

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



REMUNERACIÓN ANUAL DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS, Y SUS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE SUBTRANSMISIÓN

Preparada para:

ur|s|e|a unidad reguladora de
servicios de energía y agua

Diciembre, 2012

M 1355



REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE SUBTRASMISIÓN Y FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. COMPONENTES DEL CÁLCULO DEL VAST	3
3. CÁLCULO DEL VAST.....	7
4. FÓRMULA DE AJUSTE.....	7
4.1. DEFINICIÓN	7
4.2. FACTORES DE AJUSTE	9
ANEXO I – AJUSTE DEL VNR A DICIEMBRE DE 2012.....	10

INDICE TABLAS

Tabla N° 1 VNR Adaptado año base (abril 2011)	5
Tabla N° 2 VNR Adaptado año base (abril 2011)	5
Tabla N° 3 Porcentajes de CAOM sobre VNR	6
Tabla N° 4 CAOM adoptado (Dic-12).....	6
Tabla N° 5 Cálculo del FRC	7
Tabla N° 6 Cálculo del VAST (Diciembre 2012)	7
Tabla N° 7 Factores de ajuste.....	9

1. INTRODUCCIÓN

El Poder Ejecutivo encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) la determinación de los ingresos a reconocer para las actividades de Trasmisión y Subtrasmisión de la Energía Eléctrica, servicio que es prestado por la Empresa UTE, y de aplicación a partir del 1° de Enero de 2013. Adicionalmente, la URSEA debe proponer una fórmula para la actualización de los cargos a aplicarse durante el periodo tarifario.

En la actividad de Subtrasmisión la remuneración, también denominado Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte prestada a través de instalaciones de subtrasmisión, que de acuerdo a la normativa vigente, la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

1. Definición de la Base de Remuneración Regulatoria.
 - a) Activos a reconocer. En primer término corresponde determinar los activos en servicio a ser remunerados, a saber: las líneas de Media Tensión y las estaciones de transformación Media-Media Tensión.
 - b) Calculo de la tasa de rentabilidad reconocida.
2. Estimación de los costos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
3. Otros costos, necesarios para desarrollar la actividad, incluyendo tributos del sector.

A continuación presentamos los componentes tarifarios y la fórmula utilizada para determinar el VAST.

2. COMPONENTES DEL CÁLCULO DEL VAST

El Decreto N° 277/002 -Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Aprobación, hace referencia al cálculo del VAST en el siguiente capítulo:

CAPITULO III. VALOR AGREGADO DE SUBTRASMISION (VAST)

Artículo 67. *El VAST se determinará para las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, las que incluyen las líneas de Media Tensión cuyo voltaje sea superior a 24.000V e inferior o igual a 72.500V, que por sus características de longitud, consumos servidos u otras, sean calificadas de Subtrasmisión, y las subestaciones de transformación de Media a Media Tensión. El VAST se determinará caso a caso para cada estación de transformación y línea de Subtrasmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando en lo que corresponda los mismos conceptos y criterios que se establecen en este Reglamento de Distribución para el análisis y determinación de los VADE en las áreas de distribución tipo.*

Las componentes del VAST correspondientes a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se expresarán por kilowatt de potencia coincidente total extraído de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor. Estas componentes podrán discriminarse por nivel de voltaje en el caso de existir más de un voltaje comprendido en las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, en cuyo caso la componente en cada nivel se calculará con la potencia total extraída en ese nivel.

En referencia a lo indicado en el capítulo anterior, los siguientes artículos aplican:

Artículo 62. *El VADE se expresará a través de los siguientes componentes:*

b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia.

c) Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión...

La remuneración reconocerá los costos de una empresa eficiente de referencia que actúa en el ámbito local, operando la red de referencia. Asimismo, serán consideradas las condiciones que derivan de la aplicación del marco normativo vigente.

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

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

Artículo 65. Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinarán bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia.

Artículo 66. Las pérdidas de distribución de potencia y energía estarán constituidas por las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se determinarán para la red eficiente de referencia...

En forma concluyente de acuerdo a lo estipulado en el Decreto citado, la remuneración anual de la actividad de subtransmisión se determinará como:

$$VAST (USD) = aVNR + CAOM$$

donde,

$$aVNR = FRC * VNR_{adap}$$

$$FRC = i / (1 - (1 + i)^{-n})$$

y,

FRC es el factor de recuperación del capital

n es la vida útil en años

i es la tasa de rentabilidad

VNR Adaptado

El VNR adaptado corresponde al presentado en el Informe N°2 actualizado a dic.2012 utilizando la fórmula paramétrica definida en el presente estudio cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla N° 1 VNR Adaptado año base (abril 2011)

ACTIVOS	Cantidades	VNR (USD)
CABLES 30 kV	698 km	161.392.745
LÍNEAS 30 kV	2,496 km	155.582.039
LÍNEAS 60 kV	863 km	64.200.858
ESTACIONES 30 kV	305	343.506.703
ESTACIONES 60 kV	30	42.595.358
SECC. PC30 E/S INT	46	774.067
SECC. PC60 E/S EXT	1	171.841
TRANSF. RESPALDO FRÍO	47	6.257.800
TOTAL		774.481.411

Agrupando el VNR en conceptos de líneas y subestaciones y aplicando los factores de ajuste de acuerdo a la función paramétrica definida para llevar el VNR a diciembre de 2012 se obtiene:

Tabla N° 2 VNR Adaptado año base (abril 2011)

ACTIVOS	VNR (USD) Abr-11	Factor ajuste	VNR (USD) Dic-12
L&CST	381.175.642	1.0235	390.117.300
SEST	393.305.769	1.0153	399.329.478
TOTAL	774.481.411		789.446.778

Tasa

El método CAPM/WACC, establecido en el marco regulatorio uruguayo para la estimación de la tasa de rentabilidad del capital del sector de transporte eléctrico, es una metodología con amplio reconocimiento teórico y de aplicación difundida en la regulación de actividades de servicios públicos por redes (utilities). La estimación de los parámetros en mercados emergentes no es una tarea sencilla y debe recurrirse a los mercados desarrollados para obtener los valores comparables necesarios. No obstante, existe una vasta experiencia en el uso del método y el rango de discrecionalidad está bastante acotado.

El resultado obtenido con la metodología aplicada indica que la tasa mínima esperada de retorno nominal después de impuestos es igual a 9,26% para subtrasmisión, lo que implica una tasa real después de impuestos de 7,11%. La tasa determinada refleja las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en Uruguay en el negocio de subtrasmisión de electricidad.

Finalmente, la tasa de rentabilidad a aplicar para el cálculo de la remuneración reconocida del capital es la **tasa real antes de impuestos es de 9,49 %** para la actividad de Subtrasmisión.

Vida útil

Artículo 64, "...La anualidad será calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de treinta (30) años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios..."

Costos operativos

La estimación de los costos operativos eficientes asociados con las actividades de transmisión de la energía eléctrica es muy utilizada por los reguladores en el segmento, y adicionalmente es mencionada en la regulación uruguaya explícitamente para el caso de transmisión (Reglamento de Transmisión). Esta metodología tiene la ventaja de su simplicidad y de que existe un importante respaldo dado que varias entidades regulatorias lo han aplicado con éxito y las empresas han logrado ese estándar de eficiencia.

No ocurre lo mismo en el segmento de subtransmisión, en donde el Reglamento de Distribución determina otra herramienta para la determinación de los costos eficientes (empresa de referencia). Sin embargo, en este proceso tarifario, se busca separar a la subtransmisión de la determinación del Valor Agregado de Distribución (VADE) ya que, a pasar de manejar niveles de media tensión, la red cumple funciones de subtransmisión, lo cual resulta adecuado.

Por tal motivo, resulta adecuada la propuesta de UTE en determinar los costos operativos eficientes del segmento de subtransmisión como porcentaje del VNR Adaptado, realizando un análisis de regulación comparada, cuyo detalle y resultado del análisis realizado se encuentran en el Informe “Estimación de los costos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento” como parte del presente estudio tarifario.

Los resultados obtenidos permitieron concluir que los coeficientes propuestos por UTE son razonables ya que los mismos representan valores adecuados de acuerdo a los antecedentes regulatorios y de empresas eficientes a nivel internacional que los respaldan. En consecuencia, se propone utilizar los siguientes coeficientes técnicos para la estimación del CAOM eficiente del segmento de subtransmisión:

Tabla N° 3 Porcentajes de CAOM sobre VNR

Equipamiento de subtransmisión	% CAOM sobre VNR
Líneas y Cables	3.36%
Subestaciones	4.48%

Así planteado, los costos de operación y mantenimiento y administrativos a reconocer resultan:

Tabla N° 4 CAOM adoptado (Dic-12)

Equipamiento de subtransmisión	CAOM (USD)
Líneas y Cables	13.107.941
Subestaciones	19.407.413
TOTAL CAOM	32,515,354

Impuesto al Patrimonio (IP)

Se reconoce dentro de la remuneración anual de subtransmisión, el monto correspondiente al impuesto al patrimonio, que surge de la contabilidad del año base y no está incluido en los CAOM. En el caso del presente estudio se utilizó el correspondiente a 2011 informador por UTE por un monto de USD 4,141,637, el cual debe ser actualizado (o estimado) con el valor contable 2012 una vez recibida dicha información.

3. CÁLCULO DEL VAST

Conforme lo indicado al comienzo del informe, se detalla a continuación el cálculo del VAST a diciembre de 2012. En Anexo I se muestra el detalle para llegar del valor inicial a abril de 2011 al presentado a continuación y en el capítulo 4 los factores utilizados para llevar el VNR a diciembre de 2012.

Tabla N° 5 Cálculo del FRC

Tasa	%	9.49%
Vida útil	años	30
O&M LAT y CAT	%	3.36%
O&M EETT	%	4.86%
FRC	°/1	0.1016

Tabla N° 6 Cálculo del VAST (Diciembre 2012)

VNR	USD	789.446.778
FRC	°/1	0.1016
aVNR	USD	80.202.387
CAOM	USD	32.515.354
IP	USD	4.141.637
VAST	USD	116.859.378

El VAST resultante es de **USD 116.859.378** expresados a diciembre de 2012.

De acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Distribución, en el que trata también la remuneración de la subtransmisión, se deberá considerar para la definición de los ingresos pérdidas adaptadas asociadas con las instalaciones reconocidas en esta base de capital.

4. FÓRMULA DE AJUSTE

4.1. DEFINICIÓN

A los efectos de la actualización del VAST para los subsiguientes años del periodo tarifario posterior a la revisión de la remuneración, se propone la siguiente fórmula de actualización el VNR para líneas y estaciones, y una alternativa de aplicación conjunta incorporando un ponderador en función de los valores de VNR asociados a líneas y estaciones para el año base del estudio.

Se propone para las líneas

$$C_{LAT}^n = C_{LAT}^{n-1} * \left[0,45 * \frac{PPIUSA^n}{PPIUSA^{n-1}} + 0,45 * \frac{Tc^{n-1}}{Tc^n} * \frac{ICC^n}{ICC^{n-1}} + 0,10 * \frac{Tc^{n-1}}{Tc^n} * \frac{IMS^n}{IMS^{n-1}} \right]$$

Donde:

- C_{LAT}^n : Costo de la LAT ajustado al año “n” en dólares.
- Tc^n : Tasa de cambio ajustado al año “n” (Cotización interbancaria dólar billete publicada por el INE).
- $PPIUSA^n$: índice de precios al productor ajustado al año n “ Electric bulk power transmission and control, Serie PCU221121221121” de los Estados Unidos de América publicado por el US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.
- ICC^n : Índice de Costo de la Construcción ajustado al año “n”. (publicado por el INE).
- IMS^n : Índice Medio de Salarios ajustado al año “n”. (publicado por el INE).
- C_{LAT}^{n-1} : Costo de la LAT ajustado al año “n-1” en dólares.
- Tc^{n-1} : Tasa de cambio ajustado al año “n-1”. (Cotización interbancaria dólar billete publicada por el INE).
- $PPIUSA^{n-1}$: índice de precios al productor ajustado al año n-1 “ Electric bulk power transmission and control, Serie PCU221121221121” de los Estados Unidos de América publicado por el US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.
- ICC^{n-1} : Índice de Costo de la Construcción ajustado al año “n-1”. (publicado por el INE).
- IMS^{n-1} : Índice Medio de Salarios ajustado al año “n-1”. (publicado por el INE).

Para las estaciones:

$$C_{EST}^n = C_{EST}^{n-1} * \left[0,6347 * \frac{PPIUSA^n}{PPIUSA^{n-1}} + 0,2425 * \frac{Tc^{n-1}}{Tc^n} * \frac{ICC^n}{ICC^{n-1}} + 0,1228 * \frac{Tc^{n-1}}{Tc^n} * \frac{IMS^n}{IMS^{n-1}} \right]$$

Donde:

- C_{EST}^n : Costo de los equipos de estaciones ajustado al año “n” en dólares.
- Tc^n : Tasa de cambio ajustado al año “n”. (Cotización interbancaria dólar billete publicada por el INE).
- $PPIUSA^n$: índice de precios al productor ajustado al año n “ Electric bulk power transmission and control, Serie PCU221121221121” de los Estados Unidos de América publicado por el US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.
- ICC^n : Índice de Costo de la Construcción ajustado al año “n”. (publicado por el INE).
- IMS^n : Índice Medio de Salarios ajustado al año “n”. (publicado por el INE).
- C_{EST}^{n-1} : Costo de los equipos de estaciones ajustado al año “n-1” en dólares.

- Tc^{n-1} : Tasa de cambio ajustado al año “n-1”. (Cotización interbancaria dólar billete publicada por el INE).
- $PPIUSA^{n-1}$: índice de precios al productor ajustado al año n-1 “ Electric bulk power transmission and control, Serie PCU221121221121” de los Estados Unidos de América publicado por el US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.
- ICC^{n-1} : Índice de Costo de la Construcción ajustado al año “n-1”. (publicado por el INE).
- IMS^{n-1} : Índice Medio de Salarios ajustado al año “n-1”. (publicado por el INE).

En el caso de requerir el uso de una única fórmula, se ponderarán las anteriores en función del porcentaje de participación de las líneas y subestaciones en el VNR total:

Fórmula ponderada:

$$C^n = \%L\&CST * C_{LAT}^n + \%SEST * C_{EST}^n$$

Donde:

- C_n es el factor de ajuste ponderado de VNR para el año n
- %L&CST es el porcentaje de VNR de líneas y cables de subtransmisión sobre el VNR total de subtransmisión para el año base
- %SEST es el porcentaje de VNR de subestaciones de subtransmisión sobre el VNR total de subtransmisión para el año base

4.2. FACTORES DE AJUSTE

A continuación se presentan los valores utilizados para ajustar el VNR a diciembre de 2012:

Tabla N° 7 Factores de ajuste

Paramétrica de ajuste	abr-11	dic-11	dic-12
%L&CST	49.2%		
%SEST	50.8%		
PPIUSA	125.9	123.6	125.8
ICC	292.55	327.88	340.81
IMS	141.03	148.59	164.3
TC	19.00	19.970	21.218
Factor L&CST		1.0219	1.0235
Factor SEST		1.0048	1.0153
Factor Final Ponderado		1.0132	1.0193

Los factores indicados en la columna dic-11 y dic-12 trasladan el VNR calculado con base abril de 2011 a las respectivas fechas.

El %L&CST y %SEST corresponde a la proporción de líneas y cables y subestaciones sobre el total del VNR y se utiliza como ponderador de los respectivos factores de ajuste.

ANEXO I – AJUSTE DEL VNR A DICIEMBRE DE 2012

En la siguiente tabla se muestra la evolución del cálculo del VAST para llegar al valor a diciembre de 2012, utilizando los parámetros, tasa, vida útil, instalaciones y costos definidos en los informes presentados.

	UTE ABR 2011	ME ABR 2011		ME DIC 2011	ME DIC 2012
LAT 30kV	151,731,000	155,582,039	2.5%	158,994,218	159,231,699
CABLES 30kV	159,858,000	161,392,745	1.0%	164,932,363	165,178,713
LAT 60kV	61,912,000	64,200,858	3.7%	65,608,892	65,706,888
CABLES 60kV	-	-		-	-
EETT 30kV/MT	341,947,000	349,443,472	2.2%	351,130,824	354,795,403
EETT 60kV/MT	37,055,000	43,862,298	18.4%	44,074,095	44,534,074
TOTAL	752,503,000	774,481,411	2.9%	784,740,391	789,446,778
aVNR	79,824,953	78,682,009	-1.43%	79,724,251	80,202,387
O&M	30,665,000	31,922,162	4.10%	32,295,351	32,515,354
IP	4,201,000	4,141,637	-1.41%	4,141,637	4,141,637
VAST	114,690,953	114,745,808	0.05%	116,161,239	116,859,378