

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION ESTANDAR (VADE)

**Análisis del Informe Final Etapa 1 elaborado para UTE
Primera Etapa – Versión Definitiva**

**Preparado
para**



Setiembre 2002

INDICE GENERAL

1.	RESUMEN EJECUTIVO	1
2.	MUESTRAS DE INSTALACIONES REPRESENTATIVAS	3
3.	DISEÑO DE LA RED ADAPTADA.....	5
3.1	Optimización con el Modelo SPARD	5
3.2	Análisis de los Resultados del Consultor	6
3.2.1	Sistema de Subtransmisión (60 y 30 kV).....	6
3.2.2	Red de Distribución	6
4.	COSTO DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS	9
4.1	Diseño de las Unidades Constructivas.....	9
4.1.1	Cantidad de estructuras por km (vanos medios)	9
4.1.2	Cómputos de materiales de las UCC.....	9
4.2	Costos indirectos	11
4.3	Benchmarking de costos unitarios.....	13
5.	DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO Y CALCULO DEL VADE	14
5.1	Análisis del Informe del Consultor	14
5.1.1	Costos Indirectos	14
5.1.2	Costos Comerciales Directos	14
5.1.3	Costos de Explotación Directos	15
5.1.4	Anualidad del VNR	15
5.1.5	Observaciones	17
5.2	Benchmarking	17
5.2.1	General.....	17
5.2.2	Inversión Específica (VNR/kW)	18
5.2.3	Gastos de Explotación (O&M)	20
5.2.4	Gastos Comerciales.....	21
6.	DETERMINACIÓN DE AREAS DE DISTRIBUCION TIPICAS.....	21

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe contiene los resultados de la Primera Etapa - Diagnóstico del contrato entre el Especialista y la UREE, referente al Análisis del Informe Final Etapa 1 elaborado por el Consultor de UTE para Determinar el Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y Tasas de Conexión en el Uruguay.

Las principales conclusiones del Diagnóstico, que se desarrollan en los capítulos siguientes son:

- Se infieren los km de redes de BT mediante métodos estadísticos, obteniendo valores excesivos, cuya consecuencia es sobreestimar el VADE de dichas redes.
- La metodología estadística aplicada para inferir la longitud de redes de BT no garantiza la representatividad de la muestra seleccionada.
- Los precios unitarios aplicados para obtener costos de inversión son entre un 15 y un 20% superiores a los valores que surgen del análisis realizado por la UREE sobre licitaciones de UTE. Por otra parte, los valores de UREE son muy similares a los del Especialista, obtenidos por “benchmarking” con distribuidoras argentinas, peruanas y bolivianas comparables.
- Se sobrestiman los costos de O&M al incluir un 3% anual adicional en concepto de “reposición de instalaciones” (materiales y mano de obra asociada), lo que llevaría casi a amortizar dos veces las instalaciones a lo largo de su vida útil estándar de 30 años. El impacto sobre el VADE total de esta inclusión es del orden del 7%.
- El VADE comercial resulta muy superior al de distribuidoras comparables, debido al sobredimensionamiento de las oficinas comerciales de UTE.

En atención a lo expuesto, durante la Segunda. Etapa del trabajo el Especialista concentrará sus esfuerzos en:

- Inferir las cantidades de redes de MT y BT adaptadas a la demanda aplicando el Modelo de Red de Distribución Urbana Adaptada sobre las tres localidades urbanas representativas de las ADT 1, 2 y 3, respectivamente.
- Estimar la longitud de redes de MT existente por medición directa sobre planos, y optimizar la relación entre las cantidades de puestos de transformación y redes de BT para los dos distritos representativos de las ADT 4 y 5.
- Ajustar los costos de inversión usando las cantidades físicas resultantes de las optimizaciones precedentes y los costos eficientes elaborados por la UREE y el Especialista sobre la base de los valores de mercado del Uruguay (UTE), Argentina, Bolivia, Chile y Perú.
- Ajustar los costos de O&M usando las cantidades físicas resultantes de las optimizaciones precedentes, pero sin incluir las inversiones asociadas a las reposición de instalaciones.
- Ajustar los costos comerciales manteniendo la estructura actual de sucursales de UTE, pero simplificando el ciclo de medición.

2. MUESTRAS DE INSTALACIONES REPRESENTATIVAS

La cantidad (cómputo) de instalaciones adaptadas a la demanda y afectadas al servicio de distribución constituye una información de fundamental importancia en el cálculo del VAD. En efecto, su incidencia es determinante en el cálculo de la anualidad del VNR y en la de los costos de explotación.

En el Informe del Consultor titulado Determinación de Muestras de Instalaciones Representativas se describe la metodología utilizada para definir dicha cantidad, por etapa de distribución:

- alimentadores de MT,
- transformación MT/BT y
- distribución en BT.

Según esta metodología, para cada localidad o distrito representativo de un ATD se definen las Instalaciones Representativas que se usarán, una vez optimizada su capacidad de suministro, para definir las cantidades totales mediante la extrapolación (expansión) de una muestra que es seleccionada “a priori” (transformadores MT/BT) o por procedimientos estadísticos (alimentadores MT, red BT).

Del análisis de este Informe surgen las siguientes observaciones:

- Es confuso el tratamiento dado a aquellos alimentadores de MT de la localidad o distrito en estudio que también alimentan localidades vecinas. En particular no se entiende por qué, si están identificados desde el principio, se los incluye en el estudio de “clusters” para luego excluirlos si resultaran cercanos al centro.
- La potencia nominal o instalada del transformador tiene “relación directa con el dimensionamiento de la red de BT” siempre y cuando se mantenga un criterio uniforme de reserva. De la base de datos de la UTE surge que no es así.

- No se explica el criterio de conformar “clusters” por potencia nominal definida (módulos típicos). Los elevados valores de Desviación Cuadrática total obtenidos posteriormente indican que este criterio arbitrario lleva a agrupar individuos muy disímiles.
- Aceptando que así sea, el posterior proceso estadístico para reducir el número de representantes de una localidad a 2 o 3 como máximo, plantea los siguientes interrogantes:

¿Por qué se toma el promedio simple de los parámetros de circuito muestreados y no el ponderado?. A nivel de localidad, los parámetros de circuito representativos de un “cluster” no parecen tener igual grado de representatividad que los de otro.

¿Es válido seguir adelante cuando la Desviación Cuadrática total es elevada?. Parecería necesario establecer un mínimo nivel de precisión para dar la muestra por válida.

3. DISEÑO DE LA RED ADAPTADA

3.1 Optimización con el Modelo SPARD

El Consultor obtiene la Red Adaptada a la Demanda manteniendo la topología actual de la red de UTE y optimizando económicamente los conductores de los circuitos con el software SPARD.

Observaciones:

- En el estudio se hizo intervenir el costo del conductor y no el de la línea completa. Es decir, se supuso que la inversión por km de línea es sólo dependiente del costo del conductor.
- El valor monómico de \$74,3 utilizado para valorizar las pérdidas es la suma del costo de la energía más el de distribución hasta la etapa de MT. Debería haberse utilizado sólo el costo de compra de la energía, de \$51,4 o menos.
- La optimización de los conductores de MT y BT se realizó suponiendo una topología de red invariable a lo largo de 30 años y un crecimiento uniforme de la demanda hasta la saturación del conductor (10 años?), luego constante hasta el fin de la vida útil del conductor (30 años). Este escenario es irreal. Con el crecimiento de la demanda aparecen nuevos alimentadores y/o nuevas subestaciones que, salvo en alimentadores de MT rurales y en contados casos en zonas urbanas, modifican la topología y descargan a los existentes.
- Las tasas de crecimiento globales de la demanda fueron aplicadas a los circuitos, en especial a los más importantes de las localidades de Montevideo E y Durazno. La realidad es que en tales circuitos la carga se incrementa a una tasa más reducida, asociada sólo al crecimiento vertical de la demanda. Dicho en otros términos, en áreas céntricas desarrolladas donde la aparición de nuevos clientes es improbable, el crecimiento de la demanda se limita al del consumo por usuario.

3.2 Análisis de los Resultados del Consultor

3.2.1 Sistema de Subtransmisión (60 y 30 kV)

a) Líneas

Las cantidades de línea de la red adaptada propuestas por el Consultor son las del sistema actual, por nivel de tensión y tipo. Los únicos cambios que se plantean son los de cambiar conductores de cobre por aluminio, manteniendo su sección, e incrementar levemente la sección de conductores de aluminio.

b) Estaciones Transformadoras

Las cantidades de subestaciones de la red adaptada propuestas por el Consultor son las del sistema actual, por nivel de tensión y tipo. La potencia instalada total se reduce en un 4% y se plantean algunas diferencias en los módulos de transformación. La red adaptada posee un factor de uso global algo superior al 60% para la carga máxima simultánea.

3.2.2 Red de Distribución

a) Red de media tensión

Las redes de MT optimizadas por el Consultor varían con relación a las existentes de la siguiente manera:

ADT	SECCIONES	LONGITUDES
Montevideo E	Aumentan	- 10%
Durazno	Aumentan	- 14%
Florencio Sánchez	Se mantienen	- 22%
Distrito Las Piedras	Se reducen	+ 2%
Distrito Mercedes	Se reducen	- 8%

Observaciones:

- Cabe aclarar que tanto los aumentos como las reducciones de sección obtenidas por el Consultor no son significativas.
- En la extrapolación aparecen secciones que no surgen del estudio de optimización. Tal es el caso de la sección de 70 mm² para los Distritos rurales Mercedes y Las Piedras.

b) Transformadores MT/BT

La cantidad y potencia de los transformadores MT/BT optimizados por el Consultor varían con respecto a los respectivos valores actuales informados por

UTE de la siguiente manera :

ADT	Potencia Instalada	Cantidad	Nivel de Carga
Montevideo E	+ 3%	+ 18%	41%
Durazno	- 11%	=	71%
Florencio Sánchez	- 30%	=	65%
Distrito Las Piedras	- 35%	=	41%
Distrito Mercedes	- 53%	=	43%

Observaciones:

- El cambio propuesto para el área de Montevideo E es sorprendente, se incrementan tanto el número de transformadores como la potencia instalada resultando un nivel de carga muy bajo para una zona urbana, igual al de las zonas rurales.

c) Red de baja tensión

La comparación entre redes de BT optimizadas y existentes informados por UTE muestra lo siguiente:

ADT	SECCIONES	LONGITUDES
Montevideo E	Aumento	- 2% (forzado)
Durazno	Aumento	+ 4%
Florencio Sánchez	Aumento	+ 17%
Distrito Las Piedras	Aumento	- 13%
Distrito Mercedes	Aumento	- 41%

Observaciones:

- En Montevideo E se alteró la muestra para forzar a las cantidades obtenidas inicialmente a parecerse a las estimadas por UTE. En Durazno, Florencio Sánchez, Las Piedras y Mercedes las cantidades obtenidas también resultaron diferentes a las estimadas por UTE pero en estos casos no se corrigieron.
- En Florencio Sánchez la sección optimizada de líneas troncales es inferior a la de ramales y esta última a la de subramales (¿!). Además, en la extrapolación se usa CAS, tipo de línea que no surge de la optimización.
- En Las Piedras la sección optimizada de líneas troncales es inferior a la de ramales, error que se traslada a la extrapolación.

A fin de verificar la razonabilidad de la cantidad de km de red de BT calculada por el Consultor, se computó la cantidad de manzanas de cada una de las tres plantas urbanas y se obtuvo la relación “metros de red BT por manzana”.

ADT	Manzanas (Cant. est.)	LBT (km s/Consultor)	Relación (m/manz.)
-----	-----------------------	----------------------	--------------------

Montevideo E	1.483	1.373,3	926
Durazno	411	158,6	386
Florencio Sánchez	146	62,2	426

Puede verse que para Durazno y Florencio Sánchez la relación es del orden de los 400 m, lo que sugiere un tendido por ambas veredas, que ya parece excesivo, mientras que para Montevideo E la relación es inexplicable.

Para las zonas rurales se procedió en forma similar pero utilizando como indicadores los “metros de línea de BT por usuario” y “km LMT por km LBT”.

ADT	mLBT/usuario		kmLMT/kmLBT	
	Consultor	UTE	Consultor	UTE
Distrito Las Piedras	40	46	2,4	2,1
Distrito Mercedes	27	47	9,3	5,9

Observaciones:

- La cantidad de 40 metros de LBT por usuario para el Distrito Las Piedras es muy alta. Este exceso se ve reflejado en la reducida relación de 2,4 entre los kmLMT y los kmLBT, muy inferior a la más razonable de 9,3 de Mercedes.
- A diferencia de lo que se hizo en Montevideo E, en Mercedes no se corrigieron los valores obtenidos, a pesar de sus discrepancias con los de la UTE.

4. COSTO DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

4.1 Diseño de las Unidades Constructivas

4.1.1 Cantidad de estructuras por km (vanos medios)

Para estimar el costo promedio del km de línea el Consultor compuso (conformó) una línea típica de 10 o 90 km, según el caso, utilizando subconjuntos de UUCC normalizadas por la UTE.

Los vanos promedio que surgen al dividir la longitud total por la cantidad de estructuras consideradas son los siguientes:

Tipo constructivo	Cantidad Estructuras	Longitud Analizada (km)	Vano Promedio (m)
LBT preensamblada 3*95 poste	450	10	22,2
LBT preensamblada 3*95 columna	465	10	21,5
LBT preensamblada 3*50 poste	436	10	22,9
LBT preensamblada 3*50 columna	465	10	21,5
LMT 15kV protegido columna	1.710	90	52,6
LMT 15kV 95/15 en columna	1.352	90	66,6
LMT 15kV 95AlAl zona poluída columna	1.352	90	66,6
LMT 15kV 50/8 columna	1.067	90	84,3
LMT 15kV 50/8 poste	952	90	94,5
LMT 15kV 25/4 poste	880	90	102,3
LMT 15kV 25/4 mrt poste	797	90	112,9
LAT 30 KV 125/30 columna	732	90	123,0
LAT 60 KV 125/30 columna	639	90	141,0

Observaciones:

- Los vanos promedio de BT son muy reducidos, de unos 22 metros. Normalmente los vanos de las líneas de BT aéreas para zonas urbanas están en el orden de los 40 metros y pueden ser algo mayores en áreas rurales. Esto explica en parte que los costos del km de línea de BT obtenidos por el Consultor sean más altos que los de referencia de el Especialista.
- Los vanos promedio de MT son razonables, de unos 60 metros para LMT urbanas y de 100 metros para LMT rurales. A su vez, los costos obtenidos por el Consultor son semejantes a los de referencia.
- Los vanos promedio de AT son razonables, del orden de 120 m para 30 kV y de 140 m para 60 kV.

4.1.2 Cómputos de materiales de las UUCC

Se analizó en detalle el cómputo de los materiales relevantes (incidencia mayor al 0,5% en el costo) que forman parte de las Unidades Constructivas valorizadas por el Consultor. Se trabajó con los dos grupos de UUCC utilizadas por UTE: UUCC 01xxx y UUCC 19xxx.

El grupo UUCC 01xxx - **Apoyos de Hormigón** es utilizado en líneas aéreas de AT, MT y BT y en subestaciones, por lo que tiene una alta incidencia en el costo total de las instalaciones. Este grupo incluye: transporte a la obra, acopio en obra, excavación de la fundación, izado y aplomado, hormigonado y suministro del hormigón. La valorización básica se hace para terrenos con compresibilidad $k=6$. Para suelos diferentes se utilizan UUCC complementarias, tal es el caso de hormigón adicional para fundaciones (UUCC 29062).

El grupo de UUCC 19xxx incluye todos los costos asociados a la rotura y reposición de pavimentos (aceras y calzadas), zanjas y canalizaciones para redes subterráneas y demás temas adicionales en relación a la rotura de suelos con roca, etc.

Del análisis realizado surgen los siguientes comentarios:

Líneas de baja tensión aéreas:

- Para las líneas sobre columna, a la cantidad prevista para el montaje del poste (UUCC 194xx) se le adiciona un 33% de hormigón para fundaciones (UUCC 29062), lo que sugiere que se está considerando un suelo blando (coeficiente de compresibilidad < 6). Pero al mismo tiempo se le adiciona un sobreprecio de excavación con martillo y explosivos (UUCC 19040) equivalente a un 11% de cada excavación, lo que sugiere todo lo contrario, es decir la presencia de suelo duro o roca. La incidencia de la primera adición es del orden del 7,5% y la de la segunda del 2%.
- Para las líneas sobre fachada se prevé una columna cada 250 metros pero en este caso ya no se contempla hormigón adicional ni excavación en suelo rocoso. Esta diferencia de criterio con respecto a las líneas sobre columna no tiene explicación.
- Para las líneas sobre poste se adiciona un sobreprecio de excavación con martillo y explosivos (UUCC 19040), equivalente a aproximadamente un 25% de cada una de las excavaciones, lo que sugiere la presencia de suelo duro (roca). A su vez, este porcentaje es distinto (mayor) al utilizado para la línea sobre columna. La incidencia es del orden del 3%.

Líneas de baja tensión subterráneas:

- Se contempla la remoción de vereda y pavimento de 0,46 metros de ancho, valor razonable. Sin embargo, un 70% corresponde a vereda y el 30% a pavimento, relación que parece alta si es que la remoción de pavimento debe atribuirse sólo a cruces transversales de calle. Tomando la relación utilizada para LMT subterráneas, 90% - 10%, la incidencia es 3%.
- Se adiciona un costoso “acondicionamiento de la zanja” (UUCC 19051) cuyo objetivo no se percibe. Su incidencia es del 11%.
- La longitud de excavación manual o con pala mecánica (UUCC 19030), más la

de excavación de zanja (UCC 19010) suman un 20 % más que la longitud de cable a instalar. No se explica por qué hay 20% más de zanja que de cable. La incidencia de este efecto es baja, del orden del 2%.

Líneas de media tensión aéreas:

- Para las líneas sobre columna se adiciona un sobreprecio de excavación con martillo y explosivos (UCC 19040), equivalente a aproximadamente un 15% de cada excavación, valor algo más alto que el utilizado para las líneas de BT (¿acaso los terrenos son distintos?). No obstante, su incidencia en el costo es irrelevante, menor al 1%.
- Para las líneas sobre poste también se incorpora este sobreprecio. La incidencia también es muy baja, menor al 1,5%.

Líneas de media tensión subterráneas:

- Se considera una remoción de vereda y pavimento que equivale a un ancho de 0,46 metros, de los cuales un 90% corresponde a rotura de vereda y el 10% a pavimento. Esta relación parece mucho más razonable que la utilizada para el CAS de BT.
- Se adiciona un costoso “acondicionamiento de la zanja” (UCC 19051) cuyo objetivo no se percibe. Su incidencia es del 10,5%.
- La longitud de excavación manual o con pala mecánica (UCC 19030), más la de excavación de zanja (UCC 19010) suman un 30 % más que la longitud de cable a instalar. No se entiende por qué hay 30% más de zanja que de cable. La incidencia es del orden del 3%.
- Se incluye el costo de un tendido de fibra óptica, de mucha incidencia en el costo. Debe verificarse si la FO está afectada al negocio regulado.

Subestaciones MT/BT aéreas:

- El o los postes están incluidos en la valorización. Normalmente las SB monoposte rurales se montan en el mismo poste de línea y las SB biposte urbanas usan uno de la línea y agregan otro. Hay duplicación de costos. La incidencia promedio es del orden del 3,5%.

Líneas de alta tensión aéreas:

- Se incluye el costo de un tendido de fibra óptica, que incide entre un 15% y un 17%. Debe verificarse si la FO está afectada al negocio regulado.

4.2 Costos indirectos

Se realizó un análisis conceptual del valor asignado a algunos rubros que conforman el costo final de las unidades constructivas: ingeniería y administración, imprevistos, intereses intercalares y servidumbres.

Observaciones:

- El 10% en concepto de “varios e imprevistos” sobre materiales del contratista, mano de obra y cargas sociales es un valor estándar.

- Se han adicionado costos de servidumbres y terrenos en las líneas de media tensión. ¿Corresponde hacerlo?
- El 12 % en concepto de “ingeniería y administración” durante el período de construcción, aplicado sobre materiales, mano de obra, impuestos, cargas sociales e imprevistos, parece elevado tratándose de obras repetitivas (no singulares).
- El 5 % de intereses intercalares aplicado sobre el valor de la obra (materiales, mano de obra, impuestos, cargas sociales, imprevistos e ingeniería y administración) es muy alto si se tiene en cuenta que, en promedio, los tiempos de construcción de este tipo de obras no supera los tres meses.

4.3 Benchmarking de costos unitarios

Se realizó una comparación de los costos unitarios obtenidos por el Consultor con valores utilizados en recientes renegociaciones tarifarias.

Tipo constructivo	Valor Consultor	Valor UREE	ARGENTINA	BOLIVIA
LAT 60 kV 95 - Normal	48.077	-	42.690	
LAT 30 kV 120 - Rural	40.515	-	37.150	
CAS 30 kV 240 - Urbano	127.377	-	116.600	
CAS 30 kV 120 - Urbano	121.707	-	101.350	
SE 30/15 kV - 15000 kVA	881.392	-	925.750	
CMT 3*240 12/20kV	92.577	77.599	102.375	99.900
LMT 15kV 95/15 columna	30.028	-	27.800	
LMT 15kV 70AL ACSR columna	26.124	s/I	23.400	
LMT 15kV 70AL ACSR poste	12.874	s/I	10.900	10.450
LMT 15kV 50/8 columna	21.347	s/I	21.400	
LMT 15kV 50/8 poste	11.863	9.519	9.775	9.300
LMT 15kV 25/4 columna	16.495	s/I	14.650	13.800
LMT 15kV 25/4 poste	9.541	7.705	7.300	
LMT 15kV 25/4 mrt poste	6.180	4.996	3.900	
Equipos de prot. y mant.	3856	s/I	3.300	
SB MT/BT aerea 5kVA monof.	1.664	1.363	1.250	
SB MT/BT aerea 10kVA monof.	1.750	1.428	1.600	1.690
SB MT/BT aerea 10kVA	2.995	2.383	2.650	
SB MT/BT aerea 15kVA monof.	1.891	1.507	2.175	
SB MT/BT aerea 15kVA	s/I	s/I	2.850	
SB MT/BT aerea 250kVA	12.214	11.047	8.365	7.910
SB MT/BT interior 250kVA	46.253	40.165		
SB MT/BT aerea 400kVA	14.577	12.145	9.700	
CBT 3*240 + 1x150	79.362	74.100	61.700	
LBT preensablada 3*95 colum.	33.547	28.131	19.875	
LBT preensablada 3*95 fachada	15.739	13.644		
LBT preensablada 3*50 poste	15.416	13.457	10.075	
LBT preensablada 3*50 colum.	31.541	26.734	18.575	17.400
LBT preensablada 3*50 fachada	14.460	11.881		

Como puede observarse, los precios unitarios obtenidos por el Consultor son considerablemente superiores a los calculados por UREE y éstos, a su vez, semejantes a los utilizados en recientes renegociaciones tarifarias en Argentina y Bolivia, salvo para las líneas de BT aéreas en columna.

5. DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO Y CALCULO DEL VADE

5.1 Análisis del Informe del Consultor

Se confeccionó un modelo Excel que reproduce el cálculo del VAD por ADT. Este ejercicio permitió dilucidar los criterios utilizados para calcular y distribuir los costos que conforman el VAD. También se verificó el correcto traspaso de resultados entre informes.

Para calcular el VADE el Consultor contempla los siguientes rubros de costo.

5.1.1 Costos Indirectos

- Estructura Central (Dirección, Estrategia y Control, Administración y Finanzas, Comercialización, Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación). La unidad de análisis es toda la UTE.
- Gerencia de Sector. Las unidades analizadas son los dos Sectores (del total de 3) en los que se encuentran las cinco ATD: Oeste y Centro.
- Jefatura de Distrito. Las unidades analizadas son los cinco Distritos (del total de 15) en los que se encuentran las cinco ATD: Durazno, Colonia, Las Piedras, Mercedes y Montevideo.
- Otros: Directorio, Incobrables y Capital de Trabajo.

En todos los casos, en los Gastos de Personal se incluye un adicional del 25% para Otros Gastos (insumos de oficina, etc.)

Por cada ítem y por cada unidad de análisis se obtiene un valor total con el que se calcula el correspondiente a cada localidad o distrito típico, proporcionalmente a la cantidad de clientes.

Finalmente, estos costos se asignan a los Comerciales y de Explotación proporcionalmente a los costos directos correspondientes.

5.1.2 Costos Comerciales Directos

Las unidades analizadas son los cinco Distritos (del total de 15) en los que se encuentran las cinco ATD: Durazno, Colonia, Las Piedras, Mercedes y Montevideo.

Se incluyen los costos relativos a:

- Lectura de Medidores,
- Remisión de Facturas,
- Remisión de Otros Documentos,
- Cobranza,
- Estructura de las Oficinas Comerciales,
- Otros Gastos (locomoción, etc.).

Por cada unidad de análisis se estima la cantidad de intervenciones anuales de

cada tipo y su duración; se define la composición y el costo de la cuadrilla tipo requerida para cada intervención y se obtiene un valor total con el que se calcula el correspondiente a cada localidad o distrito típico, proporcionalmente a la cantidad de clientes.

5.1.3 Costos de Explotación Directos

Las unidades analizadas son los cinco Distritos (del total de 15) en los que se encuentran las cinco ATD: Durazno, Colonia, Las Piedras, Mercedes y Montevideo.

Se computa la cantidad de km de cada tipo de línea MT y BT por:

- nivel de tensión
 - tipo de instalación (aérea o subterránea)
 - localización (urbana o rural),
- la cantidad de subestaciones MT/BT por
- tipo de instalación (plataforma o a nivel) y
 - localización (urbana o rural) y

la cantidad de aparatos de maniobra por localización (urbana o rural).

Para cada unidad de análisis se estima la cantidad de intervenciones anuales sobre cada tipo de instalación y su duración; se define la composición y el costo de la cuadrilla tipo (personal, materiales, equipos, herramientas, etc.) requerida para cada intervención y se obtiene un costo total con el que se calcula el correspondiente a cada localidad o distrito típico, proporcionalmente a los respectivos km de línea o cantidad de subestaciones, según corresponda.

5.1.4 Anualidad del VNR

Se obtiene el VNR por localidad y por etapa de subtransmisión / distribución utilizando los precios y las cantidades obtenidas según se describió más arriba. La anualidad se calculó suponiendo una vida útil de 30 años y una tasa de actualización real del 10%.

Resultados

SUBTRANSMISION

			UTE
AT			71.133.064
	Directos O&M	US\$/año	20.167.681
	AVNR	US\$/año	50.965.383
	Pot. Máx. MT	Kw	1.252.000
VADE		US\$/kW-mes	4,7

DISTRIBUCION

		ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
MT		3.998.907	265.546	96.681	2.260.589	2.626.042
	Indirectos O&M	US\$/año	144.490	8.605	5.134	346.093
	Directos O&M	US\$/año	198.599	23.611	15.445	749.483
	AVNR	US\$/año	3.655.818	233.330	76.102	1.165.013
	Pot. Máx. MT		155.171	9.340	2.285	11.254
						4.790
BT		14.090.814	890.411	292.157	2.375.168	1.097.895
	Indirectos O&M	US\$/año	881.512	47.117	16.897	366.333
	Directos O&M	US\$/año	1.211.650	129.283	49.533	793.288
	AVNR	US\$/año	11.997.652	714.011	225.727	1.215.547
	Pot. Máx. BT		127.095	9.001	2.011	9.593
						4.666
Comercial		3.477.816	603.281	151.099	1.101.990	482.684
	Indirectos	US\$/año	1.392.000	146.141	34.891	204.030
	Directos	US\$/año	2.085.816	457.140	116.208	897.960
	Clientes		106.434	10.713	2.757	10.711
						4.619

		ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
MT	US\$/kW-mes	2,1	2,4	3,5	16,7	45,7
	O&M	US\$/kW-mes	0,18	0,29	0,75	8,11
	AVNR	US\$/kW-mes	1,96	2,08	2,78	8,63
						23,92
BT	US\$/kW-mes	9,2	8,2	12,1	20,6	19,6
	O&M	US\$/kW-mes	1,37	1,63	2,75	10,07
	AVNR	US\$/kW-mes	7,87	6,61	9,35	10,56
						7,99
Comercial	US\$/cliente-mes	2,7	4,7	4,6	8,6	8,7

5.1.5 Observaciones

- Entre los materiales que componen el costo de explotación **se incluyen indebidamente inversiones en reposición que ya están incorporadas en la anualidad del VNR**. En efecto, en los cuadros que describen las intervenciones requeridas puede verse que en las del Tipo Reparación se prevén reposiciones de material y mano de obra asociada del orden del 3% anual (equivalente a reponer instalaciones cada 30 años). Estudios de sensibilidad realizados por la UREE demuestran que la incidencia de este error es elevada, del orden del 7%.
- Para el cálculo del VNR de líneas aéreas urbanas de BT se asigna una relación arbitraria de 29% fachada, 69% columna, uniforme para las tres localidades típicas urbanas. Por su incidencia en la anualidad del VNR, esta relación debería ajustarse para cada localidad, en base a consideraciones o estudios adicionales.
- En el VNR se incluyen costos de equipos de maniobra que ya estaban incorporados en el costo unitario del km de línea (zona rural) o en la subestación a nivel MT/BT (zona urbana)
- No es claro el valor que se asigna al Servicio de Sistema de Telegestión.
- No puede establecerse la relación biunívoca entre Oficinas Comerciales y Zonas del Distrito de Montevideo, lo que impide verificar la asignación de costos comerciales.
- Hay una inconsistencia en el uso del costo unitario del cable CX240AL de MT. En el Informe Diseño de la Empresa Modelo se usa \$US/ km 96.206 y el el de Costo de Unidades Constructivas – Informe Final, \$US/km 92.577.
- El costo de US\$ 3.279 correspondiente a una SB MT/BT aérea de 15 kVA trifásica no está justificado.

5.2 Benchmarking

5.2.1 General

Como base de comparación de los costos propuestos para cada una de las cinco áreas típicas (ADT) en estudio y para el conjunto de UTE se utilizaron costos que conforman el VAD de distribución de empresas de referencia argentinas, las áreas típicas de Perú aprobadas por el OSINERG y otros casos.

Se consideraron como componentes:

- i. Las inversiones por kilovatio de carga máxima.
- ii. Los costos de explotación (O&M) como porcentaje de la inversión.
- iii. Los costos de comercialización por cliente.

Los costos administrativos se prorrataron sobre los ítem (ii) y (iii).

En el Anexo 1 pueden encontrarse algunas consideraciones generales sobre el

proceso de preparación de los gráficos y la selección de indicadores de homologación.

5.2.2 Inversión Específica (VNR/kW)

El cuadro siguiente resume los resultados del Gráfico N° 1 del Anexo 1, Inversión Específica (US\$/kW) en función de la dispersión lineal de la demanda, también referida a la carga máxima (m/kW). La inversión corresponde al VNR de los activos eléctricos y no eléctricos de Distribución en MT y BT y excluye Subtransmisión.

PARÁMETRO	TIPO DE DISTRIBUIDORA (*)			
	URBANA Densa	PROVINCIAL MAYOR	PROVINCIAL MENOR	RURAL DISPERSA
DISPERSIÓN (m/kW)	5-15	16-27	28-35	35-85
VNR TOTAL (US\$/kW)	550	600-750	800-1000	1000-2000
VNR MT (US\$/kW)	200	300	400	500-1200

(*) Todas incluyen las áreas urbanas de su jurisdicción, desde ciudades principales hasta poblaciones menores.

Estos mismos parámetros, expresados en función de la demanda no simultánea de BT y MT según una composición media estimada (15% / 85%) y, a continuación, como anualidad de capital (30 años /10%), resultan ser:

PARÁMETRO	TIPO DE DISTRIBUIDORA			
	URBANA Densa	PROVINCIAL MAYOR	PROVINCIAL MENOR	RURAL DISPERSA
DISPERSIÓN (δ) (m/kW)	5-15	16-27	28-35	35-85
VNR (US\$/kW)				
BT	350	360-470	480-610	620-900
MT	190	285	380	475-1150
AVNR (US\$/kW-año)				
BT	37	38-50	51-65	66-143
MT	20	30	40	50-81
AVNR (US\$/kW-mes)				
BT	3,1	3,2-4,2	4,3-5,4	5,5-11,9
MT	1,7	2,5	3,3	4,2-6,8

Para comparar las ADT de UTE se tomaron los valores de AVNR propuestos por el Consultor y, a la vez, se valorizaron los activos en base a los precios propia. Los resultados se resumen en el siguiente cuadro:

ADT	δ (m/kW)	ETAPA	PROPUESTA CONSULTOR	CANTIDADES CONSULTOR	BENCHMARK	RELACION
			<u>AVNR</u> kW-mes	<u>AVNR</u> kW-mes	<u>AVNR</u> kW-mes	
1 MONTEVIDEO	6	BT	7,8	7,6	3,1	2,5
		MT	1,9	1,5	1,7	1,1
2 DURAZNO	11	BT	6,6	5,8	3,1	2,1
		MT	2,1	1,8	1,7	1,2
3 F. SÁNCHEZ	19	BT	9,3	8,4	3,2-4,2	2,9-2,2
		MT	2,8	2,7	2,5	1,1
4 RURAL (*)	120	BT	10,6	9,7	5,5-11,9	1,9-0,9
		MT	8,6	8,8	4,2-6,8	2,0-1,3
5 RURAL(*)	300	BT	7,9	10,9	5,5-11,9	1,4-0,7
		MT	23,9	23,9	4,2-6,8	5,7-3,5

(*) Sin poblados.

Se realizó el mismo ejercicio para dos áreas de distribución integradas a partir de los valores de VADE propuestos, el Gran Montevideo (Distritos de Montevideo y de Canelones) y el total de la jurisdicción de UTE:

ADT	δ	ETAPA	PROPUESTA CONSULTOR	CANTIDADES CONSULTOR	BENCHMARK	RELACION
-----	----------	-------	---------------------	----------------------	-----------	----------

	(m/k W)		<u>AVNR</u> kW-mes	<u>AVNR</u> kW-mes	<u>AVNR</u> kW-mes	
GRAN MONTEVIDEO	12	BT	-	8,9	3,1	-
		MT	-	2,3	1,7	-
TOTAL UTE	35	BT	7,8	14,8	4,3-5,4	1,8-1,5
		MT	4,7	5,4	3,3	1,4

Cabe efectuar los siguientes comentarios sobre los resultados obtenidos:

- La valorización realizada en base a precios unitarios estándar propia, a partir de los valores físicos de red informados por UTE, son prácticamente coincidentes con los valores del Consultor. Las mayores diferencias se observan en las áreas rurales.
- Con relación a las ADT, el valor del VNR propuesto para MT se encuentra dentro de un rango razonable respecto de los de referencia, salvo para el ADT 5, donde el valor unitario es prácticamente el doble. Debería analizarse cómo influye la extrema dispersión del área en este valor.
- En todas las áreas urbanas los valores del VNR de la red de BT superan en más del 100% los de referencia.
- Cuando se intenta valorizar áreas integradas a partir de los datos físicos que fueron informados –Gran Montevideo y Total UTE– se obtienen valores de VNR unitario excesivos en todos los casos.

5.2.3 Gastos de Explotación (O&M)

Se expresan como un porcentaje de las inversiones en distribución (VNR) antes consideradas.

Se utilizaron los siguientes antecedentes:

PARÁMETRO	ANTECEDENTE			
	ENERGÍA SAN JUAN	EDELAR LA RIOJA	SECTORES TÍPICOS PERÚ	ELEKTRA NE PANAMÁ
PORCIENTO SOBRE VNR	4,9%	6,6%	6,2%	5,9%

El valor medio propuesto para UTE es de **5,4%**, valor que parece adecuado sobre unos activos ajustados. No debe olvidarse, sin embargo, que el análisis precedente muestra valores excesivos del VNR.

5.2.4 Gastos Comerciales

Este rubro está compuesto en su mayor parte por sueldos del personal de atención.

Se verificó que el mejor indicador es el costo por cliente; no se pudo constatar ninguna influencia de la dispersión geográfica.

Se excluyen los medidores.

Se utilizaron los siguientes antecedentes (ver Anexo 1):

PARÁMETRO	ANTECEDENTE		
	SIETE DISTRIBUIDORAS PROVINCIALES ARGENTINAS	SECTORES TÍPICOS PERÚ	ELEKTRA NE PANAMÁ (SIGLA S.A.)
US\$ POR CLIENTE	28	7	18

- Se observa una gran dispersión de valores.
- Los valores de Panamá –cuya economía está dolarizada– son consistentes con los de Argentina.
- Los de Perú son acordes a los sueldos vigentes en ese país.
- Los valores propuestos para UTE varían, para dispersiones crecientes entre 33 US\$/cliente y más de 100 US\$/cliente, con una media ponderada de **55 US\$/cliente**. Más allá de toda consideración, estos valores son excesivos.

6. DETERMINACIÓN DE AREAS DE DISTRIBUCION TIPICAS

El estudio para definir las ADT debería haber comenzado con una validación de la base de datos utilizada. Las verificaciones expeditivas realizadas sobre los

cómpu tos de línea de BT de la base de UTE dejan muchas dudas acerca de la calidad de esta información, tan relevante para la estimación de las densidades de carga usadas en la conformación de clusters.

		ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
		MONTEVIDEO E	DURAZNO	FLORENCIO SANCHEZ	DISTRITO LAS PIEDRAS	DISTRITO MERCEDES
Cantidad		4	52	33	6	9
Energía	%	35,2	46,5	5,8	5,7	6,8
Potencia	%	34,8	47,8	5,9	5,8	5,7
VNR	%	26,2	36,1	5,5	10,1	22,1
mBT/Manzana	max-min	1.928-570	480-93	407-56		
	promedio	1112	258	204		
kmMT/kmBT	max-min				14,3-0,6	9,7-4,6
	promedio				4,1	7,6

Cabe efectuar los siguientes comentarios sobre los resultados obtenidos:

- Se observa que aunque las zonas rurales concentran sólo el 10% de la demanda, en términos de VNR son importantes pues representan algo más del 30%.
- Desde el punto de vista de los activos, en particular de la BT, las ADT2 y ADT3 no se distinguen entre si y presentan una gran dispersión del indicador “mBT/Manzana”, lo que demuestra que en ambas coexisten localidades muy dispares.
- La ADT2 tiene un peso relativo muy grande con respecto a la ADT3.
- Hay una gran dispersión de los indicadores kmMT/kmBT para las dos ADT rurales.

ANEXO 1

ANEXO 1 ROU – UTE

1. BENCHMARKING CON DISTRIBUIDORAS DE SURAMERICA

1.1 General

A continuación se analiza la conveniencia de elegir una u otra variable independiente (indicadores de homologación) para representar los requerimientos de servicio (VADE) de distintas distribuidoras eficientes.

También se presentan valores estándar de referencia de las distintas componentes del VAD en distribuidoras latinoamericanas privatizadas que ya han experimentado procesos de revisión tarifaria. Estos valores son relativos a:

- El valor a nuevo de reposición (VNR) de la red a costos medios de eficiencia, diferenciado en las etapas de MT y BT. Excluye la subtransmisión en tensiones mayores a 13,2 kV. La etapa de BT incluye la transformación MT/BT.
- Los costos de explotación asociados a esos activos, básicamente los de operación y mantenimiento (O&M), los que guardan necesariamente relación con la cantidad y tipo de redes a atender.
- Las inversiones y costos de comercialización –conexión, medición, facturación, cobranza, atención de reclamos, etc. En el presente caso se excluyen los activos de medición y conexión.
- Los costos administrativos, que a los efectos de su expresión tarifaria son prorrateados entre las componentes anteriores.

Por último, se realiza un análisis comparativo entre los valores del VAD obtenidos por el Consultor para las ADT definidas en el estudio de UTE y los valores de referencia.

1.2 Indicadores de Homologación

En términos generales, la mayor o menor concentración de la demanda puede representarse con la **densidad de demanda eléctrica**, es decir la relación de alguno de los parámetros de consumo: carga, energía o clientela con el área de servicio o cobertura efectiva –concepto más restringido que jurisdicción política o área de concesión.

$$\text{densidad} = \text{consumo} \div \text{área de servicio}$$

Sin embargo, el área de servicio no es una información fácil de definir ni de obtener. Resulta más fácil utilizar sucedáneos como la longitud de calles y caminos sobre los

que normalmente está distribuida la demanda, valores que aunque no son de disponibilidad inmediata pueden ser obtenidos a partir del inventario de las redes de distribución.

La empresa de distribución está obligada a servir una demanda sobre cuyo desarrollo espacial no tiene responsabilidad alguna. Su eficiencia consiste en prestar el servicio en forma económica y con una calidad preestablecida.

Conviene definir la **dispersión** lineal como el cociente entre el desarrollo lineal de la demanda y el total de demanda (kW) o clientes. Es la inversa de la densidad lineal.

$$\text{dispersión} = \text{desarrollo lineal} \div \text{consumo}$$

En la zona del Caribe (tecnología norteamericana) hay un mayor desarrollo de las redes de MT, las que acompañan a la demanda prácticamente en todo su recorrido, tanto en áreas rurales como urbanas.

En Uruguay, Argentina y otros países del Cono Sur (tecnología europea), hay mayor desarrollo de las redes de BT para áreas urbanas y rurales densas y de la de MT en áreas rurales dispersas.

Los indicadores que pueden proponerse para caracterizar el tipo de servicio son:

- Dispersión lineal de la carga
- Dispersión de la clientela
- Clientela total
- Carga máxima total

La dispersión lineal de la demanda es el indicador más adecuado para asociar al VAD de distribución (VNR+O&M) por ser el que está directamente relacionado con la carga máxima, parámetro eléctrico que prima en el diseño de la red.

No ocurre lo propio con la dispersión de la clientela, valor que si bien es representativo del desarrollo territorial nada dice acerca del nivel de carga.

Por su parte, la clientela total es adecuada para asociar al VAD de comercialización.

1.3 Indicadores Utilizados

1.3.1 Valor de activos (VNR)

La variable a representar es el costo unitario de activos de distribución, expresado como el VNR por unidad de carga máxima (US\$/kW).

La variable independiente es la dispersión de la demanda, expresada en función de la longitud de calles y caminos obtenida a partir de la de redes eléctricas.

En áreas no urbanas, la red que mejor acompaña a la demanda es la de MT. La red de BT, ya de por sí escasa, en parte corre por debajo de la de MT y en parte se ramifica transversalmente.

En áreas urbanas, la longitud de red de MT es bastante inferior a la de calles. Por el contrario, debido a la existencia de servicio por ambas veredas o a la de cruces de calle, la longitud de redes de BT suele excederla holgadamente.

Por lo tanto, se procedió como sigue:

- En las áreas no urbanas se tomó como dimensión lineal de desarrollo de la demanda a la longitud de la red de MT más el 50% de la de BT.

$$DL_{NU} = L_{MT} + 0,5 L_{BT}$$

- En las áreas urbanas se tomó como dimensión lineal de desarrollo de la demanda a la semisuma de las redes de MT y BT.

$$DL_U = \frac{1}{2} (L_{MT} + L_{BT})$$

- Como valor total representativo de toda la distribuidora se tomó la suma de ambos.

$$DL_D = DL_{NU} + DL_U$$

El cociente entre este valor y los kW totales es la dispersión lineal de la carga correspondiente a la distribuidora.

1.3.2 Costos de explotación (O&M)

Los costos de explotación se obtuvieron como porcentaje del valor de los activos totales. Este valor es representativo de las principales variables que influyen sobre los costos de explotación:

- dispersión de los activos a operar y mantener
- dificultades geográficas y climáticas

La etapa (nivel de tensión) de distribución y la localización urbana o rural de las instalaciones también influyen en la cantidad de intervenciones de O&M requeridas pero este tipo de desagregación no siempre está disponible.

En consecuencia, se consideró un único valor por empresa, expresado como porcentaje del VNR total.

1.3.3 Gastos de Comercialización

Al analizar los costos comerciales estándar de un conjunto de empresas de composición urbano y rural de densidad media no se halló correlación con la dispersión, sino que se observó que el costo medio por cliente tiende a mantenerse constante dentro de un mismo país.

1.4 Desarrollo de Comparadores

1.4.1 Valor de los Activos

A partir de datos publicados por la Asociación de Distribuidoras Eléctricas (ADEERA), verificados y ajustados con información de la base de datos de el Especialista, se procedió a analizar una muestra de 23 distribuidoras y 11 cooperativas eléctricas de la Argentina.

Las distribuidoras incluyen dos grandes empresas urbanas del Gran Buenos Aires, las cuatro de la Provincia de Buenos Aires y prácticamente la totalidad de las distribuidoras provinciales. Las cooperativas se cuentan entre las mayores de la Provincia de Buenos Aires, tanto las de servicio urbano, rural o mixto.

Como información alternativa se contó con los valores de activos aprobados por el OSINERG de Perú para los cuatro sectores típicos (ST) de densidad establecidos.

Se procedió a construir un diagrama de referencia que muestra valores unitarios de VNR (US\$/kW) en función de la dispersión (m/kW). Para ello:

- i. Se calculó la dispersión lineal de las distribuidoras argentinas
- ii. Se determinó el VNR aproximado de cada una de ellas en base a la cantidad de redes de distribución de MT, BT y transformación MT/BT, y las participaciones “urbano/no urbano” y “aéreo/subterráneo (a nivel)” de cada componente. Se utilizaron precios unitarios de el Especialista.
- iii. Se determinaron así los siguientes valores:
 - VNR total sin subtransmisión
 - VNR de MT
 - VNR de BT como diferencia de ambos (incluye la subetapa de transformación MT/BT).
- iv. A partir de los valores así obtenidos se calcularon los VNR unitarios referidos a la carga máxima simultánea total de cada distribuidora y se ordenaron según los valores de dispersión creciente.

En el Gráfico N° 1 se presenta la totalidad de los 34 casos analizados. Se observa una buena correlación de los valores totales como de MT en torno a curvas de tendencia bien definidas.

Se superpusieron los valores correspondientes a los cuatro ST aprobados en Perú, observándose una coincidencia marcada, con una tendencia a valores de MT más bajos, quizás por la mayor influencia de líneas monofásicas frente a consumos unitarios menores.

Cuando se eliminan las cinco distribuidoras más dispersas, el Gráfico N° 2 muestra la distribución de valores alrededor de una zona mucho más restringida. Todas ellas son cooperativas marcadamente rurales, con dispersiones entre 35 y 85 m/kW.

Se observan las siguientes particularidades:

- i. El VNR total de las empresas más concentradas –grandes distribuidoras con predominio urbano– se agrupan en una zona prácticamente plana en torno al valor de 550 US\$/kW (5 a 15 m/kW).
- ii. A partir de allí se tiene el conjunto de distribuidoras provinciales de media y baja densidad, cuyos VNR unitarios crecen según una curva suave hasta 1000 US\$/kW (35 m/kW).
- iii. El VNR de MT no parece ubicarse según una curva de tendencia, sino que se caracteriza mucho mejor mediante tres tramos horizontales, a saber:
 - Grandes urbanas (5 a 15 m/kW), casi 200 US\$/kW.
 - Provinciales densas (16 a 27 m/kW), 300 US\$/kW.
 - Provinciales dispersas (28 a 35 m/kW), 400 US\$/kW.
- iv. Además, los activos unitarios de MT respecto de los totales tienden a mostrar composiciones típicas: 25% en las grandes urbanas –coincidente con la relación MT/BT– y del orden del 50% en las restantes.

1.4.2 Gastos de Explotación y Comerciales

a) Explotación

Se analizaron los gastos de O&M estándar establecidos en la revisión tarifaria de dos distribuidoras argentinas, una mediana y otra pequeña y los determinados para una de las dos grandes Distribuidoras de Panamá, ELEKTRA NORESTE, que toma parte de la ciudad Capital y extensas áreas rurales y mixtas. Se incluyeron, además, los valores que fueron fijados por el Regulador para los ST de Perú.

Los valores se resumen en el siguiente cuadro:

PARÁMETRO	ANTECEDENTE			
	ENERGÍA SAN JUAN (SIGLA S.A.)	EDELAR LA RIOJA (SIGLA S.A.)	SECTORES TÍPICOS PERÚ	ELEKTRA NE PANAMÁ (SIGLA S.A.)
PORCIENTO SOBRE VNR	4,9%	6,6%	6,2%	5,9%

b) Comerciales

Se analizó un conjunto de distribuidoras provinciales de la Argentina, entre ellas dos, cuyos valores fueron establecidos en el marco de la revisión tarifaria (EDELAR y Energía San Juan SA).

Se incluyeron los aprobados para los ST del Perú y el desarrollado para ELEKTRA NORESTE de Panamá.

El Gráfico N° 3 muestra la correlación entre el costo total y la clientela, lo que permite definir este costo unitario. Se representan los casos de distribuidoras argentinas y los ST de Perú.

Gráfico N°1
VR UNITARIO SEGÚN DISPERSION

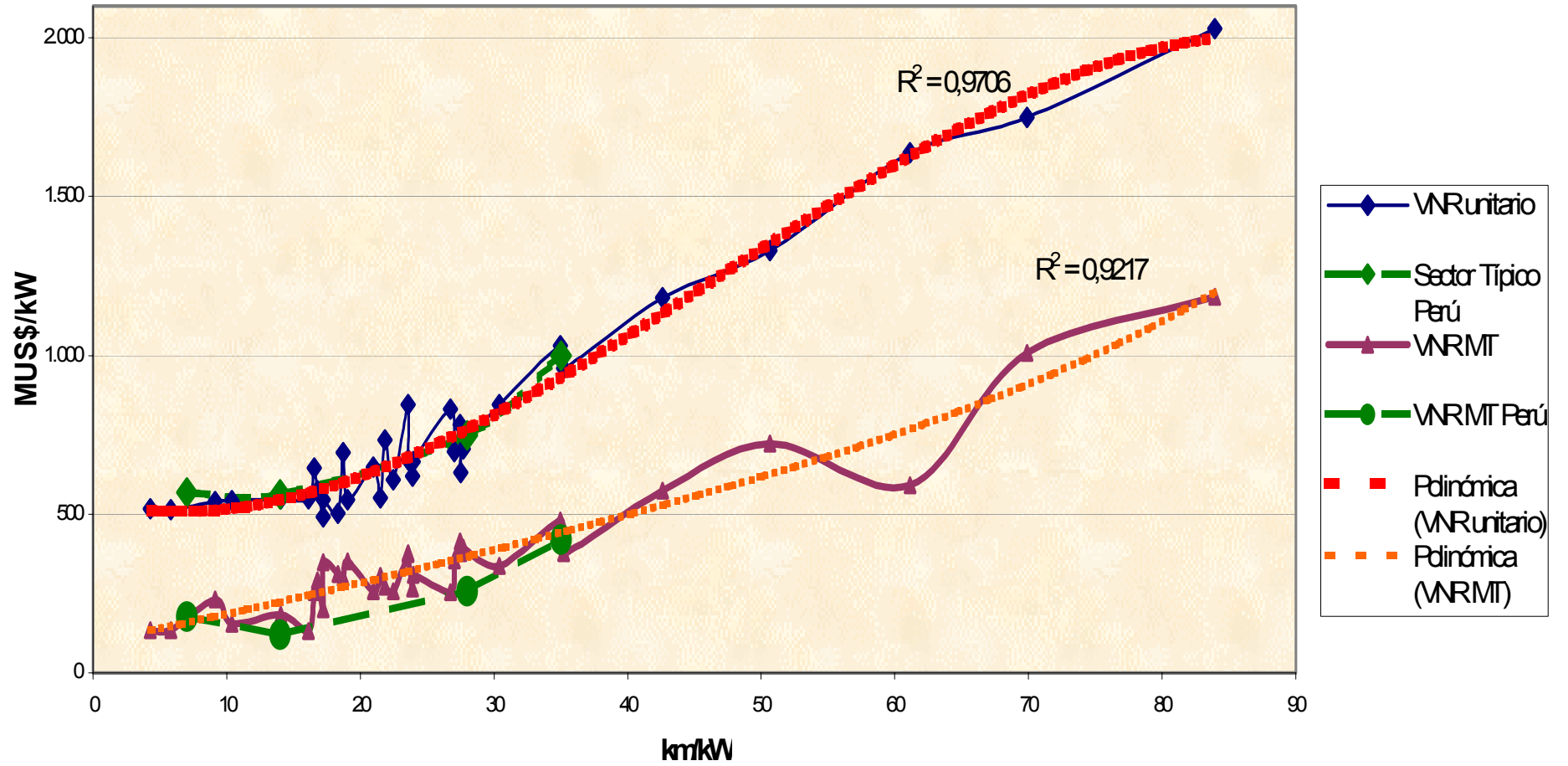


Gráfico N°2
VNR UNITARIO SEGÚN DISPERSION (Sin 33 kV)

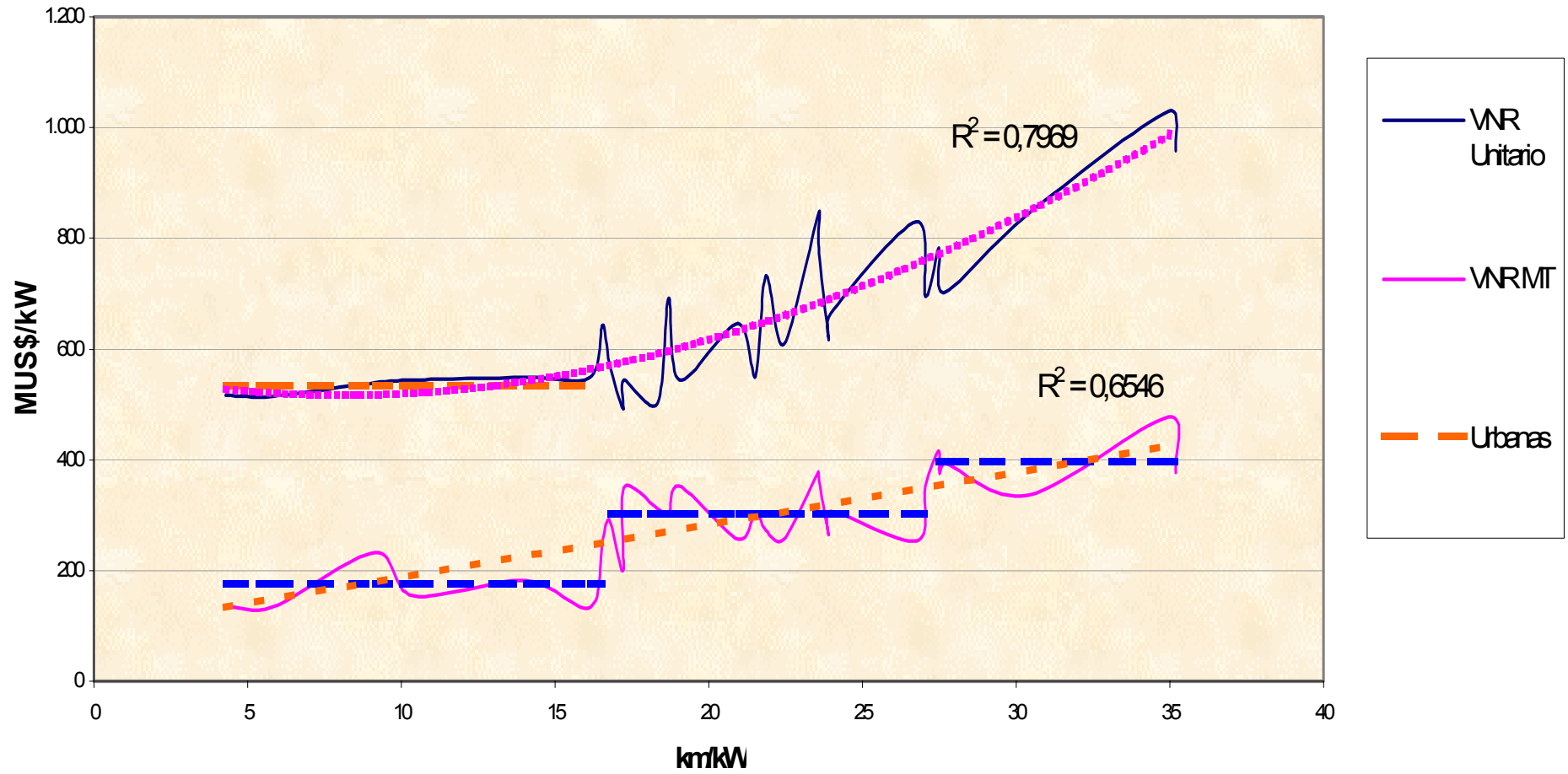


Gráfico N°3
GASTOS COMERCIALES

