kVA	30 kV	15,0 kV
1	250 kVA	30 kV	15,0 kV
3	200 kVA	30 kV	15,0 kV
3	160 kVA	30 kV	15,0 kV
3	100 kVA	30 kV	15,0 kV
43	15000 kVA	30 kV	6,6 kV
48	10000 kVA	30 kV	6,6 kV
21	7500 kVA	30 kV	6,6 kV
24	6000 kVA	30 kV	6,6 kV
22	5000 kVA	30 kV	6,6 kV
19	3750 kVA	30 kV	6,6 kV
5	3000 kVA	30 kV	6,6 kV
11	2500 kVA	30 kV	6,6 kV
6	1600 kVA	30 kV	6,6 kV
5	1000 kVA	30 kV	6,6 kV
2	750 kVA	30 kV	6,6 kV
2	630 kVA	30 kV	6,6 kV
2	400 kVA	30 kV	6,6 kV
1	200 kVA	30 kV	6,6 kV
1	150 kVA	30 kV	6,6 kV
2	100 kVA	30 kV	6,6 kV
1	2000 kVA	30 kV	0,4 kV
5	630 kVA	30 kV	0,4 kV
2	500 kVA	30 kV	0,4 kV
1	200 kVA	30 kV	0,4 kV
3	50 kVA	30 kV	0,4 kV
14	25 kVA	30 kV	0,4 kV
1	1000 kVA	30 kV	0,2 kV
1	630 kVA	30 kV	0,2 kV
3	250 kVA	30 kV	0,2 kV
4	200 kVA	30 kV	0,2 kV
2	160 kVA	30 kV	0,2 kV
5	100 kVA	30 kV	0,2 kV
8	50 kVA	30 kV	0,2 kV
18	25 kVA	30 kV	0,2 kV
1	10 kVA	30 kV	0,2 kV

LÍNEAS DE SUB TRANSMISIÓN

Se presentan los valores actuales y los resultados obtenidos en la optimización de la red de sub transmisión diferenciándolas por distintos niveles de tensión.

Es de hacer notar que también se incluye la red de interconexión; la que fue optimizada exclusivamente mediante el reemplazo de algunos conductores, cuya selección fue hecha contemplando los criterios de diseño de UTE.

Red actual

Correspondiente a 60 kV

KV nominal	TIPO	CONDUCTOR	LONGITUD
60 kV	Aereo	L240/40ACSR60	6,1 km
60 kV	Aereo	L150AL60	226,5 km
60 kV	Aereo	L120AL60	420,9 km
60 kV	Aereo	L95/15ACSR60	72,1 km
60 kV	Aereo	L95AL60	67,8 km

Correspondiente a 30 kV

KV nominal	TIPO	CONDUCTOR	LONGITUD
30 kV	Subterráneo	CX500AL30	50,9 km
30 kV	Subterráneo	CX240AL22	26,8 km
30 kV	Subterráneo	CX185AL30	9,5 km
30 kV	Subterráneo	CAPI240CU30	163,3 km
30 kV	Subterráneo	CAPI185CU30	22,3 km
30 kV	Subterráneo	CAPI150CU30	21,7 km
30 kV	Subterráneo	CAPI120CU30	136,8 km
30 kV	Subterráneo	CAPI70CU30	10,0 km
30 kV	Subterráneo	CAPI50CU30	12,1 km
30 kV	Aereo	L240/40ACSR30	22,8 km
30 kV	Aereo	L150AL30	253,5 km
30 kV	Aereo	L125/30ACSR30	16,2 km
30 kV	Aereo	L120AL30	732,4 km
30 kV	Aereo	L120CU30	27,7 km
30 kV	Aereo	L95/15ACSR30	12,0 km
30 kV	Aereo	L95AL30	556,3 km
30 kV	Aereo	L95CU30	85,2 km
30 kV	Aereo	L70AL30	155,9 km
30 kV	Aereo	L70CU30	49,0 km
30 kV	Aereo	L50AL30	110,2 km
30 kV	Aereo	L50CU30	117,8 km
30 kV	Aereo	L35AL30	0,0 km
30 kV	Aereo	L35CU30	6,3 km
30 kV	Aereo	L25AL30	1,0 km
30 kV	Aereo	L25CU30	1,7 km
30 kV	Aereo	L16CU30	88,6 km

Correspondiente a la Red de interconexión⁴

KV nominal	TIPO	CONDUCTOR	LONGITUD
0 kV	Subterráneo	CX500AL30	11,7 km
0 kV	Subterráneo	CX240AL30	0,2 km
0 kV	Subterráneo	CAPI240CU30	36,4 km
0 kV	Subterráneo	CAPI185CU30	29,5 km
0 kV	Subterráneo	CAPI150CU30	8,4 km
0 kV	Subterráneo	CAPI120CU30	27,2 km
0 kV	Subterráneo	CAPI70CU30	2,9 km
0 kV	Subterráneo	CAPI50CU30	10,8 km
0 kV	Subterráneo	CAPI35CU30	0,1 km
0 kV	Aéreo	L150AL30	79,9 km
0 kV	Aéreo	L125/30ACSR30	4,9 km
0 kV	Aéreo	L120AL30	24,0 km
0 kV	Aéreo	L95AL30	24,3 km
0 kV	Aéreo	L50AL30	0,4 km

Red optimizada

Correspondiente a 60 Kv

KV nominal	TIPO	CONDUCTOR	LONGITUD
60 kV	Aéreo	L300AL	95,3 km
60 kV	Aéreo	L240AL	51,7 km
60 kV	Aéreo	L185AL	292,5 km
60 kV	Aéreo	L120AL	91,2 km
60 kV	Aéreo	L95/15AL	155,7 km
60 kV	Aéreo	L70AL15	59,0 km
60 kV	Aéreo	L50/8	48,1 km

Correspondiente a 30 kV

KV nominal	TIPO	CONDUCTOR	LONGITUD
30 kV	Subterráneo	CX500AL	50,8 km
30 kV	Subterráneo	CX240AL	305,6 km
30 kV	Subterráneo	CX120AL	90,7 km
30 kV	Subterráneo	CX50AL	6,2 km
30 kV	Aéreo	L300AL	124,4 km
30 kV	Aéreo	L240AL	95,4 km
30 kV	Aéreo	L185AL	181,8 km
30 kV	Aéreo	L120AL	481,0 km
30 kV	Aéreo	L95/15AL	206,2 km
30 kV	Aéreo	L70AL15	544,4 km
30 kV	Aéreo	L50/8	575,1 km
30 kV	Aéreo	L25/4AL	28,4 km

⁴ Tramos de la red de subtransmisión que no están activas normalmente, y que brindan alternativas de alimentación ante problemas de falla.

Correspondiente a la Red de Interconexión

KV nominal	TIPO	CONDUCTOR	LONGITUD
0 kV	Subterráneo	CX500AL	11,7 km
0 kV	Subterráneo	CX240AL	70,7 km
0 kV	Subterráneo	CX120AL	36,6 km
0 kV	Subterráneo	CX50AL	8,1 km
0 kV	Aéreo	L185AL	41,7 km
0 kV	Aéreo	L120AL	39,7 km
0 kV	Aéreo	L95/15AL	20,0 km
0 kV	Aéreo	L70/8	2,1 km
0 kV	Aéreo	L50/8	29,9 km

La suma total de kilómetros de la red de subtransmisión es 1.6% superior al total informado por UTE debido a que en el SPARD fue necesario agregar pequeños tramos que garantizaran la total conectividad requerida por el programa.

BANCOS DE CAPACITORES

Dado que para algunos alimentadores el valor de la caída de tensión excedía el nivel del 6 %; se ha tenido que recurrir a una compensación paralelo de los mismos.

En el cuadro siguiente se muestra, para cada alimentador, la capacidad de los bancos de capacitores requeridos.

ALIMENTADOR	TOTAL DE REACTIVO
4T01/5	400 kVAr
3T04/2	400 kVAr
5T01_60/A	650 kVAr
2T02/4	450 kVAr
3T03/2	750 kVAr
5T02/11	1400 kVAr
2T09/6	2000 kVAr
4T02/9	1000 kVAr
2T09/5	1000 kVAr
3T07/5	2000 kVAr
MA/9	5000 kVAr
2T04/11	1500 kVAr
4T07_30/2	3000 kVAr
4T03/9	1000 kVAr
3T06_60/1	3000 kVAr
3T01/2	1000 kVAr
5T04_30/3	3000 kVAr
3T02_60/2	6000 kVAr
3T01/1	2300 kVAr

RED DE MT DURAZNO**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED REAL***Alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
4049/6	3,9 km	1710	6 kV
4001/2	2,1 km	2180	6 kV
4001/3	0,5 km	315	6 kV
4001/4	1,0 km	1315	6 kV
4001/6	8,4 km	3840	6 kV
4001/7	6,5 km	2010	6 kV
4001/8	0,04 km	315	6 kV
4001/9	2,9 km	3080	6 kV
4002/2	2,2 km	2100	6 kV
4002/3	5,3 km	885	6 kV
4002/4	2,5 km	100	6 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
25 kVA	3
50 kVA	11
100 kVA	24
125 kVA	1
150 kVA	8
160 kVA	4
200 kVA	12
250 kVA	7
315 kVA	6
400 kVA	6
500 kVA	5
630 kVA	2

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	6,2 km	CX240AL6
Subterráneo	1,1 km	CX185AL6
Subterráneo	3,0 km	CAP120CU6
Subterráneo	0,9 km	CAP150CU6
Subterráneo	4,6 km	CAP135CU6
Aérea	5,4 km	L95AL6
Aérea	0,2 km	L70AL6
Aérea	12,9 km	L35AL6
Aérea	0,4 km	L25AL6
Aérea	1,4 km	L16CU6

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED ADAPTADA*Alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
4049/6	3,9 km	1780	6 kV
4001/2	2,1 km	2450	6 kV
4001/3	0,5 km	400	6 kV
4001/4	1,0 km	670	6 kV
4001/6	8,4 km	2705	6 kV
4001/7	6,5 km	1895	6 kV
4001/8	0,04 km	400	6 kV
4001/9	2,9 km	2485	6 kV
4002/2	2,2 km	1305	6 kV
4002/3	5,3 km	910	6 kV
4002/4	2,5 km	385	6 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
25 kVA	5
50 kVA	12
100 kVA	30
160 kVA	20
250 kVA	11
400 kVA	7
630 kVA	4

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	15,9 km	CX240AL
Aérea	20,3 km	L70AL15

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo I

RED DE BT DURAZNO

Para la red de distribución secundaria de Durazno se determinaron dos módulos típicos:

- Módulo de 160 kVA

- Módulo de 315 kVA⁵

MÓDULO DE 160 kVA

Características básicas de la red real

A continuación se describe el módulo típico determinado, correspondiente a 160 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 160 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	160	4,0 %	1,2%	0,18%	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	310	3x95AL+54,6AL	95
Ramal	1260	3x50AL+54,6AL	
Subramal	550	3x25AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x50AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal, ramal y subramal	2120	3x50AL+54,6AL	95

MÓDULO DE 315 kVA

Características básicas de la red real.

A continuación se describe el módulo típico correspondiente a 315 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

⁵ La denominación 315Kva tiene como función identificar el alimentador real de BT seleccionado, pero no implica la consideración de tal transformador para el ejercicio de optimización de red. Todos los transformadores MT/BT sustituidos, lo fueron en base a la serie RE5 presentada anteriormente.

MÓDULO 315 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	Pcu	Pfe	KV1	KV2
3	315	4,0 %	0,9%	0,15%	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
troncal	1250	Cable 1x150AL	190
ramal	1325	3x70AL+54,6AL	
Subramal	1060	3x50AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el cable de 1x 150AL para los troncales y el conductor de 3 x 95AL + 54,6AL para los ramales y subramales.

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	1250	3x 240+150 CX	190
Ramal y subramal	2385	3x95AL+54,6AL	

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN

Par toda la localidad de Durazno, el resultado final obtenido al expandir la muestra es:

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
CABLE 3x240	25,30
PRE 95	48,27
PRE 50	85,04

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo II

RED DE MT FLORENCIO SÁNCHEZ**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED REAL***Cantidad de alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
4035/5	5,0 km	2025	15 kV
4035/6	4,8 km	145	15 kV
4035/7	1,2 km	1950	15 kV
4035/12	11,3 km	2850	15 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
10 kVA	2
25 kVA	3
50 kVA	4
100 kVA	11
160 kVA	1
200 kVA	5
250 kVA	5
315 kVA	1
400 kVA	1
500 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	0,6 km	CX240AL15
Subterráneo	0,16 km	CX50AL15
Subterráneo	0,3 km	CAP125CU6
Aérea	3,5 km	L95/15ACSR15
Aérea	5,0 km	L95AL15
Aérea	4,6 km	L70AL15
Aérea	0,3 km	L50AL15
Aérea	1,7 km	L50CU15
Aérea	4,3 km	L35AL15
Aérea	0,5 km	L35CU15
Aérea	0,6 km	L25/4ACSR15
Aérea	0,1 km	L25CU15
Aérea	1,1 km	L16CU15

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED ADAPTADA*Alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
4035/5	5,0 km	1450	15 kV
4035/6	4,8 km	150	15 kV
4035/7	1,2 km	1950	15 kV
4035/12	11,3 km	2015	15 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
25 kVA	9
50 kVA	6
100 kVA	11
160 kVA	6
400 kVA	1
630 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	1,0 km	CX240AL
Aérea	15,7 km	L70AL15
Aérea	5,7 km	L50/8

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo III.

RED DE BT FLORENCIO SÁNCHEZ

Para la red de distribución secundaria de Florencia Sánchez se determinaron los siguientes módulos típicos:

- Módulo de 100 kVA
- Módulo de 250 kVA

MÓDULO DE 100 kVA*Características básicas de la red real.*

A continuación se describe el módulo típico determinado, correspondiente a 100 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 100 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	Pcu	Pfe	KV1	KV2
3	100	4,0 %	1,5 %	0,2 %	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
troncal	1101	3x95AL+54,6AL	130
Ramal	2011	3x25AL+54,6AL	
Subramal	450	3x25AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada.

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x50AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal, ramal y subramal	3562	3x95AL+54,6AL	130

MÓDULO DE 250 KVA

Características básicas de la red real.

A continuación se describe el módulo típico correspondiente a 250 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 250 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	Pcu	Pfe	KV1	KV2
3	250	4,0 %	1,2 %	0,2 %	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCION[mm ²]	USUARIOS
troncal	240	3x35AL+54,6AL	98
ramal primario	1321	3x50AL+54,6AL	
ramal secundario	174	3x70AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x95AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
troncal	240	3x 240+150 CX	98
Troncal, ramal y subramal	1495	3x95AL+54,6AL	

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN

Par toda la localidad de F. Sánchez, el resultado final obtenido al expandir la muestra es:

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
CABLE 1x240	1,9
PRE 95	60,3

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo IV.

RED DE MT DISTRITO MERCEDES**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED REAL*****Cantidad de alimentadores en estudio***

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
4004/4	148 km	3205	15 kV
4029/5	73 km	1925	15 kV
4032/7	9 km	3100	15 kV
4042/2	3 km	300	15 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	8
10 kVA	111
15 kVA	10
25 kVA	32
50 kVA	8
100 kVA	12
150 kVA	6
160 kVA	3
200 kVA	17
250 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	0,8 km	CX240AL
Subterráneo	2,1 km	CX25AL
Aérea	31,1 km	L120AL
Aérea	39,1 km	L70AL
Aérea	63,2 km	L50CU
Aérea	3,9 km	L50AL
Aérea	8,2 km	L50/8ACSR
Aérea	36,3 km	L35AL
Aérea	47,3 km	L25/4ACSR
Aérea	0,8 km	L16CU

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED ADAPTADA

Alimentadores en estudio

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
4004/4	148 km	2290	15
4029/5	73 km	530	15
4032/7	9 km	690	15
4042/2	3 km	65	15

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	21
10 kVA	66
15 kVA	48
25 kVA	36
50 kVA	6
100 kVA	7
160 kVA	2
250 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,9 km	CX240AL
Aérea	72,8 km	L50/8
Aérea	157,2 km	L25/4AL

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN*Transformadores*

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	597
10 kVA	164
15 kVA	1
25 kVA	89
50 kVA	32
100 kVA	24
160 kVA	7
250 kVA	1
400 kVA	1

Conductores

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,9 km	CX240AL
Aérea	14,9 km	L70AL15
Aérea	413,8 km	L50/8
Aérea	739,0 km	L25/4AL

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo V.

RED DE BT DISTRITO MERCEDES

Para la red de distribución secundaria de Mercedes se determinaron los siguientes módulos típicos:

- Módulo de 50 kVA
- Módulo de 125 kVA
- Módulo de 160 kVA

MÓDULO DE 50 KVA*Características básicas de la red real.*

A continuación se describe el módulo típico determinado, correspondiente a 50 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 50 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	50	4,0 %	1,9 %	0,2 %	15	0.23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	40	3x120AL+54,6AL	8
ramal primario	431	3x50AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada.

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x50AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal, ramal y subramal	471	3x50AL+54,6AL	8

MÓDULO DE 125 KVA

Características básicas de la red real.

A continuación se describe el módulo típico correspondiente a 125 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 125 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	125	4,0 %	1,3 %	0,2 %	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	322	3x120AL+54,6AL	43
ramal primario	745	3x50AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x95AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal, ramal y subramal	1067	3x95AL+54,6AL	43

MÓDULO DE 160 KVA

Características básicas de la red real.

A continuación se describe el módulo típico correspondiente a 160 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 160 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	160	4,0 %	1,2 %	0,2 %	15	0.23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	242	3x185AL+54,6AL	15
ramal primario	483	3x50AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x95AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal, ramal y subramal	725	3x95AL+54,6AL	15

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN

Par toda la localidad de Mercedes, el resultado final obtenido al expandir la muestra es:

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
PRE 95	49,7
PRE 50	77,0

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo VI.

RED DE MT DE LAS PIEDRAS**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED REAL***Cantidad de alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
5010/7	23 km	1910	15 kV
5053/5	89 km	3250	15 kV
5054/2	53 km	1260	15 kV
5056/1	22 km	800	15 kV
5088/1	4 km	405	6 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	44
10 kVA	66
15 kVA	18
25 kVA	69
50 kVA	35
100 kVA	14
125 kVA	2
150 kVA	1
200 kVA	2
250 kVA	2
300 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	0,7 km	CAP170AL
Subterráneo	0,1 km	CX240AL
Aérea	0,1 km	L95AL
Aérea	1,9 km	L70AL
Aérea	2,9 km	L50AL
Aérea	3,6 km	L50/8ACSR
Aérea	0,4 km	L35CU
Aérea	43,5 km	L35AL
Aérea	22,5 km	L25/4ACSR
Aérea	98,3 km	L25AL
Aérea	16,2 km	L16CU
Aérea	0,4 km	L14ACSR

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED ADAPTADA

Alimentadores en estudio

ALIMENTADORES	LONGITUD	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
5010/7	23 km	265	15 kV
5053/5	89 km	1020	15 kV
5054/2	53 km	745	15 kV
5056/1	22 km	120	15 kV
5088/1	4 km	530	6 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	185
10 kVA	15
15 kVA	37
25 kVA	8
50 kVA	4
100 kVA	1
160 kVA	2
250 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	0,8 km	CX240AL
Aérea	28,8 km	L50/8
Aérea	160,9 km	L25/4

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN:

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
5 kVA	636
10 kVA	305
15 kVA	123
25 kVA	154
50 kVA	108
100 kVA	42
160 kVA	16
250 kVA	10
400 kVA	1
630 kVA	1

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	2,3 km	CX240AL
Aérea	42,0 km	L70AL15
Aérea	117,5 km	L50/8
Aérea	887,7 km	L25/4

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo VII.

RED DE BT DE LAS PIEDRAS

Para la red de distribución secundaria de Mercedes se determinaron los siguientes módulos típicos:

- Módulo de 50 kVA
- Módulo de 125 kVA

MÓDULO DE 50 KVA

Características básicas de la red real.

A continuación se describe el módulo típico determinado, correspondiente a 50 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 50 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	50	4,0 %	1,9 %	0,2 %	15	0.23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
troncal	97	3x50AL+54,6AL	10
ramal	568	3x35AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada.

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x95AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN [MM ²]	USUARIOS
TRONCAL	379.6	3X50AL+54,6AL	10
RAMAL Y SUBRAMAL	284.6	3X50AL+54,6AL	

MÓDULO DE 125 KVA

Características básicas de la red real.

A continuación se describe el módulo típico correspondiente a 125 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 125 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	125	4,0 %	1,3 %	0,2 %	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
troncal	820	3x50AL+54,6AL	59
Ramal	1440	3x35AL+54,6AL	
Subramal	380	3x35AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x95AL+54,6AL para el troncal y el de 3x50AL+54,6AL para los ramales y subramales.

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN [MM ²]	USUARIOS
TRONCAL	824.0	3X50AL+54,6AL	59
RAMAL Y SUBRAMAL	1809.0	3X95AL+54,6AL	

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN

Para toda la localidad de Las Piedras, el resultado final obtenido al expandir la muestra es:

CONDUCTOR	LONGITUD [KM]
PRE95	182.5
PRE50	249.7

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo VIII.

RED DE MT DE MONTEVIDEO E**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED REAL***Cantidad de alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
14/10	6,4 km	4935	6 kV
14/11	7,9 km	4260	6 kV
24/4	3,0 km	4475	6 kV
24/6	1,2 km	1000	6 kV
24/8	3,8 km	2060	6 kV
25/1	5,0 km	5820	6 kV
25/17	8,0 km	6235	6 kV
3/18	1,8 km	4590	6 kV
38/20	1,6 km	3390	6 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
100 kVA	1
150 kVA	2
160 kVA	1
200 kVA	14
315 kVA	14
400 kVA	6
500 kVA	17
630 kVA	18
750 kVA	1
800 kVA	1
1000 kVA	4
1250 kVA	1

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	0,1 km	CAP1300CU
Subterráneo	1,7 km	CAP1185CU
Subterráneo	24,1 km	CAP1120CU
Subterráneo	4,1 km	CAP170AL
Subterráneo	4,3 km	CAP135CU
Subterráneo	0,5 km	CAP116CU
Subterráneo	2,2 km	CX240AL
Subterráneo	1,6 km	CX185AL

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA RED ADAPTADA*Alimentadores en estudio*

ALIMENTADORES	LONGITUD (Km.)	POT INSTALADA kVA	TENSION DE RED
14/10	6,4 km	2845	6 kV
14/11	7,9 km	5270	6 kV
24/4	3,0 km	4115	6 kV
24/6	1,2 km	1065	6 kV
24/8	3,8 km	2330	6 kV
25/1	5,0 km	2745	6 kV
25/17	8,0 km	6600	6 kV
3/18	1,8 km	2560	6 kV
38/20	1,6 km	2470	6 kV

Transformadores

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
50 kVA	2
100 kVA	1
160 kVA	15
250 kVA	20
400 kVA	27
630 kVA	10
1000 kVA	3
1250 kVA	2

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD CONDUCTOR	LONGITUD RED	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	41,1 km	38,6 km	CX240AL

Nota: Existen tramos de dos conductores de CX240AL. Ver detalles en Anexo IX.

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN:

TRANSFORMADORES	CANTIDAD
50 kVA	4
100 kVA	14
160 kVA	147
250 kVA	132
400 kVA	55
630 kVA	260
1000 kVA	79

DESCRIPCION	LONGITUD CONDUCTOR	LONGITUD RED	SECCIÓN[mm ²]
Subterráneo	319,2 km	298,1 km	CX240AL

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo IX.

RED DE BT DE MONTEVIDEO E

Para la red de distribución secundaria de Mercedes E se determinaron los siguientes módulos típicos:

- Módulo de 315 kVA
- Módulo de 500 kVA

MÓDULO DE 315 KVA***Características básicas de la red real.***

A continuación se describe el módulo típico determinado, correspondiente a 315 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 315 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	315	4,0 %	0,92%	0,15%	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCION[mm ²]	USUARIOS
troncal	255	CABLE 240 AL	107
ramal	667	3x95AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada.

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el de 3x50AL+54,6AL

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCION[mm ²]	USUARIOS
Troncal y ramal	922	3x50AL+54,6AL	107

MÓDULO DE 500 KVA***Características básicas de la red real.***

A continuación se describe el módulo típico correspondiente a 500 kVA y su red asociada:

Parámetros del transformador

MÓDULO 500 KVA						
FASES	KVA	IMPEDANCIA	P _{cu}	P _{fe}	KV1	KV2
3	500	4,0 %	0,77 %	0,13 %	15	0,23

Parámetros de la red

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCION[mm ²]	USUARIOS
troncal	673	CABLE 185 AL	100
ramal	374	3x70AL+54,6AL	

Características básicas de la red adaptada

Luego de ejecutar la aplicación de “optimización de conductores” de SPARD se obtuvieron las siguientes conclusiones para los módulos típicos obtenidos:

- Para este circuito surge como conductor óptimo el Cable de 1x150 AL para el troncal y el de 3x50AL+54,6AL para los ramales.

Así la red secundaria de BT correspondiente al módulo típico optimizado resulta como sigue:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	673	CABLE 150 AL	100
ramal	374	3x50AL+54,6AL	

Es de hacer notar que, la muestra en cuestión cuenta con sólo 100 clientes (lo cual significa una relación de 5,3 kVA por cliente) y una red de 1.047 metros, lo que resulta significativamente menor a un circuito óptimo del mismo módulo.

De expandir esa muestra, obtendríamos resultados con una gran dispersión en esos parámetros (longitud de la red y cantidad de clientes); por lo que, se lo modificó de manera de adecuar los resultados a la realidad.

Esto consistió en imputar una cantidad de clientes de 230 (el original cuenta con 100), logrando 2,3 kVA por cliente y, respetando la relación de 11 metros de red por cliente, se logra una extensión de la red de 2.535 metros. Manteniendo la relación entre troncales y ramales del original, se obtiene el siguiente módulo optimizado:

DESCRIPCION	LONGITUD	SECCIÓN[mm ²]	USUARIOS
Troncal	1629	CABLE 240 AL	230
ramal	905	3x95AL+54,6AL	

RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN

Par toda la localidad de Montevideo E el resultado final obtenido al expandir la muestra es:

CONDUCTOR	LONGITUD [Km]
CX 240	845,5
PRE 95	527,8

RESUMEN DE SECCIONES Y CORRIENTES.

Ver Anexo X.

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA

El estudio de pérdidas de la red de distribución de UTE tiene como principal objetivo la determinación de los valores de energía y potencia de pérdidas técnicas en los niveles de AT, MT, estaciones MT/BT y redes de BT. Se analizan, por lo tanto, las pérdidas según esos niveles.

Los valores de pérdidas de potencia y de energía que se obtuvieron están extraídos de valores dados por los reportes del programa Spard y otros en función a cálculos matemáticos que relacionan las potencias máximas, las potencias de pérdidas y los factores de carga y de pérdida.

PERDIDAS EN AT

En primera instancia se analizan las redes de alta tensión de UTE (30 kV y 60 kV).

En cuadro adjunto se muestran los datos más relevantes referidos a las pérdidas mencionadas, detallándolos para Líneas o Red de AT y para Transformadores de AT/MT.

Se muestran las potencias máximas con que se realizaron los análisis de flujos, las pérdidas de potencia y las pérdidas de energía (éstas últimas en valores absolutos y sus porcentajes respecto a las máximas correspondientes).

La determinación del porcentaje de las pérdidas de potencia se obtuvo como la relación entre las potencias de pérdida y la potencia máxima. En cambio para obtener el porcentaje de pérdidas de energía se realizó una relación entre los factores de pérdidas, los factores de carga y el cociente de la potencia de pérdida y la potencia máxima.

Los factores de pérdida y de carga totales se obtuvieron de promediar los correspondientes de todas las subestaciones transformadoras. Estos factores fueron informados por UTE para poder realizar los análisis de flujos de potencia de la red en cuestión.

RESUMEN DE PERDIDAS	POTENCIA MAXIMA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA	
LINEAS DE 60/30 kV	1.573.241 kW	19154 kW	1,22%	40.191.070 kWh	0,65%
TRANSFORMADORES 60/30 kV A 15/6 kV	1.554.087 kW	9221 kW	0,59%	31.292.498 kWh	0,50%

PERDIDAS EN MT

Para el caso de las redes de media tensión (15 kV y 6 kV) si bien el criterio de cálculo es el mismo, se tuvieron en cuenta algunas particularidades, ya que cada alimentador representa a un grupo de alimentadores de una zona.

Obtenido el porcentaje de pérdida de potencia del alimentador, se lo expande a todos los alimentadores que representa, obteniéndose de esta forma las pérdidas de potencia del cluster

del ADT. Las pérdidas de energía del cluster se obtiene a partir de esta potencia de pérdida, del factor de pérdida y del periodo de tiempo considerado (un año). Luego se suman todas las pérdidas de todos los clusters del ADT, se obtienen las pérdidas de potencia y energía del ADT, y luego se obtienen los valores porcentuales de pérdida del ADT. Los factores de carga y de pérdidas utilizados para los alimentadores y transformadores son los informados por UTE.

PERDIDAS EN BT

Las redes de baja tensión son otro caso particular, en primer lugar se ponderan las pérdidas de potencia en función de la potencia máxima de cada modulo representativo, de la cantidad de módulos representativos y sus porcentajes de pérdida.

Han sido contempladas las pérdidas que se originan en las acometidas domiciliarias y en cada medidor. Respecto a las acometidas, las pérdidas fueron calculadas para cables de 6 mm² de sección y 6 m de longitud; estimándose una relación de 0,75 acometidas por medidor en zonas urbanas y una acometida por medidor para zonas rurales o instalaciones trifásicas. Para el caso de los medidores, se fijó en 1,2 W de pérdida para los monofásicos y 3,6 W para los trifásicos.

Las pérdidas de energía se obtienen a partir de la potencia de pérdida, del factor de pérdida y del periodo de tiempo considerado. Los factores de carga y de pérdida considerados fueron los mismos que se utilizaron para los transformadores de MT/BT informados por UTE.

Adicionalmente, cabe señalar que las pérdidas calculadas con el modelo de flujo de potencia no registran el efecto de las pérdidas en el conductor neutro debidas a desbalances en las cargas por las fases. Se han estimado de las pérdidas por este concepto incrementando las pérdidas por las fases en un 20%, criterio que se adoptó en la presente modelación.

PERDIDAS EN TRANSFORMADORES MT/BT

Las pérdidas de potencia y de energía de los transformadores se calcularon para cada transformador en particular, obteniendo los valores de pérdidas de cada uno de ellos en función de los factores proporcionados por UTE. De esta forma se obtuvieron las pérdidas de transformación para cada alimentador representativo.

La expansión de las pérdidas de los transformadores se realizó en forma similar a lo realizado con las líneas., Se obtuvieron los valores porcentuales y con éstos se estimaron las pérdidas de cada cluster, y éstas permiten determinar los valores relativos de pérdidas de transformación de las ADT.

RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

Se presenta a continuación, un cuadro que resume lo más relevante de los resultados obtenidos para niveles de MT, Centros de Transformación y BT, detallados, a su vez, para las diferentes ADT.

Estos valores se refieren exclusivamente a los datos obtenidos de las redes adaptadas.

PERDIDAS DE POTENCIA						
ITEM	DESCRIPCION	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
P1	Ingreso de Potencia a Red MT	156,531 kW	10,538 kW	3,267 kW	12,028 kW	5,090 kW
P2	Pérdidas de Potencia Red MT	0.86%	1.24%	0.36%	0.64%	1.54%
P3	Pérdidas de Potencia Red MT	1,340 kW	131 kW	12 kW	77 kW	78 kW
P4	Ingreso Neto a Transformadores MT/BT	155,191 kW	10,408 kW	3,255 kW	11,952 kW	5,012 kW
P5	Pérdidas de Potencia Transformadores MT/BT	0.75%	1.07%	1.20%	1.84%	2.29%
P6	Pérdidas de Potencia Transformadores MT/BT	1,164 kW	111 kW	39 kW	220 kW	115 kW
P7	Ingreso Neto a Red BT	154,027 kW	10,296 kW	3,216 kW	11,732 kW	4,897 kW
P8	Pérdidas de Potencia Red BT	1.76%	3.48%	3.38%	3.81%	2.95%
P8a	Pérdidas propias de la red	1.52%	3.10%	2.95%	3.53%	2.80%
P8b	Pérdidas en Acometidas y Medidores	0.23%	0.38%	0.43%	0.28%	0.15%
P9	Pérdidas de Potencia Red BT	2,704 kW	358 kW	109 kW	447 kW	144 kW
P10	Consumo Neto BT	151,323 kW	9,938 kW	3,108 kW	11,285 kW	4,753 kW

PERDIDAS DE ENERGIA						
ITEM	DESCRIPCION	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
E1	Pérdidas de Energía Red MT	5,241,446 kWh	536,579 kWh	49,873 kWh	315,942 kWh	323,274 kWh
E2	Pérdidas de Energía Red MT	0.59%	0.87%	0.27%	0.45%	1.07%
E3	Pérdidas de Energía Transformadores MT/BT	6,577,748 kWh	529,083 kWh	191,451 kWh	1,109,760 kWh	497,236 kWh
E4	Pérdidas de Energía Transformadores MT/BT	0.73%	0.93%	1.06%	1.61%	1.90%
E5	Pérdidas de Energía Red BT	11,484,433 kWh	751,880 kWh	138,048 kWh	1,788,037 kWh	617,604 kWh
E6	Pérdidas de Energía Red BT	1.23%	2.39%	2.33%	2.56%	1.78%

Nota:

- El ítem P1 es el ingreso de potencia en kW, dado por UTE (Archivo “SE de la muestra”).
- Los ítem P2, P5, P8 son las pérdidas de potencia en porcentaje obtenido según lo antedicho.

DETALLES DE PÉRDIDAS EN MT

A continuación se muestra el resultado de los valores de las pérdidas técnicas para los módulos estudiados para cada una de las localidades analizadas.

DURAZNO

Red Actual

En la subestación 4001

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
6.68 %	536820 kWh	132 kW	313771 kWh	56,96 kW	7593 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
2.46 %	106260 kWh	25.8 kW	43494 kWh	8.37 kW.	4001/2
0.33 %	3716 kWh	0.95 kW	16778 kWh	3.75 kW	4001/3
0.27 %	2959 kWh	0.76 kW	24108 kWh	4.00 kW	4001/4
6.68 %	252553 kWh	64.06 kW	75303 kWh	12.19 kW	4001/6
3.19 %	107241 kWh	25.5 kW	74612 kWh	14.07 kW	4001/7
0.02 %	198 kWh	0.05 kW	16514 kWh	4.03 kW	4001/8
1.58 %	63891 kWh	14.58 kW	62962 kWh	10.55 kW	4001/9

En la subestación 4002

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
2.26 %	52808 kWh	12.74 kW	74341 kWh	12,64 kW	1729 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0.93 %	18502 kWh	5.02 kW	44459 kWh	7.66 kW	4002/2
2.26 %	27902 kWh	6.00 kW	27960 kWh	4.72 kW	4002/3
0.63 %	6403 kWh	1.70 kW	1922 kWh	0.26 kW	4002/4

En la subestación 4049

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
3.07 %	101502 kWh	24.14 kW	56465 kWh	9.74 kW	1360 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
3.07 %	101502 kWh	24.14 kW	56465 kWh	9.74 kW	4049/6

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs.

Red Adaptada

En la subestación 4001

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
5,57 %	429890 kWh	105,4 kW	367748 kWh	75,6 kW	7461 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
2,00 %	80661 kWh	19,6 kW	61710 kWh	12,5 kW	4001/2
0,20 %	1904 kWh	0,5 kW	12793 kWh	2,6 kW	4001/3
0,27 %	2906 kWh	0,8 kW	27779 kWh	5,9 kW	4001/4
5,57 %	203866 kWh	51,7 kW	103977 kWh	22,0 kW	4001/6
2,17 %	75112 kWh	17,9 kW	75706 kWh	15,6 kW	4001/7
0,01 %	104 kWh	0,0 kW	12245 kWh	2,6 kW	4001/8
1,69 %	65337 kWh	14,9 kW	73536 kWh	14,4 kW	4001/9

En la subestación 4002

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,47 %	30253 kWh	7,2 kW	84643 kWh	16,9 kW	1717 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,58 %	9600 kWh	2,6 kW	48838 kWh	10,3 kW	4002/2
1,47 %	18232 kWh	3,9 kW	30637 kWh	5,6 kW	4002/3
0,26 %	2420 kWh	0,6 kW	5168 kWh	1,0 kW	4002/4

En la subestación 4049

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
2,27 %	76436 kWh	18,2 kW	76693 kWh	16,6 kW	1361 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
2,27 %	76436 kWh	18,2 kW	76693 kWh	16,6 kW	4049/6

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs.

FLORENCIO SÁNCHEZ

Red Actual

En la subestación 4035

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1.27 %	59495 kWh	14.5 kW	205.735 MWh	41.8 kW	3281.5 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0.36 %	10556 kWh	2.68 kW	90505 kWh	20.3 kW	4035/5
0.27 %	4642 kWh	0.91 kW	5380 kWh	0.78 kW	4035/6
0.07 %	910 kWh	0.16 kW	16125 kWh	1.9 kW	4035/7
1.27 %	43385 kWh	10.77 kW	90184 kWh	18.14 kW	4035/12

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs. El alimentador 4035/7 abastece a un cliente en media tensión, único cliente conectado.

Red Adaptada

Desempeño de la Red

En la subestación 4035

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,93 %	49873 kWh	11,8 kW	191451 kWh	39,0 kW	3267 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,32 %	8909 kWh	2,3 kW	65614 kWh	13,9 kW	4035/5
0,44 %	8339 kWh	1,6 kW	7277 kWh	1,5 kW	4035/6
0,19 %	3087 kWh	0,5 kW	15670 kWh	1,9 kW	4035/7
0,93 %	29539 kWh	7,3 kW	102890 kWh	21,7 kW	4035/12

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs. El alimentador 4035/7 abastece a un cliente en media tensión, único cliente conectado

MERCEDES

Red Actual

En la subestación 4004

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
6,46 %	136133 kWh	33,1 kW	95510 kWh	13,3 kW	684 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
6,46 %	136133 kWh	33,1 kW	95510 kWh	13,3 kW	4004/4

En la subestación 4029

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,37 %	3052 kWh	0,7 kW	51971 kWh	6,9 kW	354 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,37 %	3052 kWh	0,7 kW	51971 kWh	6,9 kW	4029/5

En la subestación 4032

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,34 %	4472 kWh	1,5 kW	77218 kWh	10,7 kW	785 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,34 %	4472 kWh	1,5 kW	77218 kWh	10,7 kW	4032/7

En la subestación 4042

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,05 %	159 kWh	0,5 kW	9450 kWh	1,4 kW	92 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,05 %	159 kWh	0,5 kW	9450 kWh	1,4 kW	4042/2

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs.

Red Adaptada

En la subestación 4004

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
5,97 %	91319 kWh	22,2 kW	133982 kWh	31,0 kW	684 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
5,97 %	91319 kWh	22,2 kW	133982 kWh	31,0 kW	4004/4

En la subestación 4029

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,20 %	10019 kWh	2,4 kW	33072 kWh	5,2 kW	354 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
1,20 %	10019 kWh	2,4 kW	33072 kWh	5,2 kW	4029/5

En la subestación 4032

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,60 %	9021 kWh	3,0 kW	49117 kWh	11,7 kW	785 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,60 %	9021 kWh	3,0 kW	49117 kWh	11,7 kW	4032/7

En la subestación 4042

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,05 %	184,7 kWh	0,1 kW	6924 kWh	1,2 kW	92 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,05 %	185 kWh	0,1 kW	6924 kWh	1,2 kW	4042/2

LAS PIEDRAS

Red Actual

En la subestación 5010

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,41 %	33890 kWh	7,3 kW	58117 kWh	8,1 kW	841 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
1,41 %	33890 kWh	7,3 kW	58117 kWh	8,1 kW	5010/7

En la subestación 5053

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
5,01 %	171130 kWh	42,5 kW	95193 kWh	12,0 kW	1219 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
5,01 %	171130 kWh	42,5 kW	95193 kWh	12,0 kW	5053/5

En la subestación 5054

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,82 %	40239 kWh	9,2 kW	41256 kWh	5,7 kW	619 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
1,82 %	40239 kWh	9,2 kW	41256 kWh	5,7 kW	5054/2

En la subestación 5056

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,52 %	5536 kWh	1,4 kW	31164 kWh	5,4 kW	426 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,52 %	5536 kWh	1,4 kW	31164 kWh	5,4 kW	5056/1

En la subestación 5088

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,27 %	1369 kWh	0,4 kW	11756 kWh	2,0 kW	195 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,27 %	1369 kWh	0,4 kW	11756 kWh	2,0 kW	5088/1

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs.

Red Adaptada

En la subestación 5010

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,96 %	20952 kWh	4,5 kW	73993 kWh	13,6 kW	841 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,96 %	20952 kWh	4,5 kW	73993 kWh	13,6 kW	5010/7

En la subestación 5053

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
3,17 %	99228 kWh	24,6 kW	152524 kWh	29,3 kW	1219 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
3,17 %	99228 kWh	24,6 kW	33147 kWh	4,4 kW	5053/5

En la subestación 5054

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,21 %	24295 kWh	5,5 kW	74117 kWh	13,7 kW	619 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
1,21 %	24295 kWh	5,5 kW	74117 kWh	13,7 kW	5054/2

En la subestación 5056

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,57 %	5879 kWh	1,5 kW	44481 kWh	9,5 kW	426 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (15 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,57 %	5879 kWh	1,5 kW	44481 kWh	9,5 kW	5056/1

En la subestación 5088

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,29 %	1416 kWh	0,4 kW	12397 kWh	2,3 kW	195 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,29 %	1416 kWh	0,4 kW	12397 kWh	2,3 kW	5088/1

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs.

MONTEVIDEO

Red Actual

En la subestación 14

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
6,77 %	505216 kWh	127,1 kW	216788 kWh	37,4 kW	3818 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
6,77 %	314828 kWh	79,9 kW	108888 kWh	19,0 kW	14/10
4,60 %	190387 kWh	47,2 kW	107900 kWh	18,5 kW	14/11

En la subestación 24

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
4,20 %	275873 kWh	71,5 kW	197910 kWh	38,9 kW	4576 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
4,20 %	244637 kWh	63,5 kW	109418 kWh	21,5 kW	24/4
0,41 %	4064 kWh	1,0 kW	22601 kWh	3,8 kW	24/6
0,91 %	27172 kWh	7,0 kW	65890 kWh	13,6 kW	24/8

En la subestación 25

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
5,57 %	351212 kWh	92,6 kW	246382 kWh	44,7 kW	5544 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
5,57 %	249976 kWh	66,4 kW	99333 kWh	16,9 kW	25/1
2,86 %	101236 kWh	26,3 kW	147050 kWh	27,8 kW	25/17

En la subestación 3

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,47 %	50573 kWh	12,0 kW	88762 kWh	13,9 kW	1592 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
1,47 %	50573 kWh	12,0 kW	88762 kWh	13,9 kW	3/18

En la subestación 38

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,45 %	6653 kWh	1,6 kW	65420 kWh	9,0 kW	811 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,45 %	6653 kWh	1,6 kW	65420 kWh	9,0 kW	38/20

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs.

Red Adaptada

En la subestación 14

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
5,88 %	389176 kWh	98,1 kW	182308 kWh	32,5 kW	3818 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
5,88 %	267478 kWh	67,9 kW	95075 kWh	17,2 kW	14/10
2,99 %	121697 kWh	30,2 kW	87233 kWh	15,2 kW	14/11

En la subestación 24

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
2,54 %	133865 kWh	34,7 kW	181133 kWh	33,4 kW	4576 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
2,54 %	109254 kWh	28,3 kW	101915 kWh	18,9 kW	24/4
0,27 %	2520 kWh	0,6 kW	17876 kWh	3,3 kW	24/6
0,74 %	22092 kWh	5,7 kW	61343 kWh	11,2 kW	24/8

En la subestación 25

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
4,49 %	257327 kWh	67,8 kW	238221 kWh	43,2 kW	5544 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
4,49 %	175223 kWh	46,5 kW	104042 kWh	20,2 kW	25/1
2,50 %	82104 kWh	21,3 kW	134178 kWh	23,1 kW	25/17

En la subestación 3

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
1,08 %	33978 kWh	8,1 kW	67635 kWh	11,7 kW	1592 kW

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
1,08 %	33978 kWh	8,1 kW	67635 kWh	11,7 kW	3/18

En la subestación 38

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	POTENCIA
0,40 %	5986 kWh	1,5 kW	35835 kWh	5,9 kW	811,1988

Por alimentador:

MAXIMA CAIDA DE TENSION (6 kV)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED	PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	ALIMENTADORES
0,40 %	5986 kWh	1,5 kW	35835 kWh	5,9 kW	38/20

Nota: los valores de energía están considerados en 8760 hs. El alimentador 4035/7 abastece a un cliente en media tensión, único cliente conectado.

DETALLES DE PÉRDIDAS A EN BT

A continuación se muestran los resultados de pérdidas de potencia y energía **exclusivamente** en líneas de baja tensión para cada uno de los circuitos analizados. **Es decir, que los siguientes cuadros no contemplan las pérdidas provocadas por los cables de las acometidas domiciliarias ni por los medidores correspondientes.**

DURAZNO***Red Actual***

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
160 kVA	62 kW	1,4 kW	2,2%	5123 kWh	1,5%	3,29%
315 kVA	163 kW	8,7 kW	5,3%	32605 kWh	3,6%	7,24%

Red Adaptada

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
160 kVA	62 kW	2,1 kW	3,4%	7817 kWh	2,3%	4,81%
315 kVA	163 kW	3,1 kW	1,9%	11610 kWh	1,3%	3,83%

- En el módulo de 315 kVA, la disminución de pérdidas de potencia y energía de la red adaptada respecto de la real se justifica por las mayores secciones de conductor obtenidos en la red adaptada respecto de la real. En el módulo de 160 kVA muestra conductores similares y por lo tanto, pérdidas del mismo orden.

FLORENCIO SÁNCHEZ***Red Actual***

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
100 kVA	47 kW	1,5 kW	3,2%	5820 kWh	2,2%	5,25%
250 kVA	50 kW	8,0 kW	16,0%	30627 kWh	11,0%	19,53%

Red Adaptada

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
100 kVA	47 kW	1,2 kW	2,6%	4673 kWh	1,8%	4,34%
250 kVA	50 kW	1,0 kW	2,1%	3991 kWh	1,4%	4,14%

- La disminución de pérdidas de potencia y energía de la red adaptada respecto de la real se justifica por las mayores secciones de conductor obtenidos en la red adaptada respecto de la real, particularmente en el módulo de 250 kVA.

DISTRITO MERCEDES*Red Actual*

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
50 kVA	15 kW	0,2 kW	1,1%	562 kWh	0,7%	1,69%
125 kVA	66 kW	2,2 kW	3,3%	7501 kWh	2,2%	5,65%
160 kVA	62 kW	1,2 kW	1,9%	4052 kWh	1,3%	3,35%

Red Adaptada

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
50 kVA	15 kW	0,2 kW	1,6%	822 kWh	1,0%	2,35%
125 kVA	66 kW	2,0 kW	3,0%	6900 kWh	2,0%	4,74%
160 kVA	62 kW	1,6 kW	2,7%	5617 kWh	1,8%	3,80%

- La equivalencia de pérdidas de potencia y energía de la red adaptada respecto de la real se justifica por las secciones de conductor similares obtenidas en la red adaptada respecto de la real.

DISTRITO LAS PIEDRAS*Red Actual*

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
50 kVA	33 kW	2,2 kW	6,8%	8002 kWh	4,5%	9,90%
125 kVA	43 kW	4,2 kW	9,8%	14869 kWh	6,6%	12,36%

Red Adaptada

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
50 kVA	33 kW	0,9 kW	2,8%	3292 kWh	1,9%	4,56%
125 kVA	43 kW	1,3 kW	3,1%	4690 kWh	2,1%	4,93%

- La disminución de pérdidas de potencia y energía de la red adaptada respecto de la real se justifica por las mayores secciones de conductor obtenidos en la red adaptada respecto de la real.

MONTEVIDEO E

Red Actual

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
315 kVA	163 kW	1,1 kW	0,7%	4210 kWh	0,5%	1,40%
500 kVA	230 kW	1,2 kW	0,5%	4732 kWh	0,4%	1,18%

Red Adaptada

MODULO	POTENCIA DE SALIDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA		CAIDA DE TENSION
315 kVA	163 kW	3,1 kW	1,9%	12144 kWh	1,3%	3,09%
500 kVA*	230 kW	4,8 kW	2,1%	18993 kWh	1,5%	4,27%
500 kVA**	300 kW	3,6 kW	1,2%	14029 kWh	0,8%	3,10%

* datos correspondientes al circuito original.

** datos correspondientes al circuito modificado.

Más detalles en punto 2.1.1.2 b): Red de BT de Durazno / Módulo de 500 kVA.

- El aumento de pérdidas de potencia y energía de la red adaptada respecto de la real se justifica por las menores secciones de conductor obtenidos en la red adaptada respecto de la real; esta situación se produce en los módulos de 315 y 500 kVA con los circuitos originales. En el caso del módulo de 500 kVA correspondiente al circuito modificado las pérdidas son similares porque los conductores de la red real y la adaptada son similares.

ANEXO I***RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA******DURAZNO***

Nota: Los tramos pequeños de alimentadores surgen de la necesidad de realizar conexiones entre líneas (entre nodos) que no estaban vinculadas en la información brindada por UTE. Es decir, para mantener la continuidad de la línea se debió realizar (en acuerdo con UTE) un número grande de estas uniones que, por lo general, no superan los 10 mts. Estos tramos se identifican fácilmente, pues su código se inicia con la sigla MVLS

Alimentador 4001/2

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS272	10,3	CX240AL30	36,3	415	CX240AL	36,0	415
11000240	552,5	CAPI50CU6	92,4	163	CX240AL	36,0	415
MVLS392	2,1	CAPI50CU6	92,4	163	CX240AL	36,0	415
MVLS391	2,2	CAPI120CU6	44,7	300	CX240AL	32,1	415
MVLS393	1,7	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
11000241	30,7	CAPI120CU6	44,7	300	CX240AL	32,1	415
MVLS411	5,6	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,1	237
11000242	124,7	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,1	237
11000245	138,9	L95AL6	43	286	L70AL15	51,5	237
11000243	29,7	L95AL6	3,9	286	L70AL15	4,6	237
MVLS409	2,7	L95AL6	43	286	L70AL15	51,5	237
MVLS410	2,6	L95AL6	3,9	286	L70AL15	4,6	237
11000246	64,8	CAPI120CU6	41	300	CX240AL	29,4	415
11000244	243,7	L95AL6	3,9	286	L70AL15	4,6	237
MVLS400	1,5	CAPI120CU6	41	300	CX240AL	29,4	415
MVLS412	1,3	L95AL6	3,9	286	L70AL15	4,6	237
MVLS398	2,2	CAPI120CU6	27,2	300	CX240AL	19,5	415
MVLS399	2	CAPI35CU6	0	133	CX240AL	0,0	415
11000247	416,3	CAPI120CU6	27,2	300	CX240AL	19,5	415
MVLS402	2	CAPI120CU6	27,2	300	CX240AL	19,5	415
MVLS401	2,1	CAPI120CU6	12,3	300	CX240AL	8,8	415
11000248	408,7	CAPI120CU6	12,3	300	CX240AL	8,8	415
MVLS365	2,2	CX240AL6	8,6	432	CX240AL	8,8	415

Alimentador 4001/3

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS271	12,7	CAPI35CU6	23,2	133	CX240AL	7,4	415
11000010	514,1	CAPI35CU6	23,2	133	CX240AL	7,4	415
MVLS296	2	CAPI35CU6	23,2	133	CX240AL	7,4	415
MVLS297	3,6	CAPI35CU6	0	133	CX240AL	0,0	415

Alimentador 4001/4

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS275	10,6	CX240AL6	12,7	415	CX240AL	12,7	415
11025051	396,4	CX240AL6	12,2	432	CX240AL	12,7	415
MVLS337	2,2	CX240AL6	12,2	432	CX240AL	12,7	415
MVLS336	1,9	CX240AL6	9,3	432	CX240AL	9,7	415
11022508	140,6	CX240AL6	9,3	432	CX240AL	9,7	415
MVLS339	1,4	CX240AL6	9,3	432	CX240AL	9,7	415
MVLS338	2	CX240AL6	7,4	432	CX240AL	7,7	415
11022507	86,3	CX185AL6	8,5	376	CX240AL	7,7	415
MVLS341	1,6	CX185AL6	8,5	376	CX240AL	7,7	415
MVLS340	1	CX185AL6	4,7	376	CX240AL	4,2	415
11000015	338,6	CX240AL6	4,1	432	CX240AL	4,2	415
MVLS342	1,8	CX240AL6	4,1	432	CX240AL	4,2	415
MVLS343	2,1	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415

Alimentador 4001/6

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS276	9,7	CX240AL6	49,3	415	CX240AL	49,1	415
11000057	814,9	CAP1120CU6	68,3	300	CX240AL	49,1	415
MVLS418	1,9	CAP150CU6	125,6	163	CX240AL	49,1	415
11022979	343,7	CX240AL6	47,4	432	CX240AL	49,1	415
MVLS386	1,2	CX240AL6	47,4	432	CX240AL	49,1	415
MVLS385	2,2	CX240AL6	44,2	432	CX240AL	45,7	415
11022981	411,9	CX240AL6	44,2	432	CX240AL	45,7	415
MVLS384	1,3	CX240AL6	44,2	432	CX240AL	45,7	415
MVLS383	2,2	CX240AL6	40,4	432	CX240AL	41,8	415
11022983	521,7	CX240AL6	40,4	432	CX240AL	41,8	415
MVLS408	1,4	CX240AL6	40,4	432	CX240AL	41,8	415
MVLS406	1,4	CX240AL6	34,4	432	CX240AL	35,6	415
MVLS407	2	L35AL6	8,8	153	L70AL15	5,7	237
11022994	346,2	CX240AL6	34,4	432	CX240AL	35,6	415
11022987	31	L35AL6	8,8	153	L70AL15	5,7	237
MVLS381	2,1	CX240AL6	34,4	432	CX240AL	35,6	415
MVLS382	10,3	L35AL6	8,8	153	L70AL15	5,7	237
MVLS380	2	CX240AL6	31,9	432	CX240AL	32,9	415
11015065	211,5	L35AL6	8,8	153	L70AL15	5,7	237
11023775	164	CX240AL6	31,9	432	CX240AL	32,9	415
11018567	4,9	L16CU6	0	128	L70AL15	0,0	237
11018568	159,3	L70AL6	2,9	237	L70AL15	2,9	237
MVLS435	6,3	L95AL6	2,3	286	L70AL15	2,7	237
11023777	33,2	CX240AL6	15	432	CX240AL	15,5	415
11000185	50,3	L35AL6	47,6	153	L70AL15	30,5	237
MVLS429	1,7	L95AL6	2,4	286	L70AL15	2,9	237
MVLS369	5,2	CX240AL6	15	432	CX240AL	15,5	415
MVLS368	11,1	L35AL6	47,6	153	L70AL15	30,5	237
11000163	437,6	L95AL6	22,7	286	L70AL15	27,1	237
11000187	78,7	L35AL6	47,6	153	L70AL15	30,5	237
11000165	568,7	CX185AL6	17,1	376	CX240AL	15,3	415
MVLS370	2,6	L35AL6	0,4	153	L70AL15	0,3	237
11015056	148,9	L35AL6	40,6	153	L70AL15	26,0	237
MVLS433	2,2	L95AL6	3,8	286	L70AL15	4,5	237
11015057	1,4	L16CU6	0	128	L70AL15	0,0	237
MVLS372	8,4	CX240AL6	0,2	432	CX240AL	0,2	415
MVLS373	1,4	CX240AL6	14,7	432	CX240AL	15,2	415
11000164	21,2	L35AL6	0,4	153	L70AL15	0,3	237
11000189	411,4	L35AL6	31,3	153	L70AL15	20,0	237
11000188	1,1	L35AL6	9,3	153	L70AL15	5,9	237
11000166	209,3	CX240AL6	14,7	432	CX240AL	15,2	415
MVLS371	1,9	L35AL6	0,4	153	L70AL15	0,3	237
11000190	1,3	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000191	148,1	L35AL6	22,9	153	L70AL15	14,6	237
MVLS452	2	L95AL6	4,5	286	L70AL15	5,4	237
MVLS468	1,1	L95AL6	5	286	L70AL15	5,9	237
MVLS374	1,9	CX240AL6	14,7	432	CX240AL	15,2	415
MVLS366	1,7	L35AL6	22,9	153	L70AL15	14,6	237
MVLS375	2,2	CX240AL6	13,3	432	CX240AL	13,7	415
11000192	19,6	L35AL6	22,9	153	L70AL15	14,6	237
11000167	358,1	CAP135CU6	43,2	133	CX240AL	13,7	415
11000194	142,9	L35AL6	8,5	153	L70AL15	5,4	237

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
11000193	21	CAPI120CU6	7,3	300	CX240AL	5,3	415
MVLS376	1,9	CAPI35CU6	43,2	133	CX240AL	13,7	415
MVLS330	4,9	L35AL6	8,5	153	L70AL15	5,4	237
MVLS367	1,9	CAPI120CU6	7,3	300	CX240AL	5,3	415
MVLS377	1,7	CAPI35CU6	39,2	133	CX240AL	12,5	415
11000195	227,3	L35AL6	8,5	153	L70AL15	5,4	237
11000168	148,6	CAPI35CU6	39,2	133	CX240AL	12,5	415
11021804	243,4	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS428	4,5	L95AL6	4,5	286	L70AL15	5,4	237
11021806	3,3	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS379	1,7	CAPI35CU6	39,2	133	CX240AL	12,5	415
MVLS378	1,9	CAPI35CU6	23,7	133	CX240AL	7,5	415
11000169	393,3	CAPI35CU6	23,7	133	CX240AL	7,5	415
MVLS417	1	CAPI35CU6	18	133	CX240AL	5,7	415
PEMVLS464	10,5	CAPI35CU6	5,7	133	CX240AL	1,8	415
11000170	1099,3	CAPI35CU6	18	133	CX240AL	5,7	415
MVLS397	1,1	CAPI35CU6	18	133	CX240AL	5,7	415
MVLS396	1	CAPI35CU6	11,3	133	CX240AL	3,6	415
11000171	375,2	CAPI35CU6	11,3	133	CX240AL	3,6	415
MVLS395	1,2	CAPI35CU6	11,3	133	CX240AL	3,6	415
MVLS394	1	L16CU6	4,2	128	L70AL15	2,2	237
11000172	1,2	L16CU6	4,2	128	L70AL15	2,2	237
PEMVLS463	104,6	L16CU6	4,2	128	L70AL15	2,2	237

Alimentador 4001/7

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS273	13,3	CX240AL6	35,9	415	CX240AL	36,0	415
11000016	9,9	CAP120CU6	49,7	300	CX240AL	36,0	415
MVLS280	1,7	CAP120CU6	49,7	300	CX240AL	36,0	415
11000017	37,2	L95AL6	4	286	L70AL15	4,8	237
11000018	790,8	L95AL6	48,2	286	L70AL15	58,3	237
MVLS441	1,5	L95AL6	4	286	L70AL15	4,8	237
11022908	81	L95AL6	43,3	286	L70AL15	52,4	237
MVLS302	5,4	L95AL6	4,9	286	L70AL15	5,9	237
MVLS301	15,2	L95AL6	43,3	286	L70AL15	52,4	237
11022910	18	CX240AL6	3,2	432	CX240AL	3,4	415
11000019	25,5	L95AL6	43,3	286	L70AL15	52,4	237
MVLS304	1,3	CX240AL6	3,2	432	CX240AL	3,4	415
11000043	68,2	L35AL6	24,8	153	L70AL15	16,1	237
11000020	22,7	L95AL6	30	286	L70AL15	36,3	237
MVLS305	2,2	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
11000044	50,2	L16CU6	5,7	128	L70AL15	3,1	237
11000047	43,3	L35AL6	20,1	153	L70AL15	13,0	237
11000022	24,2	L95AL6	25,2	286	L70AL15	30,4	237
11000021	1	L16CU6	10,8	128	L70AL15	5,9	237
11022914	20,2	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
MVLS306	14,6	L16CU6	5,7	128	L70AL15	3,1	237
MVLS307	8,9	L35AL6	20,1	153	L70AL15	13,0	237
MVLS308	1,7	L95AL6	25,2	286	L70AL15	30,4	237
MVLS467	1	L95AL6	4,9	286	L70AL15	5,9	237
11000046	42,6	L16CU6	5,7	128	L70AL15	3,1	237
11000048	39,8	L35AL6	20,1	153	L70AL15	13,0	237
11000023	42	L35AL6	47	153	L70AL15	30,4	237
11022912	208,1	L16CU6	5,7	128	L70AL15	3,1	237
11000049	85,1	L35AL6	4,1	153	L70AL15	2,7	237
11000050	400,8	L35AL6	15,9	153	L70AL15	10,3	237
11000024	41,8	L35AL6	25,9	153	L70AL15	16,7	237
11000039	28	L95AL6	11,3	286	L70AL15	13,7	237
MVLS457	1,4	L95AL6	2,6	286	L70AL15	3,1	237
MVLS449	2	L95AL6	2,2	286	L70AL15	2,7	237
11015069	94,8	L35AL6	9,8	153	L70AL15	6,3	237
11015070	16,9	L35AL6	6,1	153	L70AL15	4,0	237
MVLS309	5,8	L35AL6	25,9	153	L70AL15	16,7	237
MVLS310	1,8	L95AL6	11,3	286	L70AL15	13,7	237
11000051	1,3	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000052	72,5	L35AL6	4,8	153	L70AL15	3,1	237
MVLS460	2,2	L95AL6	2,7	286	L70AL15	3,2	237
MVLS311	7,6	L35AL6	6,1	153	L70AL15	4,0	237
11000025	42,9	L35AL6	25,9	153	L70AL15	16,7	237
11000040	222,5	CAP150CU6	19,8	163	CX240AL	7,8	415
11000053	261,8	L35AL6	4,8	153	L70AL15	3,1	237
11015071	317,9	L35AL6	6,1	153	L70AL15	4,0	237
11000026	5,4	L35AL6	4,4	153	L70AL15	2,9	237
11000027	364	L35AL6	21,5	153	L70AL15	13,9	237
MVLS416	1,4	CAP150CU6	19,8	163	CX240AL	7,8	415
MVLS447	1,5	L95AL6	2,6	286	L70AL15	3,1	237
MVLS434	1,6	L95AL6	3,3	286	L70AL15	4,0	237
MVLS443	1,5	L95AL6	2,4	286	L70AL15	2,9	237
11022917	3,5	L35AL6	1,6	153	L70AL15	1,0	237
11022916	85,3	L35AL6	19,9	153	L70AL15	12,8	237
MVLS415	1,4	CAP150CU6	0	163	CX240AL	0,0	415

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS446	1,9	L95AL6	0,8	286	L70AL15	1,0	237
11000055	150	L35AL6	14,5	153	L70AL15	9,4	237
11000028	1	L16CU6	6,4	128	L70AL15	3,5	237
11023149	63,1	L35AL6	4,9	153	L70AL15	3,2	237
11000029	977,6	L35AL6	9,6	153	L70AL15	6,2	237
MVLS469	1	L95AL6	2,9	286	L70AL15	3,5	237
11000056	500,8	L35AL6	4,6	153	L70AL15	3,0	237
MVLS459	2,3	L95AL6	0,2	286	L70AL15	0,2	237
11000035	88	L35AL6	4,9	153	L70AL15	3,2	237
11000030	30,4	L35AL6	4,7	153	L70AL15	3,0	237
MVLS437	1	L95AL6	2,5	286	L70AL15	3,0	237
11000037	60,8	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS315	2,1	L35AL6	4,9	153	L70AL15	3,2	237
11000036	1,3	L16CU6	0	128	L70AL15	0,0	237
MVLS312	5,6	L35AL6	4,7	153	L70AL15	3,0	237
11000031	1,6	L35AL6	4,7	153	L70AL15	3,0	237
11000032	10,7	L35AL6	0,4	153	L70AL15	0,2	237
11000034	333,9	L35AL6	4,3	153	L70AL15	2,8	237
MVLS313	17,8	L35AL6	0,4	153	L70AL15	0,2	237
MVLS442	2,1	L95AL6	2,3	286	L70AL15	2,8	237
11026949	213,5	L35AL6	0,4	153	L70AL15	0,2	237
11026950	1,6	L16CU6	0	128	L70AL15	0,0	237
11000033	317,6	L35AL6	0,2	153	L70AL15	0,2	237
MVLS436	5,3	L95AL6	0,1	286	L70AL15	0,1	237
MVLS440	1,9	L95AL6	0,1	286	L70AL15	0,2	237

Alimentador 4001/8

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS270	22,5	L25CU6	18,3	168	L70AL15	13,0	237
11000239	19,4	L25CU6	18,3	168	L70AL15	13,0	237
MVLS466	2	L25CU6	18,3	168	L70AL15	13,0	237

Alimentador 4001/9

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS277	9,2	CX240AL6	43,2	415	CX240AL	43,2	415
11020506	352,6	CX240AL6	41,5	432	CX240AL	43,2	415
MVLS298	2,2	CX240AL6	41,5	432	CX240AL	43,2	415
MVLS299	2	CX240AL6	40,7	432	CX240AL	42,3	415
11021401	240,3	CX240AL6	40,7	432	CX240AL	42,3	415
MVLS345	1,3	CX240AL6	40,7	432	CX240AL	42,3	415
11000158	36,3	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
MVLS344	2	CX240AL6	40,7	432	CX240AL	42,3	415
MVLS300	5,5	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
MVLS346	2,2	CX240AL6	36,7	432	CX240AL	38,2	415
11000156	42,7	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
11000011	147,6	CX240AL6	36,7	432	CX240AL	38,2	415
MVLS347	1,6	CX240AL6	36,7	432	CX240AL	38,2	415
MVLS348	1,1	CX240AL6	21,3	432	CX240AL	22,2	415
MVLS403	1,4	CAPI35CU6	19,2	133	CX240AL	6,1	415
11000012	291,6	CX240AL6	21,3	432	CX240AL	22,2	415
11022506	1046,9	CAPI35CU6	19,2	133	CX240AL	6,1	415
11025236	64	CX240AL6	21,3	432	CX240AL	22,2	415
MVLS413	2,2	CAPI50CU6	15,7	163	CX240AL	6,1	415
MVLS349	1,9	CX240AL6	19,7	432	CX240AL	20,5	415
MVLS350	1,4	CX240AL6	1,6	432	CX240AL	1,6	415
MVLS414	1,4	CAPI50CU6	0	163	CX240AL	0,0	415
11025237	64,7	CX240AL6	19,7	432	CX240AL	20,5	415
11025234	21	CX240AL6	19,7	432	CX240AL	20,5	415
MVLS352	1,2	CX240AL6	19,7	432	CX240AL	20,5	415
MVLS351	1,8	CX240AL6	10,8	432	CX240AL	11,3	415
11024790	160,1	CX240AL6	8,9	432	CX240AL	9,3	415
MVLS420	209,8	CX185AL6	10,2	376	CX240AL	9,3	415
MVLS419	2,2	CX185AL6	5,7	376	CX240AL	5,2	415
11000312	207	CX185AL6	4,5	376	CX240AL	4,1	415
MVLS319	2,2	CX185AL6	4,5	153	CX240AL	4,1	415

Alimentador 4002/2

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS267	22,6	CX240AL6	21,4	415	CX240AL	21,4	415
11000285	36,9	CX240AL6	20,5	432	CX240AL	21,4	415
11000286	6,6	L95AL6	31	286	L70AL15	37,4	237
11024891	4,8	L35AL6	2,8	153	L70AL15	1,8	237
11000287	103	L95AL6	29,5	286	L70AL15	35,6	237
MVLS425	1,1	L95AL6	1,5	286	L70AL15	1,8	237
11024897	30,1	L35AL6	52,4	153	L70AL15	33,8	237
MVLS295	10,5	CX240AL6	1	432	CX240AL	1,0	415
11000323	71,3	L35AL6	49,1	153	L70AL15	31,7	237
11024898	5,3	L35AL6	3,3	153	L70AL15	2,1	237
11024901	96,5	CX240AL6	1	432	CX240AL	1,0	415
11000289	35,6	L95AL6	20,6	286	L70AL15	24,8	237
MVLS291	15	L35AL6	10,6	153	L70AL15	6,8	237
MVLS465	1,5	L95AL6	1,8	286	L70AL15	2,1	237
MVLS426	1,5	L95AL6	1,5	286	L70AL15	1,8	237
MVLS292	6	L95AL6	20,6	286	L70AL15	24,8	237
11022494	143,8	L35AL6	10,6	153	L70AL15	6,8	237
11024913	1,3	L95AL6	0	286	L70AL15	0,0	237
MVLS293	6,6	L95AL6	20,6	286	L70AL15	24,8	237
11000288	81,3	L35AL6	3,6	153	L70AL15	2,3	237
MVLS294	2,7	L35AL6	7	153	L70AL15	4,5	237
11000291	49,3	L95AL6	20,6	286	L70AL15	24,8	237
MVLS445	2	L95AL6	1,9	286	L70AL15	2,3	237
11000324	35,8	L35AL6	7	153	L70AL15	4,5	237
11014191	156,3	L95AL6	20,3	286	L70AL15	24,4	237
11014192	116,9	L35AL6	0,6	153	L70AL15	0,4	237
MVLS439	1,1	L95AL6	3,8	286	L70AL15	4,5	237
11047138	120,3	L95AL6	18	286	L70AL15	21,7	237
11000292	1,6	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS450	3,3	L95AL6	2,2	286	L70AL15	2,7	237
MVLS432	2,2	L95AL6	0,3	286	L70AL15	0,4	237
11000293	75,8	L95AL6	16,1	286	L70AL15	19,4	237
MVLS424	4	L95AL6	1,9	286	L70AL15	2,3	237
11047137	2,3	L95AL6	0	286	L70AL15	0,0	237
11000294	1,5	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000295	17,7	L95AL6	11	286	L70AL15	13,3	237
MVLS462	3,1	L95AL6	5,1	286	L70AL15	6,2	237
11000297	27,4	L95AL6	5,1	286	L70AL15	6,2	237
11022497	46,5	L35AL6	11	153	L70AL15	7,1	237
11022495	58,1	L25AL6	5,6	125	L70AL15	2,9	237
11000299	32,6	L95AL6	2,7	286	L70AL15	3,3	237
MVLS332	10,4	L35AL6	11	153	L70AL15	7,1	237
MVLS331	12	L25AL6	5,6	125	L70AL15	2,9	237
11000300	1	L35AL6	3,5	153	L70AL15	2,2	237
11000301	3	L95AL6	0,9	286	L70AL15	1,0	237
11000296	264,4	L35AL6	11	153	L70AL15	7,1	237
11000298	185,7	L25AL6	5,6	125	L70AL15	2,9	237
MVLS470	1	L95AL6	1,8	286	L70AL15	2,2	237
11000302	39,1	L95AL6	0,9	286	L70AL15	1,0	237
MVLS444	1,4	L95AL6	5,9	286	L70AL15	7,1	237
MVLS438	2,2	L95AL6	2,4	286	L70AL15	2,9	237
MVLS333	3,1	L95AL6	0,9	286	L70AL15	1,0	237
11000303	244,7	L95AL6	0,9	286	L70AL15	1,0	237
MVLS335	2,2	L95AL6	0,9	286	L70AL15	1,0	237

Alimentador 4002/3

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS269	21,9	CX240AL6	14,4	415	CX240AL	14,4	415
11015072	1165	CAPI120CU6	20	300	CX240AL	14,4	415
MVLS389	2	CAPI120CU6	20	300	CX240AL	14,4	415
MVLS390	2,1	CAPI35CU6	28,3	133	CX240AL	9,0	415
11000058	354,4	CAPI35CU6	28,3	133	CX240AL	9,0	415
MVLS421	1,4	CAPI35CU6	28,3	133	CX240AL	9,0	415
MVLS422	1,1	CAPI35CU6	22,9	133	CX240AL	7,3	415
11054070	154,8	CX240AL6	7,1	432	CX240AL	7,3	415
MVLS423	2	CX240AL6	7,1	432	CX240AL	7,3	415
11054071	445	CX240AL6	7,1	432	CX240AL	7,3	415
MVLS359	1,7	CX240AL6	7,1	432	CX240AL	7,3	415
11054072	222,3	CX240AL6	7,1	432	CX240AL	7,3	415
MVLS357	1,8	CX240AL6	7,1	432	CX240AL	7,3	415
MVLS358	1,7	CX240AL6	6,6	432	CX240AL	6,8	415
11000063	65,9	L16CU6	22,4	128	L70AL15	12,0	237
MVLS356	5	L16CU6	22,4	128	L70AL15	12,0	237
11000062	11	L16CU6	22,4	128	L70AL15	12,0	237
11000061	2,8	L16CU6	4,5	128	L70AL15	2,4	237
11000064	51	L16CU6	17,9	128	L70AL15	9,6	237
MVLS355	1,3	L16CU6	4,5	128	L70AL15	2,4	237
11000066	50,7	L16CU6	17,9	128	L70AL15	9,6	237
11000065	64,4	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS354	2,9	L16CU6	17,9	128	L70AL15	9,6	237
MVLS353	2,8	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000067	620,3	L16CU6	17,9	128	L70AL15	9,6	237
11015073	478,6	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000071	145,3	L16CU6	4	128	L70AL15	2,2	237
MVLS363	1,4	L35AL6	11,6	153	L70AL15	7,4	237
11015074	3,1	L16CU6	0	128	L70AL15	0,0	237
11000072	9,4	L16CU6	4	128	L70AL15	2,2	237
11021887	37,9	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000068	142,4	L35AL6	11,6	153	L70AL15	7,4	237
MVLS464	2,1	L95AL6	1,8	286	L70AL15	2,2	237
11000069	16,9	L35AL6	2,1	153	L70AL15	1,3	237
11000070	680,1	L35AL6	9,5	153	L70AL15	6,1	237
MVLS453	1,5	L95AL6	1,1	286	L70AL15	1,3	237
11017191	387,1	L35AL6	0,2	153	L70AL15	0,1	237
11017187	93,9	L35AL6	9,3	153	L70AL15	6,0	237
MVLS430	1,5	L95AL6	0,1	286	L70AL15	0,1	237
MVLS456	1,5	L95AL6	5	286	L70AL15	6,0	237

Alimentador 4002/4

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS265	17,5	L35AL6	19,7	153	L70AL15	12,7	237
11000249	30,2	L35AL6	19,7	153	L70AL15	12,7	237
MVLS278	6	L35AL6	19,7	153	L70AL15	12,7	237
11000250	5,4	L35AL6	19,7	153	L70AL15	12,7	237
11052093	396,9	L35AL6	19,7	153	L70AL15	12,7	237
11000252	206,8	L35AL6	15,2	153	L70AL15	9,8	237
11000251	8	L35AL6	4,7	153	L70AL15	3,0	237
11000265	53,9	L35AL6	7,5	153	L70AL15	4,8	237
11000253	157,3	L25AL6	9,2	125	L70AL15	4,8	237
11000254	40	L35AL6	0,3	153	L70AL15	0,2	237
MVLS455	2,7	L95AL6	2,5	286	L70AL15	3,0	237
MVLS288	5,7	L35AL6	0,3	153	L70AL15	0,2	237
11000255	435,6	L35AL6	0,3	153	L70AL15	0,2	237
11000256	1,2	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS454	1,7	L95AL6	0,1	286	L70AL15	0,2	237
11000257	1094,2	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237

Alimentador 4049/6

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS264	1,1	CX240AL6	35	415	CX240AL	35,1	415
11060692	118,5	CX240AL6	33,6	432	CX240AL	35,1	415
MVLS286	6,2	L95AL6	50,8	286	L70AL15	61,5	237
MVLS285	2,2	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,7	237
11000305	163,4	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,7	237
MVLS287	12	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,7	237
11022498	58,8	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,7	237
11000306	13,6	L95AL6	46,8	286	L70AL15	56,7	237
11000307	2,5	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11000308	161,3	L95AL6	42,4	286	L70AL15	51,4	237
MVLS461	3,7	L95AL6	4,4	286	L70AL15	5,3	237
MVLS316	10,5	L95AL6	42,4	286	L70AL15	51,4	237
11022499	386,1	L95AL6	42,4	286	L70AL15	51,4	237
MVLS317	1,1	L95AL6	6,3	286	L70AL15	7,7	237
MVLS318	2,4	L95AL6	36,1	286	L70AL15	43,7	237
11000310	26,2	L95AL6	36,1	286	L70AL15	43,7	237
11053866	80	L95AL6	36,1	286	L70AL15	43,7	237
11000311	336,4	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
11017226	267,9	L95AL6	32,8	286	L70AL15	39,8	237
11017227	7,9	L35AL6	6,1	153	L70AL15	4,0	237
11000315	63,3	L95AL6	24,8	286	L70AL15	30,1	237
11000314	1,2	L35AL6	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS463	1,5	L95AL6	8	286	L70AL15	9,7	237
MVLS431	2	L95AL6	3,3	286	L70AL15	4,0	237
11022502	11,6	L95AL6	24,8	286	L70AL15	30,1	237
MVLS364	258,7	CX240AL6	0	432	CX240AL	0,0	415
MVLS321	1,8	L95AL6	24,8	286	L70AL15	30,1	237
11000316	146,5	L95AL6	24,8	286	L70AL15	30,1	237
11000321	121,5	L95AL6	9,7	286	L70AL15	11,8	237
11021478	224,8	L35AL6	28,3	153	L70AL15	18,3	237
MVLS323	2,7	L95AL6	9,7	286	L70AL15	11,8	237
11000317	209,9	L35AL6	27,7	153	L70AL15	17,9	237
11021479	46,6	L35AL6	0,6	153	L70AL15	0,4	237
11000322	32,9	L95AL6	9,7	286	L70AL15	11,8	237
11000318	174,8	L35AL6	15,2	153	L70AL15	9,8	237
11000320	26	L25AL6	15,3	125	L70AL15	8,1	237
MVLS427	1,4	L95AL6	0,3	286	L70AL15	0,4	237
MVLS324	1,4	L95AL6	8,4	286	L70AL15	10,2	237
MVLS325	2,3	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
11000319	22,2	L35AL6	8,1	153	L70AL15	5,3	237
11020849	3,7	L35AL6	7,1	153	L70AL15	4,6	237
MVLS458	1,9	L95AL6	6,7	286	L70AL15	8,1	237
11000198	93,7	CAP1120CU6	1,3	300	CX240AL	0,9	415
MVLS448	1,4	L95AL6	4,3	286	L70AL15	5,3	237
MVLS451	10,6	L95AL6	3,8	286	L70AL15	4,6	237
MVLS326	2	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
11000197	26,4	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
MVLS327	1	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
11041122	216,8	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
11000199	447,4	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
11041121	9,9	L95AL6	0	286	L70AL15	0,0	237
MVLS329	1,7	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237
11000200	53,9	L95AL6	1,3	286	L70AL15	1,6	237

ANEXO II

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BAJA TENSION

DURAZNO

MODULO DE 315 kVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM105	CM@CM106	17,60	PRE70	20,60	152	PRE95	12,4	190
CM@CM104	CM@CM105	19,10	PRE70	22,60	152	PRE95	13,6	190
CM@CM103	CM@CM104	19,80	PRE70	24,70	152	PRE95	14,9	190
CM@CM121	CM@CM122	17,60	PRE70	2,00	152	PRE95	1,2	190
CM@CM120	CM@CM121	18,30	PRE70	4,00	152	PRE95	2,5	190
CM@CM119	CM@CM120	19,80	PRE70	6,10	152	PRE95	3,7	190
CM@CM118	CM@CM119	19,80	PRE70	20,20	152	PRE95	12,3	190
CM@CM117	CM@CM118	19,10	PRE70	22,20	152	PRE95	13,5	190
CM@CM116	CM@CM117	17,60	PRE70	24,20	152	PRE95	14,7	190
CM@CM96	CM@CM116	19,10	PRE70	26,20	152	PRE95	15,9	190
CM@CM8	CM@CM9	18,10	CABLE 150 AL	16,00	330	CX240	8,9	450
CM@CM70	CM@CM71	19,10	PRE70	2,00	152	PRE95	1,2	190
CM@CM69	CM@CM70	19,10	PRE70	4,10	152	PRE95	2,5	190
CM@CM68	CM@CM69	18,60	PRE70	6,10	152	PRE95	3,7	190
CM@CM67	CM@CM68	17,30	PRE70	20,30	152	PRE95	12,3	190
CM@CM66	CM@CM67	18,60	PRE70	22,30	152	PRE95	13,5	190
CM@CM65	CM@CM66	18,60	PRE70	24,40	152	PRE95	14,8	190
CM@CM45	CM@CM65	18,60	PRE70	26,40	152	PRE95	16	190
CM@CM84	CM@CM85	20,00	PRE70	2,10	152	PRE95	1,2	190
CM@CM83	CM@CM84	19,00	PRE70	4,10	152	PRE95	2,5	190
CM@CM82	CM@CM83	19,00	PRE70	6,20	152	PRE95	3,7	190
CM@CM7	CM@CM8	19,80	CABLE 150 AL	16,90	330	CX240	9,4	450
CM@CM81	CM@CM82	19,00	PRE70	18,60	152	PRE95	11,2	190
CM@CM80	CM@CM81	19,90	PRE70	20,60	152	PRE95	12,4	190
CM@CM79	CM@CM80	18,20	PRE70	22,70	152	PRE95	13,6	190
CM@CM89	CM@CM90	22,10	PRE50	2,70	117	PRE95	1,2	190
CM@CM88	CM@CM89	19,50	PRE50	5,40	117	PRE95	2,5	190
CM@CM87	CM@CM88	20,80	PRE50	8,10	117	PRE95	3,7	190
CM@CM86	CM@CM87	22,10	PRE50	10,80	117	PRE95	5	190
CM@CM82	CM@CM86	22,10	PRE50	13,40	117	PRE95	6,2	190
CM@CM76	CM@CM77	17,80	PRE50	2,70	117	PRE95	1,2	190
CM@CM75	CM@CM76	18,20	PRE50	5,30	117	PRE95	2,5	190
CM@CM6	CM@CM7	18,60	CABLE 150 AL	17,80	330	CX240	9,9	450
CM@CM74	CM@CM75	18,10	PRE50	8,00	117	PRE95	3,7	190
CM@CM73	CM@CM74	17,30	PRE50	10,60	117	PRE95	4,9	190
CM@CM72	CM@CM73	17,30	PRE50	13,20	117	PRE95	6,2	190
CM@CM68	CM@CM72	17,30	PRE50	15,90	117	PRE95	7,4	190
CM@CM5	CM@CM6	19,40	CABLE 150 AL	30,80	330	CX240	17,1	450
CM@CM51	CM@CM79	19,00	PRE70	24,70	152	PRE95	14,9	190
CM@CM50	CM@CM51	19,50	CABLE 150 AL	12,30	330	CX240	6,8	450
CM@CM49	CM@CM50	19,50	CABLE 150 AL	13,20	330	CX240	7,3	450
CM@CM4	CM@CM5	19,00	CABLE 150 AL	31,80	330	CX240	17,6	450
CM@CM48	CM@CM49	18,60	CABLE 150 AL	14,20	330	CX240	7,8	450
CM@CM47	CM@CM48	19,50	CABLE 150 AL	15,10	330	CX240	8,4	450
CM@CM46	CM@CM47	19,00	CABLE 150 AL	16,00	330	CX240	8,9	450
CM@CM45	CM@CM46	19,10	CABLE 150 AL	17,00	330	CX240	9,4	450
CM@CM44	CM@CM45	19,90	CABLE 150 AL	30,00	330	CX240	16,6	450
CM@CM43	CM@CM44	19,00	CABLE 150 AL	30,90	330	CX240	17,2	450
CM@CM42	CM@CM43	18,60	CABLE 150 AL	31,90	330	CX240	17,7	450
CM@CM78	CM@CM42	18,60	CABLE 150 AL	32,80	330	CX240	18,2	450
CM@CM41	CM@CM78	19,90	CABLE 150 AL	33,70	330	CX240	18,7	450
CM@CM40	CM@CM41	19,00	CABLE 150 AL	34,60	330	CX240	19,2	450
CM@CM3	CM@CM4	19,00	CABLE 150 AL	32,70	330	CX240	18,2	450
LVEN1	CM@CM40	19,00	CABLE 150 AL	35,40	330	CX240	19,7	450
CM@CM38	CM@CM39	17,70	PRE50	2,60	117	PRE95	1,2	190
CM@CM37	CM@CM38	16,90	PRE50	5,30	117	PRE95	2,5	190
CM@CM36	CM@CM37	17,70	PRE50	7,90	117	PRE95	3,7	190
CM@CM35	CM@CM36	17,80	PRE50	10,50	117	PRE95	4,9	190
CM@CM34	CM@CM35	18,20	PRE50	13,20	117	PRE95	6,1	190
CM@CM30	CM@CM34	18,10	PRE50	15,80	117	PRE95	7,4	190
CM@CM24	CM@CM25	21,10	PRE50	2,70	117	PRE95	1,2	190
CM@CM23	CM@CM24	21,10	PRE50	5,40	117	PRE95	2,5	190
CM@CM22	CM@CM23	21,50	PRE50	8,00	117	PRE95	3,7	190
CM@CM2	CM@CM3	19,80	CABLE 150 AL	33,60	330	CX240	18,7	450

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM21	CM@CM22	21,10	PRE50	10,70	117	PRE95	5	190
CM@CM17	CM@CM21	21,10	PRE50	13,40	117	PRE95	6,2	190
CM@CM32	CM@CM33	20,30	PRE70	2,00	152	PRE95	1,2	190
CM@CM31	CM@CM32	19,00	PRE70	4,00	152	PRE95	2,5	190
CM@CM30	CM@CM31	19,80	PRE70	6,10	152	PRE95	3,7	190
CM@CM29	CM@CM30	18,60	PRE70	20,20	152	PRE95	12,3	190
CM@CM28	CM@CM29	19,40	PRE70	22,20	152	PRE95	13,5	190
CM@CM26	CM@CM28	18,60	PRE70	24,20	152	PRE95	14,7	190
CM@CM6	CM@CM26	19,40	PRE70	26,20	152	PRE95	15,9	190
CM@CM178	CM@CM179	19,00	CABLE 150 AL	12,30	330	CX240	6,8	450
CM@CM177	CM@CM178	19,60	CABLE 150 AL	13,20	330	CX240	7,3	450
CM@CM176	CM@CM177	19,60	CABLE 150 AL	14,10	330	CX240	7,8	450
CM@CM175	CM@CM176	19,00	CABLE 150 AL	15,10	330	CX240	8,3	450
CM@CM19	CM@CM20	18,60	PRE70	2,10	152	PRE95	1,2	190
CM@CM1	CM@CM2	19,00	CABLE 150 AL	34,50	330	CX240	19,2	450
CM@CM174	CM@CM175	19,00	CABLE 150 AL	16,00	330	CX240	8,9	450
CM@CM173	CM@CM174	18,50	CABLE 150 AL	16,90	330	CX240	9,4	450
CM@CM172	CM@CM173	19,60	CABLE 150 AL	17,80	330	CX240	9,9	450
CM@CM171	CM@CM172	19,00	CABLE 150 AL	30,80	330	CX240	17,1	450
CM@CM170	CM@CM171	19,60	CABLE 150 AL	31,70	330	CX240	17,6	450
CM@CM169	CM@CM170	18,50	CABLE 150 AL	32,60	330	CX240	18,2	450
CM@CM168	CM@CM169	18,50	CABLE 150 AL	33,50	330	CX240	18,7	450
CM@CM167	CM@CM168	19,60	CABLE 150 AL	34,40	330	CX240	19,2	450
LVEN1	CM@CM167	18,80	CABLE 150 AL	35,30	330	CX240	19,7	450
CM@CM203	CM@CM204	20,10	PRE70	2,00	152	PRE95	1,2	190
CM@CM18	CM@CM19	18,60	PRE70	4,10	152	PRE95	2,5	190
CM@CM202	CM@CM203	19,00	PRE70	4,00	152	PRE95	2,5	190
CM@CM201	CM@CM202	18,50	PRE70	6,00	152	PRE95	3,7	190
CM@CM200	CM@CM201	19,60	PRE70	20,20	152	PRE95	12,3	190
CM@CM199	CM@CM200	18,50	PRE70	22,20	152	PRE95	13,5	190
CM@CM198	CM@CM199	18,50	PRE70	24,20	152	PRE95	14,7	190
CM@CM172	CM@CM198	17,90	PRE70	26,20	152	PRE95	15,9	190
CM@CM185	CM@CM186	19,00	PRE70	2,10	152	PRE95	1,2	190
CM@CM184	CM@CM185	19,00	PRE70	4,10	152	PRE95	2,5	190
CM@CM183	CM@CM184	19,00	PRE70	6,20	152	PRE95	3,7	190
CM@CM182	CM@CM183	19,00	PRE70	18,50	152	PRE95	11,1	190
CM@CM17	CM@CM18	18,60	PRE70	6,20	152	PRE95	3,7	190
CM@CM181	CM@CM182	19,60	PRE70	20,60	152	PRE95	12,4	190
CM@CM180	CM@CM181	18,50	PRE70	22,60	152	PRE95	13,6	190
CM@CM179	CM@CM180	18,50	PRE70	24,60	152	PRE95	14,8	190
CM@CM183	CM@CM187	20,60	PRE50	13,40	117	PRE95	6,2	190
CM@CM187	CM@CM188	21,70	PRE50	10,70	117	PRE95	5	190
CM@CM188	CM@CM189	21,20	PRE50	8,00	117	PRE95	3,7	190
CM@CM189	CM@CM190	21,20	PRE50	5,40	117	PRE95	2,5	190
CM@CM190	CM@CM191	21,20	PRE50	2,70	117	PRE95	1,2	190
CM@CM201	CM@CM192	18,50	PRE50	15,80	117	PRE95	7,4	190
CM@CM192	CM@CM193	17,40	PRE50	13,20	117	PRE95	6,1	190
CM@CM16	CM@CM17	18,10	PRE70	18,50	152	PRE95	11,1	190
CM@CM193	CM@CM194	18,50	PRE50	10,50	117	PRE95	4,9	190
CM@CM194	CM@CM195	16,80	PRE50	7,90	117	PRE95	3,7	190
CM@CM195	CM@CM196	17,40	PRE50	5,30	117	PRE95	2,5	190
CM@CM196	CM@CM197	16,80	PRE50	2,60	117	PRE95	1,2	190
CM@CM152	CM@CM153	22,40	PRE50	2,70	117	PRE95	1,2	190
CM@CM151	CM@CM152	22,40	PRE50	5,40	117	PRE95	2,5	190
CM@CM150	CM@CM151	21,10	PRE50	8,10	117	PRE95	3,7	190
CM@CM149	CM@CM150	22,40	PRE50	10,80	117	PRE95	5	190
CM@CM145	CM@CM149	20,50	PRE50	13,40	117	PRE95	6,2	190
CM@CM165	CM@CM166	16,80	PRE50	2,60	117	PRE95	1,2	190
CM@CM15	CM@CM16	19,40	PRE70	20,60	152	PRE95	12,4	190
CM@CM164	CM@CM165	17,40	PRE50	5,30	117	PRE95	2,5	190
CM@CM163	CM@CM164	18,00	PRE50	7,90	117	PRE95	3,7	190
CM@CM162	CM@CM163	17,40	PRE50	10,60	117	PRE95	4,9	190
CM@CM161	CM@CM162	18,60	PRE50	13,20	117	PRE95	6,2	190
CM@CM157	CM@CM161	18,00	PRE50	15,80	117	PRE95	7,4	190
CM@CM147	CM@CM148	19,30	PRE70	2,10	152	PRE95	1,2	190
CM@CM146	CM@CM147	19,30	PRE70	4,10	152	PRE95	2,5	190
CM@CM145	CM@CM146	18,70	PRE70	6,20	152	PRE95	3,7	190
CM@CM144	CM@CM145	18,70	PRE70	18,60	152	PRE95	11,2	190
CM@CM143	CM@CM144	19,30	PRE70	20,60	152	PRE95	12,4	190
CM@CM14	CM@CM15	19,00	PRE70	22,60	152	PRE95	13,6	190

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM142	CM@CM143	19,30	PRE70	22,70	152	PRE95	13,6	190
CM@CM141	CM@CM142	18,60	PRE70	24,70	152	PRE95	14,9	190
CM@CM159	CM@CM160	19,90	PRE70	2,00	152	PRE95	1,2	190
CM@CM158	CM@CM159	18,60	PRE70	4,00	152	PRE95	2,5	190
CM@CM157	CM@CM158	19,30	PRE70	6,10	152	PRE95	3,7	190
CM@CM156	CM@CM157	18,00	PRE70	20,30	152	PRE95	12,3	190
CM@CM155	CM@CM156	19,30	PRE70	22,30	152	PRE95	13,5	190
CM@CM154	CM@CM155	19,30	PRE70	24,30	152	PRE95	14,7	190
CM@CM134	CM@CM154	18,00	PRE70	26,30	152	PRE95	16	190
CM@CM140	CM@CM141	18,60	CABLE 150 AL	12,30	330	CX240	6,8	450
CM@CM13	CM@CM14	19,00	PRE70	24,70	152	PRE95	14,8	190
CM@CM139	CM@CM140	19,30	CABLE 150 AL	13,30	330	CX240	7,3	450
CM@CM138	CM@CM139	20,50	CABLE 150 AL	14,20	330	CX240	7,8	450
CM@CM137	CM@CM138	20,50	CABLE 150 AL	15,10	330	CX240	8,4	450
CM@CM136	CM@CM137	18,70	CABLE 150 AL	16,00	330	CX240	8,9	450
CM@CM135	CM@CM136	20,50	CABLE 150 AL	17,00	330	CX240	9,4	450
CM@CM134	CM@CM135	18,60	CABLE 150 AL	17,90	330	CX240	9,9	450
CM@CM133	CM@CM134	19,30	CABLE 150 AL	30,90	330	CX240	17,2	450
CM@CM132	CM@CM133	20,50	CABLE 150 AL	31,80	330	CX240	17,7	450
CM@CM131	CM@CM132	22,40	CABLE 150 AL	32,70	330	CX240	18,2	450
CM@CM130	CM@CM131	20,50	CABLE 150 AL	33,60	330	CX240	18,7	450
CM@CM12	CM@CM13	19,40	CABLE 150 AL	12,30	330	CX240	6,8	450
CM@CM129	CM@CM130	19,30	CABLE 150 AL	34,50	330	CX240	19,2	450
LVEN1	CM@CM129	19,30	CABLE 150 AL	35,40	330	CX240	19,7	450
CM@CM102	CM@CM103	21,30	CABLE 150 AL	12,30	330	CX240	6,8	450
CM@CM101	CM@CM102	18,30	CABLE 150 AL	13,20	330	CX240	7,3	450
CM@CM100	CM@CM101	19,10	CABLE 150 AL	14,20	330	CX240	7,8	450
CM@CM99	CM@CM100	19,80	CABLE 150 AL	15,10	330	CX240	8,3	450
CM@CM98	CM@CM99	19,10	CABLE 150 AL	16,00	330	CX240	8,9	450
CM@CM97	CM@CM98	19,10	CABLE 150 AL	16,90	330	CX240	9,4	450
CM@CM96	CM@CM97	19,10	CABLE 150 AL	17,80	330	CX240	9,9	450
CM@CM95	CM@CM96	19,80	CABLE 150 AL	30,80	330	CX240	17,1	450
CM@CM11	CM@CM12	19,00	CABLE 150 AL	13,20	330	CX240	7,3	450
CM@CM94	CM@CM95	19,80	CABLE 150 AL	31,80	330	CX240	17,6	450
CM@CM93	CM@CM94	18,40	CABLE 150 AL	32,70	330	CX240	18,2	450
CM@CM92	CM@CM93	19,10	CABLE 150 AL	33,60	330	CX240	18,7	450
CM@CM91	CM@CM92	19,80	CABLE 150 AL	34,50	330	CX240	19,2	450
LVEN1	CM@CM91	19,10	CABLE 150 AL	35,40	330	CX240	19,7	450
CM@CM114	CM@CM115	20,60	PRE50	2,70	117	PRE95	1,2	190
CM@CM113	CM@CM114	21,30	PRE50	5,40	117	PRE95	2,5	190
CM@CM112	CM@CM113	19,80	PRE50	8,10	117	PRE95	3,7	190
CM@CM111	CM@CM112	22,00	PRE50	10,70	117	PRE95	5	190
CM@CM107	CM@CM111	21,30	PRE50	13,40	117	PRE95	6,2	190
CM@CM10	CM@CM11	19,00	CABLE 150 AL	14,10	330	CX240	7,8	450
CM@CM127	CM@CM128	17,60	PRE50	2,60	117	PRE95	1,2	190
CM@CM126	CM@CM127	18,30	PRE50	5,30	117	PRE95	2,5	190
CM@CM125	CM@CM126	16,90	PRE50	7,90	117	PRE95	3,7	190
CM@CM124	CM@CM125	18,30	PRE50	10,50	117	PRE95	4,9	190
CM@CM123	CM@CM124	16,90	PRE50	13,20	117	PRE95	6,1	190
CM@CM119	CM@CM123	18,30	PRE50	15,80	117	PRE95	7,4	190
CM@CM109	CM@CM110	15,50	PRE70	2,10	152	PRE95	1,2	190
CM@CM108	CM@CM109	19,10	PRE70	4,10	152	PRE95	2,5	190
CM@CM107	CM@CM108	19,10	PRE70	6,20	152	PRE95	3,7	190
CM@CM106	CM@CM107	19,10	PRE70	18,50	152	PRE95	11,2	190
CM@CM9	CM@CM10	20,70	CABLE 150 AL	15,10	330	CX240	8,3	450
LVEN1	CM@CM9	19,40	CABLE 150 AL	35,40	330	CX240	19,7	450

MODULO DE 160 kVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM4	CM@CM3	21,10	PRE50	4,70	117	PRE50	4,8	117
CM@CM5	CM@CM4	21,10	PRE50	6,30	117	PRE50	6,4	117
CM@CM6	CM@CM5	20,70	PRE50	7,90	117	PRE50	8	117
CM@CM6	CM@CM7	29,70	PRE25	7,30	76	PRE50	4,8	117
CM@CM7	CM@CM9	31,40	PRE25	4,90	76	PRE50	3,2	117
CM@CM9	CM@CM10	29,70	PRE25	2,40	76	PRE50	1,6	117
CM@CM51	CM@CM52	20,60	PRE50	3,10	117	PRE50	3,2	117
CM@CM21	CM@CM22	20,90	PRE50	18,80	117	PRE50	19	117
CM@CM18	CM@CM17	20,40	PRE95	13,60	190	PRE50	22,3	117
CM@CM32	CM@CM31	20,70	PRE95	29,90	190	PRE50	49,1	117
CM@CM31	CM@CM20	8,70	PRE95	29,00	190	PRE50	47,5	117
LVEN1	CM@CM32	20,60	PRE95	30,80	190	PRE50	50,6	117
CM@CM76	CM@CM82	30,60	PRE25	7,30	76	PRE50	4,8	117
CM@CM39	CM@CM40	20,70	PRE95	13,60	190	PRE50	22,3	117
CM@CM38	CM@CM39	20,60	PRE95	14,50	190	PRE50	23,9	117
CM@CM37	CM@CM38	11,90	PRE95	15,50	190	PRE50	25,4	117
CM@CM36	CM@CM37	9,20	PRE95	29,00	190	PRE50	47,5	117
CM@CM35	CM@CM36	19,70	PRE95	29,90	190	PRE50	49,1	117
LVEN1	CM@CM35	21,40	PRE95	30,90	190	PRE50	50,6	117
CM@CM80	CM@CM81	21,40	PRE50	1,60	117	PRE50	1,6	117
CM@CM79	CM@CM80	21,10	PRE50	3,20	117	PRE50	3,2	117
CM@CM78	CM@CM79	21,80	PRE50	4,70	117	PRE50	4,8	117
CM@CM77	CM@CM78	21,10	PRE50	6,30	117	PRE50	6,4	117
CM@CM76	CM@CM77	21,40	PRE50	7,90	117	PRE50	8	117
CM@CM75	CM@CM76	21,10	PRE50	14,20	117	PRE50	14,4	117
CM@CM74	CM@CM75	20,70	PRE50	15,80	117	PRE50	16	117
CM@CM73	CM@CM74	20,70	PRE50	17,30	117	PRE50	17,6	117
CM@CM72	CM@CM73	20,70	PRE50	18,90	117	PRE50	19,2	117
CM@CM52	CM@CM53	21,40	PRE50	1,60	117	PRE50	1,6	117
CM@CM20	CM@CM21	21,20	PRE50	20,40	117	PRE50	20,5	117
CM@CM96	CM@CM97	30,20	PRE25	2,40	76	PRE50	1,6	117
CM@CM95	CM@CM96	30,30	PRE25	4,90	76	PRE50	3,2	117
CM@CM89	CM@CM95	29,70	PRE25	7,30	76	PRE50	4,8	117
CM@CM93	CM@CM94	20,50	PRE50	1,60	117	PRE50	1,6	117
CM@CM92	CM@CM93	21,10	PRE50	3,20	117	PRE50	3,2	117
CM@CM91	CM@CM92	20,70	PRE50	4,70	117	PRE50	4,8	117
CM@CM90	CM@CM91	20,90	PRE50	6,30	117	PRE50	6,4	117
CM@CM89	CM@CM90	20,70	PRE50	7,90	117	PRE50	8	117
CM@CM88	CM@CM89	20,30	PRE50	14,20	117	PRE50	14,4	117
CM@CM87	CM@CM88	20,90	PRE50	15,80	117	PRE50	16	117
CM@CM86	CM@CM87	21,10	PRE50	17,30	117	PRE50	17,6	117
CM@CM85	CM@CM86	20,10	PRE50	18,90	117	PRE50	19,2	117
CM@CM58	CM@CM85	21,60	PRE50	20,50	117	PRE50	20,7	117
CM@CM63	CM@CM69	30,10	PRE25	7,30	76	PRE50	4,7	117
CM@CM69	CM@CM70	30,60	PRE25	4,80	76	PRE50	3,2	117
CM@CM70	CM@CM71	30,30	PRE25	2,40	76	PRE50	1,6	117
CM@CM55	CM@CM59	21,80	PRE50	20,40	117	PRE50	20,5	117
CM@CM59	CM@CM60	20,10	PRE50	18,80	117	PRE50	19	117
CM@CM60	CM@CM61	20,70	PRE50	17,30	117	PRE50	17,4	117
CM@CM61	CM@CM62	21,20	PRE50	15,70	117	PRE50	15,8	117
CM@CM62	CM@CM63	20,80	PRE50	14,10	117	PRE50	14,3	117
CM@CM63	CM@CM64	21,40	PRE50	7,90	117	PRE50	7,9	117
CM@CM64	CM@CM65	21,00	PRE50	6,30	117	PRE50	6,3	117
CM@CM65	CM@CM66	21,20	PRE50	4,70	117	PRE50	4,8	117
CM@CM66	CM@CM67	20,10	PRE50	3,10	117	PRE50	3,2	117
CM@CM67	CM@CM68	20,50	PRE50	1,60	117	PRE50	1,6	117
CM@CM57	CM@CM58	20,70	PRE95	13,60	190	PRE50	22,3	117
CM@CM56	CM@CM57	21,30	PRE95	14,50	190	PRE50	23,9	117
CM@CM55	CM@CM56	12,00	PRE95	15,50	190	PRE50	25,4	117
CM@CM54	CM@CM55	8,90	PRE95	29,00	190	PRE50	47,5	117
CM@CM34	CM@CM54	20,50	PRE95	29,90	190	PRE50	49,1	117
LVEN1	CM@CM34	21,80	PRE95	30,90	190	PRE50	50,6	117

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM83	CM@CM84	30,30	PRE25	2,40	76	PRE50	1,6	117
CM@CM82	CM@CM83	30,10	PRE25	4,90	76	PRE50	3,2	117
CM@CM48	CM@CM49	31,20	PRE25	2,40	76	PRE50	1,6	117
CM@CM47	CM@CM48	29,40	PRE25	4,80	76	PRE50	3,2	117
CM@CM45	CM@CM47	29,70	PRE25	7,30	76	PRE50	4,7	117
CM@CM37	CM@CM41	21,20	PRE50	20,40	117	PRE50	20,5	117
CM@CM41	CM@CM42	21,90	PRE50	18,80	117	PRE50	19	117
CM@CM42	CM@CM43	20,90	PRE50	17,30	117	PRE50	17,4	117
CM@CM43	CM@CM44	21,60	PRE50	15,70	117	PRE50	15,8	117
CM@CM44	CM@CM45	20,70	PRE50	14,10	117	PRE50	14,3	117
CM@CM45	CM@CM46	21,40	PRE50	7,90	117	PRE50	7,9	117
CM@CM46	CM@CM50	21,20	PRE50	6,30	117	PRE50	6,3	117
CM@CM50	CM@CM51	21,40	PRE50	4,70	117	PRE50	4,8	117
CM@CM40	CM@CM72	20,90	PRE50	20,50	117	PRE50	20,7	117
CM@CM12	CM@CM11	29,70	PRE25	2,40	76	PRE50	1,6	117
CM@CM13	CM@CM12	30,20	PRE25	4,80	76	PRE50	3,2	117
CM@CM25	CM@CM13	29,90	PRE25	7,30	76	PRE50	4,7	117
CM@CM29	CM@CM30	21,20	PRE50	1,60	117	PRE50	1,6	117
CM@CM28	CM@CM29	20,90	PRE50	3,10	117	PRE50	3,2	117
CM@CM27	CM@CM28	21,20	PRE50	4,70	117	PRE50	4,8	117
CM@CM26	CM@CM27	20,40	PRE50	6,30	117	PRE50	6,3	117
CM@CM25	CM@CM26	20,90	PRE50	7,90	117	PRE50	7,9	117
CM@CM24	CM@CM25	20,70	PRE50	14,10	117	PRE50	14,2	117
CM@CM23	CM@CM24	21,60	PRE50	15,70	117	PRE50	15,8	117
CM@CM22	CM@CM23	20,90	PRE50	17,30	117	PRE50	17,4	117
CM@CM20	CM@CM19	11,00	PRE95	15,50	190	PRE50	25,4	117
CM@CM19	CM@CM18	21,60	PRE95	14,50	190	PRE50	23,9	117
CM@CM17	CM@CM16	21,40	PRE50	20,50	117	PRE50	20,7	117
CM@CM16	CM@CM15	20,20	PRE50	18,90	117	PRE50	19,2	117
CM@CM15	CM@CM14	21,20	PRE50	17,30	117	PRE50	17,6	117
CM@CM14	CM@CM8	20,70	PRE50	15,80	117	PRE50	16	117
CM@CM8	CM@CM6	21,20	PRE50	14,20	117	PRE50	14,4	117
CM@CM2	CM@CM1	21,20	PRE50	1,60	117	PRE50	1,6	117
CM@CM3	CM@CM2	20,90	PRE50	3,20	117	PRE50	3,2	117

ANEXO III

***RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA
FLORENCIO SANCHEZ***

Alimentador 4035/5

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS173	19,4	L95/15ACSR15	13,6	304	L70AL15	17,4	237
11024376	144,9	L95/15ACSR15	13,6	304	L70AL15	17,4	237
11019826	205,2	L95/15ACSR15	13,5	304	L70AL15	17,4	237
11024377	1,1	L16CU15	0	128	L70AL15	0,0	237
MVLS281	8,9	L95AL15	0,1	286	L70AL15	0,1	237
11019796	277,5	L95AL15	14,4	286	L70AL15	17,4	237
11019860	130,4	L95/15ACSR15	0	304	L70AL15	0,0	237
11021191	268,7	L95AL15	13,8	286	L70AL15	16,7	237
11021192	1,1	L35AL15	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS282	9	L95AL15	0,6	286	L70AL15	0,7	237
11019866	213,3	L95/15ACSR15	12,9	304	L70AL15	16,6	237
11022941	195,2	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
MVLS244	12,2	L95AL15	13,8	286	L70AL15	16,6	237
11019862	444,3	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
11022942	1,3	L16CU15	0	128	L70AL15	0,0	237
MVLS280	9	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
11019867	21,3	L95/15ACSR15	12,9	304	L70AL15	16,6	237
11019864	36,5	L95AL15	2,1	286	L70AL15	2,5	237
11012856	526,1	L35AL15	2,1	153	L70AL15	1,3	237
11012859	283,6	L70AL15	12,7	237	L70AL15	12,7	237
11012853	323,1	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
MVLS245	11	L95AL15	2,1	286	L70AL15	2,5	237
11012857	2,2	L35AL15	0	153	L70AL15	0,0	237
11012858	283,4	L35AL15	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS288	11	L95AL15	1,1	286	L70AL15	1,3	237
MVLS255	8,1	L95AL15	1,9	286	L70AL15	2,3	237
11019934	28,9	L70AL15	10,4	237	L70AL15	10,4	237
11012854	58,6	L35AL15	3,9	153	L70AL15	2,5	237
11019933	126,4	L70AL15	2,3	237	L70AL15	2,3	237
11012867	407,5	L70AL15	6,8	237	L70AL15	6,8	237
11012862	23,9	L35AL15	5,5	153	L70AL15	3,6	237
MVLS246	9	L95AL15	2,1	286	L70AL15	2,5	237
MVLS256	9	L95AL15	1,9	286	L70AL15	2,3	237
MVLS298	6,1	CAP125CU6	16,2	100	CX240AL	3,9	415
MVLS257	16,7	L95AL15	3	286	L70AL15	3,6	237
11012868	22,2	L35CU15	7,8	208	L70AL15	6,8	237
11012863	178,1	L35AL15	5,5	153	L70AL15	3,6	237
MVLS294	8,5	L95AL15	5,7	286	L70AL15	6,8	237
11012864	9,7	L35AL15	2,2	153	L70AL15	1,4	237
11012865	157,7	L35AL15	3,4	153	L70AL15	2,2	237
11006219	97,6	CX50AL15	0	184	CX240AL	0,0	415
MVLS295	10,9	L95AL15	5,7	286	L70AL15	6,8	237
MVLS258	9,5	L95AL15	1,2	286	L70AL15	1,4	237
MVLS259	11,5	L95AL15	1,8	286	L70AL15	2,2	237
11006208	42,5	CAP135CU6	12,2	133	CX240AL	3,9	415
11012866	43,2	CX50AL15	2,8	184	CX240AL	1,2	415
MVLS296	2	CAP125CU6	16,2	100	CX240AL	3,9	415
MVLS260	8,8	L95AL15	1,8	286	L70AL15	2,2	237
MVLS297	2	CAP125CU6	2,3	100	CX240AL	0,6	415
11006214	257,4	CAP125CU6	2,3	100	CX240AL	0,6	415
MVLS292	8	L95AL15	0,8	286	L70AL15	1,0	237

Alimentador 4035/6

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS171	20,7	L95/15ACSR15	7,9	304	L70AL15	10,2	237
11019824	126,8	L95/15ACSR15	7,9	304	L70AL15	10,2	237
MVLS299	84,4	L95/15ACSR15	7,9	304	L70AL15	10,2	237
11019829	1733,3	L95/15ACSR15	5,5	304	L70AL15	7,1	237
11019831	32,6	L95/15ACSR15	0	304	L70AL15	0,0	237
11019845	276,8	L95/15ACSR15	5,5	304	L70AL15	7,1	237
11005748	37	L35AL15	0	153	L70AL15	0,0	237
11019844	34	L50AL15	8,7	192	L50/8	8,2	204
11005746	279	L50AL15	8,6	192	L70AL15	7,0	237
11005747	0,7	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS249	10	L95AL15	0,1	286	L70AL15	0,1	237
11005749	294,5	L50CU15	3,3	259	L50/8	4,2	204
11005745	389	L50CU15	3,1	259	L70AL15	3,4	237
11020009	245,7	L50CU15	2,8	259	L70AL15	3,0	237
11005744	0,7	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS251	8,6	L95AL15	0,3	286	L70AL15	0,3	237
11005743	348,4	L50CU15	2,2	259	L70AL15	2,4	237
11020010	1,1	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS250	8,5	L95AL15	0,5	286	L70AL15	0,6	237
11005738	144,5	L50CU15	2	259	L70AL15	2,2	237
11005739	245,6	L35AL15	0,3	153	L50/8	0,3	204
MVLS261	8,9	L95AL15	0,2	286	L70AL15	0,2	237
11005740	224,3	L35AL15	0,3	153	L50/8	0,3	204
11005741	1,2	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS262	9	L95AL15	0,1	286	L70AL15	0,1	237
11005742	254,8	L35AL15	0,2	153	L50/8	0,2	204
MVLS263	9,7	L95AL15	0,1	286	L70AL15	0,1	237

Alimentador 4035/7

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS170	23,7	L95/15ACSR15	3,6	304	L50/8	5,3	204
11012902	325,1	L95/15ACSR15	3,6	304	L50/8	5,3	204
11019817	808,5	L95AL15	3,8	286	L50/8	5,3	204
MVLS178	6,6	L95AL15	3,8	286	L50/8	5,3	204
11012840	69,8	L95/15ACSR15	3,6	304	L50/8	5,3	204
MVLS179	10,9	L95AL15	3,8	286	L50/8	5,3	204

Alimentador 4035/12

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS166	23,4	L95AL15	19,8	286	L70AL15	23,9	237
11019822	7,1	L95AL15	19,8	286	L70AL15	23,9	237
11019871	102,5	CX240AL15	13,1	432	CX240AL	13,7	415
MVLS174	12,3	L95AL15	19,8	286	L70AL15	23,9	237
11019881	818,4	L95AL15	19,8	286	L70AL15	23,9	237
MVLS181	11,1	L95/15ACSR15	18,6	304	L70AL15	23,9	237
11019873	86	L95AL15	19,8	286	L70AL15	23,9	237
11012845	9	L35AL15	2,4	153	L50/8	1,8	204
11012846	157,9	L95AL15	18,5	286	L70AL15	22,3	237
11019858	60	L95/15ACSR15	0	304	L70AL15	0,0	237
MVLS183	9,5	L95/15ACSR15	1,2	304	L70AL15	1,6	237
11012850	20,3	L95AL15	17,8	286	L70AL15	21,4	237
11012851	176,8	L35AL15	1,4	153	L50/8	1,0	204
11012847	212,3	L95AL15	17,8	286	L70AL15	21,4	237
11012852	67,9	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
MVLS290	9,2	L95AL15	0,7	286	L70AL15	0,9	237
11012848	0,6	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
11012849	175,9	L95AL15	17,8	286	L70AL15	21,4	237
11012869	17,8	CX50AL15	1,2	184	CX240AL	0,5	415
MVLS184	15,1	L95/15ACSR15	16,7	304	L70AL15	21,4	237
MVLS291	7,3	L95AL15	0,7	286	L70AL15	0,9	237
11006231	73	L95AL15	17,8	286	L70AL15	21,4	237
11006230	130,7	L70AL15	20,6	237	L70AL15	19,2	237
11006232	107,4	L35AL15	1,2	153	L50/8	0,9	204
11006233	55,3	L70AL15	0	237	L70AL15	1,5	237
11006229	271,9	L70AL15	19,6	237	L70AL15	18,2	237
11019921	1	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS283	8,3	L95AL15	0,8	286	L70AL15	1,0	237
MVLS185	5	L95AL15	0,7	286	L70AL15	0,8	237
MVLS186	13,2	L95AL15	0	286	L70AL15	1,5	237
11006228	24,3	L70AL15	2,1	237	L50/8	2,5	204
MVLS188	5	L95AL15	14,5	286	L70AL15	16,0	237
11006234	508,9	L70AL15	0	237	L70AL15	1,5	237
MVLS187	6,3	L95AL15	1,8	286	L70AL15	2,1	237
11006227	54,6	L70AL15	17,5	237	L70AL15	16,0	237
11006225	39,5	L35AL15	20	153	L70AL15	11,4	237
11006224	236	L70AL15	4,6	237	L70AL15	4,6	237
MVLS189	5,7	L95AL15	10,7	286	L70AL15	11,4	237
11054058	84,1	L70AL15	2,1	237	L50/8	2,5	204
11006213	112,8	L70AL15	2,5	237	L50/8	2,9	204
11006226	330,6	L35AL15	20	153	L70AL15	11,4	237
11019950	0	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
11006220	480,6	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
MVLS289	10	L95AL15	1,8	286	L70AL15	2,1	237
MVLS287	8,5	L95AL15	2,1	286	L70AL15	2,5	237
11057632	98,6	L35AL15	18,5	153	L70AL15	10,5	237
11005913	30	L35AL15	1,5	153	L50/8	1,1	204
MVLS191	8,8	L95AL15	9,9	286	L70AL15	10,5	237
MVLS190	8,4	L95AL15	0,8	286	L70AL15	1,0	237
11005912	54,6	L35AL15	18,5	153	L70AL15	10,5	237
11023626	103,9	L70AL15	10,5	237	L70AL15	10,5	237
11005914	526,6	L70AL15	1,5	237	L70AL15	0,0	237
11005910	517,9	L70AL15	10,2	237	L70AL15	10,2	237

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
11023627	119,8	L25/4ACSR15	0,5	132	L50/8	0,3	204
11026864	199,8	L70AL15	1,5	237	L50/8	0,0	204
11026865	19,2	L25/4ACSR15	0	132	L50/8	0,0	204
11005909	1,1	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
11005908	108,6	L70AL15	9,7	237	L70AL15	9,7	237
MVLS284	8,5	L95AL15	0,4	286	L70AL15	0,4	237
MVLS193	12,5	L95AL15	1,2	286	L70AL15	1,5	237
MVLS192	12,6	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
11005906	55,5	L70AL15	9,1	237	L70AL15	9,1	237
11005907	1	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS285	8,5	L95AL15	0,5	286	L70AL15	0,6	237
11019962	87,2	L70AL15	1,5	237	L50/8	0,0	204
11026866	413,7	L25/4ACSR15	0	132	L50/8	0,0	204
11005904	587,5	L70AL15	8,8	237	L70AL15	8,8	237
11005905	1	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
MVLS286	8	L95AL15	0,3	286	L70AL15	0,3	237
11015173	85,9	L35AL15	1,2	153	L50/8	0,9	204
11015170	68,6	L70AL15	0,7	237	L50/8	0,9	204
MVLS242	6,7	L95AL15	7,3	286	L70AL15	8,8	237
11005915	278,6	L16CU15	1,3	128	L50/8	0,9	204
11005731	134,3	L35AL15	13,7	153	L70AL15	8,8	237
11005916	2,3	L16CU15	0	128	L50/8	0,0	204
MVLS239	6	L95AL15	0,3	286	L70AL15	0,4	237
11005917	216,5	L16CU15	0,6	128	L50/8	1,3	204
MVLS275	10,6	L95AL15	7,3	286	L70AL15	8,8	237
11005732	382,4	L35AL15	11,6	153	L70AL15	7,5	237
11006209	339,6	L35CU15	1,5	208	L50/8	1,5	204
11073855	224,9	L35AL15	9,6	153	L70AL15	6,2	237
11005733	8,6	L35AL15	2,1	153	L50/8	1,6	204
11046651	40,7	L35CU15	0,5	208	L50/8	0,5	204
11014159	57,3	L35CU15	1	208	L50/8	1,1	204
11073854	8	L95AL15	0	286	L70AL15	0,0	237
11005734	139,9	L35AL15	9,6	153	L70AL15	6,2	237
MVLS274	7	L95AL15	1,1	286	L70AL15	1,3	237
MVLS276	7,2	L95AL15	0,3	286	L70AL15	0,4	237
11046654	10,7	L35CU15	0	208	L50/8	0,0	204
11006211	415,1	L16CU15	1,7	128	L50/8	1,1	204
11019907	142,9	L35AL15	1,2	153	L70AL15	0,8	237
11005735	155,9	L35AL15	8,3	153	L50/8	6,2	204
11014230	69,7	L35AL15	0,7	153	L50/8	0,5	204
11058728	170,9	L16CU15	0,9	128	L50/8	0,6	204
11019908	3,9	L35AL15	0	153	L50/8	0,0	204
11005736	117	L35AL15	0	153	L70AL15	0,0	237
MVLS269	11	L95AL15	0,7	286	L70AL15	0,8	237
MVLS270	11,5	L95AL15	4,4	286	L50/8	6,2	204
MVLS277	8,7	L95AL15	0,4	286	L70AL15	0,4	237
11058729	20,3	L25/4ACSR15	0,4	132	L50/8	0,3	204
11014229	12,5	L25AL15	0,5	125	L50/8	0,3	204
11006217	59,6	L25CU15	7,6	168	L50/8	6,2	204
MVLS278	8,8	L95AL15	0,2	286	L70AL15	0,3	237
MVLS271	11,1	L95AL15	4,4	286	L50/8	6,2	204
MVLS272	9,3	L95AL15	1,1	286	L70AL15	1,4	237
11057629	457,9	CX240AL15	0,8	432	CX240AL	0,8	415
MVLS273	8	L95AL15	1,1	286	L70AL15	1,4	237

ANEXO IV

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT

FLORENCIO SANCHEZ

MODULO DE 100 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM98	CM@CM99	27,60	PRE95	8,30	190	PRE95	8,2	190
CM@CM97	CM@CM98	26,30	PRE95	8,80	190	PRE95	8,8	190
CM@CM96	CM@CM97	27,00	PRE95	13,70	190	PRE95	13,6	190
CM@CM95	CM@CM96	24,40	PRE95	14,30	190	PRE95	14,2	190
CM@CM94	CM@CM95	26,30	PRE95	14,80	190	PRE95	14,7	190
CM@CM93	CM@CM94	25,00	PRE95	15,40	190	PRE95	15,3	190
CM@CM92	CM@CM93	25,70	PRE95	15,90	190	PRE95	15,8	190
CM@CM91	CM@CM92	26,30	PRE95	22,40	190	PRE95	22,2	190
CM@CM90	CM@CM91	25,00	PRE95	22,90	190	PRE95	22,8	190
CM@CM89	CM@CM90	25,70	PRE95	23,40	190	PRE95	23,3	190
CM@CM8	CM@CM9	27,00	PRE95	13,70	190	PRE95	13,7	190
LVEN1	CM@CM89	25,70	PRE95	24,00	190	PRE95	23,8	190
CM@CM57	CM@CM58	23,80	PRE95	6,60	190	PRE95	6,6	190
CM@CM56	CM@CM57	26,40	PRE95	7,20	190	PRE95	7,1	190
CM@CM55	CM@CM56	26,40	PRE95	7,70	190	PRE95	7,7	190
CM@CM54	CM@CM55	27,60	PRE95	8,30	190	PRE95	8,2	190
CM@CM53	CM@CM54	25,70	PRE95	8,80	190	PRE95	8,8	190
CM@CM52	CM@CM53	28,90	PRE95	13,70	190	PRE95	13,7	190
CM@CM51	CM@CM52	25,10	PRE95	14,30	190	PRE95	14,2	190
CM@CM50	CM@CM51	27,00	PRE95	14,80	190	PRE95	14,7	190
CM@CM49	CM@CM50	25,00	PRE95	15,40	190	PRE95	15,3	190
CM@CM7	CM@CM8	27,60	PRE95	14,30	190	PRE95	14,2	190
CM@CM48	CM@CM49	27,60	PRE95	15,90	190	PRE95	15,8	190
CM@CM47	CM@CM48	27,00	PRE95	22,40	190	PRE95	22,3	190
CM@CM46	CM@CM47	25,00	PRE95	22,90	190	PRE95	22,8	190
CM@CM45	CM@CM46	27,00	PRE95	23,50	190	PRE95	23,3	190
LVEN1	CM@CM45	25,70	PRE95	24,00	190	PRE95	23,9	190
CM@CM87	CM@CM88	25,00	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM86	CM@CM87	29,50	PRE25	2,80	76	PRE95	1,1	190
CM@CM78	CM@CM86	26,40	PRE25	4,20	76	PRE95	1,6	190
CM@CM81	CM@CM82	27,60	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM80	CM@CM81	28,30	PRE25	2,80	76	PRE95	1,1	190
CM@CM6	CM@CM7	27,00	PRE95	14,80	190	PRE95	14,7	190
CM@CM79	CM@CM80	27,60	PRE25	4,20	76	PRE95	1,6	190
CM@CM78	CM@CM79	26,30	PRE25	5,60	76	PRE95	2,2	190
CM@CM77	CM@CM78	28,90	PRE25	11,10	76	PRE95	4,4	190
CM@CM76	CM@CM77	29,00	PRE25	12,50	76	PRE95	4,9	190
CM@CM75	CM@CM76	26,30	PRE25	13,90	76	PRE95	5,5	190
CM@CM58	CM@CM75	28,90	PRE25	15,20	76	PRE95	6	190
CM@CM73	CM@CM74	28,90	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM72	CM@CM73	28,90	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM71	CM@CM72	28,30	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM70	CM@CM71	28,20	PRE25	5,50	76	PRE95	2,2	190
CM@CM5	CM@CM6	26,30	PRE95	15,40	190	PRE95	15,3	190
CM@CM69	CM@CM70	27,60	PRE25	6,90	76	PRE95	2,7	190
CM@CM68	CM@CM69	28,30	PRE25	8,20	76	PRE95	3,3	190
CM@CM67	CM@CM68	28,90	PRE25	9,60	76	PRE95	3,8	190
CM@CM53	CM@CM67	28,20	PRE25	11,00	76	PRE95	4,4	190
CM@CM84	CM@CM85	23,10	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM65	CM@CM66	28,30	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM64	CM@CM65	28,30	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM63	CM@CM64	28,30	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM62	CM@CM63	28,90	PRE25	5,40	76	PRE95	2,2	190
CM@CM83	CM@CM84	23,10	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM4	CM@CM5	26,40	PRE95	15,90	190	PRE95	15,8	190
CM@CM62	CM@CM83	24,40	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM61	CM@CM62	29,50	PRE25	10,90	76	PRE95	4,3	190
CM@CM60	CM@CM61	26,30	PRE25	12,20	76	PRE95	4,8	190
CM@CM59	CM@CM60	27,00	PRE25	13,60	76	PRE95	5,4	190
CM@CM48	CM@CM59	27,00	PRE25	14,90	76	PRE95	5,9	190
CM@CM40	CM@CM41	25,70	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM39	CM@CM40	25,70	PRE25	2,80	76	PRE95	1,1	190

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM34	CM@CM39	25,10	PRE25	4,20	76	PRE95	1,6	190
CM@CM37	CM@CM38	28,20	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM29	CM@CM30	28,20	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM3	CM@CM4	26,30	PRE95	22,40	190	PRE95	22,3	190
CM@CM36	CM@CM37	27,00	PRE25	2,80	76	PRE95	1,1	190
CM@CM35	CM@CM36	27,70	PRE25	4,20	76	PRE95	1,6	190
CM@CM34	CM@CM35	28,20	PRE25	5,60	76	PRE95	2,2	190
CM@CM33	CM@CM34	26,30	PRE25	11,10	76	PRE95	4,4	190
CM@CM32	CM@CM33	25,70	PRE25	12,50	76	PRE95	4,9	190
CM@CM31	CM@CM32	28,90	PRE25	13,90	76	PRE95	5,5	190
CM@CM14	CM@CM31	26,30	PRE25	15,20	76	PRE95	6	190
CM@CM28	CM@CM29	28,30	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM27	CM@CM28	27,00	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM26	CM@CM27	27,00	PRE25	5,50	76	PRE95	2,2	190
CM@CM2	CM@CM3	27,00	PRE95	22,90	190	PRE95	22,8	190
CM@CM25	CM@CM26	27,60	PRE25	6,90	76	PRE95	2,7	190
CM@CM24	CM@CM25	27,60	PRE25	8,20	76	PRE95	3,3	190
CM@CM23	CM@CM24	27,70	PRE25	9,60	76	PRE95	3,8	190
CM@CM9	CM@CM23	28,20	PRE25	11,00	76	PRE95	4,4	190
CM@CM43	CM@CM44	23,10	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM42	CM@CM43	24,40	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM18	CM@CM42	25,00	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM21	CM@CM22	28,90	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM20	CM@CM21	28,30	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM19	CM@CM20	27,00	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM1	CM@CM2	26,30	PRE95	23,50	190	PRE95	23,3	190
CM@CM18	CM@CM19	28,30	PRE25	5,40	76	PRE95	2,2	190
CM@CM17	CM@CM18	28,20	PRE25	10,90	76	PRE95	4,3	190
CM@CM16	CM@CM17	28,90	PRE25	12,20	76	PRE95	4,8	190
CM@CM15	CM@CM16	27,00	PRE25	13,60	76	PRE95	5,4	190
CM@CM4	CM@CM15	28,20	PRE25	14,90	76	PRE95	5,9	190
CM@CM13	CM@CM14	28,20	PRE95	6,60	190	PRE95	6,6	190
CM@CM125	CM@CM126	28,20	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM124	CM@CM125	27,60	PRE25	2,80	76	PRE95	1,1	190
CM@CM123	CM@CM124	30,20	PRE25	4,20	76	PRE95	1,6	190
CM@CM12	CM@CM13	27,60	PRE95	7,20	190	PRE95	7,1	190
CM@CM131	CM@CM132	27,00	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM130	CM@CM131	25,00	PRE25	2,80	76	PRE95	1,1	190
CM@CM122	CM@CM130	24,40	PRE25	4,20	76	PRE95	1,6	190
CM@CM122	CM@CM123	27,60	PRE25	5,60	76	PRE95	2,2	190
CM@CM121	CM@CM122	28,90	PRE25	11,10	76	PRE95	4,4	190
CM@CM120	CM@CM121	28,20	PRE25	12,50	76	PRE95	4,9	190
CM@CM119	CM@CM120	29,50	PRE25	13,90	76	PRE95	5,5	190
CM@CM102	CM@CM119	28,20	PRE25	15,20	76	PRE95	6	190
CM@CM117	CM@CM118	27,60	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM116	CM@CM117	27,00	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM11	CM@CM12	27,60	PRE95	7,70	190	PRE95	7,7	190

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM115	CM@CM116	27,60	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM114	CM@CM115	30,20	PRE25	5,50	76	PRE95	2,2	190
CM@CM113	CM@CM114	28,90	PRE25	6,90	76	PRE95	2,7	190
CM@CM112	CM@CM113	27,00	PRE25	8,20	76	PRE95	3,3	190
CM@CM111	CM@CM112	30,80	PRE25	9,60	76	PRE95	3,8	190
CM@CM97	CM@CM111	28,20	PRE25	10,90	76	PRE95	4,4	190
CM@CM109	CM@CM110	27,60	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM108	CM@CM109	29,50	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM107	CM@CM108	27,00	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM128	CM@CM129	24,40	PRE25	1,40	76	PRE95	0,5	190
CM@CM10	CM@CM11	27,00	PRE95	8,30	190	PRE95	8,2	190
CM@CM127	CM@CM128	23,80	PRE25	2,70	76	PRE95	1,1	190
CM@CM106	CM@CM127	23,80	PRE25	4,10	76	PRE95	1,6	190
CM@CM106	CM@CM107	27,00	PRE25	5,40	76	PRE95	2,2	190
CM@CM105	CM@CM106	27,00	PRE25	10,90	76	PRE95	4,3	190
CM@CM104	CM@CM105	27,60	PRE25	12,20	76	PRE95	4,8	190
CM@CM103	CM@CM104	27,60	PRE25	13,60	76	PRE95	5,4	190
CM@CM92	CM@CM103	27,60	PRE25	14,90	76	PRE95	5,9	190
CM@CM101	CM@CM102	27,00	PRE95	6,60	190	PRE95	6,6	190
CM@CM100	CM@CM101	26,30	PRE95	7,20	190	PRE95	7,1	190
CM@CM99	CM@CM100	24,40	PRE95	7,70	190	PRE95	7,7	190
CM@CM9	CM@CM10	26,30	PRE95	8,80	190	PRE95	8,8	190
LVEN1	CM@CM1	26,30	PRE95	24,00	190	PRE95	23,9	190

MODULO DE 250 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM93	CM@CM94	13,40	PRE70	1,10	152	PRE95	0,8	190
CM@CM92	CM@CM93	12,60	PRE70	2,30	152	PRE95	1,6	190
CM@CM79	CM@CM92	13,40	PRE70	3,40	152	PRE95	2,3	190
CM@CM96	CM@CM97	15,00	PRE70	1,20	152	PRE95	0,8	190
CM@CM95	CM@CM96	14,40	PRE70	2,30	152	PRE95	1,6	190
CM@CM87	CM@CM95	14,20	PRE70	3,50	152	PRE95	2,4	190
CM@CM90	CM@CM91	17,40	PRE50	1,50	117	PRE95	0,8	190
CM@CM89	CM@CM90	18,90	PRE50	3,00	117	PRE95	1,6	190
CM@CM8	CM@CM9	17,90	PRE35	78,40	96	CX240	14,2	450
CM@CM88	CM@CM89	17,30	PRE50	4,60	117	PRE95	2,4	190
CM@CM87	CM@CM88	19,70	PRE50	6,10	117	PRE95	3,1	190
CM@CM86	CM@CM87	18,20	PRE50	12,10	117	PRE95	6,3	190
CM@CM85	CM@CM86	15,80	PRE50	13,60	117	PRE95	7,1	190
CM@CM84	CM@CM85	18,10	PRE50	15,10	117	PRE95	7,8	190
CM@CM12	CM@CM84	19,70	PRE50	16,70	117	PRE95	8,6	190
CM@CM74	CM@CM75	19,70	PRE50	1,50	117	PRE95	0,8	190
CM@CM73	CM@CM74	18,90	PRE50	3,00	117	PRE95	1,6	190
CM@CM72	CM@CM73	18,20	PRE50	4,60	117	PRE95	2,4	190
CM@CM71	CM@CM72	18,10	PRE50	6,10	117	PRE95	3,1	190
CM@CM7	CM@CM8	17,90	PRE35	80,20	96	CX240	14,5	450
CM@CM70	CM@CM71	18,90	PRE50	7,60	117	PRE95	3,9	190
CM@CM69	CM@CM70	20,50	PRE50	9,10	117	PRE95	4,7	190
CM@CM68	CM@CM69	18,90	PRE50	10,60	117	PRE95	5,5	190
CM@CM13	CM@CM68	18,20	PRE50	12,10	117	PRE95	6,3	190
CM@CM82	CM@CM83	18,10	PRE50	1,50	117	PRE95	0,8	190
CM@CM81	CM@CM82	16,60	PRE50	3,00	117	PRE95	1,6	190
CM@CM80	CM@CM81	17,40	PRE50	4,40	117	PRE95	2,3	190
CM@CM79	CM@CM80	16,60	PRE50	5,90	117	PRE95	3,1	190
CM@CM78	CM@CM79	18,40	PRE50	11,80	117	PRE95	6,3	190
CM@CM77	CM@CM78	18,90	PRE50	13,30	117	PRE95	7	190
CM@CM6	CM@CM7	18,50	PRE35	95,90	96	CX240	17,5	450
CM@CM76	CM@CM77	18,20	PRE50	14,80	117	PRE95	7,8	190
CM@CM9	CM@CM76	18,90	PRE50	16,20	117	PRE95	8,6	190
CM@CM66	CM@CM67	18,10	PRE50	1,50	117	PRE95	0,8	190
CM@CM65	CM@CM66	18,90	PRE50	3,00	117	PRE95	1,6	190
CM@CM64	CM@CM65	16,60	PRE50	4,50	117	PRE95	2,3	190
CM@CM63	CM@CM64	23,00	PRE50	6,00	117	PRE95	3,1	190
CM@CM62	CM@CM63	17,30	PRE50	7,50	117	PRE95	3,9	190
CM@CM61	CM@CM62	19,70	PRE50	8,90	117	PRE95	4,7	190
CM@CM60	CM@CM61	19,70	PRE50	10,40	117	PRE95	5,5	190
CM@CM10	CM@CM60	18,10	PRE50	11,90	117	PRE95	6,3	190
CM@CM5	CM@CM6	19,10	PRE35	116,50	96	CX240	21,4	450
CM@CM58	CM@CM59	18,50	PRE50	1,40	117	PRE95	0,8	190
CM@CM57	CM@CM58	19,10	PRE50	2,90	117	PRE95	1,6	190
CM@CM56	CM@CM57	18,50	PRE50	4,30	117	PRE95	2,3	190
CM@CM55	CM@CM56	17,90	PRE50	5,70	117	PRE95	3,1	190
CM@CM54	CM@CM55	19,10	PRE50	7,20	117	PRE95	3,9	190
CM@CM53	CM@CM54	19,10	PRE50	8,60	117	PRE95	4,7	190
CM@CM52	CM@CM53	19,60	PRE50	10,00	117	PRE95	5,4	190
CM@CM7	CM@CM52	18,50	PRE50	11,50	117	PRE95	6,2	190
CM@CM47	CM@CM48	19,10	PRE50	1,40	117	PRE95	0,8	190
CM@CM46	CM@CM47	18,50	PRE50	2,80	117	PRE95	1,6	190
CM@CM4	CM@CM5	19,10	PRE35	118,20	96	CX240	21,7	450
CM@CM45	CM@CM46	18,50	PRE50	4,20	117	PRE95	2,3	190
CM@CM44	CM@CM45	17,90	PRE50	5,70	117	PRE95	3,1	190
CM@CM43	CM@CM44	17,40	PRE50	11,30	117	PRE95	6,2	190
CM@CM42	CM@CM43	18,50	PRE50	12,70	117	PRE95	7	190
CM@CM41	CM@CM42	20,20	PRE50	14,10	117	PRE95	7,8	190
CM@CM6	CM@CM41	19,10	PRE50	15,50	117	PRE95	8,5	190
CM@CM49	CM@CM49	13,90	PRE70	3,30	152	PRE95	2,3	190
CM@CM44	CM@CM50	16,20	PRE70	2,20	152	PRE95	1,6	190
CM@CM50	CM@CM51	14,40	PRE70	1,10	152	PRE95	0,8	190
CM@CM39	CM@CM40	16,70	PRE70	1,00	152	PRE95	0,8	190

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM3	CM@CM4	18,50	PRE35	133,00	96	CX240	24,7	450
CM@CM38	CM@CM39	14,40	PRE70	2,00	152	PRE95	1,5	190
CM@CM33	CM@CM38	14,40	PRE70	3,10	152	PRE95	2,3	190
CM@CM36	CM@CM37	16,70	PRE50	1,30	117	PRE95	0,8	190
CM@CM35	CM@CM36	15,60	PRE50	2,70	117	PRE95	1,5	190
CM@CM34	CM@CM35	16,70	PRE50	4,00	117	PRE95	2,3	190
CM@CM33	CM@CM34	18,50	PRE50	5,30	117	PRE95	3,1	190
CM@CM32	CM@CM33	15,60	PRE50	10,60	117	PRE95	6,1	190
CM@CM31	CM@CM32	18,00	PRE50	11,90	117	PRE95	6,9	190
CM@CM30	CM@CM31	19,60	PRE50	13,20	117	PRE95	7,7	190
CM@CM3	CM@CM30	16,70	PRE50	14,60	117	PRE95	8,4	190
CM@CM2	CM@CM3	17,90	PRE35	152,30	96	CX240	28,5	450
CM@CM28	CM@CM29	18,50	PRE50	1,40	117	PRE95	0,8	190
CM@CM27	CM@CM28	19,10	PRE50	2,70	117	PRE95	1,5	190
CM@CM26	CM@CM27	19,60	PRE50	4,10	117	PRE95	2,3	190
CM@CM25	CM@CM26	17,30	PRE50	5,40	117	PRE95	3,1	190
CM@CM24	CM@CM25	19,70	PRE50	6,80	117	PRE95	3,8	190
CM@CM23	CM@CM24	20,20	PRE50	8,10	117	PRE95	4,6	190
CM@CM22	CM@CM23	19,20	PRE50	9,50	117	PRE95	5,4	190
CM@CM4	CM@CM22	15,00	PRE50	10,80	117	PRE95	6,1	190
CM@CM20	CM@CM21	20,20	PRE50	1,30	117	PRE95	0,8	190
CM@CM19	CM@CM20	17,90	PRE50	2,50	117	PRE95	1,5	190
CM@CM1	CM@CM2	18,50	PRE35	153,90	96	CX240	28,9	450
CM@CM18	CM@CM19	19,10	PRE50	3,80	117	PRE95	2,3	190
CM@CM17	CM@CM18	17,30	PRE50	5,00	117	PRE95	3	190
CM@CM16	CM@CM17	18,50	PRE50	6,30	117	PRE95	3,8	190
CM@CM15	CM@CM16	18,50	PRE50	7,60	117	PRE95	4,6	190
CM@CM14	CM@CM15	18,50	PRE50	8,80	117	PRE95	5,3	190
CM@CM1	CM@CM14	16,20	PRE50	10,10	117	PRE95	6,1	190
CM@CM12	CM@CM13	19,10	PRE35	16,60	96	CX240	3	450
CM@CM11	CM@CM12	19,10	PRE35	38,70	96	CX240	7	450
CM@CM10	CM@CM11	17,90	PRE35	40,50	96	CX240	7,3	450
CM@CM9	CM@CM10	19,10	PRE35	56,90	96	CX240	10,3	450
LVEN1	CM@CM1	18,50	PRE35	167,70	96	CX240	31,7	450

ANEXO V

***RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA
MERCEDES***

Alimentador 4004/4

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
111048980	1486	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,0	132
111054015	130	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
111054016	307	L25/4ACSR15	1,2	132	L25/4AL	1,0	132
111054017	36	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
111054861	980	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,1	132
111054862	10	L25/4ACSR15	32,4	132	L50/8	6,4	204
111075637	1860	L70AL15	17,6	237	L50/8	6,2	204
111075638	10	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411001387	166	L70AL15	26,3	237	L50/8	14,0	204
411001388	259	L120AL15	0,7	338	L50/8	0,1	204
411001389	658	L70AL15	25,4	237	L50/8	13,9	204
411001390	1	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,0	132
411001391	58	L70AL15	25,4	237	L50/8	13,9	204
411001392	319	L70AL15	25,4	237	L50/8	13,9	204
411001393	1	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,0	132
411001394	171	L70AL15	24,9	237	L50/8	13,6	204
411001395	1	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,0	204
411001396	272	L70AL15	24,8	237	L50/8	13,3	204
411001397	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
411001398	313	L70AL15	24,8	237	L50/8	13,1	204
411001399	169	L120AL15	0,4	338	L50/8	0,5	204
411001400	2	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
411001401	87	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
411001402	397	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,3	204
411001403	1	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,0	204
411001404	503	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132
411001405	1284	L70AL15	24,0	237	L50/8	12,4	204
411001406	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001407	1167	L70AL15	23,6	237	L50/8	12,2	204
411001408	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001409	838	L70AL15	23,3	237	L50/8	11,9	204
411001410	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001411	425	L70AL15	22,1	237	L50/8	10,4	204
411001412	107	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,2	132
411001414	1582	L120AL15	0,3	338	L50/8	1,2	204
411001416	3	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,0	204
411001417	721	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,6	204
411001418	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001419	467	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,3	204
411001420	3	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001421	176	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001422	296	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001423	666	L70AL15	21,5	237	L50/8	9,0	204
411001424	351	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
411001425	1970	L70AL15	21,4	237	L50/8	8,9	204
411001426	187	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001427	1101	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001428	1695	L70AL15	21,2	237	L50/8	8,7	204
411001429	673	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
411001430	850	L70AL15	21,1	237	L50/8	8,6	204
411001431	231	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
411001433	4	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001434	246	L70AL15	20,8	237	L50/8	8,5	204
411001435	501	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001436	288	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411001437	178	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
411001438	951	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
411001439	1261	L70AL15	20,6	237	L50/8	8,3	204
411001440	295	L70AL15	20,6	237	L50/8	8,3	204
411001441	205	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132
411001442	1024	L70AL15	20,5	237	L50/8	8,2	204
411001443	150	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,3	204
411001444	1107	L70AL15	20,3	237	L50/8	7,9	204
411001445	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001446	779	L70AL15	20,3	237	L50/8	7,8	204
411001447	243	L70AL15	19,7	237	L50/8	7,5	204
411001448	36	L50CU15	1,5	259	L25/4AL	1,8	132
411001449	152	L50CU15	1,5	259	L25/4AL	1,8	132
411001450	2078	L50CU15	1,5	259	L25/4AL	1,8	132
411001451	170	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	0,1	132
411001452	1670	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	0,1	132
411001453	384	L50CU15	1,2	259	L25/4AL	1,7	132
411001454	208	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,1	132
411001455	772	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,1	132
411001456	2698	L50CU15	1,2	259	L25/4AL	1,6	132
411001457	1390	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	0,6	132
411001458	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001459	434	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
411001460	858	L50CU15	0,9	259	L25/4AL	1,0	132
411001461	362	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
411001462	2057	L50CU15	0,8	259	L25/4AL	0,9	132
411001463	976	L50CU15	0,7	259	L25/4AL	0,7	132
411001464	1272	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,1	132
411001465	229	L50CU15	0,5	259	L25/4AL	0,6	132
411001466	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001467	471	L50CU15	0,4	259	L25/4AL	0,5	132
411001468	209	L50CU15	0,4	259	L25/4AL	0,5	132
411001469	377	L50CU15	0,1	259	L25/4AL	0,1	132
411001470	1494	L50CU15	0,4	259	L25/4AL	0,3	132
411001471	194	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
411001472	274	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	0,2	132
411001473	242	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,1	132
411001474	871	L50CU15	0,1	259	L25/4AL	0,1	132
411001475	612	L50CU15	0,6	259	L25/4AL	0,5	132
411001477	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001478	945	L50CU15	0,4	259	L25/4AL	0,4	132
411001479	6	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001480	217	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,2	132
411001481	2074	L70AL15	18,1	237	L50/8	6,4	204
411001482	2025	L70AL15	17,9	237	L50/8	6,3	204
411001483	5	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
411001484	3013	L70AL15	17,6	237	L50/8	6,2	204
411001485	337	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
411001486	600	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
411001487	2213	L70AL15	17,4	237	L50/8	6,1	204
411001488	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001489	1226	L70AL15	17,4	237	L50/8	6,0	204
411001490	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001491	185	L70AL15	17,2	237	L50/8	6,0	204
411001492	134	L70AL15	17,2	237	L50/8	6,0	204
411001493	160	L70AL15	17,2	237	L50/8	6,0	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411001494	239	L120AL15	0,6	338	L50/8	0,1	204
411001495	98	L120AL15	1,3	338	L50/8	0,1	204
411001496	59	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411001498	164	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,0	204
411001509	3	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001512	5	L35AL15	1,7	153	L25/4AL	0,8	132
411001513	2139	L120AL15	1,0	338	L50/8	3,2	204
411001514	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001515	507	L120AL15	0,9	338	L50/8	3,1	204
411001516	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001517	337	L120AL15	0,7	338	L50/8	2,8	204
411001518	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001519	1029	L120AL15	0,7	338	L50/8	2,7	204
411001522	3	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,0	204
411001523	371	L70AL15	10,3	237	L50/8	1,7	204
411001524	515	L120AL15	2,0	338	L50/8	0,5	204
411001525	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001526	111	L120AL15	0,4	338	L50/8	0,4	204
411001527	139	L120AL15	0,4	338	L50/8	0,4	204
411001528	71	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,2	132
411001529	390	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
411001530	7	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,1	132
411001531	373	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,3	132
411001532	152	L70AL15	6,6	237	L50/8	1,1	204
411001533	149	L70AL15	6,6	237	L50/8	1,1	204
411001534	40	L120AL15	3,0	338	L50/8	1,0	204
411001535	417	L120AL15	3,0	338	L50/8	1,0	204
411001536	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001537	42	L120AL15	2,0	338	L50/8	0,8	204
411001538	132	L120AL15	1,9	338	L50/8	0,7	204
411001539	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001540	815	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001541	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001542	1602	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
411001543	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411001544	1155	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
411001545	8	L70AL15	2,3	237	L50/8	0,1	204
411014233	62	L120AL15	1,9	338	L50/8	0,7	204
411014234	480	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411014358	381	L120AL15	2,9	338	L50/8	1,0	204
411014359	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411014483	139	L70AL15	22,2	237	L50/8	10,9	204
411014484	42	L35AL15	1,8	153	L25/4AL	1,5	132
411014485	368	L35AL15	1,8	153	L25/4AL	1,5	132
411014613	473	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,1	132
411015310	409	L35AL15	2,2	153	L25/4AL	0,5	132
411015311	68	L35AL15	2,2	153	L25/4AL	0,5	132
411015312	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411015313	1142	L35AL15	2,0	153	L25/4AL	0,4	132
411015314	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411015315	568	L35AL15	1,4	153	L25/4AL	0,3	132
411015316	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411015317	724	L35AL15	0,8	153	L25/4AL	0,2	132
411015471	443	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
411015472	1453	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,3	204
411015473	4	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411015673	206	L120AL15	1,3	338	L50/8	0,7	204
411015674	90	L35AL15	1,2	153	L25/4AL	0,1	132
411016434	4671	L70AL15	21,0	237	L50/8	8,6	204
411016769	227	L70AL15	17,6	237	L50/8	6,2	204
411017401	156	L50CU15	0,6	259	L25/4AL	0,5	132
411017613	111	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
411017726	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411019582	4	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411019586	584	L25/4ACSR15	1,7	132	L25/4AL	1,3	132
411019587	1	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411019591	711	L25/4ACSR15	1,5	132	L25/4AL	1,1	132
411019592	7	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411019598	307	L25/4ACSR15	1,1	132	L25/4AL	0,9	132
411019599	3	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411019610	640	L25/4ACSR15	0,9	132	L25/4AL	0,6	132
411019611	1	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411019618	706	L25/4ACSR15	0,9	132	L25/4AL	0,3	132
411019619	0	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411019624	690	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,2	132
411020225	327	L120AL15	1,2	338	L50/8	0,1	204
411020232	4	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411020278	1	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,0	204
411020279	852	L25/4ACSR15	1,6	132	L25/4AL	4,1	132
411020280	28	L50/8ACSR15	1,0	204	L25/4AL	4,1	132
411020285	10	L50/8ACSR15	0,1	204	L25/4AL	0,1	132
411020286	1022	L50/8ACSR15	1,0	204	L25/4AL	3,9	132
411020287	10	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	0,1	132
411020288	1892	L50/8ACSR15	0,8	204	L25/4AL	3,8	132
411020290	13	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	0,1	132
411020293	409	L50/8ACSR15	0,6	204	L25/4AL	3,7	132
411020294	9	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,1	132
411020295	539	L50/8ACSR15	0,6	204	L25/4AL	3,7	132
411020467	574	CX240AL22	15,0	415	CX240AL	6,9	415
411020766	275	L35AL15	1,1	153	L25/4AL	0,1	132
411021633	257	L70AL15	21,3	237	L50/8	8,9	204
411021637	8	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132
411021764	178	L70AL15	24,9	237	L50/8	13,4	204
411021765	116	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,2	132
411022184	886	L120AL15	0,8	338	L50/8	2,9	204
411022187	9	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411022188	504	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411022550	162	L120AL15	2,6	338	L50/8	0,6	204
411022551	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411023176	3	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,0	132
411023178	140	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,0	132
411023179	604	L50/8ACSR15	0,5	204	L25/4AL	3,5	132
411023181	1400	L50/8ACSR15	0,5	204	L25/4AL	3,5	132
411023182	82	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	1,6	132
411023183	95	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	1,6	132
411023185	503	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,6	132
411023186	394	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	1,0	132
411023187	259	L25/4ACSR15	0,5	132	L25/4AL	1,9	132
411023188	74	L25/4ACSR15	0,5	132	L25/4AL	1,9	132
411023189	654	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	1,0	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411023190	134	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	1,0	132
411023191	841	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	1,0	132
411023557	264	L70AL15	24,1	237	L50/8	12,6	204
411023566	1	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411023949	205	L120AL15	0,9	338	L50/8	3,0	204
411023950	1	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,0	132
411024413	689	L70AL15	16,8	237	L50/8	5,9	204
411024415	2	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,0	132
411024417	320	L70AL15	13,3	237	L50/8	1,9	204
411024420	127	L70AL15	10,6	237	L50/8	1,7	204
411024422	33	L70AL15	13,3	237	L50/8	1,9	204
411024434	143	L120AL15	1,9	338	L50/8	0,2	204
411024438	101	L70AL15	17,2	237	L50/8	6,0	204
411024749	193	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
411024949	151	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,3	132
411024953	1	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411025224	499	L50CU15	0,7	259	L25/4AL	0,7	132
411025225	20	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411025226	1130	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411025535	303	L70AL15	19,7	237	L50/8	7,5	204
411026318	97	L70AL15	25,3	237	L50/8	13,7	204
411026319	4	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411026525	4	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411026526	48	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026527	14	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026528	115	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026529	1073	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026530	13	L35AL15	0,6	153	L25/4AL	0,1	132
411026531	217	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026532	1839	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026533	16	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026534	120	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026632	157	L120AL15	2,5	338	L50/8	3,9	204
411026633	473	L120AL15	2,4	338	L50/8	3,9	204
411026634	812	L120AL15	1,9	338	L50/8	3,8	204
411026635	86	L120AL15	1,9	338	L50/8	3,8	204
411026636	280	L120AL15	1,9	338	L50/8	3,8	204
411026644	15	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411026645	4211	L25/4ACSR15	2,0	132	L25/4AL	0,8	132
411026869	267	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
411026870	17	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411026871	704	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411026886	19	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026887	1060	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026890	150	L25/4ACSR15	1,7	132	L25/4AL	0,7	132
411026891	6	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026894	817	L25/4ACSR15	1,5	132	L25/4AL	0,6	132
411026895	35	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,2	132
411026896	168	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,2	132
411026900	12	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,1	132
411026901	2045	CX25AL6	1,3	140	CX240AL	0,1	415
411026902	1130	L25/4ACSR15	1,4	132	L25/4AL	0,3	132
411026903	495	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,1	132
411026910	125	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,2	132
411026911	1577	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,2	132
411026912	19	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411026913	1848	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411026914	1035	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,1	132
411026915	1666	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,1	132
411026916	29	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,1	132
411026937	677	L70AL15	20,8	237	L50/8	8,5	204
411026938	5	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411027039	245	L35AL15	0,4	153	L25/4AL	0,4	132
411027040	952	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,3	132
411027041	57	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,3	132
411027042	864	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
411027044	1	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,0	132
411027127	106	L70AL15	23,7	237	L50/8	12,3	204
411027128	11	L25/4ACSR15	0,5	132	L25/4AL	0,2	132
411027129	663	L25/4ACSR15	0,5	132	L25/4AL	0,2	132
411027130	159	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411027131	20	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411027132	238	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411027165	410	L25/4ACSR15	1,1	132	L25/4AL	0,8	132
411027166	2799	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,2	132
411027167	30	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,2	132
411027168	361	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
411027169	31	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
411027170	4092	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
411027171	17	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
411027172	73	CX25AL6	0,2	140	CX240AL	0,0	415
411027416	95	L70AL15	21,9	237	L50/8	10,2	204
411027420	133	L70AL15	22,0	237	L50/8	10,3	204
411027423	22	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
411027424	459	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
411027435	176	L70AL15	21,9	237	L50/8	10,2	204
MVLS1308	19	CX240AL15	14,5	432	CX240AL	6,9	415
MVLS1310	15	L120AL15	18,5	338	L50/8	14,0	204
MVLS1311	7	L120AL15	0,7	338	L50/8	0,1	204
MVLS1312	9	L70AL15	25,4	237	L50/8	13,9	204
MVLS1313	8	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1314	7	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,1	204
MVLS1315	7	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,1	204
MVLS1316	8	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1317	8	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,1	204
MVLS1318	14	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1319	8	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1320	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1321	10	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
MVLS1322	12	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1323	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1324	5	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1325	7	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1326	9	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1327	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1328	12	L25/4ACSR15	0,5	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS1329	13	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1330	6	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1331	6	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1332	6	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1333	6	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,3	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1334	10	L70AL15	1,2	237	L50/8	1,0	204
MVLS1335	5	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,5	204
MVLS1336	7	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1337	12	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1338	9	L70AL15	21,9	237	L50/8	10,2	204
MVLS1339	8	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1340	33	L70AL15	0,4	237	L50/8	1,2	204
MVLS1341	7	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,6	204
MVLS1342	7	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,3	204
MVLS1343	157	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,3	204
MVLS1344	9	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1345	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1346	9	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1347	5	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1348	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1349	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1350	6	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1351	9	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1352	5	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1353	12	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,2	204
MVLS1354	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,2	204
MVLS1355	5	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1356	295	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS1357	7	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS1358	21	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1359	9	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1360	9	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1361	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1362	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1363	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1364	10	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1365	9	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1366	13	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1367	10	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1368	7	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1369	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1370	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1371	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,2	204
MVLS1372	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1373	7	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1374	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1375	10	L120AL15	14,4	338	L50/8	8,3	204
MVLS1376	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1377	9	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,3	204
MVLS1378	6	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1379	10	L120AL15	0,4	338	L50/8	0,3	204
MVLS1380	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1381	8	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1382	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1383	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1384	13	L120AL15	13,8	338	L50/8	7,5	204
MVLS1385	15	L120AL15	1,1	338	L50/8	1,1	204
MVLS1386	9	L120AL15	1,1	338	L50/8	1,1	204
MVLS1387	10	L120AL15	1,1	338	L50/8	1,1	204
MVLS1388	9	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1389	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1390	7	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1391	9	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1392	6	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,2	204
MVLS1393	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1394	15	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,2	204
MVLS1395	5	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1396	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1397	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1398	12	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1399	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1400	9	L120AL15	0,5	338	L50/8	0,5	204
MVLS1401	5	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1402	13	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1403	8	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
MVLS1404	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1405	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1406	10	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1407	8	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1408	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1409	18	L120AL15	12,5	338	L50/8	6,3	204
MVLS1410	11	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1411	10	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1412	9	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1413	7	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
MVLS1414	10	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1415	10	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1416	4	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1417	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1418	12	L120AL15	12,1	338	L50/8	6,0	204
MVLS1419	12	L120AL15	12,1	338	L50/8	6,0	204
MVLS1420	6	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,1	204
MVLS1421	18	L120AL15	9,3	338	L50/8	1,9	204
MVLS1422	8	L120AL15	0,6	338	L50/8	0,1	204
MVLS1423	6	L120AL15	1,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1424	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1425	5	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1426	7	L120AL15	1,6	338	L50/8	0,1	204
MVLS1427	13	L120AL15	3,0	338	L50/8	1,0	204
MVLS1428	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1429	6	L120AL15	0,9	338	L50/8	0,2	204
MVLS1430	9	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,1	204
MVLS1431	12	L120AL15	1,9	338	L50/8	0,7	204
MVLS1432	9	L120AL15	0,5	338	L50/8	0,1	204
MVLS1433	11	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,3	204
MVLS1434	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1435	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1436	9	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1437	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1438	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1439	13	L120AL15	1,0	338	L50/8	0,3	204
MVLS1440	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1441	7	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,1	204
MVLS1442	7	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,1	204
MVLS1443	8	L120AL15	0,3	338	L50/8	0,1	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1444	10	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1445	13	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1446	12	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1447	7	L120AL15	0,6	338	L50/8	0,1	204
MVLS1448	7	L120AL15	1,6	338	L50/8	0,1	204
MVLS1449	19	L120AL15	0,4	338	L50/8	0,4	204
MVLS1450	8	L120AL15	0,2	338	L50/8	0,2	204
MVLS1451	8	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1452	7	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1453	12	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1454	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1455	13	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1456	5	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1457	9	L120AL15	0,5	338	L50/8	0,1	204
MVLS1458	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1459	13	L120AL15	1,9	338	L50/8	3,8	204
MVLS1460	4	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1461	5	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1462	6	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1463	8	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1464	13	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1465	5	L120AL15	0,1	338	L50/8	0,1	204
MVLS1466	5	L120AL15	0,0	338	L50/8	0,1	204
MVLS1467	1997	L25/4ACSR15	2,0	132	L25/4AL	0,8	132
MVLS1468	12	L50/8ACSR15	1,0	204	L25/4AL	4,1	132
MVLS1469	8	L50/8ACSR15	0,1	204	L25/4AL	0,1	132
MVLS1470	8	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	0,1	132
MVLS1471	9	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	0,1	132
MVLS1472	7	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,1	132
MVLS1473	7	L50/8ACSR15	0,1	204	L25/4AL	0,1	132
MVLS1474	12	L50/8ACSR15	0,5	204	L25/4AL	3,5	132
MVLS1475	7	L50/8ACSR15	0,4	204	L25/4AL	1,9	132
MVLS1476	12	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,0	132
MVLS1477	16	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,0	132
MVLS1478	7	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,0	132
MVLS1479	7	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,0	132
MVLS1480	9	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,6	132
MVLS1481	10	L50/8ACSR15	0,2	204	L25/4AL	1,6	132
MVLS1482	8	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,0	132
MVLS1483	11	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1484	8	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1485	13	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS1486	8	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS1487	12	L25/4ACSR15	1,4	132	L25/4AL	0,3	132
MVLS1488	13	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1489	14	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS1490	7	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1491	12	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1492	6	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1493	12	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS1494	8	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,1	132
MVLS2135	9	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132

Alimentador 4029/5

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
111043983	1872	L25/4ACSR15	0,6	132	L25/4AL	0,3	132
111043984	1071	L50CU15	0,6	259	L25/4AL	1,4	132
111043985	7	L25/4ACSR15	0,6	132	L25/4AL	0,3	132
411012361	84	L70AL15	13,4	237	L50/8	7,3	204
411012362	336	L16CU15	24,8	128	L50/8	7,3	204
411012363	65	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411012364	198	L16CU15	23,3	128	L50/8	7,1	204
411012365	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012366	153	L50CU15	9,9	259	L50/8	7,0	204
411012367	222	L35AL15	1,5	153	L25/4AL	0,3	132
411012368	390	L50CU15	7,0	259	L50/8	6,6	204
411012369	112	L35AL15	1,8	153	L25/4AL	1,2	132
411012370	30	L35AL15	1,3	153	L25/4AL	0,8	132
411012371	304	L35AL15	1,3	153	L25/4AL	0,8	132
411012372	27	L35AL15	0,4	153	L25/4AL	0,3	132
411012373	361	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	0,5	132
411012374	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012375	509	L35AL15	0,7	153	L25/4AL	0,2	132
411012376	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012377	1255	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132
411012378	419	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,3	132
411012379	25	L35AL15	1,2	153	L25/4AL	0,2	132
411012380	49	L50CU15	5,3	259	L50/8	5,7	204
411012381	565	L50CU15	4,7	259	L50/8	5,6	204
411012382	146	L35AL15	1,1	153	L25/4AL	0,7	132
411012383	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012384	710	L35AL15	0,6	153	L25/4AL	0,6	132
411012385	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012386	498	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,1	132
411012387	1366	L50CU15	4,0	259	L25/4AL	8,0	132
411012388	110	L50CU15	2,3	259	L25/4AL	4,2	132
411012389	1188	L50CU15	2,3	259	L25/4AL	4,2	132
411012390	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012391	1848	L50CU15	2,2	259	L25/4AL	4,1	132
411012392	112	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411012393	979	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411012394	209	L50CU15	2,0	259	L25/4AL	4,0	132
411012395	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012396	1855	L50CU15	2,0	259	L25/4AL	3,7	132
411012397	693	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,2	132
411012398	6	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,1	132
411012399	367	L25/4ACSR15	0,3	132	L25/4AL	0,1	132
411012400	1032	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,1	132
411012401	376	L50CU15	1,8	259	L25/4AL	3,5	132
411012402	159	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
411012403	542	L50CU15	1,7	259	L25/4AL	3,4	132
411012405	102	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,3	132
411012406	2611	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,3	132
411012407	1185	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	0,7	132
411012408	112	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132
411012409	693	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,6	132
411012410	770	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,6	132
411012411	39	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,3	132
411012412	5399	L50CU15	0,0	259	L25/4AL	0,0	132
411012413	110	L50CU15	1,7	259	L25/4AL	3,7	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411012414	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012415	664	L50CU15	1,4	259	L25/4AL	3,5	132
411012416	1	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012417	785	L50CU15	1,3	259	L25/4AL	3,3	132
411012418	1291	L50CU15	1,3	259	L25/4AL	3,3	132
411012419	2	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
411012420	1681	L50CU15	1,2	259	L25/4AL	3,1	132
411012421	419	L50AL15	0,4	192	L25/4AL	0,1	132
411012422	164	L50CU15	0,8	259	L25/4AL	3,0	132
411012423	383	L50CU15	0,8	259	L25/4AL	3,0	132
411012424	594	L35AL15	0,9	153	L25/4AL	2,5	132
411012425	2142	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	0,4	132
411012426	547	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,3	132
411012427	1755	L50CU15	0,2	259	L25/4AL	0,1	132
411012428	178	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,1	132
411012429	107	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	0,2	132
411013923	1524	L50AL15	1,3	192	L25/4AL	1,7	132
411013924	136	L50AL15	1,3	192	L25/4AL	1,7	132
411013925	96	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,3	132
411013926	2800	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,3	132
411013927	59	L50AL15	0,1	192	L25/4AL	0,3	132
411014360	256	L50CU15	0,1	259	L25/4AL	0,3	132
411014361	39	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,3	132
411015266	1	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,0	132
411015279	1174	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,3	132
411015280	14	L35AL15	0,7	153	L25/4AL	0,4	132
411016508	4476	L50CU15	0,7	259	L25/4AL	1,7	132
411017311	1767	L50AL15	0,3	192	L25/4AL	0,7	132
411017313	58	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	0,8	132
411017315	541	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	0,8	132
411017316	14	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,1	132
411017320	1835	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	0,7	132
411017321	14	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,1	132
411017322	119	L35AL15	0,8	153	L25/4AL	0,6	132
411017323	197	L35AL15	0,8	153	L25/4AL	0,6	132
411017325	759	L35AL15	0,8	153	L25/4AL	0,6	132
411017326	9	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,3	132
411017329	1787	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,3	132
411017333	44	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411017334	5387	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,1	132
411022256	338	L50CU15	5,3	259	L50/8	5,7	204
411022259	1	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,0	132
411023101	213	L16CU15	23,7	128	L50/8	7,2	204
411023102	13	L25/4ACSR15	1,1	132	L25/4AL	0,1	132
411023103	94	L25/4ACSR15	1,1	132	L25/4AL	0,1	132
411023211	3056	L50CU15	0,3	259	L25/4AL	1,1	132
411023212	95	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,3	132
411023213	791	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,3	132
411026480	186	CX240AL15	1,2	432	CX240AL	0,1	415
411026535	793	L35AL15	0,7	153	L25/4AL	0,4	132
411026536	4	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
411026598	17	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,2	132
411027340	1691	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,4	132
411027341	4	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
MVLS1741	20	L70AL15	13,4	237	L50/8	7,3	204
MVLS1742	9	L70AL15	13,4	237	L50/8	7,3	204
MVLS1743	9	L70AL15	0,6	237	L50/8	0,1	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1744	11	L70AL15	0,6	237	L50/8	0,1	204
MVLS1745	8	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1746	11	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1747	6	L70AL15	1,8	237	L50/8	0,1	204
MVLS1748	8	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,1	204
MVLS1749	8	L70AL15	0,6	237	L50/8	0,1	204
MVLS1750	16	L70AL15	2,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1751	8	L70AL15	2,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1752	8	L70AL15	0,8	237	L50/8	0,1	204
MVLS1753	9	L70AL15	0,9	237	L50/8	0,5	204
MVLS1754	8	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,2	204
MVLS1755	9	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,2	204
MVLS1756	7	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1757	5	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,1	204
MVLS1758	9	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1759	9	L70AL15	5,8	237	L50/8	5,7	204
MVLS1760	6	L70AL15	0,7	237	L50/8	0,1	204
MVLS1761	7	L70AL15	0,7	237	L50/8	0,5	204
MVLS1762	5	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,1	204
MVLS1763	5	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,3	204
MVLS1764	9	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,1	204
MVLS1765	8	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,1	204
MVLS1766	9	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1767	10	L70AL15	1,4	237	L50/8	2,1	204
MVLS1768	9	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1769	8	L70AL15	0,4	237	L50/8	0,1	204
MVLS1770	11	L70AL15	0,9	237	L50/8	1,9	204
MVLS1771	9	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1772	9	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1773	11	L70AL15	0,6	237	L50/8	1,6	204
MVLS1774	7	L70AL15	0,1	237	L50/8	1,4	204
MVLS1775	13	L70AL15	0,5	237	L50/8	0,3	204
MVLS1776	6	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1777	8	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,2	204
MVLS1778	9	L70AL15	2,5	237	L50/8	2,7	204
MVLS1779	7	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1780	8	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1781	7	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,2	204
MVLS1782	5	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1783	12	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1784	7	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,1	204
MVLS1785	10	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1786	8	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1787	8	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1788	52	L70AL15	1,1	237	L50/8	1,1	204
MVLS1789	14	L70AL15	0,7	237	L50/8	0,5	204
MVLS1790	8	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,1	204
MVLS1791	7	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1792	14	L70AL15	0,5	237	L50/8	0,4	204
MVLS1793	12	L70AL15	0,5	237	L50/8	0,4	204
MVLS1794	7	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,2	204
MVLS1795	6	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,2	204
MVLS1796	9	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,2	204
MVLS1797	6	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1798	7	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1799	13	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1800	8	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,1	204
MVLS1801	39	L70AL15	0,8	237	L50/8	1,1	204
MVLS1802	13	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1803	8	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204
MVLS1804	10	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,2	204
MVLS1805	7	L70AL15	0,3	237	L50/8	0,2	204
MVLS1806	10	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,2	204
MVLS1807	9	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,2	204
MVLS1808	6	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,1	204
MVLS1809	10	L70AL15	0,2	237	L50/8	0,4	204
MVLS1810	9	L70AL15	0,0	237	L50/8	0,2	204
MVLS1811	8	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,2	204

Alimentador 4032/7

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
411012611	774	L120AL15	10	338	L50/8	16	204
411012612	102	L120AL15	2	338	L50/8	3	204
411012613	3	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012614	344	L120AL15	1	338	L50/8	2	204
411012615	2	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012616	209	L120AL15	1	338	L50/8	2	204
411012617	70	L120AL15	8	338	L50/8	13	204
411012618	620	L120AL15	6	338	L50/8	9	204
411012619	27	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012620	61	L120AL15	5	338	L50/8	9	204
411012621	234	L120AL15	5	338	L50/8	9	204
411012622	3	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012623	375	L120AL15	5	338	L50/8	8	204
411012624	27	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
411012625	41	L120AL15	4	338	L50/8	7	204
411012626	177	L120AL15	0	338	L50/8	0	204
411012627	194	L120AL15	2	338	L50/8	4	204
411012628	15	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012629	15	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012630	818	L120AL15	2	338	L50/8	4	204
411012631	94	L120AL15	2	338	L50/8	3	204
411012632	1	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012633	362	L120AL15	1	338	L50/8	2	204
411012634	19	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012635	423	L120AL15	0	338	L50/8	0	204
411012636	272	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
411012644	1	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012645	292	L50CU15	1	259	L25/4AL	3	132
411012646	1	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012647	96	L50CU15	2	259	L25/4AL	4	132
411012650	1	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
411012651	145	L50CU15	0	259	L25/4AL	1	132
411012652	1	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012653	126	L50CU15	1	259	L25/4AL	1	132
411012654	1	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012655	69	L50CU15	2	259	L25/4AL	4	132
411012656	59	L50CU15	1	259	L25/4AL	2	132
411012657	578	L50CU15	1	259	L25/4AL	2	132
411012658	1	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411012659	681	L50CU15	1	259	L25/4AL	1	132
411012662	40	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
411012663	383	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
411012664	13	L35AL15	6	153	L25/4AL	6	132
411012665	147	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
411012666	221	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
411021039	319	L50CU15	5	259	L50/8	7	204
411021041	18	L50CU15	2	259	L25/4AL	4	132
411021058	61	L120AL15	10	338	L50/8	16	204
MVLS1278	18	L120AL15	10	338	L50/8	16	204
MVLS1279	9	L120AL15	10	338	L50/8	16	204
MVLS1280	6	L120AL15	0	338	L50/8	1	204
MVLS1281	5	L120AL15	0	338	L50/8	1	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1282	8	L120AL15	1	338	L50/8	2	204
MVLS1283	6	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS1284	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS1285	8	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
MVLS1286	5	L120AL15	1	338	L50/8	2	204
MVLS1287	6	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS1288	7	L120AL15	5	338	L50/8	9	204
MVLS1289	9	L120AL15	1	338	L50/8	1	204
MVLS1290	7	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
MVLS1291	8	L120AL15	0	338	L50/8	0	204
MVLS1292	4	L120AL15	1	338	L50/8	2	204
MVLS1293	9	L120AL15	4	338	L50/8	7	204
MVLS1294	14	L50CU15	2	259	L25/4AL	4	132
MVLS1295	10	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
MVLS1296	6	L50CU15	1	259	L25/4AL	1	132
MVLS1297	7	L50CU15	1	259	L25/4AL	3	132
MVLS1298	8	L50CU15	0	259	L25/4AL	0	132
MVLS1299	7	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
MVLS1300	9	L50CU15	3	259	L25/4AL	6	132
MVLS1301	5	L50CU15	2	259	L25/4AL	3	132
MVLS1302	4	L50CU15	0	259	L25/4AL	1	132
MVLS1303	3	L50CU15	0	259	L25/4AL	1	132
MVLS1304	8	L50CU15	1	259	L25/4AL	2	132
MVLS1305	6	L50CU15	0	259	L25/4AL	0	132
MVLS1306	10	L50CU15	1	259	L25/4AL	1	132

Alimentador 4042/2

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
111058328	835	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
111058329	74	L35AL15	2	153	L25/4AL	2	132
111058330	38	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
111058333	425	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
111058337	5	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
111058338	145	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
111058339	39	CX240AL15	0	432	CX240AL	0	415
411002828	11	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
411002829	551	L35AL15	1	153	L25/4AL	2	132
411014966	254	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
411014967	20	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
411014968	350	L35AL15	2	153	L25/4AL	3	132
MVLS1268	13	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
MVLS1269	7	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS1270	8	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
MVLS1271	23	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS1272	6	L35AL15	1	153	L25/4AL	2	132
MVLS1273	8	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS1274	12	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS1275	8	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS1276	310	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS1277	7	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132

ANEXO VI

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT

MERCEDES

MODULO DE 50 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM7	CM@CM8	72,70	PRE70	3,60	152	PRE50	11,20	117
CM@CM6	CM@CM7	71,50	PRE70	7,20	152	PRE50	22,30	117
CM@CM1	CM@CM6	71,50	PRE70	10,70	152	PRE50	33,30	117
CM@CM4	CM@CM5	72,70	PRE70	3,60	152	PRE50	11,20	117
CM@CM3	CM@CM4	72,10	PRE70	7,20	152	PRE50	22,40	117
CM@CM2	CM@CM3	70,90	PRE70	10,70	152	PRE50	33,40	117
CM@CM1	CM@CM2	19,70	PRE70	14,30	152	PRE50	18,50	117
LVEN1	CM@CM1	20,30	PRE70	28,60	152	PRE50	37,00	117

MODULO DE 125 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM15	CM@CM16	26,60	PRE50	23,80	117	PRE95	13,8	190
CM@CM7	CM@CM15	27,10	PRE50	27,70	117	PRE95	16,1	190
CM@CM6	CM@CM7	24,00	120 AL PVC	13,30	279	PRE95	18,4	190
CM@CM5	CM@CM6	22,50	120 AL PVC	14,90	279	PRE95	20,7	190
CM@CM4	CM@CM5	23,50	120 AL PVC	16,50	279	PRE95	23	190
CM@CM41	CM@CM42	25,60	PRE50	4,00	117	PRE95	2,3	190
CM@CM40	CM@CM41	26,70	PRE50	8,00	117	PRE95	4,6	190
CM@CM39	CM@CM40	27,20	PRE50	11,90	117	PRE95	6,9	190
CM@CM3	CM@CM4	24,50	120 AL PVC	29,70	279	PRE95	41,2	190
CM@CM38	CM@CM39	28,20	PRE50	15,90	117	PRE95	9,2	190
CM@CM37	CM@CM38	27,70	PRE50	19,80	117	PRE95	11,5	190
CM@CM36	CM@CM37	26,10	PRE50	23,80	117	PRE95	13,8	190
CM@CM14	CM@CM36	27,10	PRE50	27,70	117	PRE95	16,1	190
CM@CM13	CM@CM14	22,40	120 AL PVC	13,20	279	PRE95	18,4	190
CM@CM12	CM@CM13	23,00	120 AL PVC	14,90	279	PRE95	20,6	190
CM@CM11	CM@CM12	23,50	120 AL PVC	16,50	279	PRE95	22,9	190
CM@CM34	CM@CM35	28,20	PRE50	3,90	117	PRE95	2,3	190
CM@CM33	CM@CM34	26,60	PRE50	7,90	117	PRE95	4,6	190
CM@CM32	CM@CM33	24,60	PRE50	11,80	117	PRE95	6,8	190
CM@CM2	CM@CM3	23,50	120 AL PVC	31,30	279	PRE95	43,4	190
CM@CM31	CM@CM32	26,60	PRE50	15,70	117	PRE95	9,1	190
CM@CM30	CM@CM31	26,60	PRE50	19,60	117	PRE95	11,4	190
CM@CM29	CM@CM30	27,10	PRE50	23,50	117	PRE95	13,7	190
CM@CM11	CM@CM29	25,60	PRE50	27,40	117	PRE95	15,9	190
CM@CM10	CM@CM11	20,90	120 AL PVC	29,60	279	PRE95	41,1	190
CM@CM9	CM@CM10	23,00	120 AL PVC	31,20	279	PRE95	43,3	190
CM@CM8	CM@CM9	21,40	120 AL PVC	32,80	279	PRE95	45,6	190
LVEN1	CM@CM8	22,40	120 AL PVC	34,40	279	PRE95	47,8	190
CM@CM27	CM@CM28	26,60	PRE50	4,00	117	PRE95	2,3	190
CM@CM26	CM@CM27	27,10	PRE50	7,90	117	PRE95	4,6	190
CM@CM1	CM@CM2	23,50	120 AL PVC	32,90	279	PRE95	45,7	190
CM@CM25	CM@CM26	25,00	PRE50	11,80	117	PRE95	6,9	190
CM@CM24	CM@CM25	26,60	PRE50	15,80	117	PRE95	9,1	190
CM@CM23	CM@CM24	26,60	PRE50	19,70	117	PRE95	11,4	190
CM@CM22	CM@CM23	26,10	PRE50	23,60	117	PRE95	13,7	190
CM@CM4	CM@CM22	27,10	PRE50	27,50	117	PRE95	16	190
CM@CM20	CM@CM21	26,10	PRE50	4,00	117	PRE95	2,3	190
CM@CM19	CM@CM20	29,30	PRE50	8,00	117	PRE95	4,6	190
CM@CM18	CM@CM19	27,10	PRE50	12,00	117	PRE95	6,9	190
CM@CM17	CM@CM18	26,10	PRE50	15,90	117	PRE95	9,2	190
CM@CM16	CM@CM17	24,00	PRE50	19,90	117	PRE95	11,5	190
LVEN1	CM@CM1	24,00	120 AL PVC	34,50	279	PRE95	47,9	190

MODULO DE 160 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM12	CM@CM17	39,20	PRE50	17,00	117	PRE95	5,20	190
CM@CM9	CM@CM12	40,50	PRE50	17,00	117	PRE95	10,40	190
CM@CM2	CM@CM9	40,50	PRE50	16,90	117	PRE95	15,50	190
CM@CM11	CM@CM18	41,80	PRE50	17,10	117	PRE95	5,20	190
CM@CM10	CM@CM11	40,50	PRE50	17,10	117	PRE95	10,40	190
CM@CM3	CM@CM10	39,80	PRE50	17,00	117	PRE95	15,60	190
CM@CM2	CM@CM3	40,50	CABLE 185 AL	16,80	358	PRE95	20,80	190
CM@CM1	CM@CM2	40,10	CABLE 185 AL	16,80	358	PRE95	41,50	190
CM@CM14	CM@CM15	42,40	PRE50	17,10	117	PRE95	5,20	190
CM@CM7	CM@CM14	39,80	PRE50	17,00	117	PRE95	10,40	190
CM@CM13	CM@CM16	39,20	PRE50	17,00	117	PRE95	5,20	190
CM@CM8	CM@CM13	40,50	PRE50	17,00	117	PRE95	10,40	190
CM@CM6	CM@CM7	37,90	PRE50	17,00	117	PRE95	15,60	190
CM@CM5	CM@CM8	40,50	PRE50	16,90	117	PRE95	15,50	190
CM@CM5	CM@CM6	39,80	CABLE 185 AL	16,80	358	PRE95	20,80	190
CM@CM4	CM@CM5	41,10	CABLE 185 AL	16,80	358	PRE95	41,50	190
LVEN19	CM@CM4	40,50	CABLE 185 AL	16,70	358	PRE95	46,60	190
LVEN19	CM@CM1	39,70	CABLE 185 AL	16,70	358	PRE95	46,60	190

ANEXO VII

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA

LAS PIEDRAS

Alimentador 5010/7

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511001086	343	L50AL15	18	192	L50/8	17	204
511001087	28	L50AL15	3	192	L25/4AL	5	132
511001088	416	L50AL15	15	192	L50/8	14	204
511001089	14	L50AL15	2	192	L25/4AL	2	132
511001090	139	L50AL15	13	192	L50/8	13	204
511001091	34	L35AL15	11	153	L50/8	8	204
511001092	1246	L35AL15	11	153	L50/8	8	204
511001093	20	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
511001094	357	L35AL15	11	153	L50/8	8	204
511001095	116	L25AL15	2	125	L25/4AL	2	132
511001096	640	L16CU15	2	128	L25/4AL	2	132
511001097	39	L16CU15	1	128	L25/4AL	1	132
511001098	296	L16CU15	1	128	L25/4AL	1	132
511001099	26	L16CU15	1	128	L25/4AL	1	132
511001100	527	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
511001101	592	L35AL15	9	153	L50/8	7	204
511001102	299	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511001103	168	L35AL15	9	153	L50/8	6	204
511001104	914	L35AL15	9	153	L50/8	6	204
511001105	18	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
511001106	174	L35AL15	6	153	L25/4AL	7	132
511001107	172	L25AL15	2	125	L25/4AL	2	132
511001108	222	L25AL15	2	125	L25/4AL	2	132
511001109	31	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001110	362	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001111	277	L35AL15	4	153	L25/4AL	5	132
511001112	21	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511001113	152	L35AL15	4	153	L25/4AL	5	132
511001114	474	L25AL15	4	125	L25/4AL	4	132
511001115	26	L25AL15	3	125	L25/4AL	3	132
511001116	578	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001117	666	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001118	51	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
511001119	455	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
511001120	139	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001121	87	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001122	368	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511001123	180	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511001124	81	L35AL15	2	153	L25/4AL	2	132
511001125	515	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511001126	473	L35AL15	2	153	L25/4AL	2	132
511001127	22	L35AL15	1	153	L25/4AL	2	132
511001128	148	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511001129	1139	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511001132	420	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511001133	73	L50AL15	2	192	L25/4AL	3	132
511001134	500	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
511001135	19	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511001136	1121	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
511001137	23	L35AL15	0	153	L25/4AL	1	132
511001139	259	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
511001140	230	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511013390	60	L35AL15	11	153	L50/8	8	204
511013391	295	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511013392	34	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511014657	25	CAP150CU6	22	163	CX240AL	9	415
511014851	524	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511014852	307	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511016316	14	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511016680	79	L16CU15	1	128	L25/4AL	1	132
511016681	174	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511016682	23	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511017604	472	L35AL15	8	153	L50/8	6	204
511017606	35	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511017630	1310	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
511017631	192	L35AL15	2	153	L25/4AL	2	132
511017632	26	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511019363	250	L50AL15	15	192	L50/8	14	204
511019364	32	L35AL15	0	153	L25/4AL	1	132
511019840	123	L35AL15	6	153	L25/4AL	7	132
511019842	24	L25/4ACSR15	2	132	L25/4AL	2	132
511019843	685	L25/4ACSR15	2	132	L25/4AL	2	132
511019844	26	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511019845	292	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511020136	6	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511020188	46	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
511020189	580	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511020190	4	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511020402	214	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511020403	27	CX25AL6	0	140	CX240AL	0	415
511021850	288	CAP170AL6	22	158	CX240AL	9	415
511021851	334	CAP170AL6	22	158	CX240AL	9	415
511021852	59	CAP170AL6	22	158	CX240AL	9	415
511021854	5	L70CU15	11	319	L50/8	17	204
511021855	15	L70CU15	0	319	L50/8	0	204
511021858	4	L70CU15	11	319	L50/8	17	204
511021887	3	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511022238	66	L35AL15	2	153	L25/4AL	2	132
511022239	45	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
MVLS1943	17	L50AL15	18	192	L50/8	17	204
MVLS1944	12	L50AL15	18	192	L50/8	17	204
MVLS1945	12	L50AL15	18	192	L50/8	17	204
MVLS1946	14	L50AL15	18	192	L50/8	17	204
MVLS1947	9	L50AL15	2	192	L25/4AL	2	132
MVLS1948	9	L50AL15	3	192	L25/4AL	5	132
MVLS1949	11	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1950	19	L50AL15	2	192	L25/4AL	3	132
MVLS1951	15	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1952	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1953	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1954	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1955	9	L50AL15	1	192	L25/4AL	2	132
MVLS1956	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1957	10	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1958	17	L50AL15	2	192	L25/4AL	3	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS1959	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1960	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1961	8	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1962	13	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1963	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1964	8	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1965	9	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1966	17	L50AL15	9	192	L50/8	8	204
MVLS1967	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1968	23	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1969	10	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1970	8	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1971	20	L50AL15	7	192	L50/8	6	204
MVLS1972	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1973	23	L50AL15	2	192	L25/4AL	2	132
MVLS1974	9	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1975	7	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1976	8	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1977	19	L50AL15	1	192	L25/4AL	2	132
MVLS1978	7	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1979	8	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1980	7	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1981	8	L50AL15	2	192	L25/4AL	3	132
MVLS1982	7	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1983	13	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1984	9	L50AL15	1	192	L25/4AL	1	132
MVLS1985	22	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1986	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132
MVLS1987	16	L50AL15	1	192	L25/4AL	2	132
MVLS1988	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1989	18	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1990	7	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1991	8	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
MVLS1992	9	L50AL15	0	192	L25/4AL	0	132

Alimentador 5053/5

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
111049893	15	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
111049894	121	L25AL15	16,8	125	L50/8	10,1	204
111049895	8	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
111050219	514	L25AL15	11,5	125	L50/8	6,9	204
111070599	57	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
111070600	181	L16CU15	30,5	128	L50/8	18,8	204
111070607	3	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,0	132
111083862	99	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,0	132
111083863	121	L25AL15	4,8	125	L25/4AL	4,5	132
111083864	586	L50/8ACSR15	0,0	204	L25/4AL	0,0	132
111092763	15	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,0	132
111092764	218	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
511005595	57	CX240AL15	12,2	432	CX240AL	12,6	415
511005596	350	L70AL15	22,3	237	L50/8	25,5	204
511005597	293	L70AL15	22,3	237	L50/8	25,5	204
511005598	16	L50AL15	2,3	192	L25/4AL	3,3	132
511005599	51	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511005600	362	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511005601	522	L50AL15	24,4	192	L50/8	22,7	204
511005602	13	L16CU15	2,3	128	L25/4AL	2,2	132
511005603	123	L16CU15	34,3	128	L50/8	21,2	204
511005604	258	L16CU15	34,3	128	L50/8	21,2	204
511005605	449	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511005606	345	L16CU15	32,9	128	L50/8	20,3	204
511005607	11	L16CU15	1,2	128	L25/4AL	1,1	132
511005609	1258	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511005610	224	L16CU15	32,2	128	L50/8	19,9	204
511005611	33	L16CU15	0,1	128	L25/4AL	0,1	132
511005612	272	L16CU15	32,1	128	L50/8	19,8	204
511005613	736	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511005614	353	L16CU15	31,9	128	L50/8	19,7	204
511005615	29	L16CU15	0,6	128	L25/4AL	0,6	132
511005616	339	L16CU15	31,2	128	L50/8	19,3	204
511005617	31	L16CU15	0,1	128	L25/4AL	0,1	132
511005618	184	L16CU15	31,1	128	L50/8	19,2	204
511005619	209	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005620	711	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005621	22	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
511005622	490	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005623	23	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,0	132
511005624	242	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
511005625	410	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
511005626	253	L16CU15	31,0	128	L50/8	19,1	204
511005627	24	L16CU15	0,1	128	L25/4AL	0,1	132
511005628	383	L16CU15	30,8	128	L50/8	19,0	204
511005629	16	L16CU15	0,3	128	L25/4AL	0,2	132
511005630	207	L16CU15	30,5	128	L50/8	18,8	204
511005631	36	L16CU15	0,9	128	L25/4AL	0,9	132
511005632	104	L16CU15	29,6	128	L50/8	18,3	204
511005633	227	L16CU15	2,0	128	L25/4AL	1,9	132
511005634	756	L16CU15	1,4	128	L25/4AL	1,3	132
511005635	10	L16CU15	0,8	128	L25/4AL	0,8	132
511005636	322	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511005637	152	L25AL15	16,8	125	L50/8	10,1	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511005638	217	L25AL15	16,8	125	L50/8	10,1	204
511005639	25	L25AL15	2,6	125	L25/4AL	2,4	132
511005640	417	L25AL15	13,8	125	L50/8	8,3	204
511005641	24	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511005642	376	L25AL15	13,6	125	L50/8	8,2	204
511005643	33	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,1	132
511005644	1173	L25AL15	13,2	125	L50/8	7,9	204
511005645	40	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511005646	923	L25AL15	12,5	125	L50/8	7,5	204
511005647	410	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511005648	13	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
511005649	570	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,2	132
511005650	636	L25AL15	1,5	125	L25/4AL	1,4	132
511005651	30	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,2	132
511005652	1116	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511005653	38	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,0	132
511005654	905	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005655	452	L25AL15	10,8	125	L50/8	6,5	204
511005656	531	L25AL15	1,7	125	L25/4AL	1,5	132
511005657	29	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,2	132
511005658	247	L25AL15	1,4	125	L25/4AL	1,3	132
511005659	33	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005660	636	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,2	132
511005661	27	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511005662	801	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0,5	132
511005663	227	L25AL15	9,1	125	L50/8	5,5	204
511005664	19	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,2	132
511005665	163	L25AL15	7,8	125	L25/4AL	7,2	132
511005666	544	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511005667	311	L25AL15	7,5	125	L25/4AL	6,9	132
511005668	904	L25AL15	7,5	125	L25/4AL	6,9	132
511005669	24	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,6	132
511005670	305	L25AL15	6,6	125	L25/4AL	6,1	132
511005671	30	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005672	352	L35AL15	4,7	153	L25/4AL	5,4	132
511005673	16	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511005674	1206	L25AL15	5,7	125	L25/4AL	5,3	132
511005675	1069	L25AL15	3,8	125	L25/4AL	3,5	132
511005676	18	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511005677	934	L25AL15	3,5	125	L25/4AL	3,2	132
511005678	505	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	0,7	132
511005679	1376	L25AL15	2,4	125	L25/4AL	2,2	132
511005680	35	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511005681	680	L25AL15	2,0	125	L25/4AL	1,9	132
511005682	1501	L25AL15	0,9	125	L25/4AL	0,8	132
511005683	16	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511005684	627	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,6	132
511005685	241	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
511005688	351	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511005689	18	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,2	132
511005690	260	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,3	132
511005691	376	L25AL15	2,0	125	L25/4AL	1,8	132
511005692	13	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,1	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511005693	189	L25AL15	1,8	125	L25/4AL	1,7	132
511005694	370	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	0,7	132
511005695	396	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,6	132
511005696	396	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005697	289	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	1	132
511005698	18	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005699	202	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0	132
511005700	706	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0	132
511005701	14	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0	132
511005702	1208	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005703	66	L25AL15	11,5	125	L50/8	7	204
511005704	32	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0	132
511005705	711	L25AL15	11,3	125	L50/8	7	204
511005706	28	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005707	808	L25AL15	11,1	125	L50/8	7	204
511005708	537	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0	132
511005709	26	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0	132
511005710	263	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0	132
511005711	30	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005712	313	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0	132
511005713	22	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005714	382	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005715	142	L25AL15	10,6	125	L50/8	6	204
511005716	22	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005718	824	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0	132
511005719	161	L25AL15	10,4	125	L50/8	6	204
511005720	107	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005721	721	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005722	595	L25AL15	10,3	125	L50/8	6	204
511005723	21	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	1	132
511005724	258	L25AL15	9,5	125	L50/8	6	204
511005725	15	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005726	241	L25AL15	9,3	125	L50/8	6	204
511005727	22	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005728	145	L25AL15	9,2	125	L50/8	6	204
511005729	107	L25AL15	8,5	125	L25/4AL	8	132
511005730	26	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005731	137	L25AL15	8,5	125	L25/4AL	8	132
511005732	26	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005733	207	L25AL15	8,3	125	L25/4AL	8	132
511005734	113	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005735	459	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005736	385	L25AL15	8,3	125	L25/4AL	8	132
511005737	40	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0	132
511005738	333	L25AL15	7,9	125	L25/4AL	7	132
511005739	24	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005740	555	L25AL15	7,8	125	L25/4AL	7	132
511005741	24	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0	132
511005742	307	L25AL15	7,8	125	L25/4AL	7	132
511005743	117	L25AL15	1,6	125	L25/4AL	1	132
511005744	275	L25AL15	1,6	125	L25/4AL	1	132
511005745	263	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005746	302	L25AL15	1,5	125	L25/4AL	1	132
511005747	30	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005748	587	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511005749	32	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005750	339	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1	132
511005751	116	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005752	328	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	1	132
511005753	38	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0	132
511005754	782	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0	132
511005755	29	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005756	777	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005757	348	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005758	27	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005760	89	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0	132
511005761	116	L25AL15	6,2	125	L25/4AL	6	132
511005762	84	L25AL15	6,2	125	L25/4AL	6	132
511005763	26	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0	132
511005764	674	L25AL15	5,9	125	L25/4AL	6	132
511005765	29	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0	132
511005766	304	L25AL15	5,9	125	L25/4AL	5	132
511005767	546	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005768	645	L25AL15	5,3	125	L25/4AL	5	132
511005769	24	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0	132
511005770	929	L25AL15	4,8	125	L25/4AL	4	132
511005771	31	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0	132
511005772	691	L25AL15	4,6	125	L25/4AL	4	132
511005773	425	L25AL15	4,6	125	L25/4AL	4	132
511005774	22	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	1	132
511005775	352	L25AL15	3,8	125	L25/4AL	4	132
511005776	24	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0	132
511005777	494	L25AL15	3,4	125	L25/4AL	3	132
511005778	27	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511005779	110	L25AL15	2	125	L25/4AL	2	132
511005780	123	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005781	1557	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005782	34	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005783	1544	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005784	612	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005785	575	L25AL15	2	125	L25/4AL	2	132
511005786	191	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005787	349	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005788	28	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005789	1080	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005790	386	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511005791	31	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511005792	658	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511011538	129	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511011539	28	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511012647	28	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511012648	29	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511012762	238	L25AL15	10	125	L50/8	6	204
511012989	183	L25AL15	16	125	L50/8	10	204
511012990	26	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511012991	1060	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511013564	767	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511013566	12	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511014230	481	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511014231	23	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511014471	15	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511014789	293	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511014790	329	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511014817	63	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511014818	728	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511014892	247	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511014893	451	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511014894	8	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511015363	235	L50AL15	25	192	L50/8	23	204
511015364	21	L50AL15	0	192	L25/4AL	1	132
511015593	35	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
511016034	41	L16CU15	34	128	L50/8	21	204
511016289	256	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511016290	515	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511016309	30	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511016498	135	L16CU15	34	128	L50/8	21	204
511016631	323	L35AL15	5	153	L25/4AL	6	132
511016632	26	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
511016803	18	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511016804	840	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511016805	45	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017387	80	L25AL15	2	125	L25/4AL	1	132
511017388	13	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511017506	190	L25AL15	9	125	L50/8	6	204
511017507	98	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017508	585	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017657	724	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017658	52	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017659	193	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511017660	149	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017661	23	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017662	600	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511017780	114	L25AL15	12	125	L50/8	7	204
511018164	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511018280	604	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511018281	36	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511018292	1	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511018464	6	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
511018466	362	L35CU15	25	208	L50/8	26	204
511018470	1	L35CU15	0	208	L25/4AL	0	132
511018576	292	L25AL15	7	125	L25/4AL	6	132
511018577	28	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
511019091	161	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511019092	208	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511019125	38	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511019254	37	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511019255	1023	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511019786	479	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511019787	44	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511020004	66	L95AL15	0	286	L50/8	0	204
511020259	70	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511020260	424	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511020510	92	L25AL15	6	125	L25/4AL	5	132
511020511	27	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
511020594	163	L16CU15	2	128	L25/4AL	2	132
511020595	29	L16CU15	1	128	L25/4AL	1	132
511020641	317	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511020642	30	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
511020643	369	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511020644	32	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511020962	24	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511020964	55	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511021682	38	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511021683	21	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511021684	1409	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511021891	55	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511021892	3	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511021893	4	L25AL15	12	125	L50/8	7	204
511021900	28	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
511021901	68	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511021910	15	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511021999	283	L16CU15	31	128	L50/8	19	204
511022000	36	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511022001	201	L25AL15	8	125	L25/4AL	7	132
511022002	28	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
511022003	105	L25AL15	9	125	L50/8	6	204
511022004	124	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511022005	70	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
511022006	724	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511022007	21	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511022008	835	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511022009	19	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511022010	472	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511022211	35	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
511022212	873	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511022213	279	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
511022214	31	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS2491	7	CX240AL15	12	432	CX240AL	13	415
MVLS2492	17	CX240AL15	12	432	CX240AL	13	415
MVLS2493	17	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2494	23	L70AL15	19	237	L50/8	21	204
MVLS2495	21	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2496	19	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2497	19	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2498	27	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2499	7	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2500	21	L70AL15	1	237	L50/8	1	204
MVLS2501	14	L70AL15	9	237	L50/8	10	204
MVLS2502	18	L70AL15	9	237	L50/8	10	204
MVLS2503	24	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2504	15	L70AL15	6	237	L50/8	7	204
MVLS2505	14	L70AL15	6	237	L50/8	7	204
MVLS2506	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2507	24	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2508	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2509	21	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2510	25	L70AL15	0	237	L50/8	0	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS2511	17	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2512	10	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2513	19	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2514	16	L70AL15	1	237	L50/8	1	204
MVLS2515	18	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2516	21	L70AL15	1	237	L50/8	1	204
MVLS2517	14	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2518	24	L70AL15	4	237	L50/8	4	204
MVLS2519	20	L70AL15	2	237	L50/8	2	204
MVLS2520	31	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2521	14	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2522	7	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2523	15	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2524	9	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2525	19	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2526	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2527	23	L70AL15	1	237	L50/8	1	204
MVLS2528	29	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2529	20	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2530	17	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2531	25	L70AL15	3	237	L50/8	4	204
MVLS2532	21	L70AL15	1	237	L50/8	1	204
MVLS2533	22	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2534	22	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2535	40	L70AL15	2	237	L50/8	3	204
MVLS2536	36	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2537	10	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2538	17	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2539	19	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2540	27	L70AL15	5	237	L50/8	6	204
MVLS2541	22	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2542	21	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2543	20	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2544	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2545	41	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2546	35	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2547	28	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2548	20	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2549	9	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2550	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2551	7	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2552	9	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2553	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2554	9	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2555	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2556	7	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2557	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2558	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2559	6	L70AL15	1	237	L50/8	1	204
MVLS2560	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2561	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2562	9	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2563	7	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2564	9	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2565	7	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2566	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS2567	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2568	8	L70AL15	0	237	L50/8	0	204
MVLS2569	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2570	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2571	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2572	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2573	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2574	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2575	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2576	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2577	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2578	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2579	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2580	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2581	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2582	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2583	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2584	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2585	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2586	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2587	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2588	8	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2589	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2590	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2591	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2592	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2593	11	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2594	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2595	8	L25AL15	3	125	L25/4AL	2	132
MVLS2596	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2597	7	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2598	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2599	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2600	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2601	8	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2602	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2603	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2604	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2605	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2606	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2607	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2608	10	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2609	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2610	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2611	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2612	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2613	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2614	7	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2615	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2616	7	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2617	9	L35AL15	2	153	L25/4AL	2	132
MVLS2618	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	1	132
MVLS2619	8	L35AL15	3	153	L25/4AL	3	132
MVLS2620	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	1	132
MVLS2621	9	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS2622	9	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2623	7	L35AL15	1	153	L25/4AL	1	132
MVLS2624	9	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2625	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2626	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2627	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2628	10	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2629	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2630	10	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2631	7	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS2632	7	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS2633	9	L25/4ACSR15	1	132	L25/4AL	1	132
MVLS2634	8	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132
MVLS2635	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2636	8	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2637	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2638	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2639	7	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2640	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2641	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2642	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2643	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2644	9	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2645	9	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2646	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2647	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2648	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2649	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2650	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2651	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2652	8	L25AL15	1	125	L25/4AL	1	132
MVLS2653	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2654	7	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2655	8	L25AL15	0	125	L25/4AL	0	132
MVLS2657	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2658	7	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2659	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2660	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2661	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2662	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2663	7	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2664	8	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2665	7	L35AL15	0	153	L25/4AL	0	132
MVLS2666	7	L16CU15	1	128	L25/4AL	1	132
MVLS2667	9	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
MVLS2668	8	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
MVLS2669	8	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
MVLS2670	8	L16CU15	0	128	L25/4AL	0	132
MVLS2672	330	L25/4ACSR15	0	132	L25/4AL	0	132

Alimentador 5054/2

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511005949	1453	L35AL15	17,2	153	L50/8	12,8	204
511005951	165	L16CU15	11,5	128	L50/8	7,17	204
511005952	22	L16CU15	0,3	128	L25/4AL	0,24	132
511005953	1472	L16CU15	11,2	128	L50/8	7,01	204
511005954	33	L16CU15	0,6	128	L25/4AL	0,57	132
511005955	274	L16CU15	10,6	128	L50/8	6,64	204
511005956	747	L16CU15	10,6	128	L50/8	6,64	204
511005957	25	L16CU15	0,3	128	L25/4AL	0,31	132
511005958	630	L16CU15	10,3	128	L50/8	6,44	204
511005959	142	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,12	132
511005960	973	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,12	132
511005961	909	L16CU15	10,2	128	L50/8	6,36	204
511005962	121	L35AL15	1,4	153	L25/4AL	1,63	132
511005963	1841	L35AL15	1,4	153	L25/4AL	1,63	132
511005964	33	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,16	132
511005965	1569	L35AL15	1,3	153	L25/4AL	1,46	132
511005966	23	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,04	132
511005967	1043	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	1,19	132
511005968	243	L16CU15	8,5	128	L25/4AL	8,21	132
511005969	27	L16CU15	0,2	128	L25/4AL	0,19	132
511005970	636	L25AL15	8,5	125	L25/4AL	8,02	132
511005971	108	L25AL15	1,5	125	L25/4AL	1,43	132
511005972	753	L16CU15	6,8	128	L25/4AL	6,59	132
511005973	81	L25AL15	4,7	125	L25/4AL	4,42	132
511005974	892	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,05	132
511005975	30	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,58	132
511005976	445	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0,48	132
511005977	192	L16CU15	1,9	128	L25/4AL	1,81	132
511005978	312	L16CU15	1,9	128	L25/4AL	1,81	132
511005979	20	L16CU15	0,3	128	L25/4AL	0,32	132
511005980	1162	L16CU15	1,5	128	L25/4AL	1,49	132
511005981	25	L16CU15	0,3	128	L25/4AL	0,29	132
511005982	1156	L16CU15	1,2	128	L25/4AL	1,19	132
511005983	202	L25AL15	9,2	125	L50/8	5,64	204
511005984	637	L25AL15	9,2	125	L50/8	5,64	204
511005985	25	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,17	132
511005986	373	L35AL15	7,3	153	L50/8	5,46	204
511005987	210	L35AL15	7,3	153	L50/8	5,46	204
511005988	32	L25AL15	0,8	125	L25/4AL	0,76	132
511005989	829	L25AL15	8,1	125	L25/4AL	7,68	132
511005990	33	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,20	132
511005991	654	L25AL15	6,8	125	L25/4AL	6,45	132
511005992	254	L50AL15	1,0	192	L25/4AL	1,44	132
511005993	1160	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,20	132
511005994	46	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,60	132
511005995	1458	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,60	132
511005996	100	L35AL15	4,3	153	L25/4AL	5,01	132
511005997	41	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,40	132
511005998	500	L25AL15	4,1	125	L25/4AL	3,90	132
511005999	22	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,65	132
511006000	512	L50/8ACSR30	1,9	204	L25/4AL	2,89	132
511006001	398	L50/8ACSR30	1,6	204	L25/4AL	2,45	132
511006002	9	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,22	132
511006003	1679	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,11	132
511006004	367	L50/8ACSR30	1,4	204	L25/4AL	2,23	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511006005	24	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,17	132
511006006	368	L50/8ACSR30	1,3	204	L25/4AL	2,06	132
511006008	140	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,40	132
511006009	13	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,28	132
511006010	394	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,12	132
511006011	239	L25AL15	1,5	125	L25/4AL	1,46	132
511006012	756	L25AL15	1,5	125	L25/4AL	1,46	132
511006013	40	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,20	132
511006014	654	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,26	132
511006016	21	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,32	132
511006017	585	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,69	132
511006018	22	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,18	132
511006019	1268	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,15	132
511013016	118	L35AL15	2,9	153	L25/4AL	3,37	132
511013017	1305	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,60	132
511013731	31	L35AL15	17,2	153	L50/8	12,81	204
511016669	589	L50/8ACSR30	2,3	204	L25/4AL	3,54	132
511016670	29	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
511017380	642	L35AL15	7,4	153	L50/8	5,54	204
511017381	30	L16CU15	0,1	128	L25/4AL	0,12	132
511017396	295	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,35	132
511017397	33	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,35	132
511017705	863	L35AL15	2,9	153	L25/4AL	3,37	132
511017706	44	L16CU15	0,1	128	L25/4AL	0,12	132
511017777	41	L25/4ACSR15	0,6	132	L25/4AL	0,60	132
511017778	707	L25/4ACSR15	0,6	132	L25/4AL	0,60	132
511017782	297	L35AL15	1,2	153	L25/4AL	1,43	132
511017784	23	L16CU15	0,2	128	L25/4AL	0,24	132
511018457	24	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,13	132
511018458	58	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,13	132
511018459	45	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,13	132
511018460	245	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,13	132
511018604	37	L16CU15	0,5	128	L25/4AL	0,46	132
511018605	72	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,73	132
511018606	632	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,68	132
511018607	93	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,08	132
511018608	527	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,36	132
511018609	28	L16CU15	0,2	128	L25/4AL	0,24	132
511018610	241	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,12	132
511018806	277	L25AL15	4,9	125	L25/4AL	4,61	132
511018916	260	L35AL15	2,8	153	L25/4AL	3,25	132
511018918	526	L35AL15	2,1	153	L25/4AL	2,41	132
511018919	236	L35AL15	2,3	153	L25/4AL	2,65	132
511018921	383	L14ACSR15	0,2	100	L25/4AL	0,12	132
511018922	225	L35AL15	1,8	153	L25/4AL	2,05	132
511018923	760	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	1,20	132
511018924	544	L35AL15	1,3	153	L25/4AL	1,44	132
511018925	125	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
511018926	213	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
511018927	111	L35AL15	1,6	153	L25/4AL	1,80	132
511018928	30	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
511018929	25	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
511018930	28	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
511018931	31	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
511018932	32	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,12	132
511018933	6	L14ACSR15	0,2	100	L25/4AL	0,12	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511018965	21	L14ACSR15	0,2	100	L25/4AL	0,12	132
511018966	24	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
511019024	112	L35AL15	0,4	153	L25/4AL	0,47	132
511019592	108	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,05	132
511019978	431	L25AL15	1,5	125	L25/4AL	1,44	132
511020005	224	L16CU15	10,6	128	L50/8	6,64	204
511020007	582	L25/4ACSR15	0,0	132	L25/4AL	0,00	132
511020195	97	L25AL15	4,5	125	L25/4AL	4,26	132
511020196	634	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,36	132
511020197	17	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,36	132
511020198	137	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,36	132
511020199	538	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,36	132
511020997	273	L50/8ACSR30	1,3	204	L25/4AL	1,99	132
511020998	23	L50/8ACSR30	0,0	204	L25/4AL	0,07	132
511020999	175	L50/8ACSR30	1,6	204	L25/4AL	2,45	132
511021000	30	L50/8ACSR30	0,2	204	L25/4AL	0,23	132
511021001	57	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,22	132
511021002	29	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,11	132
511021118	96	L25AL15	0,0	125	L25/4AL	0,00	132
511021119	18	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,12	132
511021342	415	L25AL15	6,9	125	L25/4AL	6,48	132
511021343	28	L50/8ACSR30	0,0	204	L25/4AL	0,03	132
511021577	101	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,57	132
511021578	626	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,12	132
511021579	39	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,12	132
511021870	29	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,36	132
511022229	211	L35AL15	0,9	153	L25/4AL	1,07	132
511022230	438	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,12	132
511022231	30	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,12	132
511022234	602	L25AL15	1,0	125	L25/4AL	0,94	132
511022235	27	L70AL15	0,1	237	L50/8	0,16	204
511022242	220	L25/4ACSR15	0,4	132	L25/4AL	0,44	132
511022243	41	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
511022295	19	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,24	132
511022296	1341	L25/4ACSR15	0,1	132	L25/4AL	0,12	132
511022442	38	L16CU15	11,2	128	L50/8	7,01	204
511022443	2	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,00	132
511022444	2	L16CU15	0,0	128	L25/4AL	0,00	132
511022640	342	L25/4ACSR15	0,7	132	L25/4AL	0,73	132
511022641	33	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,06	132
511022779	152	L50/8ACSR30	1,7	204	L25/4AL	2,68	132
511022780	32	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,20	132
511022866	524	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,39	132
511022868	86	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,24	132
511022869	667	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,24	132
MVLS2036	14	L35AL15	17,2	153	L50/8	12,81	204
MVLS2037	12	L35AL15	17,2	153	L50/8	12,81	204
MVLS2038	8	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
MVLS2039	6	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,17	132
MVLS2040	7	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,12	132
MVLS2041	17	L35AL15	7,3	153	L50/8	5,46	204
MVLS2042	6	L35AL15	0,7	153	L25/4AL	0,76	132
MVLS2043	9	L35AL15	1,0	153	L25/4AL	1,20	132
MVLS2044	8	L35AL15	0,0	153	L25/4AL	0,03	132
MVLS2045	9	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,40	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS2046	20	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
MVLS2047	23	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,35	132
MVLS2048	7	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,35	132
MVLS2049	19	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
MVLS2050	18	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
MVLS2051	8	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,24	132
MVLS2052	10	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,12	132
MVLS2053	7	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,36	132
MVLS2054	7	L35AL15	0,56	153	L25/4AL	0,65	132
MVLS2055	8	L35AL15	0,18	153	L25/4AL	0,20	132
MVLS2056	9	L35AL15	0,20	153	L25/4AL	0,23	132
MVLS2057	21	L35AL15	2,12	153	L25/4AL	2,45	132
MVLS2058	19	L35AL15	0,19	153	L25/4AL	0,22	132
MVLS2059	7	L35AL15	0,10	153	L25/4AL	0,11	132
MVLS2060	8	L35AL15	0,09	153	L25/4AL	0,11	132
MVLS2061	7	L35AL15	0,15	153	L25/4AL	0,17	132
MVLS2062	8	L35AL15	0,06	153	L25/4AL	0,07	132
MVLS2063	23	L35AL15	0,11	153	L25/4AL	0,13	132
MVLS2064	21	L35AL15	0,11	153	L25/4AL	0,13	132
MVLS2065	17	L35AL15	0,11	153	L25/4AL	0,13	132
MVLS2066	8	L35AL15	0,11	153	L25/4AL	0,13	132
MVLS2067	9	L35AL15	0,24	153	L25/4AL	0,28	132
MVLS2068	9	L35AL15	0,10	153	L25/4AL	0,12	132
MVLS2069	18	L35AL15	1,27	153	L25/4AL	1,46	132
MVLS2070	8	L35AL15	0,17	153	L25/4AL	0,20	132
MVLS2071	8	L35AL15	0,28	153	L25/4AL	0,32	132
MVLS2072	7	L35AL15	0,22	153	L25/4AL	0,25	132
MVLS2073	5	L35AL15	0,16	153	L25/4AL	0,18	132
MVLS2074	20	L35AL15	0,10	153	L25/4AL	0,12	132
MVLS2075	8	L35AL15	0,10	153	L25/4AL	0,12	132
MVLS2076	9	L35AL15	0,13	153	L25/4AL	0,15	132
MVLS2077	21	L35AL15	0,21	153	L25/4AL	0,24	132
MVLS2078	9	L35AL15	0,21	153	L25/4AL	0,24	132
MVLS2079	22	L35AL15	1,25	153	L25/4AL	1,44	132
MVLS2080	11	L35AL15	0,21	153	L25/4AL	0,24	132
MVLS2081	227	L35AL15	0,21	153	L25/4AL	0,24	132
MVLS2082	8	L35AL15	0,52	153	L25/4AL	0,60	132
MVLS2083	8	L35AL15	0,52	153	L25/4AL	0,60	132
MVLS2084	10	L35AL15	9,40	153	L50/8	7,01	204
MVLS2085	9	L35AL15	9,40	153	L50/8	7,01	204
MVLS2086	10	L35AL15	9,40	153	L50/8	7,01	204
MVLS2087	8	L16CU15	0,59	128	L25/4AL	0,57	132
MVLS2088	21	L16CU15	10,64	128	L50/8	6,64	204
MVLS2089	7	L16CU15	0,32	128	L25/4AL	0,31	132
MVLS2090	20	L16CU15	0,12	128	L25/4AL	0,12	132
MVLS2091	8	L16CU15	0,12	128	L25/4AL	0,12	132
MVLS2092	8	L16CU15	0,20	128	L25/4AL	0,19	132
MVLS2093	8	L25AL15	1,52	125	L25/4AL	1,43	132
MVLS2094	9	L25AL15	0,38	125	L25/4AL	0,36	132
MVLS2095	13	L25AL15	1,12	125	L25/4AL	1,05	132
MVLS2096	24	L25AL15	3,58	125	L25/4AL	3,37	132
MVLS2097	21	L25AL15	1,92	125	L25/4AL	1,81	132
MVLS2098	8	L25AL15	0,61	125	L25/4AL	0,58	132
MVLS2099	7	L25AL15	0,51	125	L25/4AL	0,48	132
MVLS2100	8	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
MVLS2101	8	L25AL15	0,64	125	L25/4AL	0,60	132
MVLS2102	8	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2103	9	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2104	16	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132
MVLS2105	7	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132
MVLS2106	8	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2107	8	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2108	8	L25AL15	1,28	125	L25/4AL	1,20	132
MVLS2109	14	L25AL15	0,38	125	L25/4AL	0,36	132
MVLS2110	9	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132
MVLS2111	9	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2112	8	L25AL15	0,34	125	L25/4AL	0,32	132
MVLS2113	8	L25AL15	0,31	125	L25/4AL	0,29	132
MVLS2114	8	L25AL15	0,49	125	L25/4AL	0,46	132
MVLS2115	21	L25AL15	0,78	125	L25/4AL	0,73	132
MVLS2116	7	L25AL15	0,06	125	L25/4AL	0,06	132
MVLS2117	9	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2118	9	L25AL15	0,08	125	L25/4AL	0,08	132
MVLS2119	8	L25AL15	0,26	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2120	9	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132
MVLS2121	18	L25AL15	1,73	125	L25/4AL	1,63	132
MVLS2122	8	L25AL15	0,17	125	L25/4AL	0,16	132
MVLS2123	8	L25AL15	0,04	125	L25/4AL	0,04	132
MVLS2124	9	L25AL15	0,25	125	L25/4AL	0,24	132
MVLS2125	19	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132
MVLS2126	17	L25AL15	0,64	125	L25/4AL	0,60	132
MVLS2127	6	L25AL15	0,50	125	L25/4AL	0,47	132
MVLS2128	7	L25AL15	0,64	125	L25/4AL	0,60	132
MVLS2129	8	L25AL15	0,13	125	L25/4AL	0,12	132

Alimentador 5056/1

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511006408	128	L35AL15	11,7	153	L50/8	8,8	204
511006410	587	L35AL15	5,8	153	L25/4AL	6,8	132
511006411	7	L25AL15	1,6	125	L25/4AL	1,5	132
511006412	525	L25AL15	1,6	125	L25/4AL	1,5	132
511006413	19	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511006414	75	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,3	132
511006415	1009	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,3	132
511006416	24	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,3	132
511006417	318	L25AL15	1,0	125	L25/4AL	0,9	132
511006418	54	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511006419	517	L25AL15	0,4	125	L25/4AL	0,4	132
511006420	35	L25AL15	0,3	125	L25/4AL	0,3	132
511006421	45	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511006422	446	L25AL15	0,1	125	L25/4AL	0,1	132
511006423	346	L35AL15	4,5	153	L25/4AL	5,3	132
511006424	476	L16CU15	2,7	128	L25/4AL	2,6	132
511006426	147	L16CU15	2,7	128	L25/4AL	2,6	132
511006427	188	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
511006428	306	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511006429	313	L25AL15	2,6	125	L25/4AL	2,5	132
511006430	18	L25AL15	1,0	125	L25/4AL	1,0	132
511006431	622	L25AL15	1,3	125	L25/4AL	1,3	132
511006432	19	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,6	132
511006433	600	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,7	132
511006434	79	L35AL15	5,8	153	L25/4AL	6,8	132
511006435	1023	L35AL15	5,8	153	L25/4AL	6,8	132
511006436	24	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,3	132
511006437	1045	L35AL15	5,4	153	L25/4AL	6,3	132
511006438	12	L25AL15	4,2	125	L25/4AL	4,0	132
511006439	1098	L35AL15	2,0	153	L25/4AL	2,3	132
511006440	26	L35AL15	1,2	153	L25/4AL	1,3	132
511006441	1637	L35AL15	0,8	153	L25/4AL	0,9	132
511006442	30	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,3	132
511006443	815	L35AL15	0,4	153	L25/4AL	0,5	132
511012491	381	L35AL15	0,7	153	L25/4AL	0,8	132
511012492	74	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
511012493	2130	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
511012823	521	L35AL15	2,1	153	L25/4AL	2,4	132
511012824	689	L25AL15	4,2	125	L25/4AL	4,0	132
511015552	27	L16CU15	0,4	128	L25/4AL	0,4	132
511016454	32	L25AL15	1,7	125	L25/4AL	1,6	132
511016957	27	L25AL15	0,7	125	L25/4AL	0,7	132
511017144	188	L25AL15	2,8	125	L25/4AL	2,6	132
511017145	19	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,2	132
511017146	250	L25AL15	1,6	125	L25/4AL	1,5	132
511017147	23	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,2	132
511017441	252	L25AL15	1,7	125	L25/4AL	1,6	132
511017442	30	L16CU15	1,1	128	L25/4AL	1,0	132
511018789	72	L25AL15	1,6	125	L25/4AL	1,5	132
511018790	7	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
511018791	612	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132
511018793	147	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
511019621	1497	L35AL15	5,6	153	L25/4AL	6,5	132
511019622	1315	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,2	132

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511019623	21	L25/4ACSR15	0,2	132	L25/4AL	0,2	132
MVLS2003	19	L35AL15	11,7	153	L50/8	8,8	204
MVLS2004	22	L35AL15	5,8	153	L25/4AL	6,8	132
MVLS2005	18	L35AL15	1,3	153	L25/4AL	1,5	132
MVLS2006	14	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,2	132
MVLS2007	9	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,2	132
MVLS2008	9	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,3	132
MVLS2009	24	L35AL15	3,4	153	L25/4AL	4,0	132
MVLS2010	8	L35AL15	1,4	153	L25/4AL	1,6	132
MVLS2011	9	L35AL15	2,1	153	L25/4AL	2,4	132
MVLS2012	7	L35AL15	1,2	153	L25/4AL	1,3	132
MVLS2013	8	L35AL15	0,4	153	L25/4AL	0,5	132
MVLS2014	7	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,3	132
MVLS2015	24	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
MVLS2016	9	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
MVLS2017	22	L35AL15	1,1	153	L25/4AL	1,3	132
MVLS2018	8	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,2	132
MVLS2019	7	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,3	132
MVLS2020	8	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,6	132
MVLS2021	8	L35AL15	0,3	153	L25/4AL	0,3	132
MVLS2022	402	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
MVLS2023	8	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,1	132
MVLS2024	8	L35AL15	0,1	153	L25/4AL	0,2	132
MVLS2025	16	L35AL15	1,3	153	L25/4AL	1,5	132
MVLS2026	9	L35AL15	0,8	153	L25/4AL	1,0	132
MVLS2027	9	L35AL15	0,2	153	L25/4AL	0,2	132
MVLS2028	9	L35AL15	0,5	153	L25/4AL	0,6	132
MVLS2029	9	L35AL15	0,6	153	L25/4AL	0,7	132
MVLS2030	21	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
MVLS2031	9	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
MVLS2032	9	L25AL15	1,1	125	L25/4AL	1,0	132
MVLS2033	17	L25AL15	0,6	125	L25/4AL	0,6	132
MVLS2034	8	L25AL15	0,5	125	L25/4AL	0,4	132
MVLS2035	9	L25AL15	0,2	125	L25/4AL	0,2	132

Alimentador 5088/1

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
511006787	512	L35AL6	2,3	153	L25/4AL	2,7	132
511006788	17	L35AL6	2,4	153	L25/4AL	2,8	132
511006791	100	L35AL6	5,0	153	L25/4AL	5,8	132
511006792	1086	L35AL6	1,0	153	L25/4AL	1,1	132
511011500	39	L35AL6	12,2	153	L50/8	9,1	204
511011501	29	L35AL6	9,7	153	L50/8	7,3	204
511014202	436	L35AL6	2,8	153	L25/4AL	3,2	132
511014203	572	L35AL6	0,5	153	L25/4AL	0,5	132
511016231	217	L35AL6	6,0	153	L25/4AL	6,9	132
511016234	151	L35AL6	5,0	153	L25/4AL	5,8	132
511019610	200	L35AL6	0,5	153	L25/4AL	0,6	132
511019611	26	L16CU6	0,6	128	L25/4AL	0,5	132
511021691	353	L35AL6	6,9	153	L25/4AL	8,0	132
511021692	26	L35AL6	0,9	153	L25/4AL	1,1	132
MVLS1993	19	L35AL6	12,2	153	L50/8	9,1	204
MVLS1994	7	L35AL6	2,4	153	L25/4AL	2,8	132
MVLS1995	17	L35AL6	6,9	153	L25/4AL	8,0	132
MVLS1996	7	L35AL6	2,3	153	L25/4AL	2,7	132
MVLS1997	7	L35AL6	0,5	153	L25/4AL	0,5	132
MVLS1998	8	L35AL6	0,9	153	L25/4AL	1,1	132
MVLS1999	15	L35AL6	5,0	153	L25/4AL	5,8	132
MVLS2000	8	L35AL6	5,0	153	L25/4AL	5,8	132
MVLS2001	10	L35AL6	0,5	153	L25/4AL	0,5	132
MVLS2002	8	L35AL6	0,5	153	L25/4AL	0,6	132

ANEXO VIII

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT

LAS PIEDRAS

MODULO DE 50 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts.)	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM4	CM@CM7	142.8	PRE35	15.3	96	PRE50	14.7	117
CM@CM3	CM@CM4	141.8	PRE35	30.3	96	PRE95	18.0	190
CM@CM5	CM@CM6	141.8	PRE35	15.1	96	PRE50	14.6	117
CM@CM2	CM@CM5	141.8	PRE35	29.9	96	PRE95	17.9	190
CM@CM2	CM@CM3	32.4	PRE50	36.7	117	PRE95	26.7	190
CM@CM1	CM@CM2	31.3	PRE50	73	117	PRE95	53.3	190
LVEN1	CM@CM1	32.3	PRE50	84.5	117	PRE95	61.9	190

MODULO DE 125 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts.)	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM8	CM@CM9	46	PRE50	15.2	117	PRE95	8.8	190
CM@CM7	CM@CM8	46	PRE50	17.3	117	PRE95	10.0	190
CM@CM6	CM@CM7	48	PRE50	19.4	117	PRE95	11.3	190
CM@CM5	CM@CM6	45	PRE50	30.0	117	PRE95	17.5	190
M@CM59	CM@CM60	46	PRE35	2.7	96	PRE50	2.0	117
M@CM23	CM@CM59	42	PRE35	5.3	96	PRE50	4.1	117
M@CM30	CM@CM31	43	PRE35	2.7	96	PRE50	2.0	117
M@CM23	CM@CM30	41	PRE35	5.3	96	PRE50	4.1	117
M@CM22	CM@CM23	45	PRE35	13.3	96	PRE50	10.2	117
CM@CM9	CM@CM22	46	PRE35	15.9	96	PRE50	12.3	117
M@CM50	CM@CM51	45	PRE35	2.6	96	PRE50	2.0	117
M@CM43	CM@CM50	45	PRE35	5.2	96	PRE50	4.0	117
M@CM42	CM@CM43	48	PRE35	7.8	96	PRE50	6.1	117
CM@CM4	CM@CM5	46	PRE50	32.1	117	PRE95	18.7	190
CM@CM6	CM@CM42	43	PRE35	10.3	96	PRE50	8.1	117
M@CM29	CM@CM32	46	PRE35	2.5	96	PRE50	2.0	117
M@CM24	CM@CM29	43	PRE35	5.1	96	PRE50	4.0	117
M@CM21	CM@CM24	46	PRE35	7.6	96	PRE50	6.0	117
CM@CM4	CM@CM21	44	PRE35	10.1	96	PRE50	8.0	117
M@CM57	CM@CM58	47	PRE35	2.5	96	PRE50	2.0	117
M@CM44	CM@CM57	46	PRE35	4.9	96	PRE50	3.9	117
M@CM49	CM@CM52	43	PRE35	2.5	96	PRE50	2.0	117
M@CM44	CM@CM49	46	PRE35	4.9	96	PRE50	3.9	117
M@CM41	CM@CM44	45	PRE35	12.3	96	PRE50	9.8	117
CM@CM3	CM@CM4	44	PRE50	42.4	117	PRE95	24.8	190
CM@CM2	CM@CM41	45	PRE35	14.7	96	PRE50	11.8	117
M@CM55	CM@CM56	47	PRE35	2.5	96	PRE50	2.0	117
M@CM45	CM@CM55	49	PRE35	4.9	96	PRE50	3.9	117
M@CM48	CM@CM53	46	PRE35	2.5	96	PRE50	2.0	117
M@CM45	CM@CM48	45	PRE35	4.9	96	PRE50	3.9	117
M@CM40	CM@CM45	46	PRE35	12.3	96	PRE50	9.8	117
M@CM11	CM@CM40	45	PRE35	14.7	96	PRE50	11.8	117
M@CM28	CM@CM33	43.1	PRE35	2.5	96	PRE50	2.0	117
M@CM25	CM@CM28	42	PRE35	5.1	96	PRE50	4.0	117
M@CM20	CM@CM25	46	PRE35	7.6	96	PRE50	6.0	117
CM@CM2	CM@CM3	48	PRE50	44.4	117	PRE95	26.1	117
M@CM13	CM@CM20	48	PRE35	10.1	96	PRE50	8.0	117
M@CM47	CM@CM54	46	PRE35	2.6	96	PRE50	2.0	117
M@CM46	CM@CM47	47	PRE35	5.2	96	PRE50	4.0	117
M@CM39	CM@CM46	46	PRE35	7.8	96	PRE50	6.1	117
M@CM15	CM@CM39	47	PRE35	10.3	96	PRE50	8.1	117
M@CM61	CM@CM62	47	PRE35	2.7	96	PRE50	2.0	117
M@CM26	CM@CM61	47	PRE35	5.3	96	PRE50	4.1	117
M@CM27	CM@CM34	43	PRE35	2.7	96	PRE50	2.0	117
M@CM26	CM@CM27	43	PRE35	5.3	96	PRE50	4.1	117
M@CM19	CM@CM26	45	PRE35	13.2	96	PRE50	10.2	117
CM@CM1	CM@CM2	47	PRE50	58.5	96	PRE95	34.5	190
M@CM18	CM@CM19	46	PRE35	15.9	96	PRE50	12.3	117
M@CM17	CM@CM18	43	PRE50	15.2	117	PRE95	8.8	190
M@CM16	CM@CM17	45	PRE50	17.3	117	PRE95	10.0	190
M@CM15	CM@CM16	46	PRE50	19.4	117	PRE95	11.3	190
M@CM14	CM@CM15	41	PRE50	30.0	117	PRE95	17.5	190
M@CM13	CM@CM14	49	PRE50	32.1	117	PRE95	18.7	190
M@CM12	CM@CM13	44	PRE50	42.4	117	PRE95	24.8	190
M@CM11	CM@CM12	48	PRE50	44.4	117	PRE95	26.1	190
M@CM10	CM@CM11	48	PRE50	58.5	117	PRE95	34.5	190
LVEN1	CM@CM10	45	PRE50	60.4	117	PRE95	35.7	190
LVEN1	CM@CM1	45	PRE50	60.4	117	PRE95	35.7	190

ANEXO IX

***RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED PRIMARIA
MONTEVIDEO E***

Alimentador 25/1

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611005403	286	CAP1120CU6	72,5	300	2xCX240AL	25,9	830
611005404	120	CAP1120CU6	69,9	300	2xCX240AL	25,0	830
611005406	1078	CAP1185CU6	71,6	333	2xCX240AL	28,5	830
611005499	1090	CAP1120CU6	58,7	300	CX240AL	42,0	415
611005500	386	CAP1120CU6	52,4	300	CX240AL	37,5	415
611005504	210	CAP1120CU6	67,2	300	CX240AL	48,0	415
611005511	349	CX185AL6	4,1	376	CX240AL	3,7	415
611005514	814	CAP1120CU6	21,4	300	CX240AL	15,3	415
611010078	187	CX240AL6	7,4	432	CX240AL	7,7	415
611010079	374	CX240AL6	9,3	432	CX240AL	9,6	415
MVLS2468	24	CAP1185CU6	71,6	333	2xCX240AL	28,5	830
MVLS2469	9	CAP1185CU6	65,3	333	2xCX240AL	25,9	830
MVLS2470	3	CAP1185CU6	71,6	333	2xCX240AL	28,5	830
MVLS2472	7	CAP1120CU6	72,5	300	2xCX240AL	25,9	830
MVLS2473	6	CAP1120CU6	69,9	300	2xCX240AL	25,0	830
MVLS2474	6	CAP1120CU6	69,9	300	2xCX240AL	25,0	830
MVLS2475	5	CAP1120CU6	67,2	300	CX240AL	48,0	415
MVLS2476	3	CAP1120CU6	67,2	300	CX240AL	48,0	415
MVLS2477	4	CAP1120CU6	58,7	300	CX240AL	42,0	415
MVLS2478	6	CAP1120CU6	58,7	300	CX240AL	42,0	415
MVLS2479	5	CAP1120CU6	52,4	300	CX240AL	37,5	415
MVLS2480	9	CAP1120CU6	52,4	300	CX240AL	37,5	415
MVLS2481	8	CAP1120CU6	8,0	300	CX240AL	5,7	415
MVLS2482	9	CX185AL6	4,1	376	CX240AL	3,7	415
MVLS2483	9	CX185AL6	4,1	376	CX240AL	3,7	415
MVLS2487	17	CX240AL6	7,4	432	CX240AL	7,7	415
MVLS2488	10	CX240AL6	7,4	432	CX240AL	7,7	415
MVLS2489	8	CX240AL6	1,9	432	CX240AL	1,9	415
X1	3	CX185AL6	17,1	376	CX240AL	15,3	415
X2	3	CX185AL6	10,7	376	CX240AL	9,6	415

Alimentador 24/8

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611005314	461	CAP1120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
611005315	454	CAP1120CU6	10,1	300	CX240AL	7,3	415
611005325	733	CAP1120CU6	1,2	300	CX240AL	0,9	415
611005326	98	CAP170CU6	9,9	220	CX240AL	5,2	415
611005327	369	CAP135CU6	12,8	133	CX240AL	4,1	415
611005328	432	CAP170CU6	15,6	220	CX240AL	8,2	415
611005329	412	CAP135CU6	0,0	133	CX240AL	0,0	415
611005330	648	CAP1120CU6	42,4	300	CX240AL	30,6	415
MVLS1841	16	CAP1120CU6	42,4	300	CX240AL	30,6	415
MVLS1848	11	CAP1120CU6	11,4	300	CX240AL	8,2	415
MVLS1849	11	CAP1120CU6	10,1	300	CX240AL	7,3	415
MVLS1850	12	CAP1120CU6	5,7	300	CX240AL	4,1	415
MVLS1851	7	CAP1120CU6	15,3	300	CX240AL	11,0	415
MVLS1852	21	CAP1120CU6	5,7	300	CX240AL	4,1	415
MVLS1853	7	CAP1120CU6	10,1	300	CX240AL	7,3	415
MVLS1854	7	CAP1120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
MVLS1855	9	CAP1120CU6	11,4	300	CX240AL	8,2	415
MVLS1856	11	CAP1120CU6	7,2	300	CX240AL	5,2	415
MVLS1857	9	CAP1120CU6	7,2	300	CX240AL	5,2	415
MVLS1858	9	CAP1120CU6	1,2	300	CX240AL	0,9	415
MVLS1859	10	CAP1120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
MVLS1860	11	CAP1120CU6	1,2	300	CX240AL	0,9	415

Alimentador 25/17

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611004384	237	CAP185CU6	9,4	333	CX240AL	7,5	415
611004398	337	CAP120CU6	4,0	300	CX240AL	2,9	415
611005410	603	CAP135CU6	13,8	133	CX240AL	4,4	415
611005433	623	CAP120CU6	11,1	300	CX240AL	8,0	415
611005434	658	CAP120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
611005498	1050	CAP120CU6	30,5	300	CX240AL	22,0	415
611005502	711	CAP120CU6	30,5	300	CX240AL	22,0	415
611005503	360	CX185AL6	11,0	376	CX240AL	9,9	415
611005506	477	CX185AL6	15,4	376	CX240AL	13,9	415
611005509	147	CAP120CU6	14,4	300	CX240AL	10,4	415
611005510	219	CAP120CU6	25,4	300	CX240AL	18,3	415
611005512	174	CAP120CU6	19,0	300	CX240AL	13,7	415
611005513	54	CAP1300CU6	60,6	500	2xCX240AL	36,4	830
611005515	602	CAP170CU6	34,7	220	CX240AL	18,3	415
611005516	604	CAP120CU6	45,7	300	CX240AL	32,9	415
611005518	326	CAP120CU6	33,5	300	CX240AL	24,1	415
611005519	222	CAP135CU6	14,3	133	CX240AL	4,6	415
611012627	2	CAP120CU6	30,5	300	CX240AL	22,0	415
611014410	185	CAP185CU6	22,9	333	CX240AL	18,3	415
611014411	175	CAP185CU6	17,1	333	CX240AL	13,7	415
MVLS1861	20	CAP1300CU6	60,6	500	2xCX240AL	36,4	830
MVLS1862	6	CAP120CU6	6,4	300	CX240AL	4,6	415
MVLS1863	6	CAP120CU6	45,7	300	CX240AL	32,9	415
MVLS1864	6	CAP120CU6	6,1	300	CX240AL	4,4	415
MVLS1866	8	CAP135CU6	14,3	133	CX240AL	4,6	415
MVLS1867	11	CAP135CU6	13,8	133	CX240AL	4,4	415
MVLS1871	9	CAP120CU6	25,4	300	CX240AL	18,3	415
MVLS1872	9	CAP120CU6	19,0	300	CX240AL	13,7	415
MVLS1873	6	CAP120CU6	33,5	300	CX240AL	24,1	415
MVLS1874	6	CAP120CU6	30,5	300	CX240AL	22,0	415
MVLS1875	9	CAP120CU6	4,0	300	CX240AL	2,9	415
MVLS1876	8	CAP120CU6	10,5	300	CX240AL	7,5	415
MVLS1877	8	CAP120CU6	4,0	300	CX240AL	2,9	415
MVLS1878	8	CAP120CU6	10,5	300	CX240AL	7,5	415
MVLS1879	7	CAP120CU6	13,7	300	CX240AL	9,9	415
MVLS1880	9	CAP120CU6	19,3	300	CX240AL	13,9	415
MVLS1881	9	CAP120CU6	13,7	300	CX240AL	9,9	415
MVLS1882	7	CAP120CU6	30,5	300	CX240AL	22,0	415
MVLS1883	9	CAP120CU6	19,3	300	CX240AL	13,9	415
MVLS1884	8	CAP120CU6	19,0	300	CX240AL	13,7	415
MVLS1885	8	CAP120CU6	14,4	300	CX240AL	10,4	415
MVLS1886	8	CAP120CU6	14,4	300	CX240AL	10,4	415
MVLS1887	9	CAP120CU6	11,1	300	CX240AL	8,0	415
MVLS1888	9	CAP120CU6	11,1	300	CX240AL	8,0	415
MVLS1889	8	CAP120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
PR1	3	CAP120CU6	25,4	300	CX240AL	18,3	415
PR2	3	CAP120CU6	101,0	300	2xCX240AL	36,4	830
PR3	3	CAP120CU6	45,7	300	CX240AL	32,9	415
PR4	3	CAP120CU6	33,5	300	CX240AL	24,1	415
PR5	3	CAP120CU6	25,4	300	CX240AL	18,3	415

Alimentador 14/11

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
111053591	363	CX240AL6	3,6	432	CX240AL	3,7	415
611004338	736	CAPI120CU6	3,2	300	CX240AL	2,3	415
611004385	423	CAPI35CU6	59,2	133	CX240AL	18,7	415
611004386	665	CAPI120CU6	8,5	300	CX240AL	6,1	415
611004387	1756	CAPI120CU6	57,9	300	CX240AL	41,5	415
611004388	369	CAPI35CU6	81,2	133	CX240AL	25,7	415
611004389	241	CAPI35CU6	20,3	133	CX240AL	6,4	415
611004390	98	CAPI35CU6	33,4	133	CX240AL	10,5	415
611004391	483	CAPI16CU6	1,2	75	CX240AL	0,2	415
611004392	316	CAPI35CU6	45,5	133	CX240AL	14,3	415
611004393	274	CAPI35CU6	5,0	133	CX240AL	1,6	415
611004394	613	CAPI120CU6	9,1	300	CX240AL	6,5	415
611004395	285	CAPI35CU6	0,0	133	CX240AL	0,0	415
611004396	198	CAPI120CU6	6,8	300	CX240AL	4,9	415
611004399	261	CAPI120CU6	2,9	300	CX240AL	2,1	415
611009608	311	CAPI120CU6	1,9	300	CX240AL	1,3	415
611009610	63	CAPI120CU6	1,9	300	CX240AL	1,3	415
611009611	67	CAPI120CU6	2,9	300	CX240AL	2,1	415
MVLS1891	16	CAPI120CU6	57,9	300	CX240AL	41,5	415
MVLS1916	6	CAPI120CU6	36,0	300	CX240AL	25,7	415
MVLS1917	7	CAPI120CU6	57,9	300	CX240AL	41,5	415
MVLS1918	7	CAPI120CU6	9,1	300	CX240AL	6,5	415
MVLS1919	6	CAPI120CU6	2,2	300	CX240AL	1,6	415
MVLS1920	10	CAPI120CU6	2,2	300	CX240AL	1,6	415
MVLS1921	9	CAPI120CU6	36,0	300	CX240AL	25,7	415
MVLS1922	10	CAPI120CU6	26,2	300	CX240AL	18,7	415
MVLS1923	9	CAPI120CU6	26,2	300	CX240AL	18,7	415
MVLS1924	9	CAPI120CU6	20,2	300	CX240AL	14,3	415
MVLS1925	9	CAPI120CU6	20,2	300	CX240AL	14,3	415
MVLS1926	9	CAPI120CU6	14,8	300	CX240AL	10,5	415
MVLS1927	8	CAPI120CU6	14,8	300	CX240AL	10,5	415
MVLS1928	10	CAPI120CU6	9,0	300	CX240AL	6,4	415
MVLS1929	8	CAPI120CU6	5,2	300	CX240AL	3,7	415
MVLS1930	8	CAPI120CU6	8,5	300	CX240AL	6,1	415
MVLS1931	8	CAPI120CU6	9,1	300	CX240AL	6,5	415
MVLS1932	5	CAPI120CU6	8,5	300	CX240AL	6,1	415
MVLS1933	5	CAPI120CU6	6,8	300	CX240AL	4,9	415
MVLS1934	6	CAPI120CU6	0,3	300	CX240AL	0,2	415
MVLS1935	7	CAPI120CU6	6,8	300	CX240AL	4,9	415
MVLS1936	7	CAPI120CU6	2,9	300	CX240AL	2,1	415
MVLS1937	9	CAPI120CU6	1,0	300	CX240AL	0,7	415
MVLS1938	1	CAPI120CU6	2,9	300	CX240AL	2,1	415
MVLS1939	8	CAPI120CU6	1,9	300	CX240AL	1,3	415
MVLS1940	10	CAPI120CU6	0,3	300	CX240AL	0,2	415
MVLS1941	8	CAPI120CU6	9,0	300	CX240AL	6,4	415
MVLS1942	5	CAPI120CU6	5,2	300	CX240AL	3,7	415
MVLS2131	8	CAPI120CU6	3,2	300	CX240AL	2,3	415
MVLS2132	136	CAPI120CU6	3,2	300	CX240AL	2,3	415

Alimentador 3/18

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611003133	249	CAPI120CU6	51,0	300	CX240AL	36,8	415
611003134	133	CAPI70CU6	48,3	220	CX240AL	25,5	415
611003136	55	CAPI70CU6	22,0	220	CX240AL	11,6	415
611003138	272	CAPI70CU6	52,8	220	CX240AL	27,9	415
611003139	449	CAPI70CU6	25,1	220	CX240AL	13,2	415
611003143	284	CAPI120CU6	5,6	300	CX240AL	4,1	415
611015490	75	CX240AL6	17,9	432	CX240AL	18,5	415
611015491	138	CX240AL6	30,0	432	CX240AL	31,1	415
MVLS1812	18	CAPI120CU6	51,0	300	CX240AL	36,8	415
MVLS1813	8	CAPI120CU6	51,0	300	CX240AL	36,8	415
MVLS1814	9	CAPI120CU6	43,2	300	CX240AL	31,1	415
MVLS1815	6	CAPI120CU6	43,2	300	CX240AL	31,1	415
MVLS1816	8	CAPI120CU6	38,7	300	CX240AL	27,9	415
MVLS1817	10	CAPI120CU6	35,4	300	CX240AL	25,5	415
MVLS1818	9	CAPI120CU6	38,7	300	CX240AL	27,9	415
MVLS1819	8	CAPI120CU6	18,4	300	CX240AL	13,2	415
MVLS1820	10	CAPI120CU6	25,7	300	CX240AL	18,5	415
MVLS1821	9	CAPI120CU6	35,4	300	CX240AL	25,5	415
MVLS1822	9	CAPI120CU6	25,7	300	CX240AL	18,5	415
MVLS1823	10	CAPI120CU6	5,6	300	CX240AL	4,1	415
MVLS1824	10	CAPI120CU6	2,2	300	CX240AL	1,6	415
MVLS1825	7	CAPI120CU6	16,1	300	CX240AL	11,6	415
MVLS1826	8	CAPI120CU6	5,6	300	CX240AL	4,1	415
MVLS1827	3	L120AL15	16,3	338	CX240AL	13,2	415

Alimentador 24/6

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611005294	705	CAPI120CU6	12,6	300	CX240AL	9,1	415
611005322	193	CAPI35CU6	18,8	133	CX240AL	6,0	415
611005324	214	CAPI35CU6	14,8	133	CX240AL	4,7	415
MVLS1842	19	CAPI120CU6	12,6	300	CX240AL	9,1	415
MVLS1843	8	CAPI120CU6	12,6	300	CX240AL	9,1	415
MVLS1844	8	CAPI120CU6	8,3	300	CX240AL	6,0	415
MVLS1845	9	CAPI120CU6	8,3	300	CX240AL	6,0	415
MVLS1846	8	CAPI120CU6	6,6	300	CX240AL	4,7	415
MVLS1847	10	CAPI120CU6	6,6	300	CX240AL	4,7	415

Alimentador 38/20

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611006255	243	CAPI35CU6	0,8	133	CX240AL	0,3	415
611006256	39	CAPI16CU6	5,7	75	CX240AL	1,0	415
611006258	227	CX185AL6	8,0	376	CX240AL	7,3	415
611006259	121	CAPI120CU6	12,8	300	CX240AL	9,3	415
611006260	349	CAPI120CU6	12,8	300	CX240AL	9,3	415
611006261	56	CAPI120CU6	21,6	300	CX240AL	15,6	415
611014450	163	CX185AL6	10,2	376	CX240AL	9,3	415
611014687	12	CAPI120CU6	12,8	300	CX240AL	9,3	415
611014820	234	CX240AL6	17,9	432	CX240AL	18,6	415
MVLS1828	12	CAPI120CU6	25,8	300	CX240AL	18,6	415
MVLS1829	10	CAPI120CU6	2,4	300	CX240AL	1,7	415
MVLS1830	7	CAPI120CU6	1,4	300	CX240AL	1,0	415
MVLS1832	12	CAPI120CU6	0,4	300	CX240AL	0,3	415
MVLS1833	14	CAPI120CU6	21,6	300	CX240AL	15,6	415
MVLS1834	11	CAPI120CU6	1,4	300	CX240AL	1,0	415
MVLS1835	8	CAPI120CU6	0,4	300	CX240AL	0,3	415
MVLS1836	9	CAPI120CU6	21,6	300	CX240AL	15,6	415
MVLS1837	9	CAPI120CU6	12,8	300	CX240AL	9,3	415
MVLS1838	10	CAPI120CU6	10,0	300	CX240AL	7,3	415
MVLS1839	8	CAPI120CU6	12,8	300	CX240AL	9,3	415
MVLS1840	12	CAPI120CU6	10,0	300	CX240AL	7,3	415

Alimentador 24/4

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
611005309	371	CAPI120CU6	3,7	300	CX240AL	2,6	415
611005311	297	CAPI120CU6	93,2	300	2xCX240AL	33,3	830
611005312	664	CAPI70CU6	60,9	220	CX240AL	31,7	415
611005313	374	CAPI120CU6	10,2	300	CX240AL	7,3	415
611005317	478	CAPI120CU6	89,9	300	2xCX240AL	32,1	830
611005318	748	CAPI70CU6	70,3	220	CX240AL	36,7	415
MVLS2142	23	CAPI120CU6	93,2	300	2xCX240AL	33,3	830
TDLTO1	3	CAPI120CU6	93,2	300	2xCX240AL	33,3	830
TDLTO10	0	CAPI120CU6	10,2	300	CX240AL	7,3	415
TDLTO11	0	CAPI120CU6	3,7	300	CX240AL	2,6	415
TDLTO12	0	CAPI120CU6	3,7	300	CX240AL	2,6	415
TDLTO13	3	CAPI120CU6	28,1	300	CX240AL	20,2	415
TDLTO3	3	CAPI120CU6	89,9	300	2xCX240AL	32,1	830
TDLTO4	3	CAPI120CU6	89,9	300	2xCX240AL	32,1	830
TDLTO5	3	CAPI120CU6	51,6	300	CX240AL	36,7	415
TDLTO6	3	CAPI120CU6	44,7	300	CX240AL	31,7	415
TDLTO7	3	CAPI120CU6	11,6	300	CX240AL	8,2	415
TDLTO8	3	CAPI120CU6	33,1	300	CX240AL	23,5	415
TDLTO9	3	CAPI120CU6	10,2	300	CX240AL	7,3	415

Alimentador 14/10

Codigo de linea	longitud (mts)	Real			Optimizado		
		Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilizacion del conductor (%)	Corriente Nominal
111048807	289	CX240AL6	24,6	432	CX240AL	25,4	415
111048808	9	CAPI120CU6	51,6	300	CX240AL	37,0	415
111048811	424	CAPI70CU6	21,6	220	CX240AL	11,3	415
111048813	24	CAPI120CU6	15,8	300	CX240AL	11,3	415
111048814	468	CX240AL6	23,9	432	CX240AL	24,7	415
111059895	734	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
111059896	91	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
111059897	104	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
611004371	68	CAPI70CU6	5,8	220	CX240AL	3,1	415
611004372	267	CAPI120CU6	51,6	300	CX240AL	37,0	415
611004374	559	CAPI120CU6	61,9	300	CX240AL	44,4	415
611004375	586	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
611004376	642	CAPI120CU6	51,6	300	CX240AL	37,0	415
611004377	203	CAPI70CU6	3,9	220	CX240AL	2,0	415
611004379	320	CAPI120CU6	61,9	300	CX240AL	44,4	415
611004380	222	CAPI120CU6	59,6	300	CX240AL	42,8	415
611004381	327	CAPI120CU6	43,9	300	CX240AL	31,5	415
611004382	322	CAPI120CU6	3,5	300	CX240AL	2,5	415
611004383	579	CAPI120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
MVLS1890	13	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
MVLS1892	6	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
MVLS1893	10	CAPI120CU6	69,0	300	CX240AL	49,5	415
MVLS1894	8	CAPI120CU6	61,9	300	CX240AL	44,4	415
MVLS1895	9	CAPI120CU6	61,9	300	CX240AL	44,4	415
MVLS1896	9	CAPI120CU6	61,9	300	CX240AL	44,4	415
MVLS1898	8	CAPI120CU6	59,6	300	CX240AL	42,8	415
MVLS1899	9	CAPI120CU6	51,6	300	CX240AL	37,0	415
MVLS1900	9	CAPI120CU6	51,6	300	CX240AL	37,0	415
MVLS1902	8	CAPI120CU6	8,5	300	CX240AL	6,1	415
MVLS1903	8	CAPI120CU6	43,9	300	CX240AL	31,5	415
MVLS1904	8	CAPI120CU6	1,1	300	CX240AL	0,8	415
MVLS1905	9	CAPI120CU6	34,4	300	CX240AL	24,7	415
MVLS1906	7	CAPI120CU6	34,4	300	CX240AL	24,7	415
MVLS1907	9	CAPI120CU6	15,8	300	CX240AL	11,3	415
MVLS1908	7	CAPI120CU6	11,6	300	CX240AL	8,3	415
MVLS1909	7	CAPI120CU6	4,3	300	CX240AL	3,1	415
MVLS1911	9	CAPI120CU6	4,3	300	CX240AL	3,1	415
MVLS1912	10	CAPI120CU6	2,8	300	CX240AL	2,0	415
MVLS1913	9	CAPI120CU6	2,8	300	CX240AL	2,0	415
MVLS1914	9	CAPI120CU6	3,5	300	CX240AL	2,5	415
MVLS1915	9	CAPI120CU6	0,0	300	CX240AL	0,0	415
PR6	3	CAPI120CU6	59,6	300	CX240AL	42,8	415
PR7	3	CAPI120CU6	43,9	300	CX240AL	31,5	415
PR8	3	CAPI120CU6	3,5	300	CX240AL	2,5	415

ANEXO X

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE LA RED DE BT

MONTEVIDEO E

MODULO DE 315 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
LVEN1	CM@CM9	10,50	CABLE 240 AL	16,10	450	PRE50	62,70	117
CM@CM7	CM@CM8	10,20	CABLE 240 AL	1,20	450	PRE50	4,80	117
CM@CM68	CM@CM69	12,50	PRE95	3,00	190	PRE50	4,90	117
CM@CM67	CM@CM68	10,80	PRE95	5,90	190	PRE50	9,80	117
CM@CM66	CM@CM67	13,30	PRE95	8,90	190	PRE50	14,60	117
CM@CM65	CM@CM66	11,90	PRE95	11,80	190	PRE50	19,50	117
CM@CM64	CM@CM65	13,30	PRE95	14,80	190	PRE50	24,40	117
CM@CM63	CM@CM64	12,50	PRE95	17,70	190	PRE50	29,20	117
CM@CM62	CM@CM63	12,20	PRE95	20,60	190	PRE50	34,10	117
CM@CM61	CM@CM62	12,20	PRE95	23,60	190	PRE50	38,90	117
CM@CM55	CM@CM61	13,10	PRE95	26,50	190	PRE50	43,70	117
CM@CM6	CM@CM7	11,10	CABLE 240 AL	2,50	450	PRE50	9,60	117
CM@CM77	CM@CM78	12,20	PRE95	3,00	190	PRE50	4,90	117
CM@CM76	CM@CM77	13,10	PRE95	5,90	190	PRE50	9,80	117
CM@CM75	CM@CM76	12,00	PRE95	8,90	190	PRE50	14,60	117
CM@CM74	CM@CM75	13,30	PRE95	11,80	190	PRE50	19,50	117
CM@CM73	CM@CM74	13,30	PRE95	14,80	190	PRE50	24,40	117
CM@CM72	CM@CM73	12,20	PRE95	17,70	190	PRE50	29,20	117
CM@CM71	CM@CM72	11,90	PRE95	20,60	190	PRE50	34,00	117
CM@CM70	CM@CM71	12,20	PRE95	23,60	190	PRE50	38,90	117
CM@CM58	CM@CM70	12,50	PRE95	26,50	190	PRE50	43,70	117
CM@CM59	CM@CM60	11,10	CABLE 240 AL	1,20	450	PRE50	4,80	117
CM@CM5	CM@CM6	10,80	CABLE 240 AL	14,90	450	PRE50	57,90	117
CM@CM58	CM@CM59	10,20	CABLE 240 AL	2,50	450	PRE50	9,60	117
CM@CM53	CM@CM58	10,50	CABLE 240 AL	14,90	450	PRE50	58,00	117
LVEN1	CM@CM53	14,90	CABLE 240 AL	16,10	450	PRE50	62,80	117
CM@CM56	CM@CM57	11,90	CABLE 240 AL	1,20	450	PRE50	4,80	117
CM@CM55	CM@CM56	10,20	CABLE 240 AL	2,50	450	PRE50	9,60	117
CM@CM54	CM@CM55	11,10	CABLE 240 AL	14,90	450	PRE50	58,00	117
LVEN1	CM@CM54	15,30	CABLE 240 AL	16,10	450	PRE50	62,80	117
CM@CM42	CM@CM43	10,80	CABLE 240 AL	1,20	450	PRE50	4,80	117
CM@CM41	CM@CM42	11,10	CABLE 240 AL	2,50	450	PRE50	9,60	117
CM@CM40	CM@CM41	11,10	CABLE 240 AL	14,90	450	PRE50	57,90	117
LVEN1	CM@CM5	9,90	CABLE 240 AL	16,10	450	PRE50	62,60	117
LVEN1	CM@CM40	10,80	CABLE 240 AL	16,10	450	PRE50	62,70	117
CM@CM51	CM@CM52	11,60	PRE95	3,00	190	PRE50	4,90	117
CM@CM50	CM@CM51	12,80	PRE95	5,90	190	PRE50	9,70	117
CM@CM49	CM@CM50	12,50	PRE95	8,90	190	PRE50	14,60	117
CM@CM48	CM@CM49	12,20	PRE95	11,80	190	PRE50	19,50	117
CM@CM47	CM@CM48	12,80	PRE95	14,70	190	PRE50	24,30	117
CM@CM46	CM@CM47	12,20	PRE95	17,70	190	PRE50	29,10	117
CM@CM45	CM@CM46	13,10	PRE95	20,60	190	PRE50	34,00	117
CM@CM44	CM@CM45	11,60	PRE95	23,60	190	PRE50	38,80	117
CM@CM41	CM@CM44	12,50	PRE95	26,50	190	PRE50	43,60	117
CM@CM3	CM@CM4	11,10	CABLE 240 AL	1,20	450	PRE50	4,80	117
CM@CM29	CM@CM30	14,50	PRE95	3,00	190	PRE50	4,90	117
CM@CM28	CM@CM29	8,50	PRE95	5,90	190	PRE50	9,70	117
CM@CM27	CM@CM28	12,50	PRE95	8,90	190	PRE50	14,60	117
CM@CM26	CM@CM27	11,40	PRE95	11,80	190	PRE50	19,40	117

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM20	CM@CM21	13,10	PRE95	3,00	190	PRE50	4,90	117
CM@CM19	CM@CM20	11,90	PRE95	5,90	190	PRE50	9,70	117
CM@CM18	CM@CM19	11,90	PRE95	8,90	190	PRE50	14,60	117
CM@CM17	CM@CM18	11,90	PRE95	11,80	190	PRE50	19,50	117
CM@CM16	CM@CM17	12,20	PRE95	14,70	190	PRE50	24,30	117
CM@CM38	CM@CM39	11,60	PRE95	3,00	190	PRE50	4,90	117
CM@CM2	CM@CM3	11,70	CABLE 240 AL	2,50	450	PRE50	9,60	117
CM@CM37	CM@CM38	12,80	PRE95	5,90	190	PRE50	9,70	117
CM@CM36	CM@CM37	12,20	PRE95	8,90	190	PRE50	14,60	117
CM@CM35	CM@CM36	11,90	PRE95	11,80	190	PRE50	19,50	117
CM@CM25	CM@CM26	12,80	PRE95	14,70	190	PRE50	24,30	117
CM@CM24	CM@CM25	12,50	PRE95	17,70	190	PRE50	29,10	117
CM@CM23	CM@CM24	11,60	PRE95	20,60	190	PRE50	33,90	117
CM@CM22	CM@CM23	12,20	PRE95	23,60	190	PRE50	38,70	117
CM@CM6	CM@CM22	11,90	PRE95	26,50	190	PRE50	43,50	117
CM@CM15	CM@CM16	12,50	PRE95	17,70	190	PRE50	29,10	117
CM@CM14	CM@CM15	12,80	PRE95	20,60	190	PRE50	34,00	117
CM@CM1	CM@CM2	11,40	CABLE 240 AL	14,90	450	PRE50	57,90	117
CM@CM13	CM@CM14	11,60	PRE95	23,60	190	PRE50	38,80	117
CM@CM10	CM@CM13	13,30	PRE95	26,50	190	PRE50	43,60	117
CM@CM34	CM@CM35	12,80	PRE95	14,70	190	PRE50	24,30	117
CM@CM33	CM@CM34	13,10	PRE95	17,70	190	PRE50	29,10	117
CM@CM32	CM@CM33	12,50	PRE95	20,60	190	PRE50	34,00	117
CM@CM31	CM@CM32	11,10	PRE95	23,60	190	PRE50	38,80	117
CM@CM2	CM@CM31	13,10	PRE95	26,50	190	PRE50	43,60	117
CM@CM11	CM@CM12	10,80	CABLE 240 AL	1,20	450	PRE50	4,80	117
CM@CM10	CM@CM11	12,20	CABLE 240 AL	2,50	450	PRE50	9,60	117
CM@CM9	CM@CM10	10,50	CABLE 240 AL	14,90	450	PRE50	57,90	117
LVEN1	CM@CM1	10,50	CABLE 240 AL	16,10	450	PRE50	62,70	117

MODULO DE 500 KVA.

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM73	CM@CM74	9,70	PRE70	4,30	152	PRE95	5,85	190
CM@CM72	CM@CM73	9,10	PRE70	6,40	152	PRE95	8,74	190
CM@CM71	CM@CM72	9,10	PRE70	8,60	152	PRE95	11,70	190
CM@CM70	CM@CM71	9,10	PRE70	10,70	152	PRE95	14,59	190
CM@CM69	CM@CM70	9,10	PRE70	12,90	152	PRE95	17,49	190
CM@CM68	CM@CM69	8,10	PRE70	15,00	152	PRE95	20,38	190
CM@CM67	CM@CM68	9,10	PRE70	17,10	152	PRE95	23,28	190
CM@CM66	CM@CM67	8,10	PRE70	19,30	152	PRE95	26,17	190
CM@CM57	CM@CM66	9,70	PRE70	21,40	152	PRE95	29,07	190
CM@CM24	CM@CM25	10,40	PRE70	2,10	152	PRE95	2,89	190
CM@CM8	CM@CM9	10,40	CABLE 185 AL	6,40	358	CX240	8,51	450
CM@CM23	CM@CM24	10,10	PRE70	4,30	152	PRE95	5,85	190
CM@CM22	CM@CM23	10,40	PRE70	6,40	152	PRE95	8,74	190
CM@CM21	CM@CM22	10,10	PRE70	8,60	152	PRE95	11,70	190
CM@CM20	CM@CM21	10,40	PRE70	10,70	152	PRE95	14,59	190
CM@CM19	CM@CM20	8,10	PRE70	12,90	152	PRE95	17,49	190
CM@CM18	CM@CM19	9,10	PRE70	15,00	152	PRE95	20,38	190
CM@CM17	CM@CM18	8,70	PRE70	17,10	152	PRE95	23,28	190
CM@CM16	CM@CM17	10,10	PRE70	19,30	152	PRE95	26,17	190
CM@CM7	CM@CM16	9,40	PRE70	21,40	152	PRE95	29,07	190
CM@CM99	CM@CM100	9,10	PRE70	2,10	152	PRE95	2,89	190
CM@CM7	CM@CM8	11,40	CABLE 185 AL	7,30	358	CX240	9,75	450
CM@CM98	CM@CM99	9,10	PRE70	4,30	152	PRE95	5,85	190
CM@CM97	CM@CM98	10,40	PRE70	6,40	152	PRE95	8,74	190
CM@CM96	CM@CM97	9,10	PRE70	8,60	152	PRE95	11,64	190
CM@CM95	CM@CM96	8,40	PRE70	10,70	152	PRE95	14,59	190
CM@CM94	CM@CM95	9,40	PRE70	12,90	152	PRE95	17,49	190
CM@CM93	CM@CM94	9,40	PRE70	15,00	152	PRE95	20,38	190
CM@CM92	CM@CM93	10,30	PRE70	17,10	152	PRE95	23,28	190
CM@CM91	CM@CM92	8,10	PRE70	19,30	152	PRE95	26,17	190
CM@CM82	CM@CM91	7,70	PRE70	21,40	152	PRE95	29,00	190
CM@CM49	CM@CM50	10,80	PRE70	2,10	152	PRE95	2,96	190
CM@CM6	CM@CM7	11,40	CABLE 185 AL	17,30	358	CX240	23,25	450
CM@CM48	CM@CM49	9,70	PRE70	4,30	152	PRE95	5,85	190
CM@CM47	CM@CM48	10,40	PRE70	6,40	152	PRE95	8,74	190
CM@CM46	CM@CM47	9,40	PRE70	8,60	152	PRE95	11,70	190
CM@CM45	CM@CM46	10,10	PRE70	10,70	152	PRE95	14,59	190
CM@CM44	CM@CM45	9,10	PRE70	12,90	152	PRE95	17,55	190
CM@CM43	CM@CM44	9,70	PRE70	15,00	152	PRE95	20,44	190
CM@CM42	CM@CM43	8,70	PRE70	17,10	152	PRE95	23,34	190
CM@CM41	CM@CM42	10,70	PRE70	19,30	152	PRE95	26,23	190
CM@CM32	CM@CM41	9,40	PRE70	21,40	152	PRE95	29,07	190
CM@CM39	CM@CM40	12,10	CABLE 185 AL	0,90	358	CX240	1,25	450
CM@CM5	CM@CM6	11,40	CABLE 185 AL	18,20	358	CX240	24,42	450
CM@CM38	CM@CM39	11,80	CABLE 185 AL	1,80	358	CX240	2,42	450
CM@CM37	CM@CM38	12,10	CABLE 185 AL	2,70	358	CX240	3,67	450
CM@CM36	CM@CM37	11,70	CABLE 185 AL	3,60	358	CX240	4,84	450
CM@CM35	CM@CM36	10,10	CABLE 185 AL	4,50	358	CX240	6,09	450
CM@CM34	CM@CM35	11,10	CABLE 185 AL	5,40	358	CX240	7,33	450
CM@CM33	CM@CM34	10,70	CABLE 185 AL	6,40	358	CX240	8,51	450
CM@CM32	CM@CM33	9,40	CABLE 185 AL	7,30	358	CX240	9,75	450
CM@CM31	CM@CM32	12,40	CABLE 185 AL	17,30	358	CX240	23,25	450
CM@CM30	CM@CM31	11,40	CABLE 185 AL	18,20	358	CX240	24,42	450
CM@CM29	CM@CM30	10,10	CABLE 185 AL	19,10	358	CX240	25,67	450
CM@CM4	CM@CM5	12,10	CABLE 185 AL	19,10	358	CX240	25,67	450
CM@CM28	CM@CM29	12,10	CABLE 185 AL	20,00	358	CX240	26,84	450
CM@CM27	CM@CM28	10,10	CABLE 185 AL	20,90	358	CX240	28,01	450
CM@CM26	CM@CM27	11,40	CABLE 185 AL	21,80	358	CX240	29,26	450
LVEN1	CM@CM26	11,70	CABLE 185 AL	22,70	358	CX240	30,43	450
CM@CM64	CM@CM65	10,10	CABLE 185 AL	0,90	358	CX240	1,25	450
CM@CM63	CM@CM64	12,10	CABLE 185 AL	1,80	358	CX240	2,42	450
CM@CM62	CM@CM63	11,10	CABLE 185 AL	2,70	358	CX240	3,67	450
CM@CM61	CM@CM62	9,50	CABLE 185 AL	3,60	358	CX240	4,91	450

Tramo			Real			Optimizado		
Inicio	Final	Longitud (mts)	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal	Conductor	Utilización del Conductor (%)	Corriente Nominal
CM@CM60	CM@CM61	9,40	CABLE 185 AL	4,50	358	CX240	6,09	450
CM@CM59	CM@CM60	10,70	CABLE 185 AL	5,40	358	CX240	7,33	450
CM@CM3	CM@CM4	10,40	CABLE 185 AL	20,00	358	CX240	26,84	450
CM@CM58	CM@CM59	11,10	CABLE 185 AL	6,40	358	CX240	8,51	450
CM@CM57	CM@CM58	12,10	CABLE 185 AL	7,30	358	CX240	9,75	450
CM@CM56	CM@CM57	11,80	CABLE 185 AL	17,30	358	CX240	23,25	450
CM@CM55	CM@CM56	11,80	CABLE 185 AL	18,20	358	CX240	24,42	450
CM@CM54	CM@CM55	12,10	CABLE 185 AL	19,10	358	CX240	25,67	450
CM@CM53	CM@CM54	12,10	CABLE 185 AL	20,00	358	CX240	26,84	450
CM@CM52	CM@CM53	10,40	CABLE 185 AL	20,90	358	CX240	28,01	450
CM@CM51	CM@CM52	11,10	CABLE 185 AL	21,80	358	CX240	29,26	450
LVEN1	CM@CM51	11,40	CABLE 185 AL	22,70	358	CX240	30,43	450
CM@CM89	CM@CM90	12,40	CABLE 185 AL	0,90	358	CX240	1,25	450
CM@CM2	CM@CM3	12,10	CABLE 185 AL	20,90	358	CX240	28,01	450
CM@CM88	CM@CM89	12,10	CABLE 185 AL	1,80	358	CX240	2,42	450
CM@CM87	CM@CM88	11,40	CABLE 185 AL	2,70	358	CX240	3,67	450
CM@CM86	CM@CM87	11,70	CABLE 185 AL	3,60	358	CX240	4,84	450
CM@CM85	CM@CM86	10,70	CABLE 185 AL	4,50	358	CX240	6,09	450
CM@CM84	CM@CM85	12,10	CABLE 185 AL	5,40	358	CX240	7,33	450
CM@CM83	CM@CM84	11,40	CABLE 185 AL	6,40	358	CX240	8,51	450
CM@CM82	CM@CM83	11,40	CABLE 185 AL	7,30	358	CX240	9,75	450
CM@CM81	CM@CM82	11,10	CABLE 185 AL	17,20	358	CX240	23,17	450
CM@CM80	CM@CM81	11,10	CABLE 185 AL	18,20	358	CX240	24,42	450
CM@CM79	CM@CM80	10,70	CABLE 185 AL	19,10	358	CX240	25,59	450
CM@CM1	CM@CM2	10,10	CABLE 185 AL	21,80	358	CX240	29,26	450
CM@CM78	CM@CM79	11,10	CABLE 185 AL	20,00	358	CX240	26,84	450
CM@CM77	CM@CM78	9,70	CABLE 185 AL	20,90	358	CX240	28,01	450
CM@CM76	CM@CM77	11,10	CABLE 185 AL	21,80	358	CX240	29,19	450
LVEN1	CM@CM76	11,10	CABLE 185 AL	22,70	358	CX240	30,36	450
CM@CM14	CM@CM15	10,40	CABLE 185 AL	0,90	358	CX240	1,25	450
CM@CM13	CM@CM14	12,10	CABLE 185 AL	1,80	358	CX240	2,42	450
CM@CM12	CM@CM13	10,80	CABLE 185 AL	2,70	358	CX240	3,67	450
CM@CM11	CM@CM12	12,80	CABLE 185 AL	3,60	358	CX240	4,84	450
CM@CM10	CM@CM11	11,10	CABLE 185 AL	4,50	358	CX240	6,09	450
CM@CM74	CM@CM75	9,10	PRE70	2,10	152	PRE95	2,89	190
CM@CM9	CM@CM10	10,70	CABLE 185 AL	5,40	358	CX240	7,33	450
LVEN1	CM@CM1	10,70	CABLE 185 AL	22,70	358	CX240	30,43	450

ANEXO XI

***COSTO EQUIVALENTE DE ENERGIA PARA 1 KW DE PERDIDAS EN
PUNTA.***

En este anexo se explican los criterios y fórmulas que se utilizaron para obtener un valor de anualidad equivalente de pérdidas.

- Considerando la siguiente fórmula básica:

$$\sum_{t=T_1+1}^{T_2 > T_1} \frac{1}{(1+r)^t} = \frac{(1+r)^{-T_1}}{r} \left[1 - (1+r)^{-(T_2-T_1)} \right] \quad (1)$$

donde:

t: es el tiempo en años.

r : tasa de descuento

T1 : año hasta el que crece la demanda

T2: vida util.

- Se definen las siguientes tasas anuales de crecimiento:

Demanda : $\Delta\%$ por año.

Inflación : $m\%$ por año.

Interes nominal : $i\%$ por año.

- Por un kW de pérdidas en punta anual (demanda máxima del año) en $t=0$, las pérdidas en un año cualquiera $t > 0$ se multiplican en costo por el factor:

$$(1+\Delta)^{2t} * (1+m)^t$$

y su valor presente resulta

$$(1+\Delta)^{2t} * (1+m)^t / (1+i)^t.$$

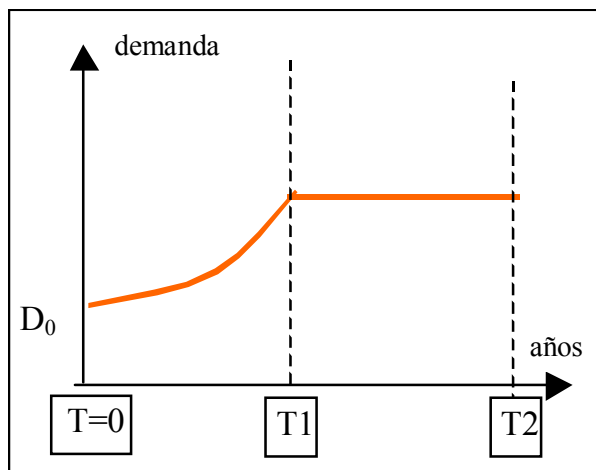
Definiendo una tasa de descuento equivalente r' tal que:

$$\left[\frac{(1+\Delta)^2 * (1+m)}{(1+i)} \right]^t = \frac{1}{(1+r')^t}$$

Esto es:

$$r' = \frac{(1+i)}{(1+\Delta)^2 * (1+m)} - 1$$

- El valor presente de las pérdidas acumuladas entre los años T_1 y T_2 ($T_2 > T_1 \geq 0$) se puede calcular usando la fórmula (1) con r' en lugar de r .
- La hipótesis de planificación para dimensionar un alimentador de distribución se ilustra como sigue:



D_0 : demanda actual ($t=0$)

$[0;T_1]$: período con crecimiento a tasa anual Δ

$[T_1;T_2]$: período con crecimiento nulo. (Vida útil = T_2)

- Con la hipótesis anterior el valor presente de las pérdidas de toda la vida útil (desde $t=0$ hasta $t = T_2$) se calcula:

$$\sum_{t=1}^{T_1} \frac{1}{(1+r')^t} + (1+\Delta)^{2T_1} \sum_{t=T_1+1}^{T_2} \frac{1}{(1+r'')^t} \quad (3)$$

donde r' proviene de (2); r'' es la misma que (2) pero con $\Delta=0$.

- Aplicando la formula (1) las sumatorias anteriores se expresan como sigue:

$$K = \frac{1}{r'} \left[1 - (1+r')^{-T_1} \right] + (1+\Delta)^{2T_1} \frac{(1+r'')^{-T_1}}{r''} \left[1 - (1+r'')^{-(T_2-T_1)} \right] \quad (4)$$

- La anualidad equivalente resulta:

$$\left[\frac{i}{1-(1+i)^{-T_2}} \right] * K = k \quad (5)$$

Transformando el precio equivalente de la energía de pérdidas a ingresar en el Spard tenemos:

$$C_{e,eq} = \frac{FP}{0.25} * C_e * k \quad (6)$$

(para un periodo de 8760 hs.), donde FP es el factor de pérdidas, C_e es el costo de la energía y 0.25 es un factor de corrección propio del Spard.

DURAZNO MT		
D[%/año]	3,32	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,0514	Costo de la energía actual
FP	0,41	Factor de pérdidas

r'	0,0304	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	14,8187
---	---------

k	1,5720	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,03312	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

DURAZNO BT		
D[%/año]	3,32	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,074	Costo de la energía actual
FP	0,25	Factor de pérdidas

r'	0,0304	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	14,8187
---	---------

k	1,5720	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,02920	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

FLORENCIO SANCHEZ MT		
D[%/año]	3,28	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,0514	Costo de la energía actual
FP	0,46	Factor de pérdidas

r'	0,0312	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	14,7355
---	---------

k	1,5631	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,03695	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

FLORENCIO SANCHEZ BT		
D[%/año]	3,28	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,074	Costo de la energía actual
FP	0,25	Factor de pérdidas

r'	0,0312	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	14,7355
---	---------

k	1,5631	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,02904	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

MERCEDES MT		
D[%/año]	2,56	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,0514	Costo de la energía actual
FP	0,456	Factor de pérdidas

r'	0,0458	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	13,3246
---	---------

k	1,4135	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,03312	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

MERCEDES BT		
D[%/año]	2,56	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,074	Costo de la energía actual
FP	0,25	Factor de pérdidas

r'	0,0458	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	13,3246
---	---------

k	1,4135	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,02626	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

LAS PIEDRAS MT		
D[%/año]	2,77	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,0514	Costo de la energía actual
FP	0,47	Factor de pérdidas

r'	0,0415	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	13,7197
---	---------

k	1,4554	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,03515	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

LAS PIEDRAS BT		
D[%/año]	2,77	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,074	Costo de la energía actual
FP	0,25	Factor de pérdidas

r'	0,0415	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	13,7197
---	---------

k	1,4554	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,02703	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

MONTEVIDEO MT		
D[%/año]	3,9	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,0514	Costo de la energía actual
FP	0,45333333	Factor de pérdidas

r'	0,0190	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	16,0861
---	---------

k	1,7064	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,03975	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

MONTEVIDEO BT		
D[%/año]	3,9	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,074	Costo de la energía actual
FP	0,25	Factor de pérdidas

r'	0,0190	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	16,0861
---	---------

k	1,7064	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,03170	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

RED DE 30 Y 60 KV		
D[%/año]	3,8	Crecimiento del la Demanda
m[%/año]	0	Inflación
i[%/año]	10	Interes nominal
t1[años]	10	Tiempo de crec. de la demanda
t2[años]	30	Vida útil
Ce[\$/kWh]	0,038	Costo de la energía actual
FP	0,24	Factor de pérdidas

r'	0,0209	tasa de descuento equivalente (0<t<t1)
r''	0,1000	tasa de descuento equivalente (t1<t<t2)

K	15,8592
---	---------

k	1,6823	Anualidad equivalente
---	--------	-----------------------

Ce,eq	0,01563	Precio equivalente de la energía
-------	---------	----------------------------------

El factor de pérdidas en MT fue tomado como promedio del valor que tenían los alimentadores de las subestaciones, valores que fueron aportados por UTE. El factor de pérdidas en baja tensión fue tomado como un valor standard.

**DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE
DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL
URUGUAY**

**RESUMEN Y RESULTADOS DEL CALCULO DEL VADE
Y TASAS DE CONEXION**

Informe Final Fase 1 Revisado

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)



Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

M 0460

DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

RESUMEN Y RESULTADOS DEL CALCULO DEL VADE Y TASAS DE CONEXION

Informe Final Fase 1

INTRODUCCION

En el contexto del estudio DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY, el Consultor ha completado la primera fase prevista en los términos de referencia, la cual se dividió en dos sub-etapas:

- a) Análisis de las áreas de distribución tipo (ADT), y determinación de las localidades a utilizar para construir la empresa modelo para el cálculo de los VADE. Esta sub-etapa se completó en el mes de Abril de 2001, y sus resultados se encuentran contenidos en el informe Determinación de las Areas de Distribución Típicas. De acuerdo con los resultados obtenidos, fueron seleccionadas cinco localidades para el cálculo de los VADE: Montevideo E, Durazno, Florencio Sanchez, Distrito Mercedes y Distrito Las Piedras.
- b) Análisis y determinación del VADE correspondiente a una empresa modelo optimizada que desarrolla la actividad de distribución en cada una de las localidades en estudio. Este análisis comprendió la realización de las siguientes actividades:
 - b.1) Optimización del diseño de la red de distribución que atiende a cada una de las localidades seleccionadas en a), y determinación del VNR de la red óptima y de las pérdidas de distribución óptimas correspondientes.
 - b.2) Diseño de la empresa modelo para atender la red óptima determinada en b.1 y cálculo de los costos eficientes de Operación y Mantenimiento y de Explotación comercial, directos e indirectos.

En el curso de la sub-etapa b) el Consultor especificó la información detallada que debía entregar la contraparte de UTE, diseñó la metodología de análisis y sostuvo una serie de reuniones con la UTE y la UREE, para repasar y ensayar la metodología. Frente al atraso que estaba teniendo la entrega de información por parte de UTE, el ensayo de la metodología se efectuó para dos de las localidades en estudio. Los resultados en estas dos localidades obtenidos fueron discutidos con UTE y UREE. Finalmente, el Consultor completó el análisis del VADE y de las tasas de conexión para las cinco localidades.

El Informe Preliminar del estudio fue revisado por la contraparte UTE y por la UREE, en calidad de Supervisor. Las observaciones efectuadas por dichas entidades fueron objeto de un análisis detallado, el que dio como resultado algunos cambios en el informe preliminar, con el objeto de recoger total o parcialmente el efecto de algunas de las observaciones presentadas; las respuestas a dichas observaciones está contenida en los siguientes documentos, preparados por el Consultor: “Análisis de los Comentarios de la UREE al Informe Preliminar”, y “Análisis de los comentarios de UTE al informe preliminar”, los cuales formaron parte del Informe Final del VADE – Fase 1.

Posteriormente, el Informe Final recibió comentarios de la UREE con fecha 11 de junio de este año, que se contestan por el Consultor en el documento “Análisis de los Comentarios de la UREE al Informe Final Fase 1”.

Es importante consignar que el estudio no ha tomado en cuenta un conjunto de normativas específicas que se aplican a UTE como empresa pública y que deberán ser consideradas por UTE y UREE en la definición del proceso de transición a los VADE de la empresa modelo.

El presente Informe Final Fase 1 Revisado, que incorpora los cambios en el Informe Preliminar y revisiones al Informe Final, entrega el Resumen y Resultados obtenidos para el cálculo del VADE total y de las tasas de conexión. El informe detallado con el desarrollo del estudio se presenta en los siguientes 6 volúmenes:

- 1.1 Diseño de la Red Adaptada
- 1.2 Diseño de la Empresa Modelo y Cálculo del VADE
- 1.3 Análisis de Confiabilidad.
- 1.4 Determinación de Muestras de Instalaciones Representativas.
- 1.5 Determinación de Costos de las Unidades Constructivas
- 1.6 Determinación de los Costos de Conexión, Corte y Reconexión.

La segunda etapa, y final, del estudio considera la determinación del impacto del VADE total en la estructura tarifaria de UTE. En esa etapa se determinan los VADE unitarios, los que surgen de relacionar los VADE total de red y de comercialización a la demanda de potencia y al número de clientes, respectivamente, registrados en 2000 y se lo comparará con una estimación de los costos de distribución implícitos en la actual estructura tarifaria de UTE. Adicionalmente, los VADE unitarios se adicionarán a los valores simulados de los precios de adquisición de la energía y potencia a la entrada de UTE-Distribución, de manera de conformar una estructura tarifaria que refleje los costos económicos para los usuarios, y se determinará el efecto tarifario de esta estructura en relación con la estructura actual tarifaria de UTE.

RESULTADOS DEL VADE

VADE CORRESPONDIENTE A RED MT Y BT Y COMERCIALIZACION

En los cuadros que siguen, se resume el VADE en sus componentes de red, correspondientes a aVNR y O&M, y de comercialización, por nivel de tensión, para cada una de las localidades en estudio.

El VNR a continuación no incluye las acometidas y medidores existentes (con un VNR estimado de millones de U\$S 117:), pues las tasas de conexión deben incluir las acometidas y medidores nuevos y el costo anual de renovar o reparar las existentes, de acuerdo con la tasa de estas renovaciones o reparaciones, que se considera para fines tarifarios incorporándolas al cargo fijo por cliente.

LOCALIDAD DURAZNO

Gastos Totales Localidad Durazno por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	113
O&M MT	32 215
AVNR MT	233 330
<i>Com/nº clientes</i>	56.30
<i>O&M/kmMT</i>	895
Comercialización BT	603 171
O&M BT	176 395
AVNR BT	714 010
<i>Com/nº clientes</i>	56.30
<i>O&M/kmBT</i>	1 116
Total Localidad Durazno	1 759 235

LOCALIDAD FLORENCIO SÁNCHEZ

Gastos Totales Localidad Florencio Sánchez por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	55
O&M MT	19,388
AVNR MT	76,102
<i>Com/nº clientes</i>	54.79
<i>O&M/kmMT</i>	881
Comercialización BT	151,043
O&M BT	62,177
AVNR BT	225,727
<i>Com/nº clientes</i>	54.79
<i>O&M/kmBT</i>	1,003
Total Localidad Florencio Sánchez	534,491

LOCALIDAD RURAL LAS PIEDRAS

Gastos Totales Localidad Rural Las Piedras por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	309
O&M MT	1,095,584
AVNR MT	1,165,013
<i>Com/nº clientes</i>	<i>102.85</i>
<i>O&M/kmMT</i>	<i>1,044</i>
Comercialización BT	1,101,676
O&M BT	1,159,616
AVNR BT	1,215,547
<i>Com/nº clientes</i>	<i>102.85</i>
<i>O&M/kmBT</i>	<i>2,672</i>
Total Localidad Rural Las Piedras	5,737,744

LOCALIDAD RURAL MERCEDES

Gastos Totales Localidad Rural Mercedes por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	418
O&M MT	1 251 167
AVNR MT	1 374 870
<i>Com/nº clientes</i>	<i>104.41</i>
<i>O&M/kmMT</i>	<i>1 068</i>
Comercialización BT	482 269
O&M BT	650 587
AVNR BT	447 303
<i>Com/nº clientes</i>	<i>104.41</i>
<i>O&M/kmBT</i>	<i>5 123</i>
Total Localidad Rural Mercedes	4 206 613

LOCALIDAD MONTEVIDEO E

Gastos Totales Localidad Montevideo E por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	2 351
O&M MT	343 086
AVNR MT	3 655 818
<i>Com/nº clientes</i>	<i>32.65</i>
<i>O&M/kmMT</i>	<i>1 076</i>
Comercialización BT	3 475 467
O&M BT	2 093 166
AVNR BT	11 997 652
<i>Com/nº clientes</i>	<i>32.65</i>
<i>O&M/kmBT</i>	<i>1 523</i>
Total Localidad Montevideo E	21 567 540

VADE CORRESPONDIENTE A PERDIDAS EN MT Y BT

Las pérdidas de distribución en potencia y energía, por nivel de tensión y localidad en estudio, se presentan en el siguiente cuadro. Estas pérdidas fueron obtenidas en el proceso de optimización de la red. Como producto de esta optimización, se han obtenido niveles bajos de pérdidas con respecto a los observados en empresas distribuidoras, por dos motivos:

- Se han incluido niveles de inversión correspondientes a la reposición a nuevo de las instalaciones.
- Los valores que se presentan son los correspondientes al principio del período de optimización, que se incrementan según el crecimiento de la demanda.

PERDIDAS DE POTENCIA						
ITEM	DESCRIPCION	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
P1	Ingreso de Potencia a Red MT	156,531 kW	10,538 kW	3,267 kW	12,028 kW	5,090 kW
P2	Pérdidas de Potencia Red MT	0.86%	1.24%	0.36%	0.64%	1.54%
P3	Pérdidas de Potencia Red MT	1,340 kW	131 kW	12 kW	77 kW	78 kW
P4	Ingreso Neto a Transformadores MT/BT	155,191 kW	10,408 kW	3,255 kW	11,952 kW	5,012 kW
P5	Pérdidas de Potencia Transformadores MT/BT	0.75%	1.07%	1.20%	1.84%	2.29%
P6	Pérdidas de Potencia Transformadores MT/BT	1,164 kW	111 kW	39 kW	220 kW	115 kW
P7	Ingreso Neto a Red BT	154,027 kW	10,296 kW	3,216 kW	11,732 kW	4,897 kW
P8	Pérdidas de Potencia Red BT	1.76%	3.48%	3.38%	3.81%	2.95%
P8a	Pérdidas propias de la red	1.52%	3.10%	2.95%	3.53%	2.80%
P8b	Pérdidas en Acometidas y Medidores	0.23%	0.38%	0.43%	0.28%	0.15%
P9	Pérdidas de Potencia Red BT	2,704 kW	358 kW	109 kW	447 kW	144 kW
P10	Consumo Neto BT	151,323 kW	9,938 kW	3,108 kW	11,285 kW	4,753 kW

PERDIDAS DE ENERGIA						
ITEM	DESCRIPCION	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
E1	Pérdidas de Energía Red MT	5,241,446 kWh	536,579 kWh	49,873 kWh	315,942 kWh	323,274 kWh
E2	Pérdidas de Energía Red MT	0.59%	0.87%	0.27%	0.45%	1.07%
E3	Pérdidas de Energía Transformadores MT/BT	6,577,748 kWh	529,083 kWh	191,451 kWh	1,109,760 kWh	497,236 kWh
E4	Pérdidas de Energía Transformadores MT/BT	0.73%	0.93%	1.06%	1.61%	1.90%
E5	Pérdidas de Energía Red BT	11,484,433 kWh	751,880 kWh	138,048 kWh	1,788,037 kWh	617,604 kWh
E6	Pérdidas de Energía Red BT	1.23%	2.39%	2.33%	2.56%	1.78%

VADE CORRESPONDIENTE A SUBTRANSMISION

El proceso de optimización de la red de subtransmisión en 30 y 60 kV, incluidas las estaciones de transformación 60/30 kV, condujo a los resultados que se muestran en el siguiente cuadro, que indica la valorización de la totalidad de la red, así como el valor unitario que se tendría si el costo total anual se “estampillara” por kW de potencia coincidente entregado por la red. El cuadro indica también los porcentajes de pérdidas de potencia y energía en la red de subtransmisión.

Sistema de Subtransmisión	
AVNR Subtransmisión	50,965,383
Costos de O&M Subtransmisión	20,167,681
TOTAL	71.132.964
Carga Máxima	1,252
Cargo Estampilla	4.52
Pérdidas de potencia	1.81%
Pérdidas de Energía	1.15%

COMENTARIOS SOBRE LOS RESULTADOS

Este informe ha recogido varias de las observaciones efectuadas por la UREE y la UTE en relación al Informe Preliminar. A continuación se destacan los resultados de dos de las observaciones efectuadas, las que en opinión del Consultor merecen ser comentadas.

3.1 Costos de comercialización

Los costos de comercialización obtenidos en el estudio, cuando se expresan por cliente.mes resultan muy altos en comparación con referencias de empresas de la región. Ello se debe principalmente a la consideración de procesos altamente automatizados junto con la red de oficinas comerciales. La permanencia de las actuales oficinas comerciales fue establecida, con el acuerdo de UTE y la UREE en su carácter de supervisor del trabajo, como hipótesis de partida para el cálculo de los VADEs. Implícitamente, implicaba “respetar” el despliegue territorial de la red comercial de UTE y los criterios de calidad de servicio comercial derivados (particularmente en lo que tiene que ver con atención directa al cliente). Se mantuvo el número y localización de las oficinas comerciales, ajustando sensiblemente su dotación de personal. Ello no implica afirmar que las herramientas de gestión incorporadas requieren necesariamente del 100% de las oficinas comerciales, sino asumir como hipótesis exógena y tentativa de calidad de servicio comercial el actual grado “acercamiento” con el cliente que tiene UTE.

Una vez calculado el costo comercial promedio por cliente de US\$ 4.4 resultante de los costos comerciales incluidos en el análisis de los VADEs, el consultor constató que éste es netamente superior a valores que pueden obtenerse de comparaciones regionales con distribuidoras de características similares a las de UTE. Por otra parte, el cálculo del costo comercial promedio por cliente resultante de considerar solamente los costos de los procesos de comercialización y todo el costo de automatización de procesos, telegestión y uso de herramientas sofisticadas, es de 2.5 US\$/cliente.mes. Por lo tanto, el Consultor recomienda sustituir los costos comerciales por cliente obtenidos en base a la empresa modelo con el 100% de la red comercial y herramientas sofisticadas del mercado, por un costo intermedio calculado como el promedio de los dos valores indicados, esto es, 3.5 US\$/cliente.mes.

3.2 Costos de Subtransmisión

Uno de los aspectos que requirió la atención del Consultor en la revisión del informe preliminar, fueron los costos de inversión de líneas de subtransmisión en 30 y 60 kV. En el informe preliminar se habían extrapolado costos para las líneas de las cuales no se disponía

del costo de algunas secciones, con una pendiente muy pronunciada. Al efectuar la corrección, el Consultor constató que los costos de las secciones bajas en el informe preliminar estaban por debajo de los correctos. La corrección de ambos efectos significó un pequeño incremento del VNR de subtransmisión, debido a que las líneas de secciones bajas tienen alta ponderación en la longitud total de líneas. El otro punto revisado fue la relación de costos de inversión de líneas de 60 y 30 kV que tenían valores semejantes; se constató que se debe a que las líneas de 30 kV por pasar por zonas urbanas (mayoritariamente) tienen un alto costo de servidumbres en comparación con el de las de 60 kV.



DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY

DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO Y CÁLCULO DE VADE

Informe Final Revisado

Preparado para:



Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)



Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

M0460

DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO Y CÁLCULO DE VADE

Informe Final Revisado

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	254
2.	MARCO CONCEPTUAL Y LINEAMIENTOS METODOLÓGICOS SEGUIDOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA EMPRESA MODELO	254
2.1.	<i>Concepto de Empresa Modelo</i>	254
2.2.	<i>Lineamientos metodológicos del proceso de construcción de la EM</i>	254
2.3.	<i>Consideraciones específicas a los procesos básicos de gestión de una empresa distribuidora y comercializadora de energía eléctrica</i>	255
2.3.1.	Gestión de la explotación (operación y mantenimiento de las redes eléctricas y actividades comerciales) 255	
	a) Operación y mantenimiento (O&M) de redes eléctricas.....	255
	b) Actividades del ciclo comercial.....	256
	c) Medición de la calidad del servicio que reciben los clientes.....	257
	d) Control de la ejecución de los procesos “tercerizados”.....	257
	e) Gestión de las obras de construcción de nuevas instalaciones y renovación de otras existentes.....	257
3.	FUNCIONES DE LA EMPRESA MODELO. CLASIFICACIÓN DE COSTOS.	257
3.1.	<i>Funciones de la Empresa Modelo</i>	257
3.1.1.	Función Administrativo – Gerencial.....	258
3.1.2.	Función Comercial	258
3.1.3.	Función de Operación y Mantenimiento.	258
3.2.	<i>Clasificación de Costos</i>	258
4.	METODOLOGÍA GENERAL DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA EL CASO UTE	259
4.1.	<i>Costos Indirectos de Estructura Central</i>	259
4.1.1.	Gastos de Personal.....	259
4.1.2.	Otros Gastos	259
4.1.3.	Criterios de Asignación	259
4.2.	<i>Costos Indirectos de Gerencia de Sector</i>	259
4.2.1.	Gastos de Personal.....	260
4.2.2.	Otros Gastos	260
4.2.3.	Criterios de Asignación	260
4.3.	<i>Costos Indirectos de Jefatura de Distrito</i>	260
4.3.1.	Gastos de Personal.....	260
4.3.2.	Otros Gastos	261
4.3.3.	Criterios de Asignación	261
4.4.	<i>Costos de Explotación Comercial</i>	261
4.4.1.	Gastos de Personal.....	261
4.4.2.	Otros Gastos	261
4.4.3.	Criterios de Asignación	261
4.5.	<i>Costos de Explotación Técnica</i>	262
4.5.1.	Gastos Directos.....	262
	a) Proceso de Operación y Mantenimiento	262
	b) Actividades de Operación y Mantenimiento.....	262
	c) División de las Instalaciones.....	263
	d) Sectorización	263
	e) Niveles de tensión y componentes del sistema	263
	f) Tareas Básicas	263
	g) Frecuencias Medias Anuales de Realización de las Tareas.....	263
	h) Valorización de las Tareas.....	263
4.5.2.	Gastos Indirectos	264
4.5.3.	Criterios de Asignación	264
4.6.	<i>Modelo de cálculo de costos de O&M</i>	264
4.7.	<i>Estructura de Remuneraciones</i>	265

5.	CÁLCULOS Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	270
5.1.	<i>Gastos Indirectos de Estructura Central</i>	270
5.1.1.	Gastos de Dirección, Estrategia y Control.....	270
a)	Gastos de Personal.....	270
b)	Otros Gastos.....	270
c)	Asignación de Gastos de Dirección, Estrategia y Control a las Gerencias de Sector.....	271
5.1.2.	Gastos de Administración y Finanzas.....	272
a)	Gastos de Personal.....	272
b)	Otros Gastos.....	272
c)	Asignación de Gastos de Administración y Finanzas a las Gerencias de Sector.....	272
5.1.3.	Gastos de Comercialización.....	273
a)	Gastos de Personal.....	273
b)	Otros Gastos.....	273
c)	Asignación de Gastos de Comercialización a las Gerencias de Sector.....	274
5.1.4.	Gastos de Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación.....	274
a)	Gastos de Personal.....	274
b)	Otros Gastos.....	274
c)	Asignación de Gastos de Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación a las Gerencias de Sector.....	275
5.1.5.	Resumen Gastos de Estructura Central.....	275
5.2.	<i>Gastos Indirectos De Sectores</i>	276
5.2.1.	Gastos de Gerencia de Sector Oeste.....	276
a)	Gastos de Personal.....	276
b)	Otros Gastos.....	276
c)	Asignación de Gastos de Gerencia de Sector Oeste a Distritos.....	277
5.2.2.	Gastos de Gerencia de Sector Centro.....	277
a)	Gastos de Personal.....	277
b)	Otros Gastos.....	277
c)	Asignación de Gastos de Gerencia de Sector Centro a Distritos.....	278
5.2.3.	Gastos de Gerencia Montevideo.....	278
5.3.	<i>Gastos Indirectos De Distritos</i>	278
5.3.1.	Gastos de Jefatura de Distrito Durazno.....	278
a)	Gastos de Personal.....	278
b)	Otros Gastos.....	279
c)	Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M.....	279
5.3.2.	Gastos de Jefatura de Distrito Colonia.....	279
a)	Gastos de Personal.....	279
b)	Otros Gastos.....	280
c)	Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M.....	280
5.3.3.	Gastos de Jefatura de Distrito Las Piedras.....	280
a)	Gastos de Personal.....	280
b)	Otros Gastos.....	280
c)	Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M.....	281
5.3.4.	Gastos de Jefatura de Distrito Mercedes.....	281
a)	Gastos de Personal.....	281
b)	Otros Gastos.....	281
c)	Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M.....	281
5.3.5.	Gastos de Jefatura de Distrito Montevideo.....	282
a)	Gastos de Personal.....	282
b)	Otros Gastos.....	282
c)	Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M.....	282
5.4.	<i>Gastos de Explotación Comercial</i>	283
5.4.1.	Análisis de Gastos de Personal.....	283
a)	Estructura comercial ajustada del Distrito Durazno.....	283
b)	Estructura comercial ajustada del Distrito Colonia.....	288
c)	Estructura comercial ajustada del Distrito Las Piedras.....	291
d)	Estructura comercial ajustada del Distrito Mercedes.....	293
e)	Estructura comercial ajustada de Montevideo.....	295
5.4.2.	Resumen de Gastos de Personal.....	299
a)	Gastos de Personal de Comercialización de la Localidad Durazno.....	299
b)	Gastos de Personal de Comercialización de la localidad Florencio Sánchez.....	299
c)	Gastos de Personal de Comercialización correspondiente a la localidad rural del Distrito Las Piedras.....	299
d)	Gastos de Personal de Comercialización correspondiente a la localidad rural del Distrito Mercedes.....	300
e)	Gastos de Personal de Comercialización correspondiente a la localidad Montevideo E.....	300
5.4.3.	Otros Gastos de Comercialización.....	301
a)	Otros Gastos de Comercialización del Distrito Durazno.....	302
b)	Otros Gastos de Comercialización del Distrito Colonia.....	302

c)	Otros Gastos de Comercialización del Distrito Las Piedras.....	302
d)	Otros Gastos de Comercialización del Distrito Mercedes.....	302
e)	Otros Gastos de Comercialización de Montevideo.....	303
f)	Otros Gastos de Comercialización de la Localidad Durazno.....	303
g)	Otros Gastos de Comercialización de la Localidad Florencio Sánchez.....	303
h)	Otros Gastos de Comercialización de la localidad rural del Distrito Las Piedras.....	303
i)	Otros Gastos de Comercialización de la localidad rural del Distrito Mercedes.....	304
j)	Otros Gastos de Comercialización de la localidad Montevideo E.....	304
5.4.4.	Asignación de Gastos de las Jefaturas de Distrito en Comercial y O&M.....	304
a)	Asignación gastos Jefatura de Distrito Durazno en Comercial y O&M.....	305
b)	Asignación gastos Jefatura de Distrito Colonia en Comercial y O&M.....	306
c)	Asignación gastos Jefatura de Distrito Las Piedras en Comercial y O&M.....	308
d)	Asignación gastos Jefatura de Distrito Mercedes en Comercial y O&M.....	309
e)	Asignación gastos Gerencia de Sector Montevideo en Comercial y O&M.....	311
5.4.5.	Gastos de Comercialización a Nivel de Localidad.....	312
a)	Localidad Durazno.....	312
b)	Localidad Florencio Sanchez.....	313
c)	Localidad Rural de Distrito Las Piedras.....	313
d)	Localidad Rural de Distrito Mercedes.....	314
e)	Localidad Montevideo E.....	314
5.5.	<i>Gastos de Explotación Técnica</i>	314
5.5.1.	Gastos Directos.....	315
a)	Introducción.....	315
b)	Análisis de Procesos para el Distrito DURAZNO.....	317
c)	Análisis de Procesos para el Distrito COLONIA.....	318
d)	Análisis de Procesos para el Distrito LAS PIEDRAS.....	319
e)	Análisis de Procesos para el Distrito MERCEDES.....	320
f)	Análisis de Procesos para MONTEVIDEO.....	321
g)	Gastos Directos de O&M de la localidad Durazno.....	322
h)	Gastos Directos de O&M de la localidad Florencio Sanchez.....	322
i)	Gastos Directos de O&M de la localidad rural Las Piedras.....	322
j)	Gastos Directos de O&M de la localidad rural Mercedes.....	322
k)	Gastos Directos de O&M de la localidad Montevideo E.....	322
5.5.2.	Gastos Indirectos.....	322
a)	Gastos Indirectos del Distrito Durazno.....	323
b)	Gastos Indirectos del Distrito Colonia.....	323
c)	Gastos Indirectos del Distrito Las Piedras.....	323
d)	Gastos Indirectos del Distrito Mercedes.....	323
e)	Gastos Indirectos de Montevideo.....	324
f)	Gastos indirectos de la localidad Durazno.....	324
g)	Gastos Indirectos de la localidad Florencio Sánchez.....	325
h)	Gastos Indirectos de la localidad rural Las Piedras.....	326
i)	Gastos Indirectos de la localidad rural Mercedes.....	327
j)	Gastos Indirectos de la localidad Montevideo E.....	328
5.5.3.	Gastos de O&M a nivel de localidad.....	329
a)	Localidad Durazno.....	329
b)	Localidad Florencio Sánchez.....	330
c)	Localidad Rural Las Piedras.....	330
d)	Localidad Rural Mercedes.....	331
e)	Localidad Montevideo E.....	331
5.6.	<i>Gastos de Directorio</i>	331
a)	Gastos de Personal.....	332
b)	Otros Gastos.....	332
c)	Asignaciones.....	332
5.7.	<i>capital de Trabajo e Incobrables</i>	336
5.8.	<i>Anualidad del VNR</i>	337
5.8.1.	Localidad Durazno.....	338
5.8.2.	Localidad Florencio Sanchez.....	338
5.8.3.	Localidad Rural Las Piedras.....	339
5.8.4.	Localidad Rural Mercedes.....	340
5.8.5.	Localidad Montevideo E.....	341
5.9.	<i>Subtransmisión</i>	342
6.	SINTESIS DE RESULTADOS.....	345
6.1.	<i>Localidad Durazno</i>	346
6.2.	<i>Localidad Florencio Sánchez</i>	346

6.3. <i>Localidad Rural Las Piedras</i>	346
6.4. <i>Localidad Rural Mercedes</i>	347
6.5. <i>Localidad Montevideo E</i>	347
ANEXO I.....	103

DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO Y CÁLCULO DE VADE

INTRODUCCIÓN

Como es sabido, toda vez que se dan condiciones de competencia⁶, el mercado es el más eficiente asignador de recursos. Un caso típico en que fallan estas condiciones es el de los monopolios naturales, caracterizados por tener una función subaditiva de costos y en algunos casos rendimientos crecientes a escala.

En estos casos, la regulación reemplaza a la competencia por una intervención directa en el mercado, fijando un conjunto de incentivos y restricciones que permitan compatibilizar el resultado socialmente deseado (mínimo precio sustentable con calidad acorde al costo de oportunidad de los consumidores) con el deseo de las empresas de maximizar sus beneficios.

A nivel mundial, existen varios modelos de regulación por incentivos (“incentive-based models”) de la actividad de distribución y si bien todos ellos se han aplicado hasta ahora con éxito (en términos de reducción de costos), parece no haber una preferencia generalizada por uno de ellos.

Existen diferentes enfoques metodológicos para determinar el nivel de costos eficientes para cada empresa.

En este caso se adopta el de la “empresa modelo o de referencia”. Se diseñan redes y organizaciones empresariales adaptadas, sobre la base de cuyos costos – con ajustes a las condiciones reales cuando las particularidades lo requieran – se fija la remuneración de la distribuidora. La empresa real “compite” con la de referencia, y tiene incentivos a mantener sus costos dentro de los valores reconocidos para lograr la rentabilidad esperada.

MARCO CONCEPTUAL Y LINEAMIENTOS METODOLÓGICOS SEGUIDOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA EMPRESA MODELO

CONCEPTO DE EMPRESA MODELO

Se asume que la “Empresa Modelo (EM)” es la compañía a cargo del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área geográfica a que se refiere el caso específico bajo análisis, que presta ese servicio en condiciones de eficiencia y adaptación económica al entorno en el que desarrolla su actividad.

LINEAMIENTOS METODOLÓGICOS DEL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE LA EM

A partir de la definición planteada, el proceso de construcción de la EM se lleva a cabo observando las siguientes premisas básicas:

⁶ Estas son, básicamente, la existencia de multiplicidad de consumidores y firmas que individualmente no pueden afectar el precio, libre entrada/salida del mercado y ausencia de externalidades

- Se identifican todos los procesos inherentes a la gestión que debe llevar a cabo la EM para el cumplimiento de sus cometidos, describiéndose las principales actividades que componen cada uno de ellos.
- Para cada uno de los procesos y actividades relevados, se asume como hipótesis básica la contratación de su ejecución o provisión en el mercado respectivo. Esta modalidad se aplica toda vez que el mercado en cuestión presenta características de razonable competencia.

En particular, las situaciones específicas de inexistencia de un mercado proveedor en el entorno local se analizan a través de la consideración (o “construcción”) de precios de mercados que constituyen referencias válidas para el caso en estudio.

De esa forma, se pretende obtener dos resultados que se consideran de importancia significativa:

- Asegurar al “cliente cautivo” de un servicio con características de monopolio natural que las tarifas que paga por el mismo contemplan con el máximo rigor posible la eficiencia en la prestación. Se trata de un elemento que es imprescindible observar desde el ámbito regulatorio cuando el consumidor no tiene la posibilidad de elegir.
- Inducir, desde la regulación del servicio de que se trata, señales que incentiven el desarrollo de mercados proveedores de prestaciones no existentes. Se apunta a conseguir que las empresas reguladas encararen su gestión bajo parámetros de verdadera eficiencia, lo que, en varios casos, implica el abandono de modalidades históricas de cumplimiento de procesos y actividades que representan sobrecostos que se aplican al “cliente cautivo”.

La definición de EM establecida, así como lo expuesto previamente, permiten concluir que el proceso de construcción de esta empresa no se encara como una “reingeniería” de los procesos y actividades que cumple actualmente la “empresa real” que presta en el presente los servicios de que se trata. No obstante, resulta altamente probable que, en caso de que se decida emprender el proceso de su adecuación a la EM, la “empresa real” deba ser sometida a un conjunto de acciones de reingeniería de sus actividades, orientadas precisamente por la forma en que se contempla el cumplimiento de éstas en la EM.

CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS A LOS PROCESOS BÁSICOS DE GESTIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

GESTIÓN DE LA EXPLOTACIÓN (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS Y ACTIVIDADES COMERCIALES)

Operación y mantenimiento (O&M) de redes eléctricas

Tradicionalmente se ha considerado a estas tareas como parte de las actividades esenciales de la empresa y, en consecuencia, ha existido una marcada tendencia histórica de las compañías distribuidoras a cumplirlas con recursos humanos propios.

No obstante, en los últimos años, el desarrollo de los procesos de tercerización, impulsados por razones de eficiencia económica, han originado cambios significativos en la modalidad de

ejecución de algunos de estos procesos, que pueden resumirse como sigue.

La empresa distribuidora continúa cumpliendo con recursos propios las tareas de operación (maniobras programadas y de emergencia) en las instalaciones eléctricas a su cargo (de alta, media y baja tensión), hasta las acometidas de los clientes.

Se tiende a contratar las actividades programadas que se cumplen en las instalaciones: mantenimiento preventivo de componentes de estaciones y subestaciones, podas de árboles, limpieza de aisladores y otras tareas relacionadas con la preservación de la condición operativa de líneas, etc.

También se contrata la ejecución de intervenciones en la vía pública necesarias para reparar cables averiados: apertura y cierre de zanjas, incluyendo eventualmente la intervención de reparación de la instalación eléctrica afectada. La modalidad de contratación que comienza a predominar, por razones de minimización de los impactos sobre el entorno, economía y transparencia en la administración y seguimiento de los trabajos, es la de “módulos completos cerrados” (por ejemplo la reparación de un cable de baja tensión, incluyendo apertura de la zanja, reparación propiamente dicha del cable, cierre de la zanja y reposición de pavimento o vereda, según corresponda).

Actividades del ciclo comercial

Tanto las tareas que integran el ciclo comercial “regular” (lectura de medidores, facturación, emisión y distribución de facturas, cobranza, atención de trámites personal o telefónica de clientes), como las que corresponden a situaciones que escapan a ese relacionamiento regular de la empresa con sus clientes (supresión transitoria del servicio y reconexión del mismo) se encaran bajo las hipótesis de contratación y expuestas.

Adicionalmente, en el proceso de diseño de la EM, corresponde tener en cuenta estos aspectos:

- La relación comercial entre una “utility” eficiente y un cliente en situación regular es esencialmente pasiva. Los clientes desean recibir un servicio de calidad a un precio justo y, como norma, no interactúan con la empresa, si se da esa situación. En consecuencia, no se deben tener en cuenta, a los efectos de diseñar la EM, situaciones de “crisis de gestión” o campañas con finalidades específicas (expansión de servicios, ofertas de nuevas prestaciones) que puedan presentarse en la empresa real. El principio es que corresponde incluir todos los recursos asociados a esas situaciones especiales en la determinación de los costos de las mismas que deben ser reconocidos desde el punto de vista regulatorio.
- Se adopta la maximización de la comodidad del cliente como modalidad básica para el diseño de los procesos comerciales, potenciando:
 - a) El desarrollo de redes de cobranza externas, en centros de atención ubicados en sitios que se correspondan con ese concepto (supermercados, centros comerciales, agencias de correo y de loterías y quinielas). Esto tiene otros dos efectos muy favorables para la empresa distribuidora, ya que representa una reducción muy significativa de sus costos de cobranza y una mejora en las condiciones de seguridad física de sus oficinas comerciales. En algunos países de la región (en particular en Uruguay), la cobranza externa de facturas de servicios públicos (electricidad, agua, telefonía básica y celular, gas, pólizas

de seguros, mutualistas de asistencia médica, impuestos municipales, etc.) en supermercados y agencias de loterías y quinielas alcanza valores porcentuales muy elevados.

- b) La atención telefónica comercial, soportada por sistemas informáticos de gestión confiables y de alto nivel de prestaciones. Ello sin perjuicio de mantener la atención personalizada como una opción para el cliente.

Medición de la calidad del servicio que reciben los clientes

El mercado de “software para utilities” ha alcanzado un desarrollo que permite contar con varios sistemas informáticos que hacen posible el cumplimiento de todas las funciones de soporte del ciclo comercial, así como la gestión de las interrupciones en el suministro del servicio que sufren los clientes (medición de la calidad) con muy alta confiabilidad. Estos sistemas tienen la virtud adicional de ser fácilmente “auditables”, lo que permite su utilización para realizar un seguimiento de la calidad del servicio que reciben los clientes, tanto en los aspectos “técnicos” como comerciales.

Se entiende que esos sistemas constituyen herramientas de gestión imprescindibles para una “utility”, por lo que la regulación aplicable a la actividad debería reconocer la inversión y los gastos de explotación asociados a su incorporación, estableciendo, paralelamente, requerimientos estrictos en materia de parámetros de calidad del servicio técnico (frecuencia y duración de interrupciones) y de atención comercial (plazos máximos para resolución de reclamos, posibilidad de cumplir trámites por vía telefónica, etc.).

Control de la ejecución de los procesos “tercerizados”

La creciente aplicación de la modalidad de “tercerización” de servicios en una “utility” determina la necesidad de implementar procedimientos de control de la prestación de los mismos, y el correspondiente reconocimiento de sus costos en el VAD de la EM.

Gestión de las obras de construcción de nuevas instalaciones y renovación de otras existentes

Las consideraciones expuestas previamente (numerales a) a d), se entienden totalmente válidas para la gestión en la EM de las inversiones en construcción de nuevas instalaciones eléctricas o renovación de las existentes, contempladas en la definición de la “red óptima” a partir de la que se determina el VNR a reconocer en el VADE.

FUNCIONES DE LA EMPRESA MODELO. CLASIFICACIÓN DE COSTOS.

FUNCIONES DE LA EMPRESA MODELO

Las funciones principales de la Empresa Modelo son las siguientes:

Dirección, Estrategia y Control: Incluye actividades de: a) *Control de Gestión*; b) *Asesoramiento Legal*; c) *Informática y Comunicaciones*.

Administración y Finanzas: Incluye actividades de: a) *Contabilidad y Finanzas*; b) *Gestión*

de Recursos Humanos; c) Compras y Contratos.

Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación: Incluye actividades de: a) *Higiene y Seguridad*; b) *Operación y Mantenimiento*⁷. Se excluyen las actividades asociadas a las Obras y Proyectos, cuyos costos están contemplados en el cálculo del VNR de las instalaciones que constituyen la red óptima.

Comercial: Incluye actividades de: a) *Gestión Comercial*; b) *Comercialización*.

FUNCIÓN ADMINISTRATIVO – GERENCIAL

La función administrativo – gerencial tiene bajo su responsabilidad: administrar los recursos humanos, financieros y materiales, proporcionando y controlando dichos recursos y servicios, en apoyo a los diferentes órganos para que cumplan adecuadamente sus objetivos y funciones.

FUNCIÓN COMERCIAL

La Función Comercial tiene por finalidad, dirigir el proceso de comercialización, el otorgamiento de suministro de energía eléctrica, la captación de nuevos clientes y la prestación de un servicio público de electricidad de calidad.

Sus funciones incluyen entre otras: la prestación de asistencia técnica y comercial a los clientes en los aspectos vinculados con la dotación y ampliación del suministro, así como con la optimización del uso de energía eléctrica; las actividades relacionadas con el ciclo comercial de la empresa (lectura, facturación, remisión de facturas, cobranza, control de cobranza), la emisión de las resoluciones en atención a los reclamos de los clientes del servicio público, el control de los niveles de pérdidas de la empresa.

FUNCIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

El proceso de Operación y Mantenimiento tiene como principales cometidos:

- Garantizar la continuidad del suministro eléctrico
- Mantener las instalaciones de distribución en buenas condiciones de funcionamiento
- Realizar las acciones para reparar las averías y relevar
- Registrar de forma constante el estado de las instalaciones
- Realizar una correcta Planificación y Programación del Mantenimiento Preventivo

CLASIFICACIÓN DE COSTOS

- a) Costos de Explotación Técnica
- b) Costos de Explotación Comercial:

⁷ Dada la particularidad de las actividades de Operación y Mantenimiento y su impacto sobre los costos, se adelanta en este punto que su análisis se realizará en una forma particular.

- Ejecución del Ciclo Comercial
 - Atención Comercial
- c) Costos Indirectos de Jefaturas de Distrito, de Gerencias de Sector y de Estructura Central (Dirección, Estrategia y Control; Administración y Finanzas; Comercialización; Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación).

METODOLOGÍA GENERAL DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA EL CASO UTE

COSTOS INDIRECTOS DE ESTRUCTURA CENTRAL

En el nivel de la Estructura Central se encuentran los procesos de *Dirección, Estrategia y Control*; de *Administración y Finanzas*; de *Comercialización* y; de *Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación*.

GASTOS DE PERSONAL

Para cada uno de los procesos mencionados, se propone una estructura y dotación de personal ajustada para la atención de las funciones asignadas, que valorizada según el nivel de remuneraciones previsto, permite determinar los gastos en personal de la misma.

OTROS GASTOS

En el desarrollo de estos procesos existen otros gastos a considerar, relacionados principalmente con los insumos y con las oficinas. Éstos están fuertemente relacionados con la dotación de personal y por lo tanto, con las remuneraciones asociadas. Por tal motivo, el monto de “Otros Gastos” se estima como un porcentaje de los gastos de personal.

CRITERIOS DE ASIGNACIÓN

Se debe tener presente que el análisis de los costos en el nivel de la Estructura Central, hace necesario que éstos, por ser indirectos, deban ser asignados correctamente al nivel de Sector, para luego ser asignados al nivel de Distrito, posteriormente a Explotación Técnica y a Explotación Comercial, y finalmente a cada una de las localidades en estudio.

El *driver* que se considera más adecuado para asignar los gastos indirectos de la Estructura Central a la Gerencia de Sector, es el número de clientes existentes en las Gerencias de Sector que atiende la Estructura Central. Una vez realizada esta asignación, los costos indirectos correspondientes a la Estructura Central, se encuentran en el nivel de Sector.

A partir de este punto, las sucesivas asignaciones, necesarias para trasladar los costos indirectos a cada una de las localidades en estudio, se detalla en “Costos Indirectos de Gerencia de Sector”.

COSTOS INDIRECTOS DE GERENCIA DE SECTOR

En la Empresa Modelo en estudio, se definen cinco *Gerencias de Sector*, las que se corresponden con las existentes actualmente en UTE: La *Gerencia de Sector Norte* (que

atiende a los distritos Salto, Paysandú y Rivera); la *Gerencia de Sector Este* (que atiende a los distritos Treinta y Tres, Rocha y Maldonado); la *Gerencia de Sector Oeste* (que atiende a los distritos Colonia, Mercedes, Durazno y San José); la *Gerencia de Sector Centro* (que atiende a los distritos Las Piedras, Pando, Atlántida y Canelones) y; la *Gerencia de Montevideo* (que atiende a Montevideo).

GASTOS DE PERSONAL

En el nivel de la Gerencia de Sector se propone una estructura y dotación de personal ajustada para la atención de las funciones asignadas, que valorizada según el nivel de remuneraciones previsto, permite determinar los gastos en personal de la misma.

OTROS GASTOS

Adicionalmente a los gastos de personal, existen otros gastos a considerar, relacionados principalmente con los insumos y con las oficinas.

Análogamente que para lo presentado en “Costos Indirectos de la Estructura Central”, los “Otros gastos” se estiman como un porcentaje de los gastos de personal.

CRITERIOS DE ASIGNACIÓN

Se debe tener presente que el análisis de los costos en el nivel de Sector, hace necesario que éstos, por ser indirectos, deban ser asignados correctamente al nivel de Distrito, para luego ser asignados a Explotación Técnica y a Explotación Comercial, y finalmente a cada una de las localidades en estudio.

El *driver* que se considera más adecuado para asignar los gastos indirectos de la Gerencia de Sector a la Jefatura de Distrito, es el número de clientes existentes en las Jefaturas de Distrito que atiende cada Gerencia de Sector. Una vez realizada esta asignación, los costos indirectos correspondientes a la Gerencia de Sector, se encuentran en el nivel de Distrito.

A partir de este punto, la asignación a Explotación Técnica y a Explotación Comercial y la posterior asignación a cada una de las localidades en estudio, se realiza en la forma que se detalla en “Costos Indirectos de Jefatura de Distrito”.

COSTOS INDIRECTOS DE JEFATURA DE DISTRITO

Por debajo del nivel de las Gerencias de Sector, se encuentra el nivel de las Jefaturas de Distrito.

GASTOS DE PERSONAL

En el nivel de la Jefatura de Distrito se propone una estructura y dotación de personal ajustada para la atención de las funciones asignadas, que valorizada según el nivel de remuneraciones previsto, permite determinar los gastos en personal de la misma.

OTROS GASTOS

Adicionalmente a los gastos de personal, existen otros gastos a considerar, relacionados principalmente con los insumos y con las oficinas.

Análogamente que para lo presentado en “Costos Indirectos de la Estructura Central”, los “Otros gastos” se estiman como un porcentaje de los gastos de personal.

CRITERIOS DE ASIGNACIÓN

Se debe tener presente que el análisis de los costos a nivel de distrito, hace necesario que éstos, por ser indirectos, deban ser asignados correctamente a Explotación Técnica y a Explotación Comercial, y luego a cada una de las localidades en estudio.

El *driver* que se considera más adecuado para asignar los gastos indirectos a Explotación Técnica y Explotación Comercial, son los respectivos gastos directos. Luego, la asignación a localidades se lleva a cabo en función de kms. de líneas y de número de clientes (para Explotación Técnica y Explotación Comercial respectivamente).

COSTOS DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL

Los gastos de comercialización se pueden componer a partir de los ***Gastos de Personal*** y de ***Otros Gastos***. La metodología para su determinación se explicita más adelante.

GASTOS DE PERSONAL

Los Gastos de Personal se obtienen a partir de un análisis de procesos de las actividades de Cobranza, Lectura de Medidores y Remisión de Facturas, del cual se infiere la dotación de personal necesaria para llevarlos adelante. Además se analizan las Oficinas Comerciales y la estructura de personal de las mismas a nivel del Distrito, observando la dispersión geográfica de las mismas y la cantidad de clientes atendidos por cada una de ellas.

Una vez definida la dotación de personal necesaria para el distrito, en función de la matriz de remuneraciones adoptada, es posible estimar los costos asociados al desarrollo de estas actividades.

OTROS GASTOS

En el desarrollo de la función comercial existen otros gastos a considerar, relacionados principalmente con los insumos y con las oficinas. Éstos están fuertemente relacionados con la dotación de personal y por lo tanto, con las remuneraciones asociadas. Por tal motivo, el monto de “Otros Gastos” se estima como un porcentaje de los gastos de personal.

CRITERIOS DE ASIGNACIÓN

Los ***Costos Indirectos*** u ***Otros Gastos*** que se obtengan deberán ser asignados a las localidades en estudio. Para definir su correcta incidencia en cada una de ellas se utilizarán *drivers*. Para los gastos relacionados con la actividad comercial se considera como *driver* apropiado la cantidad de clientes en cada localidad.

COSTOS DE EXPLOTACIÓN TÉCNICA

GASTOS DIRECTOS

El estudio de los gastos directos de la Explotación Técnica se realiza mediante la óptica del análisis de procesos, a partir de relevar todas las actividades en que la empresa debe incurrir para poder desarrollar el servicio.

Para facilitar la identificación de las actividades en la que la empresa debe incurrir, se procede a explicitar algunos conceptos tenidos en cuenta para la definición de ***los procesos***. Estos son:

- Proceso de Operación y Mantenimiento
- Actividades de Operación y Mantenimiento
- División de las Instalaciones
- Sectorización
- Niveles de tensión y componentes del sistema
- Tareas Básicas
- Frecuencias Medias Anuales de Realización de las Tareas
- Valorización de las Tareas

Proceso de Operación y Mantenimiento

A efectos de realizar una correcta determinación de las erogaciones que constituyen los costos de O&M, se procede a valorizar a “precios de mercado” la totalidad de las tareas en las que debe incurrir una empresa eficiente, en aplicación de la hipótesis de tercerización o contratación presentada en el Numeral 2.

Actividades de Operación y Mantenimiento

Se interpretan como actividades de Operación y Mantenimiento (O&M), aquellas en las que incurre una empresa distribuidora al realizar el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos e instalaciones que constituyen las redes de distribución y las operaciones necesarias para reponer la continuidad del servicio.

Las dos principales actividades a distinguir son:

Operación. Se identifican las siguientes tareas: *a) Consignación de Instalaciones; b) Reposición del Servicio.*

Se considerará la Unidad de Gestión de la Operación que tendrá como función principal coordinar y determinar de forma centralizada las maniobras a realizar sobre la red.

Mantenimiento. Se identifican las siguientes modalidades: *a) Preventivo* (planes de inspecciones de redes y equipos, mediciones y controles, lavado de aisladores, podas de árboles, sustitución de componentes deteriorados, etc.; *b) Correctivo* (reparaciones de equipos e instalaciones averiadas).

División de las Instalaciones

Dada la diversidad de instalaciones y el gran número de componentes de las mismas, se realiza la división del sistema de distribución por niveles de tensión y por sectores geográficos con el objetivo de facilitar el desarrollo del modelo para la determinación de los costos y el análisis de los resultados.

Sectorización

Esta división sectorial o geográfica permite distinguir la topología y tipos constructivos característicos adoptados en la definición de las redes modelo para cada zona.

Se observan además las diferencias en los tiempos necesarios para la ejecución de las diversas tareas, como los resultantes necesarios para atender suministros más dispersos como en el caso rural. Los sectores posibles de identificar en esta etapa del proyecto con la información disponible son: *a) Urbano; b) Rural.*

Niveles de tensión y componentes del sistema

La división del sistema de distribución por niveles de tensión y componentes del sistema de distribución facilita los estudios y asignaciones de costos, permitiendo un análisis más detallado contemplando las diferencias por tipo de equipos que se verifican en los diferentes rangos de tensión.

A priori podemos estimar que identificaremos los siguientes: *a) Redes de Media Tensión; b) Aparatos de Maniobra de Media Tensión; c) Redes de Baja Tensión; d) Centros de Transformación de MT/BT; e) Subestaciones MT/MT.*

Tareas Básicas

Partiendo del conjunto de tareas básicas que componen cada una de las actividades, se determinan los recursos necesarios: mano de obra, transporte y materiales.

A tales efectos se listan las tareas que integran cada una de las actividades de acuerdo al sector geográfico y al nivel de tensión de la respectiva instalación, identificándose si las mismas son: *a) Operación (op); b) Reparación (rep); c) Revisión (rev); d) Adecuación (ad).*

Frecuencias Medias Anuales de Realización de las Tareas

A cada una de las tareas básicas identificadas se le asignan las frecuencias de realización en un periodo anual. En este punto es donde se consideran parámetros de calidad de servicio.

Valorización de las Tareas

Para valorizarlas se consideran los costos de mano de obra, transporte y materiales que se requieren en su ejecución así como la cantidad de tareas a ejecutar en el período de un año y su respectiva frecuencia media anual.

En lo que respecta a los costos de mano de obra (considerando las especializaciones necesarias) y al transporte y/o maquinaria adecuado, ambos se los agrupa a través de los costos unitarios de una “cuadrilla típica” definida como la unidad operativa conformada y equipada adecuadamente para realizar de forma eficiente la tarea en análisis. A tales efectos

se conforman la cantidad de “cuadrillas típicas” necesarias para la realización de la totalidad de las tareas.

Respecto al costo de los materiales necesarios para la ejecución de algunas las tareas de O&M, se utilizan los valores utilizados en la definición del costo de las unidades constructivas. En aquellos casos que los materiales son menores, como fusibles, “manguitos”, etc. se toman valores de referencia.

La dispersión geográfica de las instalaciones se refleja en los tiempos necesarios de traslado entre actividades, siendo obviamente mayores para zonas rurales.

GASTOS INDIRECTOS

Como se definió previamente en “Clasificación de Costos”, existen gastos indirectos a considerar en el desarrollo de esta función, como: gastos de telefonía, insumos, equipamiento, etc. Éstos están fuertemente relacionados con la dotación de personal y por lo tanto con las remuneraciones de los mismos. Por tal motivo se estiman como un porcentaje de los gastos de personal.

CRITERIOS DE ASIGNACIÓN

Los **Gastos Indirectos** que se obtengan deberán ser asignados a las localidades en estudio. Para definir su correcta incidencia en cada una de ellas se utilizarán *drivers*.

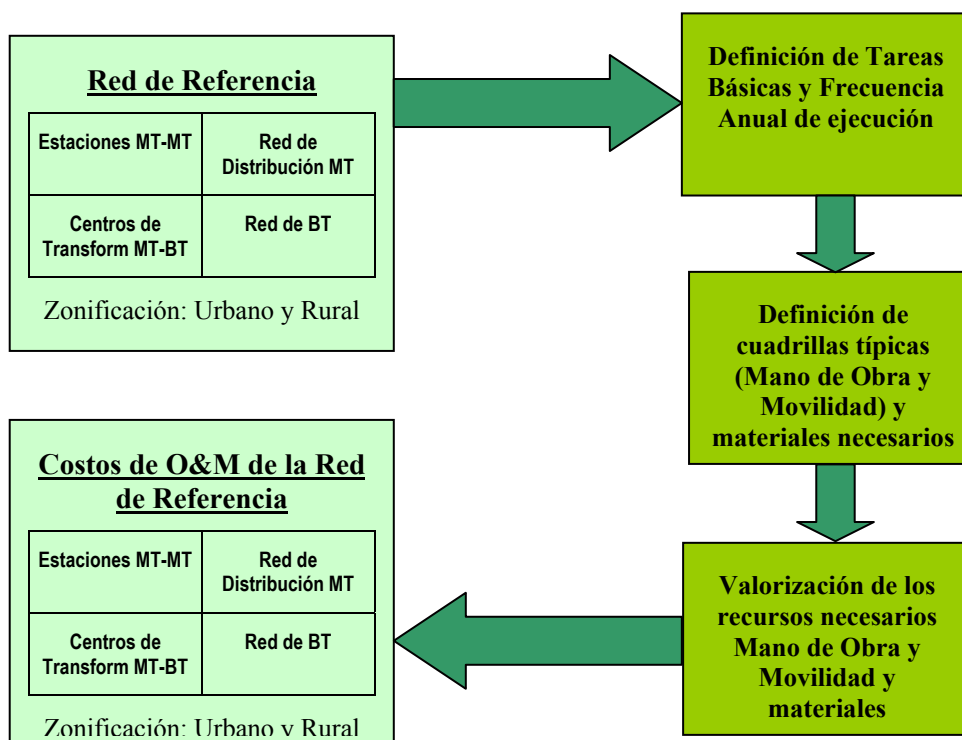
Para los gastos relacionados con la actividad de O&M, como *driver* apropiado se considera la cantidad de instalaciones en cada una de las localidades (kms. de línea).

MODELO DE CÁLCULO DE COSTOS DE O&M.

El Modelo de cálculo de costos de O&M utilizado muestra la siguiente secuencia:

- a) *Definir las tareas básicas en cada segmento del sistema de distribución; b) Asignar a cada tarea básica la “cuadrilla típica” y los materiales necesarios para su ejecución; c) Estimar los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y los tiempos medios de traslado; d) Determinar la frecuencia media anual de cada una de las tareas; e) Obtener la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y las instalaciones diseñadas en el cálculo del VNR; f) Valorizar las tareas, contemplando los costos de mano de obra, transporte y materiales; g) Agregar los costos incurridos en cada uno de los distintos segmentos del sistema.*

En el siguiente diagrama se esquematiza la secuencia del modelo:



ESTRUCTURA DE REMUNERACIONES

Para la definición del esquema remuneratorio de la empresa modelo, se definirán salarios medios por categoría.

Estos salarios medios serán fruto la información de remuneraciones que presente la UTE y del análisis de los salarios de mercado en el Uruguay, presentados en la *Encuesta Edición 2001*⁸.

El universo de categorías que se definen debe resultar suficiente para que aproximadamente englobe la totalidad de las características de los recursos humanos, necesarios para poder llevar a cabo todos los procesos en forma eficaz y eficiente.

Es dable mencionar que los valores deben corresponder al costo total anual empresarial, es decir que deben incluir todas las erogaciones que genera cada empleado.

A continuación se establece una escala de remuneraciones de referencia para las funciones que se utilizarán en la determinación de los costos de personal.

⁸ Price Waterhouse - Coopers

ESTRUCTURA CENTRAL	Estrato	Categoría	USD Mensuales
Dirección, Estrategia y Control	16	Gerente General	10,337
	5	Secretaria Gerencia General	1,665
	1	Chofer	1,220
	13	Gerente Asuntos Legales	5,616
	9	Abogado	4,267
	13	Gerente Control de Gestión	5,616
	9	Analista de Gestión	4,267
	9	Jefe Rel Instituc y Marketing	4,267
	5	Asistente	1,665

ESTRUCTURA CENTRAL	Estrato	Categoría	USD Mensuales
Administración y Finanzas	13	Gerente de Sector	5,616
	2	Secretaria	1,462
	9	Jefe RRHH	4,267
	11	Sup Asistencia Social	3,910
	11	Sup Reclutamiento y Capac	3,910
	11	Sup Medicina, Seg e Hig	3,910
	11	Sup Liquid y Remunerac	3,910
	9	Jefe Serv Informáticos	4,267
	11	Ingeniero en Sistemas	3,910
	9	Jefe Contabilidad	4,267
	11	Contador	3,910
	9	Jefe Finanzas	4,267
	11	Sup Gestión Financiera	3,910
	11	Sup Tesorería	3,910
	9	Jefe de Logística	4,267
	11	Sup Licitac y Compras	3,910
	11	Sup Gestión Stock y Almac	3,910
	5	Asistentes	1,665

ESTRUCTURA CENTRAL	Estrato	Categoría	USD Mensuales
Comercialización	13	Gerente de Sector	5,616
	2	Secretaria	1,462
	9	Jefe de Gestión Comercial	4,267
	9	Jefe Atención Clientes	4,267
	11	Sup At Grandes Clientes	3,910
	11	Sup Telegestión	3,910
	9	Jefe Ciclo Comercial	4,267
	11	Supervisor Dllo de Ventas	3,910
	9	Jefe Servicio Tec-Com	4,267
	11	Supervisor Laboratorio	3,910
	11	Sup Pérdidas No Técnicas	3,910
	5	Asistente	1,665

ESTRUCTURA CENTRAL	Estrato	Categoría	USD Mensuales
Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación	13	Gerente de Sector	5,616
	2	Secretaria	1,462
	9	Jefe Planif de la Operación	4,267
	9	Jefe Planif de Mantenimiento	4,267
	11	Ingenieros de Estudios	3,910
	7	Asistentes Técnicos	2,291

GERENCIA DE SECTOR	Estrato	Categoría	USD Mensuales
	13	Gerente de Sector	5,616
	2	Secretaria	1,462
	9	Jefe Sector Com y Adm Cont	4,267
	2	Auxiliar Administrativo	1,462
	9	Jefe Sector Explotación	4,267
	11	Encarg Centro Maniobras	3,910
	2	Auxiliar Administrativo Expl	1,462
	7	Jefe de Almacén	2,291
	2	Auxiliar de Almacén	1,462
	2	Auxiliar Prog Mant	1,462

JEFATURA DE DISTRITO	Estrato	Categoría	USD Mensuales
	9	Jefe de Distrito	4,267
	2	Secretaria	1,462
	11	Jefe Com y Adm Contable	3,910
	2	Auxiliar Administrativo	1,462
	11	Jefe Explotación	3,910
	7	Jefe de Almacén	2,291
	2	Auxiliar de Almacén	1,462
	2	Auxiliar Prog Mant	1,462

OFICINA COMERCIAL	Estrato	Categoría	USD Mensuales
	11	Jefe Oficina Comercial G	3,910
	8	Jefe Oficina Comercial P	2,766
	7	Supervisor Gestión Comercia	2,291
	7	Supervisor Técnico Comercia	2,291
	2	Auxiliar Administrativo	1,462
	4	Encargado Explotación	1,777
	2	Auxiliar Administrativo	1,462
	2	Atención Clientes	1,462
	2	Auxiliar Explotación	1,462

OPERACION Y MANTENIMIENTO	Estrato	Categoría	USD Mensuales
	4*	Oficial	1,587
	2*	1/2 Oficial	1,307
	3*	Ayudante	1,274
	1*	Chofer	1,090

* Remuneraciones correspondientes a "valores de mercado" y afectadas por 12/11

Para la determinación de estas remuneraciones se procedió de la siguiente forma:

- Se definieron los cargos que se consideran necesarios para llevar a cabo todos los procesos, funciones y actividades de los distintos niveles de la Empresa Modelo.
- Se compatibilizó cada uno de los cargos definidos por el Consultor, con un estrato o conjunto de cargos existente en UTE, sobre la base de las funciones y de los niveles de responsabilidad asociados a éstos.
- Para cada estrato así definido y en base a la *Encuesta de Remuneraciones - Edición*

2001⁹, se calculó el salario promedio ponderado percibido en el mercado (industria manufacturera).

- d) Se afectaron a las *remuneraciones resultantes* por un factor igual a 1.1, por considerarse que las remuneraciones correspondientes a las Empresas Eléctricas son un 10% superior que las remuneraciones correspondientes la industria manufacturera mercado. Este factor de 1.1 es un valor promedio, que resulta de un análisis de benchmarking realizado sobre el mercado estadounidense¹⁰.
- e) En el caso de las remuneraciones correspondientes a O&M, lo detallado en el punto anterior no se aplica. Estas remuneraciones corresponden a cargos que son cubiertos por personal tercerizado, entendiéndose por tal motivo que estos cargos deben ser remunerados a *valores de mercado*, sin la mencionada adecuación a la Industria Eléctrica.
- f) Las remuneraciones mencionadas en el punto anterior son afectadas por un factor de 12/11, debido a que los funcionarios afectados a estas actividades tienen derecho a un mes de licencia al año, tiempo durante el cual estos funcionarios deben ser sustituidos.

Los cuadros a continuación sintetizan la definición de categorías salariales asumida y el cálculo de los salarios ajustados para cada una.

Estrato	Puesto REPRESENTATIVO
1	Operario Obras
2	Auxiliar Instalaciones
3	Operario Chofer Instalaciones
4	Jefe de Equipo Móvil
5	Encargado BT
6	Jefe Oficina Comercial G8
7	Jefe Ejecución Instalaciones
8	Jefe Técnico Protecciones
9	Jefe Oficina Comercial G7

⁹ Price Waterhouse - Coopers

¹⁰ US Department of Labor - Bureau of Labor Statistics. www.bls.gov/oco/home.htm. Para 1999, la remuneración anual media de la industria manufacturera fue de US\$ 41.941, y la de la industria eléctrica fue de US\$ 46.710.

10	Jefe Turno Mantenimiento Redes
11	Jefe de Distrito G6
12	Jefe de Distrito G5
13	Gerente de Sector Regional Interior
14	Gerente de División Interior
15	Gerente de Area Generación
16	Gte. Dirección Dist. y Comercial
17	Gerente General

Estimación de la Escala Salarial

Estrato	Sin aportes		Con aportes	
	Salarios de Mercado (US\$)	Salarios Ind. Eléctrica (US\$)	Salarios de Mercado (US\$)	Salarios Ind. Eléctrica (US\$)
1	880	968	999	1,220
2	1,055	1,161	1,198	1,462
3	1,029	1,132	1,168	1,427
4	1,282	1,410	1,455	1,777
5	1,202	1,322	1,364	1,665
6	1,614	1,776	1,832	2,237
7	1,653	1,818	1,876	2,291
8	1,995	2,195	2,265	2,766
9	3,079	3,387	3,494	4,267
10	3,073	3,380	3,488	4,259
11	2,821	3,103	3,202	3,910
12	2,963	3,259	3,363	4,107
13	4,052	4,457	4,599	5,616
14	5,731	6,304	6,505	7,943
15	6,783	7,461	7,699	9,401
16	7,458	8,204	8,465	10,337
17	11,637	12,801	13,208	16,129

CÁLCULOS Y RESULTADOS OBTENIDOS

GASTOS INDIRECTOS DE ESTRUCTURA CENTRAL

GASTOS DE DIRECCIÓN, ESTRATEGIA Y CONTROL

Gastos de Personal

Dirección, Estrategia y Control

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente General	1	10,337	10,337
Secretaria Gerencia General	1	1,665	1,665
Chofer	1	1,220	1,220
Gerente Asuntos Legales	1	5,616	5,616
Abogado	4	4,267	17,068
Gerente Control de Gestión	1	5,616	5,616
Analista de Gestión	6	4,267	25,602
Jefe Rel Instituc y Marketing	1	4,267	4,267
Asistente	7	1,665	11,655
Total Dir, Estrat y Control	23		83,046

La dotación de personal afectada a Dirección, Estrategia y Control, contempla dentro de las responsabilidades del Jefe de Relaciones Institucionales y Marketing (y de sus asistentes), la actividad de Marketing Estratégico y de Promoción Comercial. Esta actividad tiene como objetivo, entre otros, el de fortalecer al Sector Eléctrico frente al proceso de competencia que en la actualidad se está estableciendo con el Sector Gas.

Otros Gastos

Otros Gastos Dirección, Estrategia y Control

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Dir, Estrat y Control	1	83,046
Otros Gastos		20,762
Anualidad Sistema de Gestión Corporativo		41,292
Anualidad Hardware Total Sistemas		65,683
Total Gastos Dirección, Estrategia y Control		210,783

Como se mencionó en “Costos Indirectos de Estructura Central”, existen otros gastos a considerar, relacionados principalmente con los insumos y con las oficinas. Éstos están fuertemente relacionados con la dotación de personal y por lo tanto, con las remuneraciones asociadas. Por tal motivo, el monto de “Otros Gastos” se estima como un porcentaje de los gastos de personal.

La experiencia desarrollada por el Consultor en el análisis de la gestión de numerosas empresas del sector eléctrico que constituyen referencias válidas para el caso de que se trata, muestra que, aplicando las modalidades propuestas para la Empresa Modelo, las erogaciones en que se incurre bajo el concepto de “Otros Gastos” corresponden al 25% de las erogaciones correspondientes a Gastos de Personal.

Se excluye de esta valorización al Sistema de Gestión Corporativo, por tratarse el mismo de un concepto particular, que debe ser valorizado en forma independiente. Esto se debe a que el valor de un software de gestión global no respeta una relación porcentual que pueda considerarse “constante” con respecto al monto de las remuneraciones asociadas a los Gastos de Personal.

En el cuadro anterior, la anualidad del Sistema de Gestión Corporativo (más su implantación) se calculó sobre la base de un valor de USD 2,000,000, con una tasa del 10% y con una vida útil de 10 años. Adicionalmente se consideró un valor de USD 170,000 anuales por mantenimiento. El valor resultante se dividió por 12, de manera de obtener el valor mensual correspondiente.

Las funciones que contempla el sistema en cuestión son las siguientes:

- Gestión Económico-Financiera (Contabilidad y Finanzas)
- Gestión de Recursos Humanos
- Gestión de Compras y Contratos (Abastecimientos) y Logística (Almacenes, Operaciones de Comercio Exterior)
- Administración
- Servicios Generales de Apoyo a la Gestión

Análogamente a lo mencionado en relación al Sistema de Gestión Corporativo, se procede a la valorización del hardware asociado a todos los sistemas en el nivel de la empresa. La anualidad de hardware se calculó sobre la base de un valor de USD 3,000,000, con una tasa del 10% y con una vida útil de 10 años. Adicionalmente se consideró un valor de USD 300,000 anuales por mantenimiento (servicio técnico) y actualización. El valor resultante se dividió por 12, de manera de obtener el valor mensual correspondiente.

Cabe mencionar que conceptualmente correspondería asignar el valor total del hardware a los diferentes procesos que integran la Estructura Central pero, a fines de evitar falsas precisiones, el valor asociado al mismo se incluye en el proceso de Dirección, Estrategia y Control.

Asignación de Gastos de Dirección, Estrategia y Control a las Gerencias de Sector

Gerencias de Sector	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
SECTOR OESTE	145342	12%	26,183
SECTOR NORTE	152768	13%	27,521
SECTOR ESTE	179193	15%	32,281
SECTOR CENTRO	196614	17%	35,420
MONTEVIDEO	496129	42%	89,377
Total		100%	210,783

Como se mencionó anteriormente, el *driver* que se considera más adecuado para asignar los gastos indirectos de la Estructura Central a las Gerencias de Sector, es el número de clientes existentes en las Gerencias de Sector que atiende la Estructura Central. En el cuadro expuesto se observa tal asignación.

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

*Gastos de Personal***Administración y Finanzas**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente de Sector	1	5,616	5,616
Secretaria	5	1,462	7,310
Jefe RRHH	1	4,267	4,267
Sup Asistencia Social	2	3,910	7,820
Sup Reclutamiento y Capac	2	3,910	7,820
Sup Medicina, Seg e Hig	2	3,910	7,820
Sup Liquid y Remunerac	1	3,910	3,910
Jefe Serv Informáticos	1	4,267	4,267
Ingeniero en Sistemas	9	3,910	35,190
Jefe Contabilidad	1	4,267	4,267
Contador	10	3,910	39,100
Jefe Finanzas	1	4,267	4,267
Sup Gestión Financiera	1	3,910	3,910
Sup Tesorería	1	3,910	3,910
Jefe de Logística	1	4,267	4,267
Sup Licitac y Compras	3	3,910	11,730
Sup Gestión Stock y Almac	5	3,910	19,550
Asistentes	33	1,665	54,945
Total Administración y Finanzas	80		229,966

*Otros Gastos***Otros Gastos Administración y Finanzas**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Administración y Finanzas	1	229,966
Otros Gastos		57,492
Total Gastos Administración y Finanzas		287,458

Los “Otros Gastos” asociados a *Administración y Finanzas* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

Asignación de Gastos de Administración y Finanzas a las Gerencias de Sector

Gerencias de Sector	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
SECTOR OESTE	145342	12%	35708
SECTOR NORTE	152768	13%	37532
SECTOR ESTE	179193	15%	44024
SECTOR CENTRO	196614	17%	48304
MONTEVIDEO	496129	42%	121889
Total		100%	287458

GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

*Gastos de Personal***Comercialización**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente de Sector	1	5,616	5,616
Secretaria	3	1,462	4,386
Jefe de Gestión Comercial	1	4,267	4,267
Jefe Atención Clientes	1	4,267	4,267
Sup At Grandes Clientes	1	3,910	3,910
Sup Telegestión	3	3,910	11,730
Jefe Ciclo Comercial	1	4,267	4,267
Supervisor Dpto de Ventas	1	3,910	3,910
Jefe Servicio Tec-Com	1	4,267	4,267
Supervisor Laboratorio	1	3,910	3,910
Sup Pérdidas No Técnicas	1	3,910	3,910
Asistente	28	1,665	46,620
Total Comercialización	43		101,060

La dotación de personal afectada a Comercialización, contempla dentro de las responsabilidades del Jefe de Ciclo Comercial (y de sus asistentes), la actividad centralizada de Edición de Facturas y de Control de la Cobranza. El costeo de esta actividad se incluye en “Gastos de Explotación Comercial”.

*Otros Gastos***Otros Gastos Comercialización**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Administración y Finanzas	1	101,060
Otros Gastos		25,265
Costo Mensual Servicio Sistema de Telegestión		58,000
Anualidad Sistema Gestión de Comercialización		79,250
Total Gastos Comercialización		263,575

Los “Otros Gastos” asociados a *Comercialización* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

Se excluye de esta valorización al Servicio de Telegestión, por tratarse el mismo de un concepto particular, que debe ser valorizado en forma independiente. Esto se debe a que el valor de este servicio no respeta una relación porcentual que pueda considerarse “constante” con respecto al monto de las remuneraciones asociadas a los Gastos de Personal.

En el cuadro anterior, el Costo Mensual del Servicio Sistema de Telegestión se calculó a partir de información suministrada por UTE y de información de precios de proveedores que brindan tal servicio.

Se considera que el número de llamados en la Empresa Modelo es del orden del 20% del número de llamados existentes en la actualidad en UTE (890.000 llamadas por año). El precio

de mercados mensual estimado correspondiente a un servicio de telegestión que considere el volumen de llamados mencionado, es el que se incluye en el cuadro anterior.

La valorización del Sistema de Gestión de Comercialización es otro concepto que debe ser valorizado en forma independiente a “Otros Gastos”.

En el cuadro anterior, la anualidad del Sistema de Gestión Comercial (más su implantación) se calculó sobre la base de un valor de USD 4,000,000, con una tasa del 10% y con una vida útil de 10 años. Adicionalmente se consideró un valor de USD 300,000 anuales en concepto de mantenimiento evolutivo (máximo valor agregado, incluye mejoras específicas, soporte local de problemas y soporte de la explotación). El valor resultante se dividió por 12, de manera de obtener el valor mensual correspondiente.

Las funciones que contempla el sistema en cuestión son las relacionadas a la gestión de todos los procesos del ciclo comercial.

Asignación de Gastos de Comercialización a las Gerencias de Sector

Gerencias de Sector	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
SECTOR OESTE	145342	12%	32741
SECTOR NORTE	152768	13%	34414
SECTOR ESTE	179193	15%	40367
SECTOR CENTRO	196614	17%	44291
MONTEVIDEO	496129	42%	111762
Total		100%	263575

GASTOS DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA E INGENIERÍA DE LA EXPLOTACIÓN

Gastos de Personal

Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente de Sector	1	5,616	5,616
Secretaria	2	1,462	2,924
Jefe Planif de la Operación	2	4,267	8,534
Jefe Planif de Mantenimiento	2	4,267	8,534
Ingenieros de Estudios	23	3,910	89,930
Asistentes Técnicos	29	2,291	66,439
Total Planif Tec e Ing de la Exp	59		181,977

Otros Gastos

Otros Gastos Panif Tec e Ing de la Explotación

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Planif Tec e Ing de la Explotación	1	181,977
Otros Gastos		45,494
Anualidad Sistema SCADA		98,292
Anualidad Sistema Gestión de Distribución		65,683
Total Gastos Planif Tec e Ing de la Explotación		391,446

Los “Otros Gastos” asociados a *Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

Se excluye de esta valorización al Sistema SCADA, por tratarse el mismo de un concepto particular, que debe ser valorizado en forma independiente. Esto se debe a que el valor de un sistema SCADA no respeta una relación porcentual que pueda considerarse “constante” con respecto al monto de las remuneraciones asociadas a los Gastos de Personal.

En el cuadro anterior, la anualidad del Sistema SCADA se calculó sobre la base de información suministrada por UTE, considerando un valor de USD 4,270,000, una tasa del 10% y una vida útil de 10 años. Adicionalmente se consideró un valor de USD 484,000 anuales en concepto de operación y mantenimiento de la totalidad del sistema. El valor resultante se dividió por 12, de manera de obtener el valor mensual correspondiente.

La valorización del Sistema de Gestión de Distribución es otro concepto que debe ser valorizado en forma independiente a “Otros Gastos”.

En el cuadro anterior, la anualidad del Sistema de Gestión de Distribución (más su implantación) se calculó sobre la base de un valor de USD 3,000,000, con una tasa del 10% y con una vida útil de 10 años. Adicionalmente se consideró un valor de USD 300,000 anuales en concepto de mantenimiento evolutivo (máximo valor agregado, incluye mejoras específicas, soporte local de problemas y soporte de la explotación). El valor resultante se dividió por 12, de manera de obtener el valor mensual correspondiente.

Las funciones que contempla el sistema en cuestión son las relacionadas con la gestión de reclamos, con el mantenimiento de las instalaciones, con la operación, con los estudios de explotación, con las obras.

Asignación de Gastos de Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación a las Gerencias de Sector

Gerencias de Sector	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
SECTOR OESTE	145342	12%	48625
SECTOR NORTE	152768	13%	51109
SECTOR ESTE	179193	15%	59950
SECTOR CENTRO	196614	17%	65778
MONTEVIDEO	496129	42%	165983
Total		100%	391446

RESUMEN GASTOS DE ESTRUCTURA CENTRAL

En la tabla que se incluye a continuación, se presentan a modo de resumen, los gastos mensuales originados en cada uno de los procesos que integran la Estructura Central de la Empresa Modelo. Los mismos se encuentran desagregados por Gerencia de Sector y resultan de la aplicación de los criterios de asignación ya explicitados.

Gerencias de Sector	Dirección, Estrategia y Control	Administración & Finanzas	Comercialización	Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación	Total Estructura Centralizada
SECTOR OESTE	26,183	35,708	32,741	48,625	143,257
SECTOR NORTE	27,521	37,532	34,414	51,109	150,576
SECTOR ESTE	32,281	44,024	40,367	59,950	176,622
SECTOR CENTRO	35,420	48,304	44,291	65,778	193,793
MONTEVIDEO	89,377	121,889	111,762	165,983	489,012
Total Procesos	210,783	287,458	263,575	391,446	1,153,261

GASTOS INDIRECTOS DE SECTORES

GASTOS DE GERENCIA DE SECTOR OESTE

Gastos de Personal

Gerencia de Sector Oeste

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente de Sector	1	5,616	5,616
Secretaria	1	1,462	1,462
Jefe Sector Com y Adm Cont	1	4,267	4,267
Auxiliar Administrativo	2	1,462	2,924
Jefe Sector Explotación	1	4,267	4,267
Encarg Centro Maniobras	5	3,910	19,550
Auxiliar Administrativo Expl	12	1,462	17,544
Total Gerencia de Sector	23		55,630

La dotación de personal afectada a esta Gerencia de Sector, contempla dentro del dimensionado de los CMD, la existencia de 5 encargados de centro de maniobras con 10 auxiliares administrativos de explotación (2 por encargado). Los 2 auxiliares administrativos de explotación restantes prestan tareas de apoyo al Jefe de Sector Explotación.

Otros Gastos

Otros Gastos Gerencia de Sector Oeste

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Gerencia de Sector	1	55,630
Otros Gastos		13,908
Total Asignación Estructura Centralizada a Gerencia Sector Oeste		143,257
Total Gastos Gerencia de Sector Oeste		212,795

Los “Otros Gastos” asociados a la *Gerencia de Sector Oeste* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada a la Gerencia de Sector Oeste. Agregando el monto mencionado a los costos de la Gerencia de Sector, se obtiene el *Total de Gastos de la Gerencia de Sector Oeste*.

Asignación de Gastos de Gerencia de Sector Oeste a Distritos

Distrito	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
MERCEDES	31709	22%	46,425
COLONIA	53740	37%	78,680
SAN JOSE	33668	23%	49,293
DURAZNO	26225	18%	38,396
Total		100%	212,795

GASTOS DE GERENCIA DE SECTOR CENTRO*Gastos de Personal***Gerencia de Sector Centro**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente de Sector	1	5,616	5,616
Secretaria	1	1,462	1,462
Jefe Sector Com y Adm Cont	1	4,267	4,267
Auxiliar Administrativo	2	1,462	2,924
Jefe Sector Explotación	1	4,267	4,267
Encarg Centro Maniobras	5	3,910	19,550
Auxiliar Administrativo Expl	12	1,462	17,544
Total Gerencia de Sector	23		55,630

La dotación de personal afectada a esta Gerencia de Sector, contempla dentro del dimensionado de los CMD, la existencia de 5 encargados de centro de maniobras con 10 auxiliares administrativos de explotación (2 por encargado). Los 2 auxiliares administrativos de explotación restantes prestan tareas de apoyo al Jefe de Sector Explotación.

*Otros Gastos***Otros Gastos Gerencia de Sector Centro**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Gerencia de Sector	1	55,630
Otros Gastos		13,908
Total Asignación Estructura Centralizada a Gerencia Sector Centro		193,793
Total Gastos Gerencia de Sector Centro		263,331

Los “Otros Gastos” asociados a la *Gerencia de Sector Centro* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada a la Gerencia de Sector Centro. Agregando el monto mencionado a los costos de la Gerencia de Sector, se obtiene el *Total de Gastos de la Gerencia de Sector Centro*.

Asignación de Gastos de Gerencia de Sector Centro a Distritos

Distrito	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
LAS PIEDRAS	46065	23%	61696
CANELONES	39410	20%	52783
ATLANTIDA	67985	35%	91054
PANDO	43154	22%	57797
Total		100%	263331

GASTOS DE GERENCIA MONTEVIDEO

Los Gastos de la Gerencia de Montevideo se calculan y exponen más adelante, al momento de desarrollar las Jefaturas de Distrito.

La gran dispersión geográfica de los consumos que se presenta en los otros sectores, hace necesaria la existencia de una estructura organizacional más compleja, con una jerarquía orgánica que vaya centralizando en forma sucesiva los diferentes procesos y actividades.

Debido a la alta densidad de los consumos que presenta Montevideo, la existencia de una Gerencia de Sector y de Jefaturas de Distrito que se encuentren en un nivel inferior a ésta, no presenta ventaja alguna desde el punto de visto económico y/o funcional.

La Gerencia de Montevideo se incluye entonces, al momento de desarrollar las Jefaturas de Distrito, dado que la metodología que se sigue para su desarrollo es similar a la que se sigue para el desarrollo de las Jefaturas de Distrito.

GASTOS INDIRECTOS DE DISTRITOS**GASTOS DE JEFATURA DE DISTRITO DURAZNO***Gastos de Personal***Jefatura Distrito Durazno**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Jefe de Distrito	1	4,267	4,267
Secretaria	1	1,462	1,462
Jefe Comercial y Adm Contable	1	3,910	3,910
Aux Adm	2	1,462	2,924
Jefe Exp	1	3,910	3,910
Aux Prog Mant	2	1,462	2,924
Jefe Almacén	1	2,291	2,291
Aux Almacén	2	1,462	2,924
Total Jef Dist	11		24,612

*Otros Gastos***Otros Gastos Jefatura Distrito Durazno**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Jefatura de Distritos	1	24,612
Otros Gastos		6,153
Total Asignación Estructura Central y Gerencia de Sector a Distrito Durazno		38,396
Total Gastos Distrito Durazno		69,161

Los “Otros Gastos” asociados a la *Jefatura de Distrito Durazno* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada y de la Gerencia de Sector Oeste (que es la que atiende al distrito en estudio) a la Jefatura del Distrito Durazno. Agregando el monto mencionado a los costos de la Jefatura de Distrito, se obtiene el *Total de Gastos de la Jefatura de Distrito Durazno*.

Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M

La asignación de los costos de la Jefatura de Distrito se realiza considerando los costos de las Oficinas Comerciales asociadas al distrito, los costos directos de O&M y los costos directos de Comercialización.

Con el objeto de no perder la linealidad de esta exposición, los resultados relacionados con la asignación mencionada se incluyen más adelante, a continuación del desarrollo de los costos que origina la Explotación Comercial y en una instancia anterior al desarrollo de la Explotación Técnica (O&M).

GASTOS DE JEFATURA DE DISTRITO COLONIA*Gastos de Personal***Jefatura Distrito Colonia**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Jefe de Distrito	1	4,267	4,267
Secretaria	1	1,462	1,462
Jefe Comercial y Adm Contable	1	3,910	3,910
Aux Adm	3	1,462	4,386
Jefe Exp	1	3,910	3,910
Aux Prog Mant	2	1,462	2,924
Jefe Almacén	1	2,291	2,291
Aux Almacén	2	1,462	2,924
Total Jef Dist	12		26,074

*Otros Gastos***Otros Gastos Jefatura Distrito Colonia**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Jefatura de Distritos	1	26,074
Otros Costos		6,519
Total Asignación Estructura Central y Gerencia de Sector a Distrito Colonia		78,680
Total Gastos Distrito Colonia		111,273

Los “Otros Gastos” asociados a la *Jefatura de Distrito Colonia* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada y de la Gerencia de Sector Oeste (que es la que atiende al distrito en estudio) a la Jefatura del Distrito Colonia. Agregando el monto mencionado a los costos de la Jefatura de Distrito, se obtiene el *Total de Gastos de la Jefatura de Distrito Colonia*.

Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M

La asignación de los costos de la Jefatura de Distrito se realiza en forma análoga a lo presentado en “Gastos de Jefatura de Distrito Durazno”.

GASTOS DE JEFATURA DE DISTRITO LAS PIEDRAS*Gastos de Personal***Jefatura Distrito Las Piedras**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Jefe de Distrito	1	4,267	4,267
Secretaria	1	1,462	1,462
Jefe Comercial y Adm Contable	1	3,910	3,910
Aux Adm	3	1,462	4,386
Jefe Exp	1	3,910	3,910
Aux Prog Mant	2	1,462	2,924
Jefe Almacén	1	2,291	2,291
Aux Almacén	2	1,462	2,924
Total Jef Dist	12		26,074

*Otros Gastos***Otros Gastos Jefatura Distrito Las Piedras**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Jefatura de Distritos	1	26,074
Otros Costos		6,519
Total Asignación Estructura Central y Gerencia de Sector a Distrito Las Piedras		61,696
Total Gastos Distrito Las Piedras		94,289

Los “Otros Gastos” asociados a la *Jefatura de Distrito Las Piedras* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada y de la Gerencia de Sector Centro (que es la que atiende al distrito en estudio) a la Jefatura del Distrito Las Piedras. Agregando el monto mencionado a los costos de la Jefatura de Distrito, se obtiene el *Total de Gastos de la Jefatura de Distrito Las Piedras*.

Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M

La asignación de los costos de la Jefatura de Distrito se realiza en forma análoga a lo presentado en “Gastos de Jefatura de Distrito Durazno”.

GASTOS DE JEFATURA DE DISTRITO MERCEDES

Gastos de Personal

Jefatura Distrito Mercedes

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Jefe de Distrito	1	4,267	4,267
Secretaria	1	1,462	1,462
Jefe Comercial y Adm Contable	1	3,910	3,910
Aux Adm	2	1,462	2,924
Jefe Exp	1	3,910	3,910
Aux Prog Mant	2	1,462	2,924
Jefe Almacén	1	2,291	2,291
Aux Almacén	2	1,462	2,924
Total Jef Dist	11		24,612

Otros Gastos

Otros Gastos Jefatura Distrito Mercedes

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Jefatura de Distritos	1	24,612
Otros Costos		6,153
Total Asignación Estructura Central y Gerencia de Sector a Distrito Mercedes		46,425
Total Gastos Distrito Mercedes		77,190

Los “Otros Gastos” asociados a la *Jefatura de Distrito Mercedes* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada y de la Gerencia de Sector Oeste (que es la que atiende al distrito en estudio) a la Jefatura del Distrito Mercedes. Agregando el monto mencionado a los costos de la Jefatura de Distrito, se obtiene el *Total de Gastos de la Jefatura de Distrito Mercedes*.

Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M

La asignación de los costos de la Jefatura de Distrito se realiza en forma análoga a lo presentado en “Gastos de Jefatura de Distrito Durazno”.

GASTOS DE JEFATURA DE DISTRITO MONTEVIDEO

En esta instancia cabe recordar que Montevideo corresponde a una Gerencia. No obstante, dada la metodología de desarrollo, su cálculo se realiza en forma similar al de las Jefaturas de Distrito.

*Gastos de Personal***Gerencia de Sector Montevideo**

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Gerente de Sector	1	5,616	5,616
Secretaría	1	1,462	1,462
Jefe Sector Com y Adm Cont	1	4,267	4,267
Auxiliar Administrativo	10	1,462	14,620
Jefe Sector Explotación	2	4,267	8,534
Encarg Centro Maniobras	5	3,910	19,550
Auxiliar Administrativo Expl	22	1,462	32,164
Auxiliar Prog Mant	6	1,462	8,772
Jefe de Almacén	1	2,291	2,291
Auxiliar de Almacén	4	1,462	5,848
Total Ger Sec	53		103,124

La dotación de personal afectada a esta Gerencia de Sector, contempla dentro del dimensionado de los CMD, la existencia de 5 encargados de centro de maniobras con 20 auxiliares administrativos de explotación (4 por encargado). Los 2 auxiliares administrativos de explotación restantes prestan tareas de apoyo al Jefe de Sector Explotación.

*Otros Gastos***Otros Gastos Gerencia de Sector Montevideo**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Gerencia de Sector	1	103,124
Otros Costos		25,781
Total Asignación Estructura Centralizada a Gerencia de Sector Montevideo		489,012
Total Gastos Gerencia Sector Montevideo		617,917

Los “Otros Gastos” asociados a la *Gerencia de Sector Montevideo* se calculan en forma análoga a lo expuesto en “Gastos de Dirección, Estrategia y Control”.

En el cuadro anterior, se incluye la asignación correspondiente de la Estructura Centralizada a la Gerencia de Montevideo. Agregando el monto mencionado a los costos de la Gerencia de Sector, se obtiene el *Total de Gastos de la Gerencia de Sector Montevideo*.

Asignación de gastos de la Jefatura de Distrito en Comercial y O&M

La asignación de los costos de esta Gerencia de Sector, se realiza en forma análoga a lo presentado en “Gastos de Jefatura de Distrito Durazno”.

GASTOS DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL

Los gastos asociados a la función comercial para el nivel de la localidad se pueden clasificar en:

- Gastos de Personal, originados por las actividades de cobranza, lectura, remisión de facturas, remisión de otros documentos comerciales, Oficinas Comerciales, Jefaturas de Distrito, Gerencias de Sector y Estructura Central. Los gastos de la Estructura Central, de las Gerencias de Sector y de las Jefaturas de Distrito, por incidir en las actividades de O&M y comercial, ya han sido tratados, de modo tal que puedan realizarse las asignaciones de costos correspondientes a los niveles superiores al que se analiza en esta instancia.
- Otros gastos, relacionados con la realización de las actividades de la función, como telefonía, seguros, insumos, etc.

ANÁLISIS DE GASTOS DE PERSONAL

En este inciso se presenta el desarrollo de personal a partir de:

- Análisis de procesos para los originados en las actividades de Cobranza, Lectura de Medidores, Remisión de Facturas y de Otros Documentos Comerciales.
- Ajuste de la estructura de personal y Oficinas Comerciales en el nivel del Distrito y de la localidad en estudio.

A partir de estas consideraciones se definen las estructuras comerciales del Distrito Durazno, del Distrito Colonia, del Distrito Las Piedras, del Distrito Mercedes y de Montevideo.

Estructura comercial ajustada del Distrito Durazno

En este inciso, se consideran las actividades relacionadas con el Ciclo Comercial: Cobranza, Lectura de Medidores y Remisión de Facturas y de Otros Documentos. También se consideran las Oficinas Comerciales del distrito.

Las actividades relacionadas con el ciclo comercial, se dimensionan a partir de considerar que las mismas son realizadas por terceros. La remuneración que se consideró adecuada para los funcionarios que realizan estas actividades es de USD 999 mensuales. Esta remuneración se corresponde con la remuneración de mercado correspondiente al estrato 1, definido oportunamente en el punto 0. A esta remuneración de mercado se la afectó por 12/11, considerando el mes de licencia al año al que tienen derecho estos funcionarios y, posteriormente se afectó a este resultado por 1.25, considerando los costos que genera el funcionario, resultando un costo hora-hombre de USD 7.74 (22 días laborales, 8 horas diarias).

Cobranza

Para la actividad de Cobranza se define un costo unitario por cliente, calculado a partir de una tasa estimada de comisión por cobranza del 8,5 por mil del monto de la factura con IVA, adecuada al precio que paga UTE en la actualidad por dicho servicio.

Para la estimación del costo de la comisión por cobranza es necesario conocer la facturación anual y los suministros correspondientes. Para ello se analiza la información obtenida de la página WEB de UTE, la cual se complementa con información suministrada por UTE.

La facturación anual (año 2000) para las Categorías Tarifarias consideradas puede observarse en el siguiente cuadro. La facturación es anual e incluye IVA (23%) y Otros Ingresos, informados por UTE.

Utilizando la información presentada en el párrafo anterior, se obtiene un valor promedio ponderado para los clientes considerados de la comisión por cobranza. Ésta es estimada sobre la base de aplicar el 8,5 por mil (sin tope) a la facturación informada y afectada por el número de suministros.

Categoría Tarifaria	Facturación anual en miles de USD	Cantidad de servicios activos	Comisión por cobranza estimada en USD cliente mes	Comisión por cobranza ponderada en USD cliente mes
General	176,915	105,626	1.19	0.43
Residencial	442,327	1,061,383	0.30	
Doble Horario General	7,124	1,932	2.61	
Doble Horario Residencial	5,349	3,522	1.08	
Clientes Topeados	197,861	11,594	5.23	

En cuanto a los clientes denominados “topeados”, no se aplica una comisión por cobranza del 8,5 por mil, sino un valor máximo de 0.5 UBT (1 UBT = 10.46 US\$). Sobre la base de información brindada por UTE, el monto a recuperar por este concepto asciende a USD 728.000 anuales. Este monto representa para los clientes topeados un costo de USD 5,23 por cliente-mes, valor que se incorpora al cálculo del promedio ponderado.

Cabe mencionar que este valor estimado para la comisión por cobranza de USD 0,43 por cliente-mes es promedio a nivel empresa, por tal motivo éste es el valor que se adopta para todas las localidades.

Con el objeto de maximizar la comodidad del cliente rural, se considera la incorporación de Cobranza Volante. El costeo de esta actividad se realiza para un 40% de los clientes rurales por distrito, por considerarse que este porcentaje de clientes rurales se encuentra en condiciones “aisladas”. El 60% restante de los clientes rurales, realiza el pago de sus facturas en la Oficina Comercial o en los centros de cobranza habilitados más próximos.

Lectura y remisión de facturas

En este inciso se analiza y costea la cantidad de horas-hombre que insumen las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos (contratos, avisos de corte, etc.)

El análisis de las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros

Documentos se realiza a partir de *benchmarking* de los procesos involucrados, considerando las características y la distribución geográfica de los consumos.

En el siguiente cuadro pueden observarse las localidades que constituyen estos distritos, así como la cantidad de clientes que existen en cada una de estas localidades. La zona que se considera *rural*, se resalta para su identificación, mientras que las restantes corresponden a zonas *urbanas*.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes
4100	DISTRITO DURAZNO	5,101
4104	DURAZNO	10,713
4107	SARANDI DEL YI	2,660
4108	TRINIDAD	7,744
	TOTAL	26,218

Sobre la base de este cuadro, se determina la cantidad de horas-hombre necesaria para llevar a cabo las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

Los valores adoptados para la ejecución de estas tareas, partiendo de experiencias similares en distintos países de Latinoamérica son los siguientes:

- Lectura de Medidores:
 - Para áreas urbanas, las hojas ruta para la lectura de medidores consideran aproximadamente 330 medidores por día para una jornada de 8 horas (7,5 horas efectivas) por empleado, resultando así una cantidad de 44 lecturas por hora-hombre.
 - Para áreas rurales, las hojas de ruta consideran la lectura de 45 medidores por día (jornada de 8 horas; 7,5 horas efectivas) y por empleado, resultando una cantidad de 6 lecturas por hora-hombre.
- Remisión de Facturas y de Otros Documentos:
 - Para áreas urbanas, las hojas ruta consideran la entrega de 375 facturas y de 150 documentos comerciales por día y por empleado (la jornada es de 8 horas; con 7,5 horas efectivas), resultando una cantidad de 50 entregas de facturas por hora-hombre y de 20 documentos comerciales por hora-hombre. La cantidad de documentos comerciales que pueden entregarse por día y por empleado, surge de afectar por un 40% a la cantidad de facturas que pueden entregarse por día y por empleado. Se considera que la productividad que se logra para la remisión de Otros Documentos, se reduce a un 40% en relación a la que se logra para la Remisión de Facturas.
 - Para áreas rurales, las hojas de ruta consideran la entrega de 50 facturas y de 20 documentos comerciales por día y por empleado (la jornada es de 8 horas; con 7,5 horas efectivas), resultando una cantidad de 7 entregas de facturas por hora-hombre y de 3 documentos comerciales por hora-hombre. La cantidad de documentos comerciales que pueden entregarse por día y por empleado, surge de afectar por un 40% a la cantidad de facturas que pueden entregarse por día y por empleado. Se considera que la productividad que se logra para la remisión de Otros Documentos, se

reduce a un 40% en relación a la que se logra para la Remisión de Facturas.

En la siguiente tabla se calcula la cantidad de horas-hombre mensuales, necesaria para llevar a cabo las actividades mencionadas anteriormente.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	Hs Hombre Lectura de Medidores mes	Hs Hombre Remisión de Facturas	Hs Hombre Remisión Otros Documentos
4100	DISTRITO DURAZNO	5,101	851	729	86
4104	DURAZNO	10,713	244	215	27
4107	SARANDI DEL YI	2,660	61	54	7
4108	TRINIDAD	7,744	176	155	20
	TOTAL	26,218	1,332	1,153	140

Como puede observarse, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Lectura de Medidores asciende a **1,332** para el Distrito Durazno.

Asimismo, la cantidad de horas-hombre mes necesaria para llevar a cabo la actividad de Remisión de Facturas y de Otros Documentos asciende a **1293** (1153+140) para el Distrito Durazno. Este valor considera la cantidad de horas-hombre requeridas para la Remisión de Facturas y para la Remisión de Otros Documentos (contratos, notificaciones, etc.). El volumen de estos últimos es estimado sobre la base de un 5% del total de Remisión de Facturas.

Sobre la base de la estimación realizada de las horas hombres para la Lectura de Medidores y para la Remisión de Facturas y de Otros Documentos, y de una remuneración acorde para estas actividades de USD 7,74 por hora-hombre¹¹, se presentan a continuación los costos asociados a las actividades de comercialización hasta aquí calculadas.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
4100	DISTRITO DURAZNO	5,101	9,801	9,162	704	1,313	2,337	23,317
4104	DURAZNO	10,713	1,889	3,271	289	4,597	0	10,046
4107	SARANDI DEL YI	2,660	472	817	74	1,141	0	2,505
4108	TRINIDAD	7,744	1,362	2,361	213	3,323	0	7,260
	TOTAL	26,218	13,524	15,612	1,280	10,375	2,337	43,128

Cabe destacar que los costos calculados para la Lectura de Medidores y para la Remisión de Facturas consideran los costos de locomoción para el caso rural, estimados en USD 0,63 por cliente para la actividad de Lectura de Medidores y en USD 0,54 por cliente para la actividad de Remisión de Facturas. Para determinar estos costos, se procedió de la misma manera que para determinar el costo horario de los funcionarios, asignando a la locomoción, la misma cantidad de horas-hombre necesarias para llevar a cabo las actividades. El valor de mercado correspondiente al costo horario de una camioneta es de USD 7,5.

En cuanto a la Remisión de Facturas y de Otros Documentos, cabe destacar que se adiciona un costo de USD 0,15 por remisión en concepto de *Edición y Control de Facturas Centralizado*. Este valor surge de un análisis de benchmarking complementado con la

¹¹ Remuneración de mercado, afectada por un coeficiente (12/11) a los efectos de obtener un valor por hora neta trabajada (por efecto de la licencia anual).

experiencia desarrollada por el Consultor en el análisis de la gestión de numerosas empresas del sector eléctrico que constituyen referencias válidas para el caso de que se trata.

En cuanto a la Cobranza Volante, cabe destacar que el costo unitario para los clientes rurales “aislados” es de USD 1,15. Este valor resulta de considerar la seguridad (costo horario Servicio 222 de la policía: USD 2,2), la locomoción (costo horario de una camioneta: USD 7,5), la cantidad de horas-hombres necesarias para llevar a cabo la actividad (calculadas a partir de considerar una cantidad de recibos cobrados por día de 120).

Oficina de Atención al Público

En el diseño de la estructura comercial de la Empresa Modelo, se ha respetado la actual red de oficinas comerciales de UTE para el distrito, asumiendo que dicha red refleja adecuadamente el grado de dispersión geográfica de la demanda.

La estructura de las oficinas comerciales se modifica respecto a lo informado por UTE, considerando que:

- el personal de explotación está considerado en la determinación de los costos de O&M
- la oficina de atención comercial realiza la gestión
- que el grado de cobranza en las mismas es muy bajo
- que el personal asociado al servicio técnico comercial realiza tareas de supervisión, de control de los trabajos tercerizados, de control de fraude y de inspecciones en general.

Para la determinación de los recursos humanos necesarios se consideraron los siguientes ratios:

- Gestión: 1 empleado cada 3000 clientes para el caso urbano y 1 empleado cada 5000 clientes para el caso rural
- Servicio Técnico: 1 empleado cada 1700 clientes para el caso urbano y 1 empleado cada 2000 clientes para el caso rural

Se han estimado las áreas de influencia de las oficinas de atención al público en función de la proximidad geográfica de las localidades. En el encabezado de cada cuadro que se presenta más adelante, se indican las localidades que atiende cada oficina.

Las remuneraciones consideradas para poder definir las erogaciones mensuales de cada una de las Oficinas Comerciales fueron oportunamente presentadas en “Estructura de Remuneraciones”.

De esta manera se define la estructura de las Oficinas Comerciales del distrito, a modo de resumen se presentan los siguientes cuadros:

Oficina Comercial Durazno

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		6	6	8,772
Atención Clientes	3		3	4,386
Totales	5	7	12	21,650

Oficina Comercial Trinidad

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		4	4	5,848
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	4	5	9	17,264

Oficina Comercial Sarandí del Yi - El Carmen - Blanquillo - La Paloma

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		3	3	4,386
Atención Clientes	1		1	1,462
Totales	2	3	5	8,614

Estructura comercial ajustada del Distrito Colonia**Cobranza**

Se aplica para este distrito lo calculado para el Distrito Durazno.

Lectura y remisión de facturas

Análogamente a lo realizado, se analiza y costea la cantidad de horas-hombre que insumen las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

El análisis de las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos se realiza a partir de *benchmarking* de los procesos involucrados, considerando las características y distribución geográfica de los consumos.

En el siguiente cuadro pueden observarse las localidades que constituyen estos distritos, así como la cantidad de clientes que existen en cada una de estas localidades. Las zona que se considera *rural*, se resalta para su identificación, mientras que las restantes corresponden a zonas *urbanas*.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes
4300	DISTRITO COLONIA	12,930
4301	CARMELO	6,456
4302	COLONIA DEL SACRAMENTO	9,663
4303	COLONIA VALDENSE	1,244
4304	FLORENCIO SANCHEZ	2,757
4306	JUAN LACAZE	5,154
4307	NUEVA HELVECIA	4,040
4308	NUEVA PALMIRA	3,589
4309	OMBUES DE LAVALLE	1,447
4310	ROSARIO	3,728
4311	TARARIRAS	2,708
	TOTAL	53,716

Sobre la base de este cuadro, se determina la cantidad de horas-hombre necesaria para llevar a cabo las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

Los valores adoptados para la ejecución de estas tareas, son los calculados oportunamente para el Distrito Durazno en el inciso “Estructura Comercial Ajustada al Distrito Durazno”.

En la siguiente tabla se calcula la cantidad de horas-hombre mensuales, necesaria para llevar a cabo las actividades mencionadas anteriormente.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	Hs Hombre Lectura de Medidores mes	Hs Hombre Remisión de Facturas	Hs Hombre Remisión Otros Documentos
4300	DISTRITO COLONIA	12,930	2,155	1,848	216
4301	CARMELO	6,456	147	130	17
4302	COLONIA DEL SACRAMENTO	9,663	220	194	25
4303	COLONIA VALDENSE	1,244	29	25	4
4304	FLORENCIO SANCHEZ	2,757	63	56	7
4306	JUAN LACAZE	5,154	118	104	13
4307	NUEVA HELVECIA	4,040	92	81	11
4308	NUEVA PALMIRA	3,589	82	72	9
4309	OMBUES DE LAVALLE	1,447	33	29	4
4310	ROSARIO	3,728	85	75	10
4311	TARARIRAS	2,708	62	55	7
	TOTAL	53,716	3,086	2,669	323

Como puede observarse, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Lectura de Medidores asciende a **3086** para el Distrito Colonia.

Asimismo, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Remisión de Facturas y de Otros Documentos asciende a **2992** (2669+323) para el Distrito Colonia. Este valor considera la cantidad de horas-hombre requeridas para la Remisión de Facturas y para la Remisión de Otros Documentos (contratos, notificaciones, etc.). El volumen de estos últimos es estimado sobre la base de un 5% del total de Remisión de Facturas.

Sobre la base de la estimación realizada de las horas hombres para la Lectura de Medidores y para la Remisión de Facturas y de Otros Documentos, y de una remuneración acorde para estas actividades de USD 7,74 por hora-hombre, se presentan a continuación los costos asociados a las actividades de comercialización hasta aquí calculadas.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
4300	DISTRITO COLONIA	12,930	24,826	23,226	1,769	3,329	5,925	59,074
4301	CARMELO	6,456	1,138	1,975	180	2,770	0	6,063
4302	COLONIA DEL SACRAMENTO	9,663	1,703	2,951	266	4,147	0	9,066
4303	COLONIA VALDENSE	1,244	224	380	40	534	0	1,179
4304	FLORENCIO SANCHEZ	2,757	488	847	75	1,183	0	2,593
4306	JUAN LACAZE	5,154	913	1,578	139	2,212	0	4,842
4307	NUEVA HELVECIA	4,040	712	1,233	115	1,734	0	3,794
4308	NUEVA PALMIRA	3,589	635	1,096	97	1,540	0	3,367
4309	OMBUES DE LAVALLE	1,447	255	442	42	621	0	1,360
4310	ROSARIO	3,728	658	1,140	105	1,600	0	3,503
4311	TARARIRAS	2,708	480	832	74	1,162	0	2,548
	TOTAL	53,716	32,032	35,698	2,903	20,831	5,925	97,389

Los comentarios realizados en el inciso análogo del Distrito Durazno, para las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas son válidos para el Distrito Colonia.

Se realiza la misma aclaración para los comentarios correspondientes a la Cobranza Volante.

Oficina de Atención al Público

Se considera que las sedes de las Oficinas Comerciales actuales de la UTE para el distrito Colonia son adecuadas para la Empresa Modelo.

Se procede de igual forma que la expuesta para el Distrito Durazno.

Oficina Comercial Colonia

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		5	5	7,310
Atención Clientes	3		3	4,386
Totales	5	6	11	20,188

Oficina Comercial Nueva Helvecia - Colonia Valdense

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		5	5	7,310
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	3	5	8	13,000

Oficina Comercial Nueva Palmira

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		3	3	4,386
Atención Clientes	1		1	1,462
Totales	2	3	5	8,614

Oficina Comercial Carmelo

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		5	5	7,310
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	3	5	8	13,000

Oficina Comercial Rosario

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		3	3	4,386
Atención Clientes	1		1	1,462
Totales	2	3	5	8,614

Oficina Comercial Florencio Sanchez - Ombúes de Lavalle - José Enrique Rodó

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		5	5	7,310
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	3	5	8	13,000

Oficina Comercial Juan Lacaze

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		3	3	4,386
Atención Clientes	1		1	1,462
Totales	2	3	5	8,614

Oficina Comercial Tarariras

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		3	3	4,386
Atención Clientes	1		1	1,462
Totales	2	3	5	8,614

Estructura comercial ajustada del Distrito Las Piedras**Cobranza**

Se aplica para este distrito lo calculado para el Distrito Durazno.

Lectura y remisión de facturas

Análogamente a lo realizado, se analiza y costea la cantidad de horas-hombre que insumen las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

El análisis de las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos se realiza a partir de *benchmarking* de los procesos involucrados, considerando las características y distribución geográfica de los consumos.

En el siguiente cuadro pueden observarse las localidades que constituyen estos distritos, así como la cantidad de clientes que existen en cada una de estas localidades. Las zona que se considera *rural*, se resalta para su identificación, mientras que las restantes corresponden a zonas *urbanas*.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes
5400	DISTRITO LAS PIEDRAS	10,711
5404	SANTA ROSA	1,375
5405	SAUCE	1,999
5406	LAS PIEDRAS	29,321
5403	SAN RAMON	2,650
	TOTAL	46,056

Sobre la base de este cuadro, se determina la cantidad de horas-hombre necesaria para llevar a cabo las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

Los valores adoptados para la ejecución de estas tareas, son los calculados oportunamente para el Distrito Durazno en el inciso “Estructura Comercial Ajustada al Distrito Durazno”.

En la siguiente tabla se calcula la cantidad de horas-hombre mensuales, necesaria para llevar a cabo las actividades mencionadas anteriormente.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	Hs Hombre Lectura de Medidores mes	Hs Hombre Remisión de Facturas	Hs Hombre Remisión Otros Documentos
5400	DISTRITO LAS PIEDRAS	10,711	1,786	1,531	179
5404	SANTA ROSA	1,375	32	28	4
5405	SAUCE	1,999	46	40	5
5406	LAS PIEDRAS	29,321	667	587	74
5403	SAN RAMON	2,650	61	53	7
	TOTAL	46,056	2,592	2,239	269

Como puede observarse, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Lectura de Medidores asciende a **2592** para el Distrito Las Piedras.

Asimismo, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Remisión de Facturas y de Otros Documentos asciende a **2508** (2239+269) para el Distrito Las Piedras. Este valor considera la cantidad de horas-hombre requeridas para la Remisión de Facturas y para la Remisión de Otros Documentos (contratos, notificaciones, etc.). El volumen de estos últimos es estimado sobre la base de un 5% del total de Remisión de Facturas.

Sobre la base de la estimación realizada de las horas hombres para la Lectura de Medidores y para la Remisión de Facturas y de Otros Documentos, y de una remuneración acorde para estas actividades de USD 7,74 por hora-hombre, se presentan a continuación los costos asociados a las actividades de comercialización hasta aquí calculadas.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
5400	DISTRITO LAS PIEDRAS	10,711	20,572	19,241	1,466	2,758	4,908	48,944
5404	SANTA ROSA	1,375	248	423	41	590	0	1,302
5405	SAUCE	1,999	356	609	54	858	0	1,877
5406	LAS PIEDRAS	29,321	5,163	8,942	793	12,582	0	27,479
5403	SAN RAMON	2,650	472	808	74	1,137	0	2,491
	TOTAL	46,056	26,810	30,023	2,428	17,925	4,908	82,094

Los comentarios realizados en el inciso análogo del Distrito Durazno, para las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas son válidos para el Distrito Las Piedras.

Se realiza la misma aclaración para los comentarios correspondientes a la Cobranza Volante.

Oficina de Atención al Público

En el diseño de la estructura comercial de la Empresa Modelo, se ha respetado la actual red de oficinas comerciales de UTE para el distrito, asumiendo que dicha red refleja adecuadamente el grado de dispersión geográfica de la demanda.

Se procede de igual forma que la expuesta para el Distrito Durazno.

Oficina Comercial Las Piedras - Progreso

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		16	16	23,392
Atención Clientes	9		9	13,158
Totales	11	17	28	45,042

Oficina Comercial La Paz

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		3	3	4,386
Atención Clientes	1		1	1,462
Totales	2	3	5	8,614

Oficina Comercial Sauce - San Bautista - San Antonio - San Ramón - Chamizo - Santa Rosa

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		6	6	8,772
Atención Clientes	3		3	4,386
Totales	5	7	12	21,650

Estructura comercial ajustada del Distrito Mercedes

Cobranza

Se aplica para este distrito lo calculado para el Distrito Durazno.

Lectura y remisión de facturas

Análogamente a lo realizado, se analiza y costea la cantidad de horas-hombre que insumen las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

El análisis de las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos se realiza a partir de *benchmarking* de los procesos involucrados, considerando las características y distribución geográfica de los consumos.

En el siguiente cuadro pueden observarse las localidades que constituyen estos distritos, así

como la cantidad de clientes que existen en cada una de estas localidades. Las zona que se considera *rural*, se resalta para su identificación, mientras que las restantes corresponden a zonas *urbanas*.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes
4400	DISTRITO MERCEDES	4,619
4401	DOLORES	5,697
4402	FRAY BENTOS	7,768
4403	MERCEDES	13,616
	TOTAL	31,700

Sobre la base de este cuadro, se determina la cantidad de horas-hombre necesaria para llevar a cabo las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

Los valores adoptados para la ejecución de estas tareas, son los calculados oportunamente para el Distrito Durazno en el inciso “Estructura Comercial Ajustada al Distrito Durazno”.

En la siguiente tabla se calcula la cantidad de horas-hombre mensuales, necesaria para llevar a cabo las actividades mencionadas anteriormente.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	Hs Hombre Lectura de Medidores mes	Hs Hombre Remisión de Facturas	Hs Hombre Remisión Otros Documentos
4400	DISTRITO MERCEDES	4,619	770	660	77
4401	DOLORES	5,697	130	114	15
4402	FRAY BENTOS	7,768	177	156	20
4403	MERCEDES	13,616	310	273	35
	TOTAL	31,700	1,387	1,203	147

Como puede observarse, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Lectura de Medidores asciende a **1387** para el Distrito Mercedes.

Asimismo, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Remisión de Facturas y de Otros Documentos asciende a **1350** (1203+147) para el Distrito Mercedes. Este valor considera la cantidad de horas-hombre requeridas para la Remisión de Facturas y para la Remisión de Otros Documentos (contratos, notificaciones, etc.). El volumen de estos últimos es estimado sobre la base de un 5% del total de Remisión de Facturas.

Sobre la base de la estimación realizada de las horas hombres para la Lectura de Medidores y para la Remisión de Facturas y de Otros Documentos, y de una remuneración acorde para estas actividades de USD 7,74 por hora-hombre, se presentan a continuación los costos asociados a las actividades de comercialización hasta aquí calculadas.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
4400	DISTRITO MERCEDES	4,619	8,870	8,296	631	1,189	2,116	21,102
4401	DOLORES	5,697	1,006	1,737	159	2,446	0	5,347
4402	FRAY BENTOS	7,768	1,370	2,373	213	3,333	0	7,289
4403	MERCEDES	13,616	2,399	4,155	373	5,843	0	12,771
	TOTAL	31,700	13,646	16,561	1,376	12,810	2,116	46,509

Los comentarios realizados en el inciso análogo del Distrito Durazno, para las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas son válidos para el Distrito Mercedes.

Se realiza la misma aclaración para los comentarios correspondientes a la Cobranza Volante.

Oficina de Atención al Público

Se considera que las sedes de las Oficinas Comerciales actuales de la UTE para el distrito Mercedes son adecuadas para la Empresa Modelo.

Se procede de igual forma que la expuesta para el Distrito Durazno.

Oficina Comercial Mercedes

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		8	8	11,696
Atención Clientes	4		4	5,848
Totales	6	9	15	26,036

Oficina Comercial Dolores - Palmitas

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		5	5	7,310
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	3	5	8	13,000

Oficina Comercial Fray Bentos - Nuevo Berlín

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com P	1		1	2,766
Aux Expl		6	6	8,772
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	3	6	9	14,462

Estructura comercial ajustada de Montevideo

Cobranza

Se aplica para este distrito lo calculado para el Distrito Durazno.

Lectura y remisión de facturas

Análogamente a lo realizado, se analiza y costea la cantidad de horas-hombre que insumen las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

El análisis de las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos se realiza a partir de *benchmarking* de los procesos involucrados, considerando las características y distribución geográfica de los consumos.

En el siguiente cuadro pueden observarse las regiones que constituyen Montevideo, así como

la cantidad de clientes que existen en cada una de estas regiones. Las zona que se considera *rural*, se resalta para su identificación, mientras que las restantes corresponden a zonas *urbanas*.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes
1009	MONTEVIDEO RURAL	5,803
1005	MONTEVIDEO H	85,882
1006	MONTEVIDEO J	46,198
1002	MONTEVIDEO C	47,008
1007	MONTEVIDEO K	21,143
1008	MONTEVIDEO N	82,557
1001	MONTEVIDEO A	10,538
1004	MONTEVIDEO F	90,292
1003	MONTEVIDEO E	106,434
	TOTAL	495,855

Sobre la base de este cuadro, se determina la cantidad de horas-hombre necesaria para llevar a cabo las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas y de Otros Documentos.

Los valores adoptados para la ejecución de estas tareas, son los calculados oportunamente para el Distrito Durazno en el inciso “Estructura Comercial Ajustada al Distrito Durazno”.

En la siguiente tabla se calcula la cantidad de horas-hombre mensuales, necesaria para llevar a cabo las actividades mencionadas anteriormente.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	Hs Hombre Lectura de Medidores mes	Hs Hombre Remisión de Facturas	Hs Hombre Remisión Otros Documentos
1009	MONTEVIDEO RURAL	5,803	968	829	97
1005	MONTEVIDEO H	85,882	1,952	1,718	215
1006	MONTEVIDEO J	46,198	1,050	924	116
1002	MONTEVIDEO C	47,008	1,069	941	118
1007	MONTEVIDEO K	21,143	481	423	53
1008	MONTEVIDEO N	82,557	1,877	1,652	207
1001	MONTEVIDEO A	10,538	240	211	27
1004	MONTEVIDEO F	90,292	2,053	1,806	226
1003	MONTEVIDEO E	106,434	2,419	2,129	267
	TOTAL	495,855	12,109	10,633	1,326

Como puede observarse, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Lectura de Medidores asciende a **12109** para Montevideo.

Asimismo, la cantidad de horas-hombre mes necesarias para llevar a cabo la actividad de Remisión de Facturas y de Otros Documentos asciende a **11959** (10633+1326) para Montevideo. Este valor considera la cantidad de horas-hombre requeridas para la Remisión de Facturas y para la Remisión de Otros Documentos (contratos, notificaciones, etc.). El volumen de estos últimos es estimado sobre la base de un 5% del total de Remisión de Facturas.

Sobre la base de la estimación realizada de las horas hombres para la Lectura de Medidores y para la Remisión de Facturas y de Otros Documentos, y de una remuneración acorde para estas actividades de USD 7,74 por hora-hombre, se presentan a continuación los costos

asociados a las actividades de comercialización hasta aquí calculadas.

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
1009	MONTEVIDEO RURAL	5,803	11,148	10,421	794	1,494	2,659	26,516
1005	MONTEVIDEO H	85,882	15,109	26,180	2,308	36,854	0	80,451
1006	MONTEVIDEO J	46,198	8,127	14,082	1,244	19,824	0	43,278
1002	MONTEVIDEO C	47,008	8,274	14,335	1,266	20,172	0	44,047
1007	MONTEVIDEO K	21,143	3,723	6,446	569	9,073	0	19,810
1008	MONTEVIDEO N	82,557	14,528	25,170	2,221	35,427	0	77,347
1001	MONTEVIDEO A	10,538	1,858	3,214	288	4,522	0	9,882
1004	MONTEVIDEO F	90,292	15,891	27,523	2,426	38,746	0	84,586
1003	MONTEVIDEO E	106,434	18,724	32,444	2,865	45,673	0	99,705
	TOTAL	495,855	97,382	159,813	13,982	211,785	2,659	485,621

Los comentarios realizados en el inciso análogo del Distrito Durazno, para las actividades de Lectura de Medidores y de Remisión de Facturas son válidos para el Montevideo.

Se realiza la misma aclaración para los comentarios correspondientes a la Cobranza Volante.

Oficina de Atención al Público

En el diseño de la estructura comercial de la Empresa Modelo, se ha respetado la actual red de oficinas comerciales de UTE para el distrito, asumiendo que dicha red refleja adecuadamente el grado de dispersión geográfica de la demanda.

Se procede de igual forma que la expuesta para el Distrito Durazno, con la salvedad de que, para la determinación de los recursos humanos necesarios se consideraron ratios específicos, correspondientes a zonas densamente pobladas.

Estos ratios son los siguientes:

- Gestión: 1 empleado cada 10.700 clientes.
- Servicio Técnico: 1 empleado cada 6.000 clientes.

Los estándares anteriores implican, en el caso más exigente (1 gestor cada 10.700 clientes), que si el 5% de los clientes asistiera mensualmente a la oficina comercial, cada gestor destinaría un tiempo medio de 15 minutos por atención, tiempo considerado muy conservador dada la dotación de sistemas de gestión considerada para la empresa modelo.

Oficina Comercial Centro

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		13	13	19,006
Atención Clientes	7		7	10,234
Totales	9	14	23	37,732

Oficina Comercial Buceo

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		4	4	5,848
Atención Clientes	2		2	2,924
Totales	4	5	9	17,264

Oficina Comercial Unión

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		19	19	27,778
Atención Clientes	10		10	14,620
Totales	12	20	32	50,890

Oficina Comercial Goes

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		16	16	23,392
Atención Clientes	9		9	13,158
Totales	11	17	28	45,042

Oficina Comercial Palacio

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		15	15	21,930
Atención Clientes	8		8	11,696
Totales	10	16	26	42,118

Oficina Comercial Pocitos

Grados	Gestión	S. Técnico	Total Personal	Total Remuneración Mensual USD
Jefe Of Com G	1		1	3,910
Sup Gestión Com	1		1	2,291
Sup Técnico Com		1	1	2,291
Aux Expl		13	13	19,006
Atención Clientes	7		7	10,234
Totales	9	14	23	37,732

RESUMEN DE GASTOS DE PERSONAL***Gastos de Personal de Comercialización de la Localidad Durazno***

Como se ha mencionado, es necesario realizar la asignación de los gastos de la Oficina Comercial calculados a nivel de distrito, a las localidades en estudio. Para ello se utiliza como *driver* el número de clientes en cada localidad.

Los gastos de la Oficina Comercial se asignan a cada localidad que atiende la misma en función del número de clientes, resultando los siguientes valores:

Localidad	Cantidad de Suministros	% Asignación	USD Mensuales
DURAZNO	10713	41%	19421
RESTO DISTRITO	15505	59%	28107
TOTAL Oficinas Comerciales	26218	100%	47528

Los gastos correspondientes a Lectura de Medidores, Remisión de Facturas y Cobranza resultaron:

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
4104	DURAZNO	10.713	1.889	3.271	289	4.597	0	10.046

Así el gasto total de personal para la localidad Durazno asciende a **USD 29.467**.

Gastos de Personal de Comercialización de la localidad Florencio Sánchez

Como se ha mencionado, es necesario realizar la asignación de los gastos de la Oficina Comercial calculados a nivel de distrito, a las localidades en estudio. Para ello se utiliza como *driver* el número de clientes en cada localidad.

Los gastos de la Oficina Comercial se asignan a cada localidad que atiende la misma en función del número de clientes, resultando los siguientes valores:

Localidad	Cantidad de Suministros	% Asignación	USD Mensuales
FLORENCIO SANCHEZ	2757	5%	4806
RESTO DISTRITO	50959	95%	88838
TOTAL Oficinas Comerciales	53716	100%	93644

Los gastos correspondientes a Lectura de Medidores, Remisión de Facturas y Cobranza resultaron:

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
4304	FLORENCIO SANCHEZ	2.757	488	847	75	1.183	0	2.593

Así el gasto total de personal para la localidad Florencio Sánchez asciende a **USD 7.399**.

Gastos de Personal de Comercialización correspondiente a la localidad rural del Distrito Las Piedras

Como se ha mencionado, es necesario realizar la asignación de los gastos de la Oficina Comercial calculados a nivel de distrito, a las localidades en estudio. Para ello se utiliza como

driver el número de clientes en cada localidad.

Los gastos de la Oficina Comercial se asignan a cada localidad que atiende la misma en función del número de clientes, resultando los siguientes valores:

Localidad	Cantidad de Suministros	% Asignación	USD Mensuales
DISTRITO LAS PIEDRAS	10711	23%	17514
RESTO DISTRITO	35345	77%	57792
TOTAL Oficinas Comerciales	46056	100%	75306

Los gastos correspondientes a Lectura de Medidores, Remisión de Facturas y Cobranza resultaron:

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
5400	DISTRITO LAS PIEDRAS	10,711	20,572	19,241	1,466	2,758	4,908	48,944

Así el gasto total de personal para la localidad rural del Distrito Las Piedras asciende a **USD 66.458**.

Gastos de Personal de Comercialización correspondiente a la localidad rural del Distrito Mercedes

Como se ha mencionado, es necesario realizar la asignación de los gastos de la Oficina Comercial calculados a nivel de distrito, a las localidades en estudio. Para ello se utiliza como *driver* el número de clientes en cada localidad.

Los gastos de la Oficina Comercial se asignan a cada localidad que atiende la misma en función del número de clientes, resultando los siguientes valores:

Localidad	Cantidad de Suministros	% Asignación	USD Mensuales
DISTRITO MERCEDES	4619	15%	7795
RESTO DISTRITO	27081	85%	45703
TOTAL Oficinas Comerciales	31700	100%	53498

Los gastos correspondientes a Lectura de Medidores, Remisión de Facturas y Cobranza resultaron:

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
4400	DISTRITO MERCEDES	4,619	8,870	8,296	631	1,189	2,116	21,102

Así el gasto total de personal para la localidad rural del Distrito Mercedes asciende a **USD 28.897**.

Gastos de Personal de Comercialización correspondiente a la localidad Montevideo E

Como se ha mencionado, es necesario realizar la asignación de los gastos de la Oficina Comercial calculados a nivel de distrito, a las localidades en estudio. Para ello se utiliza como *driver* el número de clientes en cada localidad.

Los gastos de la Oficina Comercial se asignan a cada localidad que atiende la misma en

función del número de clientes, resultando los siguientes valores:

Región	Cantidad de Suministros	% Asignación	USD Mensuales
MONTEVIDEO E	106434	21%	49536
RESTO MONTEVIDEO	389421	79%	181242
TOTAL Oficinas Comerciales	495855	100%	230778

Los gastos correspondientes a Lectura de Medidores, Remisión de Facturas y Cobranza resultaron:

CÓDIGO	ZONA	Total Clientes	USD Lectura de Medidores mes	USD Remisión de Facturas mes	USD Remisión Otros Documentos	USD Cobranza mes	USD Cobranza Volante mes	Total Costos Directos
1003	MONTEVIDEO E	106.434	18.724	32.444	2.865	45.673	0	99.705

Así el gasto total de personal para la localidad rural del Distrito Mercedes asciende a **USD 149.241**.

OTROS GASTOS DE COMERCIALIZACION

Como ya se presentó, **los otros gastos** están vinculados indirectamente con el usuario, corresponden a *Servicios específicos contratados; Bienes de uso, Generales y Otros*.

A éstos se los estima considerando que se corresponden con el 20 % del costo total de las actividades desarrolladas en las oficinas de la empresa, asumiendo que el 80% restante es el correspondiente a los RRHH.

Contemplando lo mencionado en el párrafo anterior, se utiliza como medio para determinar los otros gastos mencionados, los recursos humanos necesarios a nivel de distrito para la actividad de gestión y atención al público, para determinar los relacionados con la comercialización.

Para ello se admiten las erogaciones en RRHH que surgen de las Oficinas Comerciales propuestas por el Consultor.

Adicionalmente, se incluyen los costos de locomoción asociados a las Oficinas Comerciales del distrito.

El gasto total asociado al Distrito surge de agregar a los costos mencionados anteriormente, el gasto correspondiente al Distrito propiamente dicho, el cual incluye todas las asignaciones correspondientes a los niveles superiores de la organización.

Se presentan las necesidades de RRHH a nivel de distrito para cubrir las Oficinas Comerciales, la estimación de los Otros Gastos y los Gastos de Locomoción.

*Otros Gastos de Comercialización del Distrito Durazno***Gastos de Comercialización Asociados al Distrito Durazno**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Oficinas Comerciales	3	47,528
Otros Gastos de Personal Oficinas Comerciales		11,882
Otros Gastos-Locom.Serv.Tco.O.Comerciales	7	9,240
Total Otros Gastos		21,122
Total Gastos de Oficinas Comerciales del Distrito		68,650
Total Gastos Distrito Durazno (no incluye Oficinas Comerciales)		69,161
Total Gastos Asociados al Distrito		137,811

*Otros Gastos de Comercialización del Distrito Colonia***Gastos de Comercialización Asociados al Distrito Colonia**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Oficinas Comerciales	8	93,644
Otros Gastos de Personal Oficinas Comerciales		23,411
Otros Gastos-Locom.Serv.Tco.O.Comerciales	16	21,120
Total Otros Gastos		44,531
Total Gastos de Oficinas Comerciales del Distrito		138,175
Total Gastos Distrito Colonia (no incluye Oficinas Comerciales)		111,273
Total Gastos Asociados al Distrito		249,448

*Otros Gastos de Comercialización del Distrito Las Piedras***Gastos de Comercialización Asociados al Distrito Las Piedras**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Oficinas Comerciales	3	75,306
Otros Gastos de Personal Oficinas Comerciales		18,827
Otros Gastos-Locom.Serv.Tco.O.Comerciales	13	17,160
Total Otros Gastos		35,987
Total Gastos de Oficinas Comerciales del Distrito		111,293
Total Gastos Distrito Las Piedras (no incluye Oficinas Comerciales)		94,289
Total Gastos Asociados al Distrito		205,581

*Otros Gastos de Comercialización del Distrito Mercedes***Gastos de Comercialización Asociados al Distrito Mercedes**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Oficinas Comerciales	3	53,498
Otros Gastos de Personal Oficinas Comerciales		13,375
Otros Gastos-Locom.Serv.Tco.O.Comerciales	10	13,200
Total Otros Gastos		26,575
Total Gastos de Oficinas Comerciales del Distrito		80,073
Total Gastos Distrito Mercedes (no incluye Oficinas Comerciales)		77,190
Total Gastos Asociados al Distrito		157,262

*Otros Gastos de Comercialización de Montevideo***Gastos de Comercialización Asociados a Montevideo**

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Oficinas Comerciales	6	230,778
Otros Gastos de Personal Oficinas Comerciales		57,695
Otros Gastos-Locom.Serv.T.co.O.Comerciales	43	56,760
Total Otros Gastos		114,455
Total Gastos de Oficinas Comerciales Asociadas		345,233
Total Gastos Gerencia de Sector Montevideo (no incluye Oficinas Comerciales)		617,917
Total Gastos Asociados a la Gerencia de Sector		963,149

Otros Gastos de Comercialización de la Localidad Durazno

Los Otros Gastos calculados a nivel de distrito se prorratan a cada una de las localidades en función de sus clientes.

Los porcentajes de asignación son y el monto correspondiente de Otros Gastos son:

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO DURAZNO (RURAL)	5104	19%	13,361
SARANDI DEL YI	2660	10%	6,963
TRINIDAD	7746	30%	20,277
DURAZNO	10715	41%	28,049
Total		100%	68,650

Otros Gastos de Comercialización de la Localidad Florencio Sánchez

Los Otros Gastos calculados a nivel de distrito se prorratan a cada una de las localidades en función de sus clientes.

Los porcentajes de asignación son y el monto correspondiente de Otros Gastos son:

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO COLONIA	12941	24%	33274
OMBUES DE LAVALLE	1448	3%	3723
NUEVA PALMIRA	3590	7%	9231
FLORENCIO SANCHEZ	2758	5%	7091
COLONIA VALDENSE	1244	2%	3199
TARARIRAS	2711	5%	6970
ROSARIO	3730	7%	9590
NUEVA HELVECIA	4040	8%	10388
JUAN LACAZE	5155	10%	13254
COLONIA DEL SACRAMENTO	9665	18%	24850
CARMELO	6458	12%	16605
Total		100%	138175

Otros Gastos de Comercialización de la localidad rural del Distrito Las Piedras

Los Otros Gastos calculados a nivel de distrito se prorratan a cada una de las localidades en función de sus clientes.

Los porcentajes de asignación son y el monto correspondiente de Otros Gastos son:

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO LAS PIEDRAS	10714	23%	25,885
SAN RAMON	2650	6%	6,402
LAS PIEDRAS	29327	64%	70,854
SAUCE	1999	4%	4,830
SANTA ROSA	1375	3%	3,322
Total		100%	111,293

Otros Gastos de Comercialización de la localidad rural del Distrito Mercedes

Los Otros Gastos calculados a nivel de distrito se prorratan a cada una de las localidades en función de sus clientes.

Los porcentajes de asignación son y el monto correspondiente de Otros Gastos son:

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO MERCEDES	4623	15%	11,674
MERCEDES	13618	43%	34,389
FRAY BENTOS	7769	25%	19,619
DOLORES	5699	18%	14,391
Total		100%	80,073

Otros Gastos de Comercialización de la localidad Montevideo E

Los Otros Gastos calculados a nivel de distrito se prorratan a cada una de las localidades en función de sus clientes.

Los porcentajes de asignación son y el monto correspondiente de Otros Gastos son:

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
MONTEVIDEO RURAL	5811	1%	4,044
MONTEVIDEO E	106506	21%	74,112
MONTEVIDEO F	90321	18%	62,850
MONTEVIDEO H	85910	17%	59,781
MONTEVIDEO J	46227	9%	32,167
MONTEVIDEO C	47036	9%	32,730
MONTEVIDEO K	21162	4%	14,726
MONTEVIDEO N	82612	17%	57,486
MONTEVIDEO A	10544	2%	7,337
Total		100%	345,233

ASIGNACIÓN DE GASTOS DE LAS JEFATURAS DE DISTRITO EN COMERCIAL Y O&M

Según lo planteado en “Gastos Indirectos de Distritos”, para poder realizar la correcta asignación de los Gastos de las Jefaturas de Distritos en Comercial y O&M, es necesario disponer de los costos que origina la Explotación Comercial.

En este punto, los elementos necesarios para realizar la asignación en cuestión, se encuentran disponibles, a excepción de los gastos directos de O&M por distrito. Estos gastos se calculan más adelante, en el inciso correspondiente a Explotación Técnica, pero se utilizan en esta instancia, con el objetivo de poder realizar las asignaciones.

Asignación gastos Jefatura de Distrito Durazno en Comercial y O&M

ITEM	USD Mensuales	Asignación
Gastos Directos Comercialización y Gasto Total Oficinas Comerciales del Distrito	111,778	31%
O&M Distrito Urbano Rural	244,161	69%
Descripción		USD Mensuales
Gastos de Jefatura RRHH		24,612
Otros gastos Jefatura		6,153
Total Asignación Estructura Centralizada y Gerencia Sector		38,396
Total Gastos Distrito Durazno (no incluye Of Com)		69,161
Asignación a Comercialización		21719
Asignación a O&M		47442

Los gastos correspondientes a comercialización se asignan a cada localidad con los siguientes porcentajes, resultando:

Gastos Jefatura Distrito Durazno	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO DURAZNO (RURAL)	19%	4227
SARANDI DEL YI	10%	2203
TRINIDAD	30%	6415
DURAZNO	41%	8874
Total		21719

Los gastos correspondientes a O&M se asignan a las zonas urbanas y rurales, posteriormente a las localidades y finalmente se desagregan según segmento del sistema de la siguiente manera:

Distrito Durazno	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	353243	12%
Rural	2576686	88%
Gastos Jefatura Distrito USD Mensuales	47442	
Urbano	5720	
Rural	41722	

Localidad Durazno	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	353243	
Gastos Directos Localidad	152894	43%
Gastos Jefatura de Distrito Urbano USD Mensuales	5720	
Gastos Indirectos Localidad	2476	

COSTOS O&M Directos Localidad DURAZNO	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Jefatura por Segmento del Sistema USD Mensuales
SUB.PISO MT-BT	10092	7%	163
SUB.AÉREAS MT-BT	33451	22%	542
RED DE BAJA TENSIÓN	75647	49%	1225
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	10093	7%	163
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	14310	9%	232
RED DE MEDIA TENSIÓN SUB	9301	6%	151
Total	152894	100%	2476

Asignación gastos Jefatura de Distrito Colonia en Comercial y O&M

Gastos Directos Distrito Colonia	USD Mensuales	Asignación
Gastos Directos Comercialización y Gasto Total Oficinas Comerciales del Distrito	235,564	35%
O&M Distrito Urbano Rural	446,530	65%
Descripción		USD Mensuales
Gastos de Jefatura RRHH		26,074
Otros gastos Jefatura		6,519
Total Asignación Estructura Centralizada y Gerencia Sector		78,680
Total Gastos Distrito Colonia (no incluye Of Com)		111,273
Asignación a Comercialización		38429
Asignación a O&M		72844

Los gastos correspondientes a comercialización se asignan a cada localidad con los siguientes porcentajes, resultando:

Localidad	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO COLONIA	24%	9254
OMBUES DE LAVALLE	3%	1035
NUEVA PALMIRA	7%	2567
FLORENCIO SANCHEZ	5%	1972
COLONIA VALDENSE	2%	890
TARARIRAS	5%	1939
ROSARIO	7%	2667
NUEVA HELVECIA	8%	2889
JUAN LACAZE	10%	3686
COLONIA DEL SACRAMENTO	18%	6911
CARMELO	12%	4618
Total		38429

Los gastos correspondientes a O&M se asignan a las zonas urbanas y rurales, posteriormente a las localidades y finalmente se desagregan según segmento del sistema de la siguiente manera:

Distrito Colonia	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	865621	16%
Rural	4492741	84%
Gastos Jefatura Distrito USD Mensuales	72844	
Urbano	11768	
Rural	61077	

Localidad Florencio Sánchez	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	865621	
Gastos Directos Localidad	64978	8%
Gastos Jefatura de Distrito Urbano USD Mensuales	11768	
Gastos Indirectos Localidad	883	

COSTOS O&M Directos Localidad Florencio Sánchez	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Jefatura por Segmento del Sistema USD Mensuales
SUB.PISO MT-BT	1837	3%	25
SUB.AÉREAS MT-BT	13731	21%	187
RED DE BAJA TENSIÓN	33202	51%	451
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	763	1%	10
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	14870	23%	202
RED DE MEDIA TENSIÓN SUB	575	1%	8
Total	64978	100%	883

Asignación gastos Jefatura de Distrito Las Piedras en Comercial y O&M

Gastos Directos Distrito Colonia	USD Mensuales	Asignación
Gastos Directos Comercialización y Gasto Total Oficinas Comerciales del Distrito	193,386	52%
O&M Distrito Urbano Rural	175,709	48%
Descripción		USD Mensuales
Gastos de Jefatura RRHH		26,074
Otros gastos Jefatura		6,519
Total Asignación Estructura Centralizada y Gerencia Sector		61,696
Total Gastos Distrito Las Piedras (no incluye Of Com)		94,289
Asignación a Comercialización		49402
Asignación a O&M		44886

Los gastos correspondientes a comercialización se asignan a cada localidad con los siguientes porcentajes, resultando:

Localidad	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO LAS PIEDRAS	23%	11,490
SAN RAMON	6%	2,842
LAS PIEDRAS	64%	31,452
SAUCE	4%	2,144
SANTA ROSA	3%	1,475
Total		49,402

Los gastos correspondientes a O&M se asignan a las zonas urbanas y rurales, posteriormente a las localidades y finalmente se desagregan según segmento del sistema de la siguiente manera:

Distrito Las Piedras	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	565734	27%
Rural	1542771	73%
Gastos Jefatura Distrito USD Mensuales	44886	
Urbano	12044	
Rural	32843	

Localidad Rural de las Piedras	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	1542771	
Gastos Directos Localidad	1542771	100%
Gastos Jefatura de Distrito Rural USD Mensuales	32843	
Gastos Indirectos Localidad	32843	

COSTOS O&M Directos Localidad Rural de Las Piedras	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Jefatura por Segmento del Sistema USD Mensuales
SUB.PISO MT-BT	740	0%	16
SUB.AÉREAS MT-BT	537415	35%	11441
RED DE BAJA TENSIÓN	255133	17%	5431
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	0	0.00%	0
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	748294	49%	15930
RED DE MEDIA TENSIÓN SUB	1189	0.08%	25
Total	1542771	100%	32843

Asignación gastos Jefatura de Distrito Mercedes en Comercial y O&M

Gastos Directos Distrito Mercedes	USD Mensuales	Asignación
Gastos Directos Comercialización y Gasto Total Oficinas Comerciales del Distrito	126,581	47%
O&M Distrito Urbano Rural	141,848	53%
Descripción		USD Mensuales
Gastos de Jefatura RRHH		24,612
Otros gastos Jefatura		6,153
Total Asignación Estructura Centralizada y Gerencia Sector		46,425
Total Gastos Distrito Mercedes (no incluye Of Com)		77,190
Asignación a Comercialización		36400
Asignación a O&M		40790

Los gastos correspondientes a comercialización se asignan a cada localidad con los siguientes porcentajes, resultando:

Localidad	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO MERCEDES	15%	5,307
MERCEDES	43%	15,633
FRAY BENTOS	25%	8,918
DOLORES	18%	6,542
Total		36,400

Los gastos correspondientes a O&M se asignan a las zonas urbanas y rurales, posteriormente a las localidades y finalmente se desagregan según segmento del sistema de la siguiente manera:

Distrito Mercedes	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	427897	25%
Rural	1274274	75%
Gastos Jefatura Distrito USD Mensuales	40790	
Urbano	10254	
Rural	30536	

Localidad Rural de Mercedes	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	1274274	
Gastos Directos Localidad	1274274	100%
Gastos Jefatura de Distrito Rural USD Mensuales	30536	
Gastos Indirectos Localidad	30536	

COSTOS O&M Directos Localidad Rural de Mercedes	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Jefatura por Segmento del Sistema USD Mensuales
SUB.PISO MT-BT	740	0%	18
SUB.AÉREAS MT-BT	352365	28%	8444
RED DE BAJA TENSIÓN	82822	6%	1985
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	0	0.00%	0
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	836472	66%	20045
RED DE MEDIA TENSIÓN SUB	1875	0.15%	45
Total	1274274	100%	30536

Asignación gastos Gerencia de Sector Montevideo en Comercial y O&M

Gastos Directos Distrito Colonia	USD Mensuales	Asignación
Gastos Directos Comercialización y Gasto Total Oficinas Comerciales Asociadas	830,854	49%
O&M Distrito Urbano Rural	868,410	51%
Descripción		USD Mensuales
Gastos de Gerencia RRHH		103,124
Otros gastos Jefatura		25,781
Total Asignación Estructura Centralizada		489,012
Total Gastos Gerencia Sector Montevideo (no incluye Of Com)		617,917
Asignación a Comercialización		302130
Asignación a O&M		315787

Los gastos correspondientes a comercialización se asignan a cada localidad con los siguientes porcentajes, resultando:

Localidad	Asignación	USD Mensuales
MONTEVIDEO RURAL	1%	3,539
MONTEVIDEO E	21%	64,859
MONTEVIDEO F	18%	55,003
MONTEVIDEO H	17%	52,317
MONTEVIDEO J	9%	28,151
MONTEVIDEO C	9%	28,644
MONTEVIDEO K	4%	12,887
MONTEVIDEO N	17%	50,309
MONTEVIDEO A	2%	6,421
Total		302,130

Los gastos correspondientes a O&M se asignan a las zonas urbanas y rurales, posteriormente a las localidades y finalmente se desagregan según segmento del sistema de la siguiente manera:

Montevideo	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	9899141	95%
Rural	521777	5%
Gastos Jefatura Distrito USD Mensuales	315787	
Urbano	299975	
Rural	15811	

Localidad Montevideo E	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	9899141	
Gastos Directos Localidad	1410250	14%
Gastos Jefatura de Distrito Urbano USD Mensuales	299975	
Gastos Indirectos Localidad	42735	

COSTOS O&M Directos Localidad Montevideo E	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Jefatura por Segmento del Sistema USD Mensuales
SUB.PISO MT-BT	482571	34%	14623
SUB.AÉREAS MT-BT	70787	5%	2145
RED DE BAJA TENSIÓN	323153	23%	9793
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	335139	24%	10156
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	0	0.00%	0
RED DE MEDIA TENSIÓN SUB	198599	14%	6018
Total	1410250	100%	42735

GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN A NIVEL DE LOCALIDAD

En las siguientes tablas se resumen los *gastos mensuales* obtenidos.

Localidad Durazno

Gastos de Comercialización Localidad Durazno	Monto Mensual en USD
Lectura de Medidores	1889
Remisión de Facturas	3560
Cobranza	4597
Oficina Comercial	28049
Indirectos Distrito (inc todas las asig)	8874
Total Localidad	46969

Estos costos de comercialización son asignados de manera preliminar a los niveles de media y de baja tensión y, al sólo efecto de poder estimar los costos por nivel de tensión. Para ello se utilizan el número de clientes de cada localidad de acuerdo a la información suministrada (ADT 0701), resultando para la localidad Durazno una participación del 0,0187% para MT y del 99,9813% para BT.

Gastos de Comercialización Localidad Durazno	Monto Mensual en USD
MT	9
BT	46960
Total Localidad	46969

Localidad Florencio Sanchez

Gastos de Comercialización Localidad Florencio Sanchez	Monto Mensual en USD
Lectura de Medidores	488
Remisión de Facturas	922
Cobranza	1183
Oficina Comercial	7091
Indirectos Distrito (inc todas las asig)	1972
Total Localidad	11656

Para la confección del siguiente cuadro, se procede en forma análoga a lo expuesto para la localidad Durazno. Las participaciones que corresponden a esta localidad Florencio Sanchez son del 0,0363% para MT y del 99,9637% para BT.

Gastos de Comercialización Localidad Florencio Sanchez	Monto Mensual en USD
MT	4
BT	11652
Total Localidad	11656

Localidad Rural de Distrito Las Piedras

Gastos de Comercialización Localidad D. Las Piedras	Monto Mensual en USD
Lectura de Medidores	20572
Remisión de Facturas	20707
Cobranza	7666
Oficina Comercial	25885
Indirectos Distrito (inc todas las asig)	11490
Total Localidad	86319

Para la confección del siguiente cuadro, se procede en forma análoga a lo expuesto para la localidad Durazno. Las participaciones que corresponden a esta localidad Distrito Las Piedras son del 0,028% para MT y del 99,972% para BT.

Gastos de Comercialización Localidad D. Las Piedras	Monto Mensual en USD
MT	24
BT	86295
Total Localidad	86319

Localidad Rural de Distrito Mercedes

Gastos de Comercialización Localidad D.Mercedes	Monto Mensual en USD
Lectura de Medidores	8870
Remisión de Facturas	8926
Cobranza	3306
Oficina Comercial	11674
Indirectos Distrito (inc todas las asig)	5307
Total Localidad	38083

Para la confección del siguiente cuadro, se procede en forma análoga a lo expuesto para la localidad Durazno. Las participaciones que corresponden a la localidad Distrito Mercedes son del 0,0865% para MT y del 99,9135% para BT.

Gastos de Comercialización Localidad Mercedes	Monto Mensual en USD
MT	33
BT	38050
Total Localidad	38083

Localidad Montevideo E

Gastos de Comercialización Localidad Montevideo E	Monto Mensual en USD
Lectura de Medidores	18724
Remisión de Facturas	35309
Cobranza	45673
Oficina Comercial	74112
Indirectos Distrito (inc todas las asig)	64859
Total Localidad	238677

Para la confección del siguiente cuadro, se procede en forma análoga a lo expuesto para la localidad Durazno. Las participaciones que corresponden a la localidad Montevideo E son del 0,0676% para MT y del 99,9324% para BT.

Gastos de Comercialización Localidad Montevideo E	Monto Mensual en USD
MT	161
BT	238516
Total Localidad	238677

GASTOS DE EXPLOTACIÓN TÉCNICA

Presentada la metodología general para el tratamiento de los costos de O&M (en el Numeral 4), en este inciso se procede a la determinación de los mismos.

El análisis de los costos de O&M se realiza en el nivel de los distritos, pues resulta conveniente reflejar las economías de escala que resultan de atender mayor cantidad de instalaciones.

Los costos que se calculan en los incisos siguientes son los costos directos de O&M. Una vez obtenidos todos los costos de O&M en el nivel del distrito, se realiza una doble asignación de

los mismos, primero a las distintas zonas (rurales y urbanas), posteriormente a cada localidad en estudio y, finalmente según nivel de tensión (MT y BT).

La asignación en zonas, para los costos directos es inmediata porque han sido calculados por zonas, mientras que los costos indirectos se asignan a las distintas zonas utilizando los costos directos como ponderador (*driver*).

Las instalaciones utilizadas para la cuantificación de las tareas son las propias de UTE considerando el distrito, excepto que en el nivel de las localidades se realizaron los ajustes correspondientes resultantes del estudio de VNR.

GASTOS DIRECTOS

Introducción

Para el cálculo de los gastos directos de O&M se utiliza un modelo que contempla los lineamientos metodológicos expresados anteriormente.

Se presentan los elementos considerados para la valorización de las actividades de O&M.

El costo horario utilizado para la valorización del transporte necesario en el desarrollo de las tareas de O&M es:

Costo horario del transporte

Codigo	Descripción	\$/hora
v1	Automovil	6
v2	Camioneta	7.5
v3	Camión	15
v4	Hidro 10 mts.	10
v5	Grua chica	50
v6	Crua Grande	100
v7	Camión Busca-faltas	20

El precio horario de la movilidad incluye mantenimiento, combustible, seguros y amortización del vehículo.

A continuación, se incluye el costo horario de la mano de obra necesaria para el desarrollo de las tareas de O&M:

Costo horario de la mano de Obra

Codigo	Descripción	\$/hora
o1	Oficial	9.6
o2	1/2 Oficial	8
o3	Ayudante	7.8
o4	Chofer	6.7

- Para la valorización de la mano de obra se utilizan las remuneraciones propuestas en “Estructura de Remuneraciones”.
- La carga adicional de horas-hombre debida a condiciones climáticas se establece en un 5%. Esta consideración afecta a las actividades de Operación y de

Reparación. Este 5% corresponde sólo a situaciones eventuales, motivo por el cual el tiempo no empleado en estos eventos es utilizado para realizar las actividades normales en cuestión.

- La carga adicional de horas-hombre debida a guardias nocturnas se establece en un 15%. Esta consideración afecta a las actividades de Operación y de Reparación. Se considera que las guardias nocturnas están constituidas, en promedio, por la tercera parte de una guardia diurna (7,5 horas efectivas, según modelo O&M). Esto significa que las guardias nocturnas representan el 33,3% de una guardia diurna. Adicionalmente se estima una producción promedio para la guardia nocturna del 50% de la producción de la guardia diurna. Sobre la base de lo expresado, se concluye que hay una pérdida de producción del 15% aproximadamente (33,3% x 50%). Esta pérdida de producción se contempla dentro de este 15% + 5% por eventualidades climáticas, según se detalló al inicio de este punto.
- El tiempo de traslado entre puntos de actuación sobre redes se establece en 15 minutos para zonas urbanas y en 45 minutos para zonas rurales.
- La carga de trabajo se considera sobre la base de 48 semanas anuales, 22 días mensuales y de 7,5 horas diarias efectivas. Esto significa que, por semana, el personal trabaja 5 días y descansa 2 días.
- En la Operación de las redes de BT se consideraron las incidencias (incidencias de suministros) debidas a actuaciones a nivel de la protección del cliente (el número de visitas anuales es el 3% del número total de clientes).
- En la operación de las redes subterráneas se considera una tarea asociada a la detección de las fallas en cables.

Es necesario aclarar que la categoría Chofer se aplica solamente para la operación de grúas o camiones.

Se presentan las distintas cuadrillas típicas consideradas para la ejecución de las tareas, indicando el personal convocado y la movilidad.

Considerando la valorización de la mano de obra y de la movilidad se presenta además el costo horario de la cuadrilla y la incidencia en el total de la mano de obra y de la movilidad.

Se ha utilizado la siguiente codificación para la clasificación del personal y de la movilidad:

Personal		Movilidad	
Codigo	Descripción	Codigo	Descripción
o1	Oficial	v1	Automovil
o2	1/2 Oficial	v2	Camioneta
o3	Ayudante	v3	Camión
o4	Chofer	v4	Hidro 10 mts.
		v5	Grúa chica
		v7	Grúa Grande
		v6	Cam Busca-faltas

A su vez, el siguiente cuadro sintetiza la constitución de cada cuadrilla tipo y los costos horarios resultantes.

Codigo	Cuadrilla							Transporte			\$/hora	% Mano de Obra	% Transporte
	o1	o2	-	-	-	-	-	v4	-	-			
c1	9.6	8	0	0	0	0	0	10	0	0	28	64%	36%
	o1	o3	-	-	-	-	-	v2	-	-			
c2	9.6	7.8	0	0	0	0	0	7.5	0	0	25	70%	30%
	o1	o3	o3	-	-	-	-	v5	-	-			
c3	9.6	7.8	7.8	0	0	0	0	0	50	0	75	34%	66%
	o1	o1	o2	o3	o3	o4	o4	v2	v4	-			
c4	9.6	9.6	8	7.8	7.8	6.7	6.7	7.5	10	0	74	76%	24%
	o1	o3	o3	o4	-	-	-	v3	v6	-			
c5	9.6	7.8	7.8	6.7	0	0	0	15	100	0	147	22%	78%
	o1	o3	o3	o4	-	-	-	v2	v5	-			
c6	9.6	7.8	7.8	6.7	0	0	0	7.5	50	0	89	36%	64%
	o1	o2	o3	-	-	-	-	v4	-	-			
c7	9.6	8	7.8	0	0	0	0	10	0	0	35	72%	28%
	o1	o2	o3	-	-	-	-	v7	-	-			
c8	9.6	8	7.8	0	0	0	0	20	0	0	45	56%	44%
	o1	o2	o3	o4	-	-	-	v3	-	-			
c9	9.6	8	7.8	6.7	0	0	0	15	0	0	47	68%	32%

Sobre la base de los metodología propuesta se obtienen, a nivel de Distrito, los costos de O&M para las redes de MT, centros de transformación MT-BT y redes de BT.

Cabe destacar que los datos de entrada al modelo son:

- Número de clientes.
- Instalaciones a nivel de distrito, identificadas por segmento del sistema de distribución (redes de BT, centros de transformación y redes de MT).
- Costos de cuadrillas.
- Tiempos de traslado entre actividades para zonas urbanas y rurales.

En el Anexo I se presentan las salidas intermedias del modelo de cálculo de O&M. En estas salidas pueden apreciarse:

- Las instalaciones consideradas
- Las frecuencias anuales de realización de cada actividad
- El costo de la mano de obra y movilidad
- El costo de los materiales considerados

Análisis de Procesos para el Distrito DURAZNO

RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	189,544	334
Rural	154,663	270
Total	344,207	604

RED DE BAJA TENSIÓN SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	10,273	26
Rural	0	0
Total	10,273	26

SUBESTACIONES MT-BT AEREAS	Monto (\$)	Unidades
Urbano	66,476	155
Rural	481,900	1,250
Total	548,376	1,405

SUBESTACIONES MT-BT PISO	Monto (\$)	Unidades
Urbano	22,020	24
Rural	3,700	5
Total	25,720	29

RED DE MEDIA TENSION AEREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	44,536	70
Rural	1,750,975	2,514
Total	1,795,511	2,584

RED DE MEDIA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	13,402	26
Rural	1,815	3
Total	15,217	29

APARATOS DE MANIOBRA	Monto (\$)	Unidades
Urbano	6,992	234
Rural	183,633	5,034
Total	190,625	5,268

Análisis de Procesos para el Distrito COLONIA

RED DE BAJA TENSION AEREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	416,066	756
Rural	310,625	513
Total	726,691	1,269

RED DE BAJA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	9,496	24
Rural	0	0
Total	9,496	24

SUBESTACIONES MT-BT AEREAS	Monto (\$)	Unidades
Urbano	186,561	435
Rural	1,260,265	3,269
Total	1,446,826	3,704

SUBESTACIONES MT-BT PISO	Monto (\$)	Unidades
Urbano	59,639	65
Rural	13,321	18
Total	72,960	83

RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	154,104	243
Rural	2,620,940	3,764
Total	2,775,044	4,007

RED DE MEDIA TENSIÓN SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	22,245	43
Rural	11,521	20
Total	33,766	63

APARATOS DE MANIOBRA	Monto (\$)	Unidades
Urbano	17,510	586
Rural	276,069	7,568
Total	293,579	8,154

Análisis de Procesos para el Distrito LAS PIEDRAS

RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	315,955	552
Rural	255,133	434
Total	571,088	986

RED DE BAJA TENSIÓN SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	5,471	14
Rural	0	0
Total	5,471	14

SUBESTACIONES MT-BT AEREAS	Monto (\$)	Unidades
Urbano	108,506	253
Rural	537,415	1,394
Total	645,921	1,647

SUBESTACIONES MT-BT PISO	Monto (\$)	Unidades
Urbano	47,711	52
Rural	740	1
Total	48,451	53

RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	71,399	113
Rural	729,544	1,047
Total	800,943	1,160

RED DE MEDIA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	14,571	28
Rural	1,153	2
Total	15,724	30

APARATOS DE MANIOBRA	Monto (\$)	Unidades
Urbano	2,121	71
Rural	18,786	515
Total	20,907	586

Análisis de Procesos para el Distrito MERCEDES

RED DE BAJA TENSION AEREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	220,135	370
Rural	82,822	127
Total	302,957	497

RED DE BAJA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	5,932	15
Rural	0	0
Total	5,932	15

SUBESTACIONES MT-BT AEREAS	Monto (\$)	Unidades
Urbano	77,198	180
Rural	352,365	914
Total	429,563	1,094

SUBESTACIONES MT-BT PISO	Monto (\$)	Unidades
Urbano	43,123	47
Rural	740	1
Total	43,863	48

RED DE MEDIA TENSION AEREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	61,588	97
Rural	813,259	1,168
Total	874,847	1,265

RED DE MEDIA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	17,949	35
Rural	1,815	3
Total	19,764	38

APARATOS DE MANIOBRA	Monto (\$)	Unidades
Urbano	1,972	66
Rural	23,273	638
Total	25,245	704

Análisis de Procesos para MONTEVIDEO

RED DE BAJA TENSION AÉREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	3,566,815	5,824
Rural	131,561	226
Total	3,698,376	6,050

RED DE BAJA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	1,175,102	2,965
Rural	7,918	17
Total	1,183,020	2,982

SUBESTACIONES MT-BT AEREAS	Monto (\$)	Unidades
Urbano	570,406	1,330
Rural	109,488	284
Total	679,894	1,614

SUBESTACIONES MT-BT PISO	Monto (\$)	Unidades
Urbano	2,249,750	2,452
Rural	32,563	44
Total	2,282,313	2,496

RED DE MEDIA TENSION AÉREA	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	1,083,875	1,706
Rural	151,777	217
Total	1,235,652	1,923

RED DE MEDIA TENSION SUBT	Monto (\$)	Longitud (km)
Urbano	888,537	1,723
Rural	40,975	71
Total	929,512	1,794

APARATOS DE MANIOBRA	Monto (\$)	Unidades
Urbano	364,656	12,204
Rural	47,495	1,302
Total	412,151	13,506

Gastos Directos de O&M de la localidad Durazno

Localidad Durazno	MT		BT		Subest.aéreas MT-BT	Subest.piso MT-BT
	Cable	Línea	Línea	Cable		
Porcentaje de Asignación	61%	29%	40%	98%	50%	46%
Costos Distrito Directos O&M USD anuales	15296	49634	189544	10273	66476	22020
Costos Localidad Directos O&M USD anuales	9301	14310	75647	10093	33451	10092

Gastos Directos de O&M de la localidad Florencio Sanchez

Localidad Florencio Sánchez	MT		BT		Subest.aéreas MT-BT	Subest.piso MT-BT
	Cable	Línea	Línea	Cable		
Porcentaje de Asignación	2%	9%	8%	8%	7%	3%
Costos Distrito Directos O&M USD anuales	24878	168981	416066	9496	186561	59639
Costos Localidad Directos O&M USD anuales	575	14870	33202	763	13731	1837

Gastos Directos de O&M de la localidad rural Las Piedras

Localidad Rural Las Piedras	MT		BT		Subest.aéreas MT-BT	Subest.piso MT-BT
	Cable	Línea	Línea	Cable		
Porcentaje de Asignación	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Costos Distrito Directos O&M USD anuales	1189	748294	255133	0	537415	740
Costos Localidad Directos O&M USD anuales	1189	748294	255133	0	537415	740

Gastos Directos de O&M de la localidad rural Mercedes

Localidad Rural de Mercedes	MT		BT		Subest.aéreas MT-BT	Subest.piso MT-BT
	Cable	Línea	Línea	Cable		
Porcentaje de Asignación	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Costos Distrito Directos O&M USD anuales	1875	836472	82822	0	352365	740
Costos Localidad Directos O&M USD anuales	1875	836472	82822	0	352365	740

Gastos Directos de O&M de la localidad Montevideo E

Localidad Montevideo E	MT		BT		Subest.aéreas MT-BT	Subest.piso MT-BT
	Cable	Línea	Línea	Cable		
Porcentaje de Asignación	19%	0%	9%	29%	12%	21%
Costos Distrito Directos O&M USD anuales	1071769	1265299	3566815	1175102	570406	2249750
Costos Localidad Directos O&M USD anuales	198599	0	323153	335139	70787	482571

GASTOS INDIRECTOS

En forma análoga a lo realizado para las actividades del Ciclo Comercial, las remuneraciones a valores de mercado correspondientes a los cargos definidos para llevar a cabo las actividades de O&M, son afectadas por 1.25, considerando los costos que generan los funcionarios.

En el siguiente cuadro pueden observarse, por categoría, la cantidad de horas-hombre necesarias para llevar a cabo las actividades de O&M, la valorización de estas horas-hombre y

las erogaciones indirectas asociadas a estos funcionarios:

Gastos Indirectos del Distrito Durazno

categoria	hs-hombre	costo horario	total	total costos indirectos
Oficial	53,653	9.60	515,069	128,767
1/2 Oficial	18,053	8.00	144,424	36,106
Ayudante	50,066	7.80	390,515	97,629
Chofer	14,276	6.70	95,649	23,912
Total			1,145,657	286,414

Resulta así un monto de costos indirectos de USD 286.414 anuales para el Distrito Durazno.

Gastos Indirectos del Distrito Colonia

categoria	hs-hombre	costo horario	total	total costos indirectos
Oficial	94,558	9.60	907,757	226,939
1/2 Oficial	28,768	8.00	230,144	57,536
Ayudante	88,456	7.80	689,957	172,489
Chofer	21,904	6.70	146,757	36,689
Total			1,974,614	493,654

Análogamente, resulta así para el Distrito Colonia USD 493.654 anuales.

Gastos Indirectos del Distrito Las Piedras

categoria	hs-hombre	costo horario	total	total costos indirectos
Oficial	34,636	9.60	332,506	83,126
1/2 Oficial	9,646	8.00	77,168	19,292
Ayudante	32,662	7.80	254,764	63,691
Chofer	6,268	6.70	41,996	10,499
Total			706,433	176,608

Análogamente, resulta así para el Distrito Las Piedras USD 176.608 anuales.

Gastos Indirectos del Distrito Mercedes

categoria	hs-hombre	costo horario	total	total costos indirectos
Oficial	28,777	9.60	276,259	69,065
1/2 Oficial	9,268	8.00	74,144	18,536
Ayudante	26,721	7.80	208,424	52,106
Chofer	6,886	6.70	46,136	11,534
Total			604,963	151,241

Análogamente, resulta así para el Distrito Mercedes USD 151.241 anuales.

Gastos Indirectos de Montevideo

categoria	hs-hombre	costo horario	total	total costos indirectos
Oficial	174,098	9.60	1,671,341	417,835
1/2 Oficial	33,580	8.00	268,640	67,160
Ayudante	156,856	7.80	1,223,477	305,869
Chofer	7,940	6.70	53,198	13,300
Total			3,216,656	804,164

Análogamente, resulta así para Montevideo USD 804.164 anuales.

Gastos indirectos de la localidad Durazno

Los gastos indirectos se asignan según zona urbana y rural, utilizando como *driver* la incidencia de los costos directos de O&M de cada zona.

Distrito Durazno	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	353243	12%
Rural	2576686	88%
Gastos Indirectos USD Anuales O&M	286414	
Urbano	34531	
Rural	251883	

Los gastos indirectos del sector urbano se trasladan a la localidad de Durazno considerando la participación porcentual de sus costos directos sobre el total de los costos urbanos.

Localidad Durazno	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	353243	
Gastos Directos Localidad	152894	43%
Gastos Indirectos Urbano USD Anuales	34531	
Gastos Indirectos O&M Localidad	14946	

Luego los gastos de la localidad se asignan por segmento del sistema:

COSTOS O&M Directos Localidad DURAZNO	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Indirectos por Segmento del Sistema USD Anuales
SUBEST.PISO MT-BT	10092	7%	987
SUBEST.AÉREAS MT-BT	33451	22%	3270
RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	75647	49%	7395
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	10093	7%	987
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	14310	9%	1399
RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	9301	6%	909
Total	152894	100%	14946

Gastos Indirectos de la localidad Florencio Sánchez

Se procede en forma análoga a lo realizado para la localidad de Durazno.

Distrito Colonia	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	865621	16%
Rural	4492741	84%
Gastos Indirectos USD Anuales O&M	493654	
Urbano	79748	
Rural	413906	

Los gastos indirectos del sector urbano se trasladan a la localidad de Florencio Sánchez considerando la participación porcentual de sus costos directos sobre el total de los costos urbanos.

Localidad Florencio Sánchez	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	865621	
Gastos Directos Localidad	64978	8%
Gastos Indirectos Urbano USD Anuales	79748	
Gastos Indirectos O&M Localidad	5986	

COSTOS O&M Directos Localidad Florencio Sánchez	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Indirectos por Segmento del Sistema USD Anuales
SUBEST.PISO MT-BT	1837	3%	169
SUBEST.AÉREAS MT-BT	13731	21%	1265
RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	33202	51%	3059
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	763	1%	70
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	14870	23%	1370
RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	575	1%	53
Total	64978	100%	5986

Gastos Indirectos de la localidad rural Las Piedras

Se procede en forma análoga a lo realizado para la localidad de Durazno.

Distrito Las Piedras	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	565734	27%
Rural	1542771	73%
Gastos Indirectos USD Anuales O&M	176608	
Urbano	47386	
Rural	129222	

Los gastos indirectos del sector rural se trasladan a la localidad rural de Las Piedras considerando la participación porcentual de sus costos directos sobre el total de los costos rurales.

Localidad Rural de las Piedras	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	1542771	
Gastos Directos Localidad	1542771	100%
Gastos Indirectos Rural USD Anuales	129222	
Gastos Indirectos O&M Localidad	129222	

COSTOS O&M Directos Localidad Rural de Las Piedras	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Indirectos por Segmento del Sistema USD Anuales
SUBEST.PISO MT-BT	740	0%	62
SUBEST.AÉREAS MT-BT	537415	35%	45014
RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	255133	17%	21370
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	0	0.00%	0
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	748294	49%	62677
RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	1189	0.08%	100
Total	1542771	100%	129222

Gastos Indirectos de la localidad rural Mercedes

Se procede en forma análoga a lo realizado para la localidad de Durazno.

Distrito Mercedes	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	427897	25%
Rural	1274274	75%
Gastos Indirectos USD Anuales O&M	151241	
Urbano	38019	
Rural	113221	

Los gastos indirectos del sector rural se trasladan a la localidad rural de Mercedes considerando la participación porcentual de sus costos directos sobre el total de los costos rurales.

Localidad Rural de Mercedes	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	1274274	
Gastos Directos Localidad	1274274	100%
Gastos Indirectos Rural USD Anuales	113221	
Gastos Indirectos O&M Localidad	113221	

COSTOS O&M Directos Localidad Rural de Mercedes	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Indirectos por Segmento del Sistema USD Anuales
SUBEST.PISO MT-BT	740	0%	66
SUBEST.AÉREAS MT-BT	352365	28%	31308
RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	82822	6%	7359
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	0	0.00%	0
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	836472	66%	74322
RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	1875	0.15%	167
Total	1274274	100%	113221

Gastos Indirectos de la localidad Montevideo E

Se procede en forma análoga a lo realizado para la localidad de Durazno.

Montevideo	Gastos Directos O&M	
	USD Anuales	Porcentaje
Urbano	9899141	95%
Rural	521777	5%
Gastos Indirectos USD Anuales O&M	804164	
Urbano	763899	
Rural	40265	

Los gastos indirectos del sector urbano se trasladan a la localidad de Montevideo E considerando la participación porcentual de sus costos directos sobre el total de los costos urbanos.

Localidad Montevideo E	USD Anuales	Porcentaje
Gastos Directos Distrito Urbano	9899141	
Gastos Directos Localidad	1410250	14%
Gastos Indirectos Urbano USD Anuales	763899	
Gastos Indirectos O&M Localidad	108827	

COSTOS O&M Directos Localidad Montevideo E	USD Anuales	Porcentaje de Asignación	Gastos Indirectos por Segmento del Sistema USD Anuales
SUBEST.PISO MT-BT	482571	34%	37239
SUBEST.AÉREAS MT-BT	70787	5%	5463
RED DE BAJA TENSIÓN AÉREA	323153	23%	24937
RED DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	335139	24%	25862
RED DE MEDIA TENSIÓN AÉREA	0	0.00%	0
RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	198599	14%	15326
Total	1410250	100%	108827

GASTOS DE O&M A NIVEL DE LOCALIDAD

En este punto se resumen los gastos totales de O&M a nivel de localidad.

Localidad Durazno

Gastos de O&M Localidad Durazno por nivel de tensión		Monto Anual en USD
BT	Directos Subest.Piso MT-BT	10092
	Directos Subest.aéreas MT-BT	33451
	Directos Red de BT Aérea	75647
	Directos Red de BT Suterránea	10093
	Costos Indirectos O&M	12638
	Indirectos Jefatura Distrito	25120
MT	Directos de Red de MT Aérea	14310
	Directos Red MT Subterránea	9301
	Costos Indirectos O&M	2308
	Indirectos Jefatura Distrito	4588
Total Localidad		197548

Localidad Florencio Sánchez

Gastos de O&M Localidad Florencio Sánchez por nivel de tensión		Monto Anual en USD
BT	Directos Subest.Piso MT-BT	1837
	Directos Subest.aéreas MT-BT	13731
	Directos Red de BT Aérea	33202
	Directos Red de BT Suterránea	763
	Costos Indirectos O&M	4563
	Indirectos Jefatura Distrito	8081
MT	Directos de Red de MT Aérea	14870
	Directos Red MT Subterránea	575
	Costos Indirectos O&M	1423
	Indirectos Jefatura Distrito	2520
Total Localidad		81565

Localidad Rural Las Piedras

Gastos de O&M Localidad Rural de Las Piedras por nivel de tensión		Monto Anual en USD
BT	Directos Subest.Piso MT-BT	740
	Directos Subest.aéreas MT-BT	537415
	Directos Red de BT Aérea	255133
	Directos Red de BT Suterránea	0
	Costos Indirectos O&M	66446
	Indirectos Jefatura Distrito	202653
MT	Directos de Red de MT Aérea	748294
	Directos Red MT Subterránea	1189
	Costos Indirectos O&M	62777
	Indirectos Jefatura Distrito	191462
Total Localidad		2066109

Localidad Rural Mercedes

Gastos de O&M Localidad Rural de Mercedes por nivel de tensión		Monto Anual en USD
BT	Directos Subest.Piso MT-BT	740
	Directos Subest.aéreas MT-BT	352365
	Directos Red de BT Aérea	82822
	Directos Red de BT Suterránea	0
	Costos Indirectos O&M	38733
	Indirectos Jefatura Distrito	125356
MT	Directos de Red de MT Aérea	836472
	Directos Red MT Subterránea	1875
	Costos Indirectos O&M	74489
	Indirectos Jefatura Distrito	241077
Total Localidad		1753929

Localidad Montevideo E

Gastos de O&M Localidad Montevideo E por nivel de tensión		Monto Anual en USD
BT	Directos Subest.Piso MT-BT	482571
	Directos Subest.aéreas MT-BT	70787
	Directos Red de BT Aérea	323153
	Directos Red de BT Suterránea	335139
	Costos Indirectos O&M	93501
	Indirectos Jefatura Distrito	440602
MT	Directos de Red de MT Aérea	0
	Directos Red MT Subterránea	198599
	Costos Indirectos O&M	15326
	Indirectos Jefatura Distrito	72218
Total Localidad		2031897

GASTOS DE DIRECTORIO

Adicionalmente, la Empresa Modelo contempla la estructura de un Directorio.

Siguiendo los lineamientos explicitados a lo largo de todo este estudio, se presentan para el Directorio, cuadros que resumen su dimensionamiento y que permiten realizar las respectivas asignaciones.

Gastos de Personal

Directorio

Categoría	Cantidad	Remuneración propuesta USD	Total mensual USD
Director	3	2,585	7,755
Secretaria Ejecutiva	1	1,462	1,462
Asistente de Directorio	2	1,665	3,330
Total Directorio	6		12,547

Otros Gastos

Otros Gastos de Directorio

Categoría	Cantidad	Total mensual USD
Gastos de Personal Directorio	1	12,547
Otros Gastos		3,137
Total Gastos Directorio		15,684

Asignaciones

En el siguiente cuadro se realiza la asignación del total de gastos del Directorio al nivel de las Gerencias de Sector.

Gerencias de Sector	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
SECTOR OESTE	145342	12%	1,948
SECTOR NORTE	152768	13%	2,048
SECTOR ESTE	179193	15%	2,402
SECTOR CENTRO	196614	17%	2,635
MONTEVIDEO	496129	42%	6,650
Total		100%	15,684

Del mismo modo, se presenta el cuadro en donde se realiza la asignación de las Gerencias de Sector al nivel de las Jefaturas de Distrito.

Gerencia de Sector Oeste

Distrito	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
MERCEDES	31709	22%	425
COLONIA	53740	37%	720
SAN JOSE	33668	23%	451
DURAZNO	26225	18%	352
Total		100%	1,948

Gerencia de Sector Centro

Distrito	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
LAS PIEDRAS	46065	23%	617
CANELONES	39410	20%	528
ATLANTIDA	67985	35%	911
PANDO	43154	22%	578
Total		100%	2635

Gerencia Montevideo

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
MONTEVIDEO RURAL	5811	1%	78
MONTEVIDEO E	106506	21%	1,428
MONTEVIDEO F	90321	18%	1,211
MONTEVIDEO H	85910	17%	1,152
MONTEVIDEO J	46227	9%	620
MONTEVIDEO C	47036	9%	630
MONTEVIDEO K	21162	4%	284
MONTEVIDEO N	82612	17%	1,107
MONTEVIDEO A	10544	2%	141
Total		100%	6,650

El caso de Montevideo asigna los costos directamente a nivel de localidad, dado que en el caso de Montevideo, no existe una Jefatura de Distrito por debajo de la Gerencia de Sector.

A continuación, se realizan las asignaciones de los costos indirectos del nivel de los distritos en Comercialización y en O&M.

Asignación Distrito Durazno a Comercialización y a O&M

Item	Asignación	USD mensuales
Asignación a Comercialización	31%	110
Asignación a O&M	69%	241

Asignación Distrito Colonia a Comercialización y a O&M

Item	Asignación	USD mensuales
Asignación a Comercialización	35%	249
Asignación a O&M	65%	472

Asignación Distrito Las Piedras a Comercialización y a O&M

Item	Asignación	USD mensuales
Asignación a Comercialización	52%	324
Asignación a O&M	48%	294

Asignación Distrito Mercedes a Comercialización y a O&M

Item	Asignación	USD mensuales
Asignación a Comercialización	47%	200
Asignación a O&M	53%	225

Asignación Gerencia Montevideo a Comercialización y a O&M

Item	Asignación	USD mensuales
Asignación a Comercialización	49%	3,252
Asignación a O&M	51%	3,399

Finalmente, se realizan las asignaciones de los montos correspondientes a la Asignación a Comercialización, al nivel de las localidades.

Asignación Gastos Comercialización a localidad Durazno

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO DURAZNO (RURAL)	5104	19%	21
SARANDI DEL YI	2660	10%	11
TRINIDAD	7746	30%	33
DURAZNO	10715	41%	45
Total		100%	110

Asignación Gastos Comercialización a localidad Florencio Sánchez

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO COLONIA	12941	24%	60
OMBUES DE LAVALLE	1448	3%	7
NUEVA PALMIRA	3590	7%	17
FLORENCIO SANCHEZ	2758	5%	13
COLONIA VALDENSE	1244	2%	6
TARARIRAS	2711	5%	13
ROSARIO	3730	7%	17
NUEVA HELVECIA	4040	8%	19
JUAN LACAZE	5155	10%	24
COLONIA DEL SACRAMENTO	9665	18%	45
CARMELO	6458	12%	30
Total		100%	249

Asignación Gastos Comercialización a localidad rural distrito Las Piedras

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO LAS PIEDRAS	10714	23%	75
SAN RAMON	2650	6%	19
LAS PIEDRAS	29327	64%	206
SAUCE	1999	4%	14
SANTA ROSA	1375	3%	10
Total		100%	324

Asignación Gastos Comercialización a localidad rural distrito Mercedes

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
DISTRITO MERCEDES	4623	15%	29
MERCEDES	13618	43%	86
FRAY BENTOS	7769	25%	49
DOLORES	5699	18%	36
Total		100%	200

Asignación Gastos Comercialización a Montevideo E

Localidad	Cantidad Suministros	Asignación	USD Mensuales
MONTEVIDEO RURAL	5811	1%	38
MONTEVIDEO E	106506	21%	698
MONTEVIDEO F	90321	18%	592
MONTEVIDEO H	85910	17%	563
MONTEVIDEO J	46227	9%	303
MONTEVIDEO C	47036	9%	308
MONTEVIDEO K	21162	4%	139
MONTEVIDEO N	82612	17%	541
MONTEVIDEO A	10544	2%	69
Total		100%	3,252

A continuación, se muestran, para cada localidad, los costos de Directorio desagregados por nivel de tensión, para Comercialización y para O&M.

Gasto de Directorio a Localidad Durazno - Comercial	Monto Mensual en USD
MT	0
BT	45
Total Localidad	45

Gasto de Directorio a Localidad Durazno - O&M	Monto Mensual en USD
MT	2
BT	11
Total Localidad	13

Gasto de Directorio a Localidad Fl. Sánchez - Comercial	Monto Mensual en USD
MT	0
BT	13
Total Localidad	13

Gasto de Directorio a Localidad Fl- Sánchez - O&M	Monto Mensual en USD
MT	1
BT	5
Total Localidad	6

Gasto de Directorio a Localidad Rural Las Piedras - Comercial	Monto Mensual en USD
MT	0
BT	75
Total Localidad	75

Gasto de Directorio a Localidad Rural Las Piedras - O&M	Monto Mensual en USD
MT	104
BT	111
Total Localidad	215

Gasto de Directorio a Localidad Rural Mercedes - Comercial	Monto Mensual en USD
MT	0
BT	29
Total Localidad	29

Gasto de Directorio a Localidad Rural Mercedes -O&M	Monto Mensual en USD
MT	111
BT	58
Total Localidad	168

Gasto de Directorio a Montevideo E - Comercial	Monto Mensual en USD
MT	0
BT	698
Total Localidad	698

Gasto de Directorio a Montevideo E - O&M	Monto Mensual en USD
MT	65
BT	395
Total Localidad	460

CAPITAL DE TRABAJO E INCOBRABLES

Análogamente a lo realizado para “Gastos de Directorio”, se procede al análisis del Capital de Trabajo e Incobrables.

A efectos de simplificación y, dado que la metodología es exactamente la misma que la utilizada para el caso recién mencionado, en esta instancia se incluyen las tablas de las que se parte para realizar las asignaciones del Capital de Trabajo e Incobrables, así como aquellas que permiten observar los resultados por localidad.

El Capital de Trabajo se determina como un doceavo de la facturación anual sin IVA, considerando una tasa real del 10% anual. El monto a asignar es el que corresponde a los intereses financieros.

En cuanto a Incobrables, el monto se determina como un 1% de la facturación con IVA y Otros Ingresos.

En el cuadro que se incluye a continuación se muestra los montos a asignar, lo cuales ascienden a USD 13.600.270 anuales (5.304.500+8.295.770).

Gastos Financieros Capital de Trabajo e Incobrables

Categoría	Monto USD
Capital Considerado (1/12 facturación anual sin IVA)	53,045,000
Intereses al 10% Tasa Real	5,304,500
Facturación anual con IVA y Otros Ingresos	829,577,000
Facturación Incobrable (1% de la anterior)	8,295,770
Total	13,600,270

Localidad Durazno - Comercial	Monto Anual en USD
MT	7
BT	39105
Total Localidad	39113

Localidad Durazno - O&M	Monto Anual en USD
MT	1685
BT	9227
Total Localidad	10912

Localidad Fl. Sánchez - Comercial	Monto Anual en USD
MT	4
BT	11067
Total Localidad	11071

Localidad Fl- Sánchez - O&M	Monto Anual en USD
MT	1179
BT	4193
Total Localidad	5372

Localidad Rural Las Piedras - Comercial	Monto Anual en USD
MT	18
BT	65232
Total Localidad	65250

Localidad Rural Las Piedras - O&M	Monto Anual en USD
MT	90606
BT	95902
Total Localidad	186508

Localidad Rural Mercedes - Comercial	Monto Anual en USD
MT	22
BT	25318
Total Localidad	25340

Localidad Rural Mercedes - O&M	Monto Anual en USD
MT	95927
BT	49880
Total Localidad	145807

Montevideo E - Comercial	Monto Anual en USD
MT	409
BT	604907
Total Localidad	605316

Montevideo E - O&M	Monto Anual en USD
MT	56166
BT	342669
Total Localidad	398835

ANUALIDAD DEL VNR

A los efectos de determinar el VNR, se utilizan los precios de los activos que se encuentran en el documento “Costos de Unidades Constructivas”.

A continuación se incluyen los cuadros que permiten visualizar el cálculo de la anualidad del VNR, el cual se realiza considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de actualización real del 10% anual.

Debe tomarse en cuenta que los valores de VNR a continuación no incluyen las acometidas y medidores existentes (con un VNR total estimado de US\$ 117). Las acometidas y medidores existentes se considerarán para fines tarifarios, incorporando al cargo fijo por cliente una cuota parte del costo financiero anual de renovación del parque de medidores.

LOCALIDAD DURAZNO

Media Tensión

Líneas y Cables MT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CX240AL	15.9	96,206	1,529,679	
L70AL15ACSR	20.3	26,124	530,320	
Equip de Prot y Maniobra	36.2	3,856	139,587	
Total	36.2		2,199,586	\$233,330

Centros de Transformación

POTENCIA (kVA)	Cantidad CT	Precio propuesto (USD por CT)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
25	5	3,461	17,306	
50	12	4,675	56,102	
100	30	5,682	170,455	
160	20	12,158	243,162	
250	11	12,214	134,351	
400	7	45,433	318,028	
630	4	49,691	198,763	
Total	89		1,138,167	\$120,736

Baja Tensión

Líneas de BT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CBT 3x240 + 1x150	25.3	79,362	2,007,839	
PRE 95 - Columna	33.3	33,547	1,117,364	
PRE 95 - Fachada	15.0	15,739	235,525	
PRE 50 - Columna	58.7	31,541	1,850,801	
PRE 50 - Fachada	26.4	14,460	381,219	
Total	158.6		5,592,748	\$593,275

LOCALIDAD FLORENCIO SANCHEZ

Media Tensión

Líneas y Cables MT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CX240AL	1.0	96,206	99,092	
L70AL15ACSR	15.7	26,124	410,149	
L50/8ACSR	5.7	21,347	121,677	
Equip de Prot y Maniobra	22.4	3,856	86,490	
Total	22.4		717,408	\$76,102

Centros de Transformación

POTENCIA (kVA)	Cantidad CT	Precio propuesto (USD por CT)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
25	9	3,461	31,151	
50	6	4,675	28,051	
100	11	5,682	62,500	
160	6	12,158	72,949	
400	1	45,433	45,433	
630	1	49,691	49,691	
Total	34		289,774	\$30,739

Baja Tensión

Líneas de BT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CBT 3x240 + 1x150	1.9	79,362	148,938	
PRE 95 - Columna	41.6	33,547	1,395,122	
PRE 95 - Fachada	18.7	15,739	294,073	
Total	62.1		1,838,133	\$194,988

LOCALIDAD RURAL LAS PIEDRAS**Media Tensión**

Líneas y Cables MT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CX240AL	2.3	96,206	216,464	
L70AL15ACSR	42.0	12,874	540,713	
L50/8ACSR	117.5	11,863	1,393,906	
L25/4ALACSR	754.5	9,541	7,199,103	
L25/4ALACSR mrt	133.2	6,180	822,952	
Equip de Prot y Maniobra	1049.5	771	809,336	
Total	1049.5		10,982,474	\$1,165,013

Centros de Transformación

POTENCIA (kVA)	Cantidad CT	Precio propuesto (USD por CT)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
5	636	1,664	1,058,597	
10	73	1,750	127,716	
10 trif.	231	2,995	691,925	
15	30	1,891	56,715	
15 trif.	93	3,279	304,907	
25	154	3,461	533,030	
50	108	4,675	504,919	
100	42	5,682	238,637	
160	16	12,158	194,529	
250	10	12,214	122,137	
400	1	14,577	14,577	
630	1	49,691	49,691	
Total	1395		3,897,380	\$413,431

Baja Tensión

Líneas de BT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
PRE 95	182.5	20,336	3,711,484	
PRE 50	249.7	15,416	3,849,992	
Total	432.3		7,561,476	\$802,116

LOCALIDAD RURAL MERCEDES**Media Tensión**

Líneas y Cables MT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CX240AL	2.9	96,206	278,998	
L70AL15ACSR	14.9	12,874	191,824	
L50/8ACSR	413.8	11,863	4,908,921	
L25/4ALACSR	628.2	9,541	5,993,170	
L25/4ALACSR mrt	110.9	6,180	685,098	
Equip de Prot y Maniobra	1170.6	771	902,767	
Total	1170.6		12,960,779	\$1,374,870

Centros de Transformación

POTENCIA (kVA)	Cantidad CT	Precio propuesto (USD por CT)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
5	597	1,664	993,683	
10	163	1,750	285,175	
15	1	1,891	1,891	
25	89	3,461	308,050	
50	32	4,675	149,606	
100	24	5,682	136,364	
160	7	12,158	85,107	
250	1	12,214	12,214	
400	1	45,433	45,433	
Total	915		2,017,521	\$214,017

Baja Tensión

Líneas de BT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
PRE 95	49.7	20,336	1,011,399	
PRE 50	77.0	15,416	1,187,770	
Total	126.8		2,199,169	\$233,286

LOCALIDAD MONTEVIDEO E**Media Tensión**

Líneas y Cables MT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CX240AL	319.2	96,206	30,709,034	
Equip de Prot y Maniobra	319.2	11,761	3,754,047	
Total	319.2		34,463,081	\$3,655,818

Centros de Transformación

POTENCIA (kVA)	Cantidad CT	Precio propuesto (USD por CT)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
50	4	4,675	18,701	
100	14	5,682	79,546	
160	147	12,158	1,787,239	
250	132	46,253	6,105,403	
400	55	51,211	2,816,621	
630	260	58,851	15,301,384	
1000	79	64,546	5,099,137	
Total	691		31,208,031	\$3,310,524

Baja Tensión

Líneas de BT	Cantidad km	Precio propuesto (USD por km)	VNR (USD)	Anualidad (USD)
CBT 3x240 + 1x150	845.5	79,362	67,100,927	
PRE 95 - Columna	364.2	33,547	12,216,756	
PRE 95 - Fachada	163.6	15,739	2,575,129	
Total	1373.3		81,892,812	\$8,687,128

SUBTRANSMISIÓN

A continuación se incluye los cuadros que permiten visualizar el cálculo del VNR (en el cuadro, Costo Total), la Anualidad del VNR y los Costos de O&M anuales.

Estos cuadros corresponden a Subestaciones y a líneas y cables e incluyen la totalidad de las instalaciones de UTE. Los precios de los activos se encuentran en el documento “Costos de Unidades Constructivas”.

El cálculo de la anualidad del VNR se realiza considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de actualización real del 10% anual.

Los costos de O&M se calculan como un porcentaje del VNR, siendo el mismo:

- Líneas y Cables y Capacitores: 3,36%
- Estaciones: 4,86%

Los porcentajes en cuestión contemplan los gastos de administración.

TENSIÓN [kV]	TIPO	ZONA	CONDUCTOR	LONGITUD	COSTO UNITARIO [USD]	COSTO TOTAL [USD]	ANUALIDAD [USD]	Costos O&M USD Anuales
30 kV	Subterráneo	URBANA	CX500AL	62,6 km	139.662	8.741.364		293.710
30 kV	Subterráneo	URBANA	CX240AL	376,3 km	127.377	47.928.734		1.610.405
30 kV	Subterráneo	URBANA	CX120AL	127,3 km	121.707	15.492.512		520.548
30 kV	Subterráneo	URBANA	CX50AL	14,3 km	118.400	1.692.219		56.859
30 kV	Aereo	URBANA	L300ALASCR	14,2 km	54.898	778.390		26.154
30 kV	Aereo	RURAL	L300ALASCR	110,2 km	45.763	5.042.936		169.443
30 kV	Aereo	URBANA	L240ALASCR	10,9 km	53.099	577.468		19.403
30 kV	Aereo	RURAL	L240ALASCR	84,5 km	43.964	3.715.925		124.855
30 kV	Aereo	URBANA	L185ALASCR	25,5 km	51.449	1.311.273		44.059
30 kV	Aereo	RURAL	L185ALASCR	198,1 km	42.314	8.381.657		281.624
30 kV	Aereo	URBANA	L120ALASCR	59,4 km	49.650	2.947.475		99.035
30 kV	Aereo	RURAL	L120ALASCR	461,4 km	40.515	18.692.887		628.081
30 kV	Aereo	URBANA	L95/15ALCSR	25,8 km	48.751	1.257.563		42.254
30 kV	Aereo	RURAL	L95/15ALCSR	200,5 km	39.616	7.942.288		266.861
30 kV	Aereo	URBANA	L70AL15ACSR	62,3 km	48.001	2.990.175		100.470
30 kV	Aereo	RURAL	L70AL15ACSR	484,1 km	38.866	18.816.795		632.244
30 kV	Aereo	URBANA	L50/8ACSR	69,0 km	47.402	3.269.430		109.853
30 kV	Aereo	RURAL	L50/8ACSR	536,1 km	38.267	20.512.935		689.235
30 kV	Aereo	URBANA	L25/4ALACSR	3,2 km	46.652	151.086		5.077
30 kV	Aereo	RURAL	L25/4ALACSR	25,2 km	37.517	944.304		31.729
60 kV	Aereo	NORMAL	L300ALASCR	79,2 km	54.224	4.292.344		144.223
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L300ALASCR	16,1 km	58.753	945.847		31.780
60 kV	Aereo	NORMAL	L240ALASCR	43,0 km	52.425	2.251.946		75.665
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L240ALASCR	8,7 km	56.989	497.853		16.728
60 kV	Aereo	NORMAL	L185ALASCR	243,1 km	50.776	12.343.258		414.733
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L185ALASCR	49,4 km	55.372	2.737.504		91.980
60 kV	Aereo	NORMAL	L120ALASCR	75,8 km	48.977	3.710.080		124.659
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L120ALASCR	15,4 km	53.609	825.879		27.750
60 kV	Aereo	NORMAL	L95/15ALCSR	129,4 km	48.077	6.222.288		209.069
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L95/15ALCSR	26,3 km	52.727	1.387.812		46.630
60 kV	Aereo	NORMAL	L70AL15ACSR	49,0 km	47.327	2.319.387		77.931
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L70AL15ACSR	10,0 km	51.992	518.182		17.411
60 kV	Aereo	NORMAL	L50/8ACSR	40,0 km	46.728	1.867.701		62.755
60 kV	Aereo	POLLUIDA	L50/8ACSR	8,1 km	51.404	417.846		14.040
				3744,1 km		\$211.525.344	\$22.438.449	\$7.107.252

Cant.	Trafos de reserva	Cantidad Total	Potencia (kV)	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Precio propuesto	Costo Total ET	Costo reserva	Anualidad
6	1	7	15000	60	30	889.198	5.335.190	283.244	
1	0	1	15000	60	15	889.198	889.198	-	
1	0	1	10000	60	15	794.784	794.784	-	
14	2	16	7500	60	15	747.577	10.466.071	283.244	
8	2	10	5000	60	15	700.369	5.602.954	188.829	
5	1	6	3000	60	15	662.603	3.313.017	56.649	
3	0	3	2000	60	15	643.720	1.931.161	-	
2	1	3	10000	60	6	794.784	1.589.568	188.829	
4	1	5	3750	60	6	676.766	2.707.062	70.811	
4	1	5	10000	30	15	692.968	2.771.871	134.258	
9	1	10	7500	30	15	659.403	5.934.628	100.694	
7	1	8	6000	30	15	639.264	4.474.851	80.555	
11	2	13	5000	30	15	625.839	6.884.224	134.258	
12	2	14	4000	30	15	612.413	7.348.952	107.407	
9	1	10	3000	30	15	598.987	5.390.882	40.278	
18	3	21	2500	30	15	592.274	10.660.931	100.694	
20	3	23	1500	30	15	578.848	11.576.962	60.416	
13	0	13	1000	30	15	367.496	4.777.442	-	
5	0	5	750	30	15	275.622	1.378.108	-	
9	0	9	630	30	15	231.522	2.083.700	-	
6	0	6	500	30	15	183.748	1.102.487	-	
4	0	4	400	30	15	146.998	587.993	-	
2	0	2	300	30	15	110.249	220.497	-	
1	0	1	250	30	15	91.874	91.874	-	
3	0	3	200	30	15	73.499	220.497	-	
3	0	3	160	30	15	58.799	176.398	-	
3	0	3	100	30	15	36.750	110.249	-	
43	7	50	15000	30	6	881.392	37.899.842	1.175.688	
48	7	55	10000	30	6	825.407	39.619.513	783.792	
21	3	24	7500	30	6	797.414	16.745.693	251.933	
24	4	28	6000	30	6	780.618	18.734.841	268.729	
22	3	25	5000	30	6	769.421	16.927.270	167.955	
19	3	22	3750	30	6	755.425	14.353.076	125.967	
5	1	6	3000	30	6	747.027	3.735.136	33.591	
11	2	13	2500	30	6	741.429	8.155.717	55.985	
6	1	7	1600	30	6	731.351	4.388.109	17.915	
5	0	5	1000	30	6	367.496	1.837.478	-	
2	0	2	750	30	6	275.622	551.243	-	
2	0	2	630	30	6	231.522	463.044	-	
2	0	2	400	30	6	146.998	293.996	-	
1	0	1	200	30	6	73.499	73.499	-	
1	0	1	150	30	6	55.124	55.124	-	
2	0	2	100	30	6	36.750	73.499	-	
1	0	1	2000	30	0,4	167.820	167.820	-	
5	0	5	630	30	0,4	76.506	382.532	-	
2	0	2	500	30	0,4	76.506	153.013	-	
1	0	1	200	30	0,4	15.878	15.878	-	
3	0	3	50	30	0,4	6.078	18.233	-	
14	0	14	25	30	0,4	4.499	62.990	-	
1	0	1	1000	30	0,23	83.910	83.910	-	
1	0	1	630	30	0,23	76.506	76.506	-	
3	0	3	250	30	0,23	15.878	47.635	-	
4	0	4	200	30	0,23	15.878	63.513	-	
2	0	2	160	30	0,23	15.805	31.611	-	
5	0	5	100	30	0,23	7.387	36.933	-	
8	0	8	50	30	0,23	6.078	48.620	-	
18	0	18	25	30	0,23	4.499	80.987	-	
1	0	1	10	30	0,23	3.894	3.894	-	
						VNR	\$263.602.707	\$4.711.722	\$28.462.593

ALIMENTADOR	TOTAL DE REACTIVO	TENSIÓN [Kv]	COSTO TOTAL [USD]	ANUALIDAD [USD]
4T01A5	400 kVAr	30	9363	
3T04A2	400 kVAr	30	9363	
5T01_60AA	650 kVAr	60	15210	
2T02A4	450 kVAr	30	10534	
3T03A2	750 kVAr	30	15561	
5T02A11	1400 kVAr	30	26516	
2T09A6	2000 kVAr	30	34752	
4T02A9	1000 kVAr	30	19989	
2T09A5	1000 kVAr	30	19989	
3T07A5	2000 kVAr	30	34752	
MAA9	5000 kVAr	30	68376	
2T04A11	1500 kVAr	30	27749	
4T07_30A2	3000 kVAr	30	45843	
4T03A9	1000 kVAr	30	19989	
3T06_60A1	3000 kVAr	60	54910	
3T01A2	1000 kVAr	30	19989	
5T04_30A3	3000 kVAr	30	45843	
3T02_60A2	6000 kVAr	60	89088	
3T01A1	2300 kVAr	30	37779	
			\$605.594	\$64.241

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los costos presentados

		VNR	O&M [%]	O&M [USD]
Lineas	Lineas	\$211.525.344	3,36%	\$7.107.252
	Capacitores	\$605.594		\$20.348
E.T.	E.T.	\$263.602.707	4,86%	\$12.811.092
	TRAFOS DE RESERVA	\$4.711.722		\$228.990
			TOTAL	\$20.167.681

SINTESIS DE RESULTADOS

En los cuadros que siguen, se resumen los gastos totales por nivel de tensión, para cada una de las localidades en estudio.

Para la confección de estos cuadros-resumen se realizaron las siguientes consideraciones:

- Los gastos totales de Comercialización y los de O&M (para ambos niveles de tensión) incluyen, además de la totalidad de los gastos calculados a lo largo del informe, los gastos correspondientes de Directorio y de Gastos Financieros de Capital de Trabajo e Incobrables.
- El monto de la anualidad del VNR de BT se compone de los correspondientes a la red BT y a los Centros de Transformación.

LOCALIDAD DURAZNO

Gastos Totales Localidad Durazno por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	113
O&M MT	32 215
AVNR MT	233 330
<i>Com/n° clientes</i>	56.30
<i>O&M/kmMT</i>	895
Comercialización BT	603 171
O&M BT	176 395
AVNR BT	714 010
<i>Com/n° clientes</i>	56.30
<i>O&M/kmBT</i>	1 116
Total Localidad Durazno	1 759 235

LOCALIDAD FLORENCIO SÁNCHEZ

Gastos Totales Localidad Florencio Sánchez por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	55
O&M MT	19,388
AVNR MT	76,102
<i>Com/n° clientes</i>	54.79
<i>O&M/kmMT</i>	881
Comercialización BT	151,043
O&M BT	62,177
AVNR BT	225,727
<i>Com/n° clientes</i>	54.79
<i>O&M/kmBT</i>	1,003
Total Localidad Florencio Sánchez	534,491

LOCALIDAD RURAL LAS PIEDRAS

Gastos Totales Localidad Rural Las Piedras por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	309
O&M MT	1,095,584
AVNR MT	1,165,013
<i>Com/nº clientes</i>	102.85
<i>O&M/kmMT</i>	1,044
Comercialización BT	1,101,676
O&M BT	1,159,616
AVNR BT	1,215,547
<i>Com/nº clientes</i>	102.85
<i>O&M/kmBT</i>	2,672
Total Localidad Rural Las Piedras	5,737,744

LOCALIDAD RURAL MERCEDES

Gastos Totales Localidad Rural Mercedes por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	418
O&M MT	1 251 167
AVNR MT	1 374 870
<i>Com/nº clientes</i>	104.41
<i>O&M/kmMT</i>	1 068
Comercialización BT	482 269
O&M BT	650 587
AVNR BT	447 303
<i>Com/nº clientes</i>	104.41
<i>O&M/kmBT</i>	5 123
Total Localidad Rural Mercedes	4 206 613

LOCALIDAD MONTEVIDEO E

Gastos Totales Localidad Montevideo E por nivel de Tensión	Monto Anual en USD
Comercialización MT	2 351
O&M MT	343 086
AVNR MT	3 655 818
<i>Com/nº clientes</i>	32.65
<i>O&M/kmMT</i>	1 076
Comercialización BT	3 475 467
O&M BT	2 093 166
AVNR BT	11 997 652
<i>Com/nº clientes</i>	32.65
<i>O&M/kmBT</i>	1 523
Total Localidad Montevideo E	21 567 540

ANEXO I

**RESULTADOS INTERMEDIOS DEL MODELO DE OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO**

DURAZNO

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	334 Km	COSTO	\$	189,544
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	334	0.15	50	18.68	0	934
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	334	0.35	117	24.90	0	2913
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	21121	0.03	634	8.30	0	5262
Reparación	re-01	Cambio de tramo de Conductor	334	0.03	10	313.23	2224	25372
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	1002	0.03	30	43.70	5	1461
Reparación	re-03	Cambio de poste hormigón roto	9519	0.01	95	94.00	103	18715
Reparación	re-04	Sustitución soporte prens.	9519	0.03	286	13.80	12	7379
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	21121	0.03	634	24.90	37	39245
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	21121	0.02	422	10.38	3	5644
Reparación	re-07	Cambio de fusible	1002	0.03	30	10.38	3	401
Reparación	re-08	Empalme de conductor	1670	0.03	50	18.68	9	1384
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	1002	0.03	30	43.70	135	5361
Revisión	rev-01	Medición de tierras	1002	0.50	501	16.60	0.00	8317
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	334	0.50	167	56.03	0.00	9356
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	9519	0.04	381	56.40	0.00	21488
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	349	1.00	349	20.70	0.00	7224
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	1002	0.10	100	31.13	22.18	5331
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	110	0.50	55	16.60	3.00	1078
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	334	0.10	33	169.20	0.00	5584
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	334	0.04	13	558.90	0.00	7266

RED DE BAJA TENSION	LONGITUD	270 Km	COSTO	\$	154,663.14
<i>Costo de explotación Rural</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Codigo	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	270	0.2	54	31.13	0	1681
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	270	0.4	108	37.35	0	4034
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	5104	0.03	153	20.75	0	3177
Reparación	re-01	Cambio de tramo de conductor	270	0.03	8	131.10	2224	19076
Reparación	re-02	Cambio llave termomagnética	1875	0.03	56	8.00	8	900
Reparación	re-03	Cambio de poste	5400	0.03	162	131.60	33	26665
Reparación	re-04	Sustitución de soporte prens.	5400	0.05	270	27.60	12	10692
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	5104	0.03	153	37.35	37	11384
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	5104	0.02	102	22.83	3	2636
Reparación	re-07	Cambio de fusible	0	0.02	0	22.83	3	0
Reparación	re-08	Empalme de conductor	1350	0.03	41	31.13	9	1625
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	810	0.03	24	57.50	135	4678
Revisión	rev-01	Medición de tierras	540	0.30	162	29.05	0.00	4706
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	270	0.30	81	68.48	0.00	5546
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	5400	0.050	270	94.00	0.00	25380
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	1875	0.08	150	34.50	0.00	5175
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	810	0.1	81	43.58	22.18	5326
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	89	0.50	45	29.05	3.00	1428
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	270	0.10	27	206.80	0.00	5584
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	270	0.04	11	462.30	0.00	4993

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	70 Km	COSTO	\$	44,535.92
Costo de Explotación Urbano					
Líneas Aéreas de Media Tensión					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)		70	0.15	11	31.13	0	342
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio		70	0.25	18	31.13	0	560
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención		840	0.02	17	141.26	34	2979
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión		3780	0.01	38	79.84	8	3338
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		70	0.1	7	79.65	51	915
Reparación	re-04	Cambio de Poste		1400	0.015	21	330.53	378	14879
Reparación	re-05	Empalme com Manguito		70	0.1	7	29.90	4.29	239
Reparación	re-06	Cambio Cruceta		1400	0.02	28	27.60	52	2229
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar		420	0.03	13	104.41	3.29	1400
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor		70	0.03	2	411.49	410	1643
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección		70	0.50	35	56.03	0.00	1961
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica		840	0.50	420	10.38	0.00	4358
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes		1400	0.01	14	96.85	0.00	1356
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra		0	0.02	0	31.13	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores		70	0.03	2	411.49	0.00	864
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes		420	0.03	13	26.55	0.00	335
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores		0	0.33	0	8.72	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles		70	0.06	4	890.10	0.00	3738

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	2514 Km	COSTO	\$ 1,750,974.69
Costo de Explotación Rural				
Lineas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad		Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)			2514	0.2	503	43.58	0	21918
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio			2514	0.37	930	61.95	0	57614
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención			7542	0.03	226	178.11	34	47936
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión			82962	0.02	1659	85.98	8	155918
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible			2514	0.1	251	97.35	51	37236
Reparación	re-04	Cambio de Poste			27654	0.03	830	403.98	50.2	376965
Reparación	re-05	Empalme com Manguito			2514	0.15	377	44.62	4.29	18439
Reparación	re-06	Cambio Cruceta			27654	0.04	1106	53.10	20	80849
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar			2514	0.1	251	141.26	3.29	36282
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor			2514	0.04	101	448.34	410	86693
Reparación	re-09	Sustitución indic.paso de falta			502.8	0.1	50	67.56	80	7378
Reparación	re-10	Sustitución antinidos			27654	0.02	553	67.56	6	40678
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección			2514	0.50	1257	80.93	0.00	101723
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica			5028	0.50	2514	22.83	0.00	57382
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes			27654	0.03	830	232.59	0.00	193051
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra			0	0.02	0	43.58	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores			2514	0.07	176	448.34	0.00	78908
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes			2514	0.10	251	44.25	0.00	11107
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores			0	0.33	0	23.46	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles			2514	0.06	151	683.10	0.00	103148
Adecuación	ad-07	Retratamiento de postes			27654	0.07	1825	34.50	6.00	73913

SUBESTACIONES MT - BT AÉREAS	CANTIDAD	155 unidad	COSTO	\$ 66,476
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant. * frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		155	0.05	8	18.68	0.00	144.7
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		155	0.05	8	24.90	0.00	193.0
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		155	0.06	9	31.13	0.00	289.5
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		1550	0.02	31	39.43	5.00	1377.2
Reparación	re-02	Cambio descargadores		465	0.05	23	94.00	42.00	3162.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		155	0.05	8	94.00	48.00	1100.5
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		155	0.01	2	1113.99	4403.00	8551.3
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		155	0.50	78	43.58	0.00	3377.1
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		155	0.50	78	24.90	0.00	1929.8
Revisión	rev-03	Revisión ocular		155	1.00	155	18.68	0.00	2894.6
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		155	1.00	155	43.58	0.00	6754.1
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		155	0.02	3	31.13	0.00	96.5
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		155	0.10	16	1113.99	1000.00	32766.9
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		155	0.10	16	156.45	0.00	2425.0
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		155	0.03	5	24.90	0.00	115.8

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	1250 unidad	COSTO	\$ 481,900
Costo de Explotación Rural				

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		1250	0.1	125	31.13	0.00	3890.6
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		1250	0.1	125	37.35	0.00	4668.8
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		1250	0.06	75	43.58	0.00	3268.1
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		7500	0.02	150	51.88	5.00	8531.3
Reparación	re-02	Cambio descargadores		3750	0.08	300	131.60	42.00	52080.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		1250	0.05	63	131.60	48.00	11225.0
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		1250	0.02	25	1187.44	1003.00	54761.0
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		1250	0.50	625	56.03	0.00	35015.6
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		1250	0.50	625	37.35	0.00	23343.8
Revisión	rev-03	Revisión ocular		1250	1.00	1250	31.13	0.00	38906.3
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		1250	0.50	625	56.03	0.00	35015.6
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		1250	0.02	25	43.58	0.00	1089.4
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		1250	0.10	125	1187.44	250.00	179680.2
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		1250	0.10	125	201.15	0.00	25143.8
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		1250	0.03	38	37.35	0.00	1400.6

Apartos de maniobras	CANTIDAD	234 unidad	COSTO	\$	6,991.92
Costo de Explotación Urbano					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		234	0.15	35.1	31.13	0	1092.49
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		234	0.15	35.1	31.13	0	1092.49
Revisión	rev-01	Inspección ocular		234	1.00	234	18.68	0.00	4369.95

Apartos de maniobras	CANTIDAD	5034 unidad	COSTO	\$	183,632.77
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		5034	0.2	1006.8	43.58	0	43871.31
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		5034	0.2	1006.8	43.58	0	43871.31
Revisión	rev-01	Inspección ocular		5034	0.50	2517	31.13	0.00	78341.63

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	26 Km	COSTO	\$	10,273.11
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Cable subterráneo de BT					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de Instalaciones (Mant).	26	0.15	4	31.13	0	124.50
Operación	op-02	Maniobras Reposición de Servicio	26	0.21	5	31.13	0	155.63
Operación	op-03	Detección de faltas en cables	26	0.21	5	102.15	0	510.75
Reparación	re-01	Empalme de cable	208	0.03	6	48.30	15	379.80
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	1040	0.015	16	43.70	95.5	2227.20
Reparación	re-03	Cambio de terminal	624	0.05	31	27.60	10.2	1171.80
Reparación	re-04	Cambio de tramo de cable	26	0.01	0.26	575.25	13230	3589.37
Reparación	re-05	Cambio fusible aéreo-subterráneo	1040	0.03	31	25.30	3	877.30
Revisión	rev-01	Medición de tierras	78	0.20	16	24.90	0.00	398.40
Adecuación	ad-01	Adecuación puesta a tierra	26	0.15	4	31.13	0.00	124.50

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	26 Km	COSTO	\$ 13,401.55
Costo de Explotación Urbano				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		26	0.15	4	31.13	0	124.50
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		26	0.08	2	31.13	0	62.25
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		26	0.08	2	124.85	0	249.70
Reparación	re-01	Empalme de conductor		234	0.03	7	56.03	217	1911.18
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		312	0.05	16	39.43	33	1158.80
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		26	0.01	0.26	575.25	20034	5358.41
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		312	0.1	31	31.13	45	2359.88
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		286	0.20	57	24.90	0.00	1419.30
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		52	0.15	8	31.13	0.00	242.78

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	3 Km	COSTO	\$ 1,814.94
Costo de Explotación Rural				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		3	0.2	1	43.58	0	43.58
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		3	0.08	0	43.58	0	0.00
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		3	0.08	0	147.55	0	0.00
Reparación	re-01	Empalme de conductor		27	0.03	1	68.48	217	285.48
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		36	0.05	2	51.88	33	169.75
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		3	0.01	0	592.95	20034	618.81
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		36	0.1	4	43.58	45	354.30
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		33	0.20	7	37.35	0.00	261.45
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		2	0.15	0	43.58	0.00	0.00

SUBESTACIONES MT - BT PISO	CANTIDAD	24 unidad	COSTO	\$ 22,020
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		24	0.03	0.72	31.13	0.00	22.4
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		24	0.06	1.44	31.13	2.70	48.7
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		72	0.03	2.16	40.02	29.00	149.1
Reparación	re-02	Cambio descargadores		72	0.1	7.2	43.07	67.80	798.3
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		24	0.05	1.2	44.25	48.00	110.7
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		24	0.01	0.24	507.33	9000.00	2281.8
Reparación	re-05	Mantenimiento de edificios		24	0.1	2.4	620.43	1200.00	4369.0
Reparación	re-06	Mantenimiento de celda		24	0.06	1.44	358.98	500.00	1236.9
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		24	0.10	2	31.13	1500.00	3674.7
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		24	0.50	12.00	197.13	0.00	2365.5
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		24	1.00	24	22.83	15.00	907.8
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		24	1.00	24	45.65	0.00	1095.6
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		24	0.70	17	43.58	0.00	732.1
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		24	1.00	24	24.90	0.00	597.6
Revisión	rev-07	Revisión ocular		24	1.00	24	18.68	0.00	448.2
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		24	1.00	24	43.58	0.00	1045.8
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		24	0.10	2	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		24	0.02	0	31.13	87.80	57.1
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		24	0.10	2	71.80	400.00	1132.3
Adecuación	ad-04	Cambio antenado BT		24	0.10	2	156.45	17.70	418.0

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	5 unidad	COSTO	\$	3,700
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		5	0.03	0.15	43.58	0.00	6.5
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		5	0.06	0.3	43.58	2.70	13.9
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		15	0.03	0.45	53.82	29.00	37.3
Reparación	re-02	Cambio descargadores		15	0.1	1.5	60.77	67.80	192.9
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		5	0.05	0.25	61.95	48.00	27.5
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		5	0.01	0.05	540.78	9000.00	477.0
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		5	0.10	1	43.58	1500.00	771.8
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		5	0.50	2.50	209.58	0.00	523.9
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		5	1.00	5	35.28	15.00	251.4
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		5	1.00	5.00	58.10	0.00	290.5
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		5	0.70	3.50	56.03	0.00	196.1
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		5	1.00	5.00	37.35	0.00	186.8
Revisión	rev-07	Revisión ocular		5	1.00	5.00	31.13	0.00	155.6
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		5	1.00	5.00	56.03	0.00	280.1
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		5	0.10	1	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		5	0.02	0	43.58	87.80	13.1
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		5	0.10	1	80.93	400.00	240.5

COLONIA

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	756 Km	COSTO	\$	416,066
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	756	0.15	113	18.68	0	2110
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	756	0.35	265	24.90	0	6599
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	40799	0.03	1224	8.30	0	10159
Reparación	re-01	Cambio de tramo de Conductor	756	0.03	23	313.23	2224	58356
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	2268	0.03	68	43.70	5	3312
Reparación	re-03	Cambio de poste hormigón roto	21546	0.01	215	94.00	103	42355
Reparación	re-04	Sustitución soporte prens.	21546	0.03	646	13.80	12	16667
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	40799	0.03	1224	24.90	37	75766
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	40799	0.02	816	10.38	3	10914
Reparación	re-07	Cambio de fusible	2268	0.03	68	10.38	3	910
Reparación	re-08	Empalme de conductor	3780	0.03	113	18.68	9	3127
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	2268	0.03	68	43.70	135	12152
Revisión	rev-01	Medición de tierras	2268	0.50	1134	16.60	0.00	18824
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	756	0.50	378	56.03	0.00	21177
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	21546	0.04	862	56.40	0.00	48617
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	979	1.00	979	20.70	0.00	20265
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	2268	0.10	227	31.13	22.18	12100
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	249	0.50	125	16.60	3.00	2450
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	756	0.10	76	169.20	0.00	12859
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	756	0.04	30	558.90	0.00	16767

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	513 Km	COSTO	\$	310,624.59
<i>Costo de explotación Rural</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Codigo	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	513	0.2	103	31.13	0	3193
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	513	0.4	205	37.35	0	7664
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	12941	0.03	388	20.75	0	8056
Reparación	re-01	Cambio de tramo de conductor	513	0.03	15	131.10	2224	36245
Reparación	re-02	Cambio llave termomagnética	4904	0.03	147	8.00	8	2354
Reparación	re-03	Cambio de poste	10260	0.03	308	131.60	33	50664
Reparación	re-04	Sustitución de soporte prens.	10260	0.05	513	27.60	12	20315
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	12941	0.03	388	37.35	37	28865
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	12941	0.02	259	22.83	3	6684
Reparación	re-07	Cambio de fusible	0	0.02	0	22.83	3	0
Reparación	re-08	Empalme de conductor	2565	0.03	77	31.13	9	3088
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	1539	0.03	46	57.50	135	8888
Revisión	rev-01	Medición de tierras	1026	0.30	308	29.05	0.00	8942
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	513	0.30	154	68.48	0.00	10538
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	10260	0.050	513	94.00	0.00	48222
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	4904	0.08	392	34.50	0.00	13534
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	1539	0.1	154	43.58	22.18	10120
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	169	0.50	85	29.05	3.00	2713
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	513	0.10	51	206.80	0.00	10609
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	513	0.04	21	462.30	0.00	9486

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	243 Km	COSTO	\$ 154,103.76
Costo de Explotación Urbano				
Líneas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)		243	0.15	36	31.13	0	1121
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio		243	0.25	61	31.13	0	1899
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención		2916	0.02	58	141.26	34	10165
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión		13122	0.01	131	79.84	8	11507
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		243	0.1	24	79.65	51	3136
Reparación	re-04	Cambio de Poste		4860	0.015	73	330.53	378	51722
Reparación	re-05	Empalme com Manguito		243	0.1	24	29.90	4.29	821
Reparación	re-06	Cambio Cruceta		4860	0.02	97	27.60	52	7721
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar		1458	0.03	44	104.41	3.29	4739
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor		243	0.03	7	411.49	410	5750
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección		243	0.50	122	56.03	0.00	6835
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica		2916	0.50	1458	10.38	0.00	15127
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes		4860	0.01	49	96.85	0.00	4707
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra		0	0.02	0	31.13	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores		243	0.03	7	411.49	0.00	3000
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes		1458	0.03	44	26.55	0.00	1161
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores		0	0.33	0	8.72	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles		243	0.06	15	890.10	0.00	12978

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	3764 Km	COSTO	\$ 2,620,939.65
Costo de Explotación Rural				
Lineas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad		Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)			3764	0.2	753	43.58	0	32812
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio			3764	0.37	1393	61.95	0	86296
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención			11292	0.03	339	178.11	34	71905
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión			124212	0.02	2484	85.98	8	233455
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible			3764	0.1	376	97.35	51	55780
Reparación	re-04	Cambio de Poste			41404	0.03	1242	403.98	50.2	564085
Reparación	re-05	Empalme com Manguito			3764	0.15	565	44.62	4.29	27634
Reparación	re-06	Cambio Cruceta			41404	0.04	1656	53.10	20	121054
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar			3764	0.1	376	141.26	3.29	54350
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor			3764	0.04	151	448.34	410	129610
Reparación	re-09	Sustitución indic.paso de falta			752.8	0.1	75	67.56	80	11067
Reparación	re-10	Sustitución antinidos			41404	0.02	828	67.56	6	60906
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección			3764	0.50	1882	80.93	0.00	152301
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica			7528	0.50	3764	22.83	0.00	85913
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes			41404	0.03	1242	232.59	0.00	288879
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra			0	0.02	0	43.58	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores			3764	0.07	263	448.34	0.00	117914
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes			3764	0.10	376	44.25	0.00	16638
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores			0	0.33	0	23.46	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles			3764	0.06	226	683.10	0.00	154381
Adecuación	ad-07	Retratamiento de postes			41404	0.07	2733	34.50	6.00	110687

SUBESTACIONES MT - BT AÉREAS	CANTIDAD	435 unidad	COSTO	\$ 186,561
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant. * frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		435	0.05	22	18.68	0.00	406.2
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		435	0.05	22	24.90	0.00	541.6
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		435	0.06	26	31.13	0.00	812.4
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		4350	0.02	87	39.43	5.00	3865.0
Reparación	re-02	Cambio descargadores		1305	0.05	65	94.00	42.00	8874.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		435	0.05	22	94.00	48.00	3088.5
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		435	0.01	4	1113.99	4403.00	23998.9
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		435	0.50	218	43.58	0.00	9477.6
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		435	0.50	218	24.90	0.00	5415.8
Revisión	rev-03	Revisión ocular		435	1.00	435	18.68	0.00	8123.6
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		435	1.00	435	43.58	0.00	18955.1
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		435	0.02	9	31.13	0.00	270.8
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		435	0.10	44	1113.99	1000.00	91958.6
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		435	0.10	44	156.45	0.00	6805.6
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		435	0.03	13	24.90	0.00	324.9

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	3269 unidad	COSTO	\$ 1,260,265
Costo de Explotación Rural				

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		3269	0.1	326.9	31.13	0.00	10174.8
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		3269	0.1	326.9	37.35	0.00	12209.7
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		3269	0.06	196	43.58	0.00	8546.8
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		19614	0.02	392	51.88	5.00	22310.9
Reparación	re-02	Cambio descargadores		9807	0.08	785	131.60	42.00	136199.6
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		3269	0.05	163	131.60	48.00	29355.6
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		3269	0.02	65	1187.44	1003.00	143211.1
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		3269	0.50	1635	56.03	0.00	91572.9
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		3269	0.50	1635	37.35	0.00	61048.6
Revisión	rev-03	Revisión ocular		3269	1.00	3269	31.13	0.00	101747.6
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		3269	0.50	1635	56.03	0.00	91572.9
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		3269	0.02	65	43.58	0.00	2848.9
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		3269	0.10	327	1187.44	250.00	469899.7
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		3269	0.10	327	201.15	0.00	65755.9
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		3269	0.03	98	37.35	0.00	3662.9

Apartos de maniobras	CANTIDAD	586 unidad	COSTO	\$	17,509.68
Costo de Explotación Urbano					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		586	0.15	87.9	31.13	0	2735.89
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		586	0.15	87.9	31.13	0	2735.89
Revisión	rev-01	Inspección ocular		586	1.00	586	18.68	0.00	10943.55

Apartos de maniobras	CANTIDAD	7568 unidad	COSTO	\$	276,069.29
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		7568	0.2	1513.6	43.58	0	65955.12
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		7568	0.2	1513.6	43.58	0	65955.12
Revisión	rev-01	Inspección ocular		7568	0.50	3784	31.13	0.00	117777.00

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	24 Km	COSTO	\$	9,495.66
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Cable subterráneo de BT					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de Instalaciones (Mant).	24	0.15	4	31.13	0	124.50
Operación	op-02	Maniobras Reposición de Servicio	24	0.21	5	31.13	0	155.63
Operación	op-03	Detección de faltas en cables	24	0.21	5	102.15	0	510.75
Reparación	re-01	Empalme de cable	192	0.03	6	48.30	15	379.80
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	960	0.015	14	43.70	95.5	1948.80
Reparación	re-03	Cambio de terminal	576	0.05	29	27.60	10.2	1096.20
Reparación	re-04	Cambio de tramo de cable	24	0.01	0.24	575.25	13230	3313.26
Reparación	re-05	Cambio fusible aéreo-subterráneo	960	0.03	29	25.30	3	820.70
Revisión	rev-01	Medición de tierras	72	0.20	14	24.90	0.00	348.60
Adecuación	ad-01	Adecuación puesta a tierra	24	0.15	4	31.13	0.00	124.50

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	43 Km	COSTO	\$ 22,245.09
Costo de Explotación Urbano				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		43	0.15	6	31.13	0	186.75
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		43	0.08	3	31.13	0	93.38
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		43	0.08	3	124.85	0	374.55
Reparación	re-01	Empalme de conductor		387	0.03	12	56.03	217	3276.30
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		516	0.05	26	39.43	33	1883.05
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		43	0.01	0.43	575.25	20034	8861.98
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		516	0.1	52	31.13	45	3958.50
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		473	0.20	95	24.90	0.00	2365.50
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		86	0.15	13	31.13	0.00	401.51

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	20 Km	COSTO	\$ 11,521.33
Costo de Explotación Rural				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		20	0.2	4	43.58	0	174.30
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		20	0.08	2	43.58	0	87.15
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		20	0.08	2	147.55	0	295.10
Reparación	re-01	Empalme de conductor		180	0.03	5	68.48	217	1427.38
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		240	0.05	12	51.88	33	1018.50
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		20	0.01	0	592.95	20034	4125.39
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		240	0.1	24	43.58	45	2125.80
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		220	0.20	44	37.35	0.00	1643.40
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		12	0.15	2	43.58	0.00	87.15

SUBESTACIONES MT - BT PISO	CANTIDAD	65 unidad	COSTO	\$ 59,639
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		65	0.03	1.95	31.13	0.00	60.7
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		65	0.06	3.9	31.13	2.70	131.9
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		195	0.03	5.85	40.02	29.00	403.8
Reparación	re-02	Cambio descargadores		195	0.1	19.5	43.07	67.80	2162.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		65	0.05	3.25	44.25	48.00	299.8
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		65	0.01	0.65	507.33	9000.00	6179.8
Reparación	re-05	Mantenimiento de edificios		65	0.1	6.5	620.43	1200.00	11832.8
Reparación	re-06	Mantenimiento de celda		65	0.06	3.9	358.98	500.00	3350.0
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		65	0.10	7	31.13	1500.00	9952.3
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		65	0.50	32.50	197.13	0.00	6406.6
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		65	1.00	65	22.83	15.00	2458.6
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		65	1.00	65	45.65	0.00	2967.3
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		65	0.70	46	43.58	0.00	1982.7
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		65	1.00	65	24.90	0.00	1618.5
Revisión	rev-07	Revisión ocular		65	1.00	65	18.68	0.00	1213.9
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		65	1.00	65	43.58	0.00	2832.4
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		65	0.10	7	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		65	0.02	1	31.13	87.80	154.6
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		65	0.10	7	71.80	400.00	3066.7
Adecuación	ad-04	Cambio antenado BT		65	0.10	7	156.45	17.70	1132.0

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	18 unidad	COSTO	\$ 13,321
Costo de Explotación Rural				\$ 740

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		18	0.03	0.54	43.58	0.00	23.5
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		18	0.06	1.08	43.58	2.70	50.0
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		54	0.03	1.62	53.82	29.00	134.2
Reparación	re-02	Cambio descargadores		54	0.1	5.4	60.77	67.80	694.3
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		18	0.05	0.9	61.95	48.00	99.0
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		18	0.01	0.18	540.78	9000.00	1717.3
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		18	0.10	2	43.58	1500.00	2778.4
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		18	0.50	9.00	209.58	0.00	1886.2
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		18	1.00	18	35.28	15.00	905.0
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		18	1.00	18.00	58.10	0.00	1045.8
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		18	0.70	12.60	56.03	0.00	705.9
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		18	1.00	18.00	37.35	0.00	672.3
Revisión	rev-07	Revisión ocular		18	1.00	18.00	31.13	0.00	560.3
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		18	1.00	18.00	56.03	0.00	1008.5
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		18	0.10	2	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		18	0.02	0	43.58	87.80	47.3
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		18	0.10	2	80.93	400.00	865.7

LAS PIEDRAS

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	552 Km	COSTO	\$	315,955
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	552	0.15	83	18.68	0	1550
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	552	0.35	193	24.90	0	4806
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	35351	0.03	1061	8.30	0	8806
Reparación	re-01	Cambio de tramo de Conductor	552	0.03	17	313.23	2224	43133
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	1656	0.03	50	43.70	5	2435
Reparación	re-03	Cambio de poste hormigón roto	15732	0.01	157	94.00	103	30929
Reparación	re-04	Sustitución soporte prens.	15732	0.03	472	13.80	12	12178
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	35351	0.03	1061	24.90	37	65676
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	35351	0.02	707	10.38	3	9456
Reparación	re-07	Cambio de fusible	1656	0.03	50	10.38	3	669
Reparación	re-08	Empalme de conductor	2760	0.03	83	18.68	9	2297
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	1656	0.03	50	43.70	135	8935
Revisión	rev-01	Medición de tierras	1656	0.50	828	16.60	0.00	13745
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	552	0.50	276	56.03	0.00	15463
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	15732	0.04	629	56.40	0.00	35476
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	569	1.00	569	20.70	0.00	11778
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	1656	0.10	166	31.13	22.18	8849
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	182	0.50	91	16.60	3.00	1784
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	552	0.10	55	169.20	0.00	9306
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	552	0.04	22	558.90	0.00	12296

RED DE BAJA TENSION	LONGITUD	434 Km	COSTO	\$	255,133.03
<i>Costo de explotación Rural</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Codigo	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	434	0.2	87	31.13	0	2702
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	434	0.4	174	37.35	0	6484
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	10714	0.03	321	20.75	0	6669
Reparación	re-01	Cambio de tramo de conductor	434	0.03	13	131.10	2224	30663
Reparación	re-02	Cambio llave termomagnética	2091	0.03	63	8.00	8	1004
Reparación	re-03	Cambio de poste	8680	0.03	260	131.60	33	42862
Reparación	re-04	Sustitución de soporte prens.	8680	0.05	434	27.60	12	17186
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	10714	0.03	321	37.35	37	23898
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	10714	0.02	214	22.83	3	5534
Reparación	re-07	Cambio de fusible	0	0.02	0	22.83	3	0
Reparación	re-08	Empalme de conductor	2170	0.03	65	31.13	9	2612
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	1302	0.03	39	57.50	135	7519
Revisión	rev-01	Medición de tierras	868	0.30	260	29.05	0.00	7565
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	434	0.30	130	68.48	0.00	8915
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	8680	0.050	434	94.00	0.00	40796
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	2091	0.08	167	34.50	0.00	5771
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	1302	0.1	130	43.58	22.18	8561
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	143	0.50	72	29.05	3.00	2295
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	434	0.10	43	206.80	0.00	8975
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	434	0.04	17	462.30	0.00	8026

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	113 Km	COSTO	\$ 71,399.32
Costo de Explotación Urbano				
Líneas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)		113	0.15	17	31.13	0	529
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio		113	0.25	28	31.13	0	872
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención		1356	0.02	27	141.26	34	4732
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión		6102	0.01	61	79.84	8	5358
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		113	0.1	11	79.65	51	1437
Reparación	re-04	Cambio de Poste		2260	0.015	34	330.53	378	24090
Reparación	re-05	Empalme com Manguito		113	0.1	11	29.90	4.29	376
Reparación	re-06	Cambio Cruceta		2260	0.02	45	27.60	52	3582
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar		678	0.03	20	104.41	3.29	2154
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor		113	0.03	3	411.49	410	2464
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección		113	0.50	57	56.03	0.00	3193
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica		1356	0.50	678	10.38	0.00	7034
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes		2260	0.01	23	96.85	0.00	2189
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra		0	0.02	0	31.13	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores		113	0.03	3	411.49	0.00	1395
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes		678	0.03	20	26.55	0.00	540
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores		0	0.33	0	8.72	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles		113	0.06	7	890.10	0.00	6035

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	1047 Km	COSTO	\$ 729,544.44
Costo de Explotación Rural				
Lineas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad		Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)			1047	0.2	209	43.58	0	9107
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio			1047	0.37	387	61.95	0	23975
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención			3141	0.03	94	178.11	34	19938
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión			34551	0.02	691	85.98	8	64942
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible			1047	0.1	105	97.35	51	15577
Reparación	re-04	Cambio de Poste			11517	0.03	346	403.98	50.2	157145
Reparación	re-05	Empalme com Manguito			1047	0.15	157	44.62	4.29	7679
Reparación	re-06	Cambio Cruceta			11517	0.04	461	53.10	20	33699
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar			1047	0.1	105	141.26	3.29	15178
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor			1047	0.04	42	448.34	410	36050
Reparación	re-09	Sustitución indic.paso de falta			209.4	0.1	21	67.56	80	3099
Reparación	re-10	Sustirución antinidos			11517	0.02	230	67.56	6	16918
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección			1047	0.50	524	80.93	0.00	42405
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica			2094	0.50	1047	22.83	0.00	23898
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes			11517	0.03	346	232.59	0.00	80477
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra			0	0.02	0	43.58	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores			1047	0.07	73	448.34	0.00	32729
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes			1047	0.10	105	44.25	0.00	4646
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores			0	0.33	0	23.46	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles			1047	0.06	63	683.10	0.00	43035
Adecuación	ad-07	Retratamiento de postes			11517	0.07	760	34.50	6.00	30780

SUBESTACIONES MT - BT AÉREAS	CANTIDAD	253 unidad	COSTO	\$ 108,506
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant. * frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		253	0.05	13	18.68	0.00	236.2
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		253	0.05	13	24.90	0.00	315.0
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		253	0.06	15	31.13	0.00	472.5
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		2530	0.02	51	39.43	5.00	2247.9
Reparación	re-02	Cambio descargadores		759	0.05	38	94.00	42.00	5161.2
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		253	0.05	13	94.00	48.00	1796.3
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		253	0.01	3	1113.99	4403.00	13958.0
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		253	0.50	127	43.58	0.00	5512.2
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		253	0.50	127	24.90	0.00	3149.9
Revisión	rev-03	Revisión ocular		253	1.00	253	18.68	0.00	4724.8
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		253	1.00	253	43.58	0.00	11024.5
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		253	0.02	5	31.13	0.00	157.5
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		253	0.10	25	1113.99	1000.00	53484.0
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		253	0.10	25	156.45	0.00	3958.2
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		253	0.03	8	24.90	0.00	189.0

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	1394 unidad	COSTO	\$ 537,415
Costo de Explotación Rural				

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		1394	0.1	139.4	31.13	0.00	4338.8
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		1394	0.1	139.4	37.35	0.00	5206.6
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		1394	0.06	84	43.58	0.00	3644.6
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		8364	0.02	167	51.88	5.00	9514.1
Reparación	re-02	Cambio descargadores		4182	0.08	335	131.60	42.00	58079.6
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		1394	0.05	70	131.60	48.00	12518.1
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		1394	0.02	28	1187.44	1003.00	61069.5
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		1394	0.50	697	56.03	0.00	39049.4
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		1394	0.50	697	37.35	0.00	26033.0
Revisión	rev-03	Revisión ocular		1394	1.00	1394	31.13	0.00	43388.3
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		1394	0.50	697	56.03	0.00	39049.4
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		1394	0.02	28	43.58	0.00	1214.9
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		1394	0.10	139	1187.44	250.00	200379.4
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		1394	0.10	139	201.15	0.00	28040.3
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		1394	0.03	42	37.35	0.00	1562.0

Apartos de maniobras	CANTIDAD	71 unidad	COSTO	\$	2,121.48
Costo de Explotación Urbano					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		71	0.15	10.65	31.13	0	331.48
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		71	0.15	10.65	31.13	0	331.48
Revisión	rev-01	Inspección ocular		71	1.00	71	18.68	0.00	1325.93

Apartos de maniobras	CANTIDAD	515 unidad	COSTO	\$	18,786.43
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		515	0.2	103	43.58	0	4488.23
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		515	0.2	103	43.58	0	4488.23
Revisión	rev-01	Inspección ocular		515	0.50	258	31.13	0.00	8014.69

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	14 Km	COSTO	\$	5,470.74
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Cable subterráneo de BT					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de Instalaciones (Mant).	14	0.15	2	31.13	0	62.25
Operación	op-02	Maniobras Reposición de Servicio	14	0.21	3	31.13	0	93.38
Operación	op-03	Detección de faltas en cables	14	0.21	3	102.15	0	306.45
Reparación	re-01	Empalme de cable	112	0.03	3	48.30	15	189.90
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	560	0.015	8	43.70	95.5	1113.60
Reparación	re-03	Cambio de terminal	336	0.05	17	27.60	10.2	642.60
Reparación	re-04	Cambio de tramo de cable	14	0.01	0.14	575.25	13230	1932.74
Reparación	re-05	Cambio fusible aéreo-subterráneo	560	0.03	17	25.30	3	481.10
Revisión	rev-01	Medición de tierras	42	0.20	8	24.90	0.00	199.20
Adecuación	ad-01	Adecuación puesta a tierra	14	0.15	2	31.13	0.00	62.25

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	28 Km	COSTO	\$ 14,570.80
Costo de Explotación Urbano				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		28	0.15	4	31.13	0	124.50
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		28	0.08	2	31.13	0	62.25
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		28	0.08	2	124.85	0	249.70
Reparación	re-01	Empalme de conductor		252	0.03	8	56.03	217	2184.20
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		336	0.05	17	39.43	33	1231.23
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		28	0.01	0.28	575.25	20034	5770.59
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		336	0.1	34	31.13	45	2588.25
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		308	0.20	62	24.90	0.00	1543.80
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		56	0.15	8	31.13	0.00	261.45

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	2 Km	COSTO	\$ 1,153.31
Costo de Explotación Rural				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		2	0.2	0	43.58	0	0.00
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		2	0.08	0	43.58	0	0.00
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		2	0.08	0	147.55	0	0.00
Reparación	re-01	Empalme de conductor		18	0.03	1	68.48	217	285.48
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		24	0.05	1	51.88	33	84.88
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		2	0.01	0	592.95	20034	412.54
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		24	0.1	2	43.58	45	177.15
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		22	0.20	4	37.35	0.00	149.40
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		1	0.15	0	43.58	0.00	0.00

SUBESTACIONES MT - BT PISO	CANTIDAD	52 unidad	COSTO	\$ 47,711
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		52	0.03	1.56	31.13	0.00	48.6
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		52	0.06	3.12	31.13	2.70	105.5
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		156	0.03	4.68	40.02	29.00	323.0
Reparación	re-02	Cambio descargadores		156	0.1	15.6	43.07	67.80	1729.6
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		52	0.05	2.6	44.25	48.00	239.9
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		52	0.01	0.52	507.33	9000.00	4943.8
Reparación	re-05	Mantenimiento de edificios		52	0.1	5.2	620.43	1200.00	9466.2
Reparación	re-06	Mantenimiento de celda		52	0.06	3.12	358.98	500.00	2680.0
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		52	0.10	5	31.13	1500.00	7961.9
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		52	0.50	26.00	197.13	0.00	5125.3
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		52	1.00	52	22.83	15.00	1966.9
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		52	1.00	52	45.65	0.00	2373.8
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		52	0.70	36	43.58	0.00	1586.1
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		52	1.00	52	24.90	0.00	1294.8
Revisión	rev-07	Revisión ocular		52	1.00	52	18.68	0.00	971.1
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		52	1.00	52	43.58	0.00	2265.9
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		52	0.10	5	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		52	0.02	1	31.13	87.80	123.7
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		52	0.10	5	71.80	400.00	2453.3
Adecuación	ad-04	Cambio antenado BT		52	0.10	5	156.45	17.70	905.6

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	1 unidad	COSTO	\$	740
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		1	0.03	0.03	43.58	0.00	1.3
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		1	0.06	0.06	43.58	2.70	2.8
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		3	0.03	0.09	53.82	29.00	7.5
Reparación	re-02	Cambio descargadores		3	0.1	0.3	60.77	67.80	38.6
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		1	0.05	0.05	61.95	48.00	5.5
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		1	0.01	0.01	540.78	9000.00	95.4
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		1	0.10	0	43.58	1500.00	154.4
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		1	0.50	0.50	209.58	0.00	104.8
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		1	1.00	1	35.28	15.00	50.3
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		1	1.00	1.00	58.10	0.00	58.1
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		1	0.70	0.70	56.03	0.00	39.2
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		1	1.00	1.00	37.35	0.00	37.4
Revisión	rev-07	Revisión ocular		1	1.00	1.00	31.13	0.00	31.1
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		1	1.00	1.00	56.03	0.00	56.0
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		1	0.10	0	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		1	0.02	0	43.58	87.80	2.6
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		1	0.10	0	80.93	400.00	48.1

MERCEDES

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	370 Km	COSTO	\$	220,135
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	370	0.15	56	18.68	0	1046
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	370	0.35	130	24.90	0	3237
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	27086	0.03	813	8.30	0	6748
Reparación	re-01	Cambio de tramo de Conductor	370	0.03	11	313.23	2224	27909
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	1110	0.03	33	43.70	5	1607
Reparación	re-03	Cambio de poste hormigón roto	10545	0.01	105	94.00	103	20685
Reparación	re-04	Sustitución soporte prens.	10545	0.03	316	13.80	12	8153
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	27086	0.03	813	24.90	37	50325
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	27086	0.02	542	10.38	3	7249
Reparación	re-07	Cambio de fusible	1110	0.03	33	10.38	3	441
Reparación	re-08	Empalme de conductor	1850	0.03	56	18.68	9	1550
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	1110	0.03	33	43.70	135	5897
Revisión	rev-01	Medición de tierras	1110	0.50	555	16.60	0.00	9213
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	370	0.50	185	56.03	0.00	10365
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	10545	0.04	422	56.40	0.00	23801
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	405	1.00	405	20.70	0.00	8384
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	1110	0.10	111	31.13	22.18	5917
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	122	0.50	61	16.60	3.00	1196
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	370	0.10	37	169.20	0.00	6260
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	370	0.04	15	558.90	0.00	8384

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	127 Km	COSTO	\$	82,822.34
<i>Costo de explotación Rural</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Codigo	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	127	0.2	25	31.13	0	791
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	127	0.4	51	37.35	0	1897
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	4623	0.03	139	20.75	0	2878
Reparación	re-01	Cambio de tramo de conductor	127	0.03	4	131.10	2224	8973
Reparación	re-02	Cambio llave termomagnética	1371	0.03	41	8.00	8	658
Reparación	re-03	Cambio de poste	2540	0.03	76	131.60	33	12543
Reparación	re-04	Sustitución de soporte prens.	2540	0.05	127	27.60	12	5029
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	4623	0.03	139	37.35	37	10312
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	4623	0.02	92	22.83	3	2388
Reparación	re-07	Cambio de fusible	0	0.02	0	22.83	3	0
Reparación	re-08	Empalme de conductor	635	0.03	19	31.13	9	764
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	381	0.03	11	57.50	135	2200
Revisión	rev-01	Medición de tierras	254	0.30	76	29.05	0.00	2214
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	127	0.30	38	68.48	0.00	2609
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	2540	0.050	127	94.00	0.00	11938
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	1371	0.08	110	34.50	0.00	3784
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	381	0.1	38	43.58	22.18	2505
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	42	0.50	21	29.05	3.00	672
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	127	0.10	13	206.80	0.00	2626
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	127	0.04	5	462.30	0.00	2348

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	97 Km	COSTO	\$ 61,587.93
Costo de Explotación Urbano				
Líneas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)		97	0.15	15	31.13	0	467
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio		97	0.25	24	31.13	0	747
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención		1164	0.02	23	141.26	34	4031
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión		5238	0.01	52	79.84	8	4568
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		97	0.1	10	79.65	51	1307
Reparación	re-04	Cambio de Poste		1940	0.015	29	330.53	378	20547
Reparación	re-05	Empalme com Manguito		97	0.1	10	29.90	4.29	342
Reparación	re-06	Cambio Cruceta		1940	0.02	39	27.60	52	3104
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar		582	0.03	17	104.41	3.29	1831
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor		97	0.03	3	411.49	410	2464
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección		97	0.50	49	56.03	0.00	2745
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica		1164	0.50	582	10.38	0.00	6038
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes		1940	0.01	19	96.85	0.00	1879
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra		0	0.02	0	31.13	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores		97	0.03	3	411.49	0.00	1197
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes		582	0.03	17	26.55	0.00	464
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores		0	0.33	0	8.72	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles		97	0.06	6	890.10	0.00	5180

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	1168 Km	COSTO	\$ 813,259.12
Costo de Explotación Rural				
Lineas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad		Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)			1168	0.2	234	43.58	0	10197
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio			1168	0.37	432	61.95	0	26762
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención			3504	0.03	105	178.11	34	22271
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión			38544	0.02	771	85.98	8	72461
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible			1168	0.1	117	97.35	51	17357
Reparación	re-04	Cambio de Poste			12848	0.03	385	403.98	50.2	174857
Reparación	re-05	Empalme com Manguito			1168	0.15	175	44.62	4.29	8559
Reparación	re-06	Cambio Cruceta			12848	0.04	514	53.10	20	37573
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar			1168	0.1	117	141.26	3.29	16912
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor			1168	0.04	47	448.34	410	40342
Reparación	re-09	Sustitución indic.paso de falta			233.6	0.1	23	67.56	80	3394
Reparación	re-10	Sustitución antinidos			12848	0.02	257	67.56	6	18904
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección			1168	0.50	584	80.93	0.00	47260
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica			2336	0.50	1168	22.83	0.00	26660
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes			12848	0.03	385	232.59	0.00	89548
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra			0	0.02	0	43.58	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores			1168	0.07	82	448.34	0.00	36764
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes			1168	0.10	117	44.25	0.00	5177
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores			0	0.33	0	23.46	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles			1168	0.06	70	683.10	0.00	47817
Adecuación	ad-07	Retratamiento de postes			12848	0.07	848	34.50	6.00	34344

SUBESTACIONES MT - BT AÉREAS	CANTIDAD	180 unidad	COSTO	\$ 77,198
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant. * frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		180	0.05	9	18.68	0.00	168.1
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		180	0.05	9	24.90	0.00	224.1
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		180	0.06	11	31.13	0.00	336.2
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		1800	0.02	36	39.43	5.00	1599.3
Reparación	re-02	Cambio descargadores		540	0.05	27	94.00	42.00	3672.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		180	0.05	9	94.00	48.00	1278.0
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		180	0.01	2	1113.99	4403.00	9930.6
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		180	0.50	90	43.58	0.00	3921.8
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		180	0.50	90	24.90	0.00	2241.0
Revisión	rev-03	Revisión ocular		180	1.00	180	18.68	0.00	3361.5
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		180	1.00	180	43.58	0.00	7843.5
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		180	0.02	4	31.13	0.00	112.1
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		180	0.10	18	1113.99	1000.00	38051.9
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		180	0.10	18	156.45	0.00	2816.1
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		180	0.03	5	24.90	0.00	134.5

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	914 unidad	COSTO	\$ 352,365
Costo de Explotación Rural				

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		914	0.1	91.4	31.13	0.00	2844.8
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		914	0.1	91.4	37.35	0.00	3413.8
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		914	0.06	55	43.58	0.00	2389.7
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		5484	0.02	110	51.88	5.00	6238.1
Reparación	re-02	Cambio descargadores		2742	0.08	219	131.60	42.00	38080.9
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		914	0.05	46	131.60	48.00	8207.7
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		914	0.02	18	1187.44	1003.00	40041.3
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		914	0.50	457	56.03	0.00	25603.4
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		914	0.50	457	37.35	0.00	17069.0
Revisión	rev-03	Revisión ocular		914	1.00	914	31.13	0.00	28448.3
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		914	0.50	457	56.03	0.00	25603.4
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		914	0.02	18	43.58	0.00	796.6
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		914	0.10	91	1187.44	250.00	131382.2
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		914	0.10	91	201.15	0.00	18385.1
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		914	0.03	27	37.35	0.00	1024.1

Apartos de maniobras	CANTIDAD	66 unidad	COSTO	\$	1,972.08
Costo de Explotación Urbano					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		66	0.15	9.9	31.13	0	308.14
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		66	0.15	9.9	31.13	0	308.14
Revisión	rev-01	Inspección ocular		66	1.00	66	18.68	0.00	1232.55

Apartos de maniobras	CANTIDAD	638 unidad	COSTO	\$	23,273.28
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		638	0.2	127.6	43.58	0	5560.17
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		638	0.2	127.6	43.58	0	5560.17
Revisión	rev-01	Inspección ocular		638	0.50	319	31.13	0.00	9928.88

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	15 Km	COSTO	\$	5,932.43
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Cable subterráneo de BT					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de Instalaciones (Mant).	15	0.15	2	31.13	0	62.25
Operación	op-02	Maniobras Reposición de Servicio	15	0.21	3	31.13	0	93.38
Operación	op-03	Detección de faltas en cables	15	0.21	3	102.15	0	306.45
Reparación	re-01	Empalme de cable	120	0.03	4	48.30	15	253.20
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	600	0.015	9	43.70	95.5	1252.80
Reparación	re-03	Cambio de terminal	360	0.05	18	27.60	10.2	680.40
Reparación	re-04	Cambio de tramo de cable	15	0.01	0.15	575.25	13230	2070.79
Reparación	re-05	Cambio fusible aéreo-subterráneo	600	0.03	18	25.30	3	509.40
Revisión	rev-01	Medición de tierras	45	0.20	9	24.90	0.00	224.10
Adecuación	ad-01	Adecuación puesta a tierra	15	0.15	2	31.13	0.00	62.25

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	35 Km	COSTO	\$ 17,949.16
Costo de Explotación Urbano				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		35	0.15	5	31.13	0	155.63
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		35	0.08	3	31.13	0	93.38
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		35	0.08	3	124.85	0	374.55
Reparación	re-01	Empalme de conductor		315	0.03	9	56.03	217	2457.23
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		420	0.05	21	39.43	33	1520.93
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		35	0.01	0.35	575.25	20034	7213.24
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		420	0.1	42	31.13	45	3197.25
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		385	0.20	77	24.90	0.00	1917.30
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		70	0.15	11	31.13	0.00	326.81

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	3 Km	COSTO	\$ 1,814.94
Costo de Explotación Rural				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		3	0.2	1	43.58	0	43.58
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		3	0.08	0	43.58	0	0.00
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		3	0.08	0	147.55	0	0.00
Reparación	re-01	Empalme de conductor		27	0.03	1	68.48	217	285.48
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		36	0.05	2	51.88	33	169.75
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		3	0.01	0	592.95	20034	618.81
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		36	0.1	4	43.58	45	354.30
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		33	0.20	7	37.35	0.00	261.45
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		2	0.15	0	43.58	0.00	0.00

SUBESTACIONES MT - BT PISO	CANTIDAD	47 unidad	COSTO	\$	43,123
Costo de Explotación Urbano					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		47	0.03	1.41	31.13	0.00	43.9
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		47	0.06	2.82	31.13	2.70	95.4
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		141	0.03	4.23	40.02	29.00	292.0
Reparación	re-02	Cambio descargadores		141	0.1	14.1	43.07	67.80	1563.3
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		47	0.05	2.35	44.25	48.00	216.8
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		47	0.01	0.47	507.33	9000.00	4468.4
Reparación	re-05	Mantenimiento de edificios		47	0.1	4.7	620.43	1200.00	8556.0
Reparación	re-06	Mantenimiento de celda		47	0.06	2.82	358.98	500.00	2422.3
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		47	0.10	5	31.13	1500.00	7196.3
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		47	0.50	23.50	197.13	0.00	4632.4
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		47	1.00	47	22.83	15.00	1777.8
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		47	1.00	47	45.65	0.00	2145.6
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		47	0.70	33	43.58	0.00	1433.6
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		47	1.00	47	24.90	0.00	1170.3
Revisión	rev-07	Revisión ocular		47	1.00	47	18.68	0.00	877.7
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		47	1.00	47	43.58	0.00	2048.0
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		47	0.10	5	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		47	0.02	1	31.13	87.80	111.8
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		47	0.10	5	71.80	400.00	2217.4
Adecuación	ad-04	Cambio antenado BT		47	0.10	5	156.45	17.70	818.5

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	1 unidad	COSTO	\$	740
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		1	0.03	0.03	43.58	0.00	1.3
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		1	0.06	0.06	43.58	2.70	2.8
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		3	0.03	0.09	53.82	29.00	7.5
Reparación	re-02	Cambio descargadores		3	0.1	0.3	60.77	67.80	38.6
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		1	0.05	0.05	61.95	48.00	5.5
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		1	0.01	0.01	540.78	9000.00	95.4
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		1	0.10	0	43.58	1500.00	154.4
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		1	0.50	0.50	209.58	0.00	104.8
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		1	1.00	1	35.28	15.00	50.3
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		1	1.00	1.00	58.10	0.00	58.1
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		1	0.70	0.70	56.03	0.00	39.2
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		1	1.00	1.00	37.35	0.00	37.4
Revisión	rev-07	Revisión ocular		1	1.00	1.00	31.13	0.00	31.1
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		1	1.00	1.00	56.03	0.00	56.0
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		1	0.10	0	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		1	0.02	0	43.58	87.80	2.6
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		1	0.10	0	80.93	400.00	48.1

MONTEVIDEO

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	5824 Km	COSTO	\$	3,566,815
<i>Costo de explotación Urbano</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	5824	0.15	874	18.68	0	16322
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	5824	0.35	2038	24.90	0	50746
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	490318	0.03	14710	8.30	0	122093
Reparación	re-01	Cambio de tramo de Conductor	5824	0.03	175	313.23	2224	444014
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	17472	0.03	524	43.70	5	25519
Reparación	re-03	Cambio de poste hormigón roto	165984	0.01	1660	94.00	103	327020
Reparación	re-04	Sustitución soporte prens.	165984	0.03	4980	13.80	12	128484
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	490318	0.03	14710	24.90	37	910549
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	490318	0.02	9806	10.38	3	131155
Reparación	re-07	Cambio de fusible	17472	0.03	524	10.38	3	7009
Reparación	re-08	Empalme de conductor	29120	0.03	874	18.68	9	24188
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	17472	0.03	524	43.70	135	93639
Revisión	rev-01	Medición de tierras	17472	0.50	8736	16.60	0.00	145018
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	5824	0.50	2912	56.03	0.00	163145
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	165984	0.04	6639	56.40	0.00	374440
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	2993	1.00	2993	20.70	0.00	61955
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	17472	0.10	1747	31.13	22.18	93124
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	1922	0.50	961	16.60	3.00	18836
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	5824	0.10	582	169.20	0.00	98474
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	5824	0.04	233	558.90	0.00	130224

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	226 Km	COSTO	\$	131,560.90
<i>Costo de explotación Rural</i>					
Líneas Aéreas de Baja Tensión					

Tipo	Codigo	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignacion de instalaciones(mant)	226	0.2	45	31.13	0	1407
Operación	op-02	Maniobras Repos servicio	226	0.4	90	37.35	0	3376
Operación	op-03	Incidencias de Suministros	5811	0.03	174	20.75	0	3617
Reparación	re-01	Cambio de tramo de conductor	226	0.03	7	131.10	2224	15968
Reparación	re-02	Cambio llave termomagnética	426	0.03	13	8.00	8	204
Reparación	re-03	Cambio de poste	4520	0.03	136	131.60	33	22320
Reparación	re-04	Sustitución de soporte prens.	4520	0.05	226	27.60	12	8950
Reparación	re-05	Cambio medidor quemado	5811	0.03	174	37.35	37	12961
Reparación	re-06	Cambio conector acometida	5811	0.02	116	22.83	3	3001
Reparación	re-07	Cambio de fusible	0	0.02	0	22.83	3	0
Reparación	re-08	Empalme de conductor	1130	0.03	34	31.13	9	1360
Reparación	re-09	Sustitución de CGP	678	0.03	20	57.50	135	3915
Revisión	rev-01	Medición de tierras	452	0.30	136	29.05	0.00	3939
Revisión	rev-02	Revisión ocular líneas y tierras(por km)	226	0.30	68	68.48	0.00	4643
Adecuación	ad-01	Enderezar poste	4520	0.050	226	94.00	0.00	21244
Adecuación	ad-02	Equilibrar cargas	426	0.08	34	34.50	0.00	1176
Adecuación	ad-03	Adecuación puesta a tierra	678	0.1	68	43.58	22.18	4458
Adecuación	ad-04	Adecuación neutro	75	0.50	37	29.05	3.00	1195
Adecuación	ad-05	Retensado de conductor	226	0.10	23	206.80	0.00	4674
Adecuación	ad-06	Poda de árboles	226	0.04	9	462.30	0.00	4179

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	1706 Km	COSTO	\$ 1,083,875.45
Costo de Explotación Urbano				
Líneas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)		1706	0.15	256	31.13	0	7968
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio		1706	0.25	427	31.13	0	13290
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención		20472	0.02	409	141.26	34	71681
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión		92124	0.01	921	79.84	8	80902
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		1706	0.1	171	79.65	51	22341
Reparación	re-04	Cambio de Poste		34120	0.015	512	330.53	378	362765
Reparación	re-05	Empalme com Manguito		1706	0.1	171	29.90	4.29	5846
Reparación	re-06	Cambio Cruceta		34120	0.02	682	27.60	52	54287
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar		10236	0.03	307	104.41	3.29	33063
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor		1706	0.03	51	411.49	410	41896
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección		1706	0.50	853	56.03	0.00	47789
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica		20472	0.50	10236	10.38	0.00	106199
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes		34120	0.01	341	96.85	0.00	33045
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra		0	0.02	0	31.13	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores		1706	0.03	51	411.49	0.00	21060
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes		10236	0.03	307	26.55	0.00	8153
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores		0	0.33	0	8.72	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles		1706	0.06	102	890.10	0.00	91111

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITUD	217 Km	COSTO	\$ 151,776.52
Costo de Explotación Rural				
Lineas Aéreas de Media Tensión				

Tipo	Código	Descripción	Unidad		Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)			217	0.2	43	43.58	0	1874
Operación	op-02	Maniobras para reposición del Servicio			217	0.37	80	61.95	0	4956
Reparación	re-01	Cambio aisladores de retención			651	0.03	20	178.11	34	4242
Reparación	re-02	Cambio aisladores de suspensión			7161	0.02	143	85.98	8	13440
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible			217	0.1	22	97.35	51	3264
Reparación	re-04	Cambio de Poste			2387	0.03	72	403.98	50.2	32701
Reparación	re-05	Empalme com Manguito			217	0.15	33	44.62	4.29	1614
Reparación	re-06	Cambio Cruceta			2387	0.04	95	53.10	20	6945
Reparación	re-07	Cambio puente auxiliar			217	0.1	22	141.26	3.29	3180
Reparación	re-08	Cambio tramo de conductor			217	0.04	9	448.34	410	7725
Reparación	re-09	Sustitución indic.paso de falta			43.4	0.1	4	67.56	80	590
Reparación	re-10	Sustirución antinidos			2387	0.02	48	67.56	6	3531
Revisión	rev-01	Inventario-Inspección			217	0.50	109	80.93	0.00	8821
Revisión	rev-02	Revisión Termográfica			434	0.50	217	22.83	0.00	4953
Adecuación	ad-01	Enderezado de postes			2387	0.03	72	232.59	0.00	16747
Adecuación	ad-02	Adecuar puestas a tierra			0	0.02	0	43.58	0.00	0
Adecuación	ad-03	Retensado de conductores			217	0.07	15	448.34	0.00	6725
Adecuación	ad-04	Adecuación de Puentes			217	0.10	22	44.25	0.00	974
Adecuación	ad-05	Lavado de aisladores			0	0.33	0	23.46	0.00	0
Adecuación	ad-06	Poda de árboles			217	0.06	13	683.10	0.00	8880
Adecuación	ad-07	Retratamiento de postes			2387	0.07	158	34.50	6.00	6399

SUBESTACIONES MT - BT AÉREAS	CANTIDAD	1330 unidad	COSTO	\$ 570,406
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant. * frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		1330	0.05	67	18.68	0.00	1241.9
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		1330	0.05	67	24.90	0.00	1655.9
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		1330	0.06	80	31.13	0.00	2483.8
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		13300	0.02	266	39.43	5.00	11817.1
Reparación	re-02	Cambio descargadores		3990	0.05	200	94.00	42.00	27132.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		1330	0.05	67	94.00	48.00	9443.0
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		1330	0.01	13	1113.99	4403.00	73376.0
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		1330	0.50	665	43.58	0.00	28977.4
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		1330	0.50	665	24.90	0.00	16558.5
Revisión	rev-03	Revisión ocular		1330	1.00	1330	18.68	0.00	24837.8
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		1330	1.00	1330	43.58	0.00	57954.8
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		1330	0.02	27	31.13	0.00	827.9
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		1330	0.10	133	1113.99	1000.00	281160.9
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		1330	0.10	133	156.45	0.00	20807.9
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		1330	0.03	40	24.90	0.00	993.5

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	284 unidad	COSTO	\$ 109,488
Costo de Explotación Rural				

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		284	0.1	28.4	31.13	0.00	884.0
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		284	0.1	28.4	37.35	0.00	1060.7
Operación	op-03	Maniobras para conmutar trafo		284	0.06	17	43.58	0.00	742.5
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		1704	0.02	34	51.88	5.00	1938.3
Reparación	re-02	Cambio descargadores		852	0.08	68	131.60	42.00	11832.6
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		284	0.05	14	131.60	48.00	2550.3
Reparación	re-04	Cambio de transformadores (quemados)		284	0.02	6	1187.44	1003.00	12441.7
Revisión	rev-01	Med/registro corriente/tensión		284	0.50	142	56.03	0.00	7955.6
Revisión	rev-02	Medición puesta a tierra		284	0.50	142	37.35	0.00	5303.7
Revisión	rev-03	Revisión ocular		284	1.00	284	31.13	0.00	8839.5
Revisión	rev-04	Revisión termográfica		284	0.50	142	56.03	0.00	7955.6
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		284	0.02	6	43.58	0.00	247.5
Adecuación	ad-02	Adecuación transformador (incluye cambio de trafo por rotación)		284	0.10	28	1187.44	250.00	40823.3
Adecuación	ad-03	Cambio antenado BT		284	0.10	28	201.15	0.00	5712.7
Adecuación	ad-04	Adecuación señalización		284	0.03	9	37.35	0.00	318.2

Apartos de maniobras	CANTIDAD	12204 unidad	COSTO	\$	364,655.52
Costo de Explotación Urbano					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		12204	0.15	1830.6	31.13	0	56977.43
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		12204	0.15	1830.6	31.13	0	56977.43
Revisión	rev-01	Inspección ocular		12204	1.00	12204	18.68	0.00	227909.70

Apartos de maniobras	CANTIDAD	1302 unidad	COSTO	\$	47,495.01
Costo de Explotación Rural					

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de instalaciones		1302	0.2	260.4	43.58	0	11346.93
Operación	op-02	Maniobras para repos. Servicio		1302	0.2	260.4	43.58	0	11346.93
Revisión	rev-01	Inspección ocular		1302	0.50	651	31.13	0.00	20262.38

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	2965 Km	COSTO	\$ 1,175,101.98
<i>Costo de explotación Urbano</i>				
Cable subterráneo de BT				

Tipo	Código	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de Instalaciones (Mant).	2965	0.15	445	31.13	0	13850.63
Operación	op-02	Maniobras Reposición de Servicio	2965	0.21	623	31.13	0	19390.88
Operación	op-03	Detección de faltas en cables	2965	0.21	623	102.15	0	63639.45
Reparación	re-01	Empalme de cable	23720	0.03	712	48.30	15	45069.60
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	118600	0.015	1779	43.70	95.5	247636.80
Reparación	re-03	Cambio de terminal	71160	0.05	3558	27.60	10.2	134492.40
Reparación	re-04	Cambio de tramo de cable	2965	0.01	29.65	575.25	13230	409325.66
Reparación	re-05	Cambio fusible aéreo-subterráneo	118600	0.03	3558	25.30	3	100691.40
Revisión	rev-01	Medición de tierras	8895	0.20	1779	24.90	0.00	44297.10
Adecuación	ad-01	Adecuación puesta a tierra	2965	0.15	445	31.13	0.00	13850.63

RED DE BAJA TENSIÓN	LONGITUD	17 Km	COSTO	\$	7,917.54
<i>Costo de explotación Rural</i>					
Cable subterráneo					

Tipo	Codigo	Descripción	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignación de Instalaciones (Mant).	17	0.2	3.4	43.58	0	148.16
Operación	op-02	Maniobras Reposición de Servicio	17	0.21	3.57	43.58	0	155.56
Operación	op-03	Detección de faltas en cables	17	0.21	3.57	124.85	0	445.71
Reparación	re-01	Empalme de cable	136	0.03	4.08	62.10	15	314.57
Reparación	re-02	Cambio de base portafusible bt	680	0.015	10.2	57.50	95.5	1560.60
Reparación	re-03	Cambio de terminal	408	0.05	20.4	41.40	10.2	1052.64
Reparación	re-04	Cambio de tramo de cable	17	0.01	0.17	592.95	13230	2349.90
Reparación	re-05	Cambio fusible aéreo-subterráneo	680	0.03	20.4	39.10	3	858.84
Revisión	rev-01	Medición de tierras	34	0.20	7	37.35	0.00	253.98
Adecuación	ad-01	Adecuación puesta a tierra	17	0.150	3	43.58	0.00	111.12

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	1723 Km	COSTO	\$ 888,537.15
Costo de Explotación Urbano				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		1723	0.15	258	31.13	0	8030.25
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		1723	0.08	138	31.13	0	4295.25
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		1723	0.08	138	124.85	0	17229.30
Reparación	re-01	Empalme de conductor		15507	0.03	465	56.03	217	126956.63
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		20676	0.05	1034	39.43	33	74887.45
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		1723	0.01	17.23	575.25	20034	355097.38
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		20676	0.1	2068	31.13	45	157426.50
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		18953	0.20	3791	24.90	0.00	94395.90
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		3446	0.15	517	31.13	0.00	16088.51

RED DE MEDIA TENSIÓN	LONGITU	71 Km	COSTO	\$ 40,975.17
Costo de Explotación Rural				
Cable Subterráneo				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones		71	0.2	14	43.58	0	610.05
Operación	op-02	Maniobras para repos. del Servicio		71	0.08	6	43.58	0	261.45
Operación	op-03	Detección de fallas en cables		71	0.08	6	147.55	0	885.30
Reparación	re-01	Empalme de conductor		639	0.03	19	68.48	217	5424.03
Reparación	re-02	Cambio de caja terminal		852	0.05	43	51.88	33	3649.63
Reparación	re-03	Cambio de tramo de cable		71	0.01	1	592.95	20034	14645.13
Reparación	re-04	Cambio de Descargadores		852	0.1	85	43.58	45	7528.88
Revisión	rev-01	Medición de Tierras		781	0.20	156	37.35	0.00	5826.60
Adecuación	ad-01	Adecuación de puesta a tierra		43	0.15	6	43.58	0.00	261.45

SUBESTACIONES MT - BT PISO	CANTIDAD	2452 unidad	COSTO	\$ 2,249,750
Costo de Explotación Urbano				

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		2452	0.03	73.56	31.13	0.00	2289.6
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		2452	0.06	147.12	31.13	2.70	4976.3
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		7356	0.03	220.68	40.02	29.00	15231.3
Reparación	re-02	Cambio descargadores		7356	0.1	735.6	43.07	67.80	81556.0
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		2452	0.05	122.6	44.25	48.00	11309.9
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		2452	0.01	24.52	507.33	9000.00	233119.6
Reparación	re-05	Mantenimiento de edificios		2452	0.1	245.2	620.43	1200.00	446368.2
Reparación	re-06	Mantenimiento de celda		2452	0.06	147.12	358.98	500.00	126372.4
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		2452	0.10	245	31.13	1500.00	375431.9
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		2452	0.50	1226.00	197.13	0.00	241675.3
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		2452	1.00	2452	22.83	15.00	92746.9
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		2452	1.00	2452	45.65	0.00	111933.8
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		2452	0.70	1716	43.58	0.00	74792.1
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		2452	1.00	2452	24.90	0.00	61054.8
Revisión	rev-07	Revisión ocular		2452	1.00	2452	18.68	0.00	45791.1
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		2452	1.00	2452	43.58	0.00	106845.9
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		2452	0.10	245	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		2452	0.02	49	31.13	87.80	5832.1
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		2452	0.10	245	71.80	400.00	115684.1
Adecuación	ad-04	Cambio antenado BT		2452	0.10	245	156.45	17.70	42701.6

SUBESTACIONES MT - BT	CANTIDAD	44 unidad	COSTO	\$ 32,563
Costo de Explotación Rural				

Tipo	Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Frecuencia	cant.* frec.	Costo de Mano de Obra	Costo de Materiales	Total
Operación	op-01	Consignaciones de Instalaciones (mant)		44	0.03	1.32	43.58	0.00	57.5
Operación	op-02	Maniobras para rep. Servicio		44	0.06	2.64	43.58	2.70	122.2
Reparación	re-01	Cambio base portafusibles bt		132	0.03	3.96	53.82	29.00	328.0
Reparación	re-02	Cambio descargadores		132	0.1	13.2	60.77	67.80	1697.1
Reparación	re-03	Cambio de Seccionador Fusible		44	0.05	2.2	61.95	48.00	241.9
Reparación	re-04	Cambio de transformadores		44	0.01	0.44	540.78	9000.00	4197.9
Revisión	rev-01	Cambio aceite transformador		44	0.10	4	43.58	1500.00	6791.7
Revisión	rev-02	Filtrado aceite transformador		44	0.50	22.00	209.58	0.00	4610.7
Revisión	rev-03	Cambio silicagel		44	1.00	44	35.28	15.00	2212.1
Revisión	rev-04	Muestra/Análisis aceite trafo.		44	1.00	44.00	58.10	0.00	2556.4
Revisión	rev-05	Med/registro corriente/tensión		44	0.70	30.80	56.03	0.00	1725.6
Revisión	rev-06	Medición puesta a tierra		44	1.00	44.00	37.35	0.00	1643.4
Revisión	rev-07	Revisión ocular		44	1.00	44.00	31.13	0.00	1369.5
Revisión	rev-08	Revisión termográfica		44	1.00	44.00	56.03	0.00	2465.1
Adecuación	ad-01	Adecuación de inscripción		44	0.10	4	0.00	0.00	0.0
Adecuación	ad-02	Adecuación de puesta a tierra		44	0.02	1	43.58	87.80	115.6
Adecuación	ad-03	Adecuación transformador		44	0.10	4	80.93	400.00	2116.1