

Montevideo, 29 de setiembre de 2016

Sr. Directores de la URSEA

INF-00516-2016

Exp. 951-02-006-2015

1. Introducción

En el presente informe se exponen los cálculos y la propuesta resultante para la determinación del Precio de Referencia de la Potencia de acuerdo a lo establecido en el Artículo N° 233 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMMEE), aprobado por Decreto N° del Poder Ejecutivo 360/2002, del 11/9/2002 (ver Anexo 1).

2. Cálculo realizado y resultados.

Datos de entrada del cálculo:

- a) Costo fijo representativo de una unidad generadora de punta.

Se considera como costo fijo representativo de una unidad generadora de punta, de acuerdo al informe técnico que se agrega en Anexo II el valor de 518 USD/kW. El mismo incluye el costo de una unidad básica de generación de respaldo, los costos de la instalación y puesta en servicio de la misma (repuestos iniciales, transporte y seguro marítimo, gastos de internación, transporte local, montaje, obra civil, pruebas, etc.), y los costos de conexión al sistema eléctrico.

Al referido costo, siguiendo el informe técnico mencionado, debe adicionarse un valor anual equivalente al 2,5% del costo del generador, por concepto de costos fijos de operación y mantenimiento.

- b) Anualidad asociada a dicho costo con la tasa de descuento adecuada y una vida útil de 15 años.

La tasa de descuento considerada es de 7,6% real anual en dólares antes de impuestos. La misma se expone en Anexo III y toma como base estudio de tasa de rentabilidad para una inversión en generación de ciclo combinado realizada por técnicos del Ministerio de Energía y Minería –Dirección Nacional de Energía.

- c) Incremento de la anualidad en un 10% por indisponibilidad para confiabilidad (lit. c. art. 233 mencionado).

Resultado obtenido.

Se obtiene el costo fijo resultante expresado en unidades monetarias (dólares de USA) por kW por mes, de 6,3 USD/kW-mes. El mismo se detalla en Anexo IV.

3. Resumen y recomendación

En función de lo establecido en el mencionado art. 233 correspondería de aprobarse el presente cálculo proceder a realizar consulta a Agentes y Participantes del Mercado mayorista de electricidad.

Ec. Sergio Pérez
Encargado de la División Aspectos Económicos
Gerencia de Regulación

Anexo I

Definición del Precio de Referencia de la Potencia en el Decreto N° 360/002 (Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica)

Artículo 233. Cada tres años el Regulador deberá determinar el Precio de Referencia de la Potencia para el siguiente trienio de acuerdo al procedimiento que sigue:

- a) Se calcula el costo fijo representativo de una unidad generadora de punta, adecuada para el cubrimiento de los períodos de máximo requerimiento de demanda, de acuerdo a las condiciones y necesidades existentes en el país. Dicho costo se calculará con los precios FOB, costos de fletes, gastos de aduana e importación, montaje y los demás componentes fijos que sean necesarios para la operación de la unidad.
- b) Se calcula la anualidad asociada a dicho costo con la tasa de descuento adecuada para una inversión con ese grado de riesgo, considerando una vida útil de 15 (quince) años.
- c) Se incrementa la anualidad resultante en un porcentaje de indisponibilidad para confiabilidad. Dicho porcentaje será un valor entre el 5% (cinco por ciento) y el 15% (quince por ciento), que inicialmente se define en el 10% (diez por ciento). El porcentaje podrá ser modificado con la fundamentación correspondiente, por el Regulador.
- d) Se obtiene el costo fijo resultante expresado en unidad monetaria por kW por mes.

A efectos de recibir las consideraciones que se estimen pertinentes, los cálculos mencionados se pondrán en consulta de los Agentes y Participantes, previo a la determinación del Precio de Referencia de la Potencia por el Regulador.

Anexo II

Estudio para la determinación del costo fijo de una unidad de generación

Setiembre/2016

Expediente 0951-02-006-2015

1. Alcance del estudio

El presente estudio se centrará en la valoración del costo fijo representativo de una unidad generadora de punta, tal como aparece referido en el literal a) del Artículo Nº 233 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMMEE), aprobado por Decreto del PE en 2002, el que es utilizado para el cálculo del Precio de Referencia de la Potencia (PrP).

2. Introducción

El Precio de Referencia de la Potencia (PrP) tiene como uno de sus usos posibles el ser un valor máximo para los pagos mensuales por los faltantes de respaldo de potencia de los agentes. Este mecanismo no está directamente relacionado con los intercambios de energía, sino con las diferencias en el cumplimiento de la obligación de respaldo.

En regulaciones existentes en otros países, el cálculo del PrP se realiza en base a procedimientos escritos aprobados por los organismos reguladores, los que fueron desarrollados generalmente por empresas de consultoría expertas en estos temas.

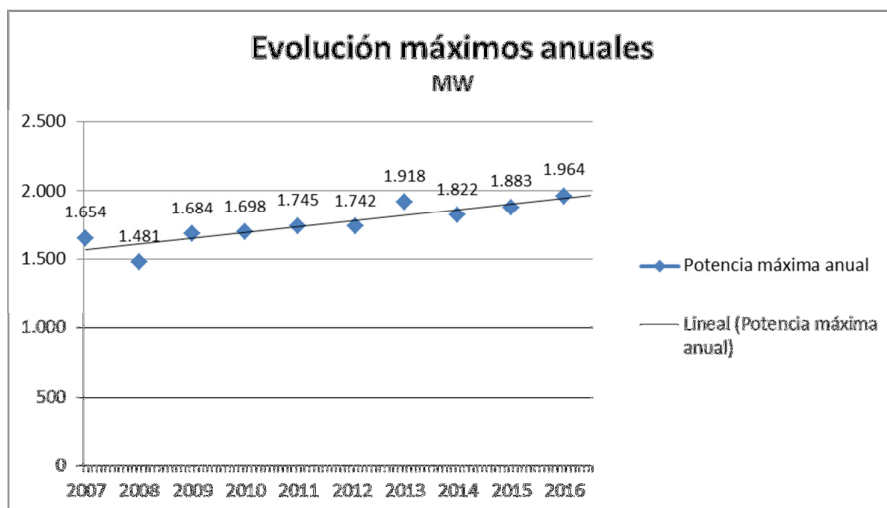
En Uruguay aún no se ha definido un procedimiento para la realización de este cálculo, no obstante, en el presente estudio se utilizará una metodología que en lo sustantivo se considera consistente con las utilizadas por otros organismos reguladores y en particular la utilizada por el OSINERGMIN en Perú.

3. Costos de la unidad de generación

En primera instancia resulta necesario determinar la potencia de la unidad generadora que se utilizaría como referencia de respaldo para una situación de máxima demanda. Para ello resulta necesario evaluar la potencia máxima de demanda del sistema, así como la generación térmica de mayor potencia instalada en el sistema.

En Uruguay el valor de potencia máxima histórico se registró en el mes de julio de 2016, verificándose el día 20 una demanda de 1.964 MW¹. Observando los datos de los últimos 10 años se observa que la potencia máxima anual ha tenido una tendencia levemente creciente de forma lineal, verificándose un crecimiento de un 18,7 % en la década, lo que corresponde a un incremento anual del 1,7 %. Por lo tanto es de esperarse que no existan en el corto plazo grandes variaciones en esta tendencia de leve crecimiento de la demanda de potencia máxima.

¹ Dato de la DNE



En el análisis de la potencia de generación eléctrica instalada en el país, se observa que la misma ha tenido una gran diversificación en los últimos años, lo que brinda una mayor robustez al sistema eléctrico.

Se adjunta detalle de los equipos instalados que se encuentran operativos en el país.²

CENTRAL	2016 (junio)	
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Rankine - Vapor)		
UTE - Central Batlle - Sala B		
UTE - Central Batlle - 5ª Unidad		
UTE - Central Batlle - 6ª Unidad		
Upm (1)	161,0	
Alur (2)	10,0	
Liderdat	5,0	
Galofer	14,0	
Fenirol	10,0	
Bioener	12,0	
Weyerhaeuser	12,0	
Ponlar	7,5	
Montes del Plata	180,0	
Otros Privados	11,5	
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Brayton - Gas)		
UTE - G.E.		
UTE - BBC		
UTE - AA (Maldonado)		
UTE - CTR (La Tablada)	212,0	
UTE - C.T. Punta del Tigre	300,0	
UTE - C.T. Punta del Tigre APR A (Arrendado)		
UTE - C.T. Punta del Tigre APR C (Arrendado)	50,0	
UTE - CTR APR B (Arrendado)		
UTE - Grupos Diesel Autonomos/Int	3,7	
Centrales Térmicas (Motores)		
UTE - Motores Central Batlle	80,0	
UTE - CTA Aggreko (Arrendado)		
UTE - CTB Aggreko (Arrendado)		
UTE - Grupos Diesel Autonomos	1,0	
UTE - Grupos Diesel Interconectados		
Las Rosas	1,0	
Zendalather	3,2	
Lanas Trinidad (Alboreto)	0,6	
Total Térmica		1.074,5

² Datos de la DNE a junio 2016. No se considera la potencia de las máquinas de la Central Batlle

Generadores Hidráulicos	
UTE - Río Negro - Gabriel Terra (Ri	152,0
UTE - Río Negro - Baygorria	108,0
UTE - Río Negro - Constitución (Pal	333,0
CTM - Río Uruguay - Salto Grande (	945,0
Total Hidráulica	1.538,0
Generadores Eólicos	
UTE - FI: Planta Piloto	0,2
UTE - Ing. Emanuele Cambelargiu I	10,0
UTE - Ing. Emanuele Cambelargiu I	10,0
Agroland	0,5
Nuevo Manantial	18,0
Kentilux - Magdalena	17,2
Lavadero de Lanas Blengio	1,8
Engraw	3,6
Palmatir - Peralta	50,0
R del Sur - Maldonado	50,0
Luz de Río - Pintado II	50,0
Generación Eólica Minas I - Minas	42,0
Parque eólico Libertad	7,8
Luz de Mar S.A.	18,0
Luz de Loma S.A.	20,0
Polesine S.A.	50,0
Juan Pablo Terra (UTE)	67,2
Artilleros (UTE - Electrobras) ROUA	65,1
Cadonal (Talas de Maciel II)	50,0
Astidey (Talas de Maciel I)	50,0
Peralta I (Aguas Leguas S.A.)	58,8
Peralta II (Aguas Leguas S.A.)	58,8
Carape I (Fingano)	50,0
Carape II (Vengano)	40,0
Melowind	50,0
Ventus I	9,0
Parque Eólico Rosario	9,0
Parque Eólico Julieta	3,6
Parque Eólico María uz	10,0
Parque Eólico Maldonado II	50,0
Microgeneración conectada a la R	0,0
Microgeneración Autónoma	s/d
Total Eólica	920,4
Generadores Solares	
UTE - ASAHI	0,5
La Jacinta (Solar Farm S.R.L)	50,0
Raditon	8,0
Alto Cielo S.A.	20,0
Cerros de Vera	0,1
Microgeneración conectada a la R	6,7
Microgeneración Autónoma (4)	0,6
Total Fotovoltaica	85,8
TOTAL	3.618,6

Detallando la potencia instalada por fuente de generación tenemos el siguiente cuadro con valores en MW.

Potencia instalada (MW)	
Potencia hidráulica	1.538
Potencia térmica	1.074
Potencia fotovoltaica	86
Potencia eólica	920
Total	3.619

Según datos de la DNE, de los 3.619 MW de generación instalados en el país se encuentran disponibles 3.575 MW.³ En este diversificado parque de generación, tanto en fuentes como en equipos, la máquina de mayor potencia instalada en el sistema es a la fecha uno de los turboalternadores de la central La Tablada que tiene una potencia nominal de 113 MW que resulta ser apenas un 3 % de la potencia total instalada y un 10,5 % de la potencia en generación térmica total.

Para la determinación de la potencia de la unidad generadora de respaldo, se suele tener en cuenta la demanda máxima de los sistemas así como la potencia instalada para cubrir esta demanda, con identificación de la máquina de mayor capacidad.

Con el dato del máximo de demanda anual, la regulación histórica de Perú determinaba los valores máximos y mínimos entre los que se debería situar la potencia de la unidad generadora de respaldo. En particular fijaba que esta potencia debería situarse entre el 3.5% y el 5 % de la demanda máxima anual. Para el caso de Uruguay, estos valores corresponden a 69 y 98 MW, lo que representa entre un 6 y un 9 % de la potencia térmica instalada.

Posteriormente la regulación peruana modificó esta normativa estableciendo que *“la capacidad estándar de la unidad de punta será al menos el menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75 % de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior).”* Haciendo algunas simplificaciones para el caso de Uruguay estaríamos en valores entre 69 y 110 MW, lo que representa entre un 6 y un 10 % de la potencia térmica instalada.

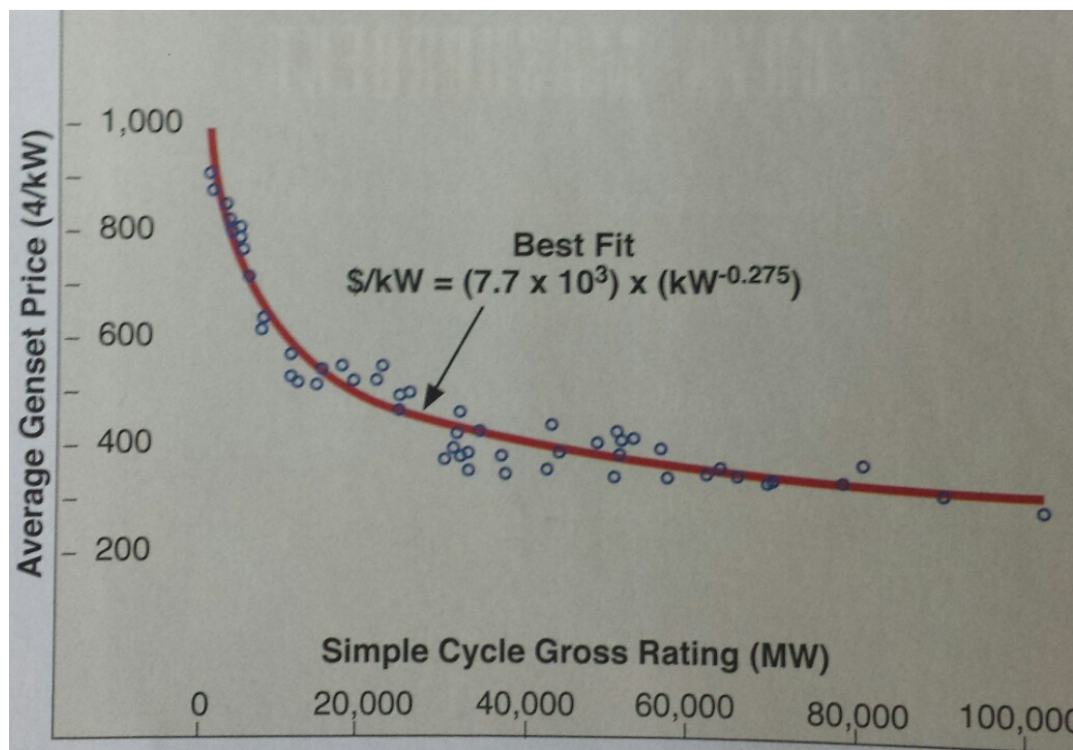
Visualizando que en ambos casos analizados, el entorno dentro del cual debería fijarse la potencia de la unidad generadora de respaldo, es muy similar, se toma el mayor de ellos, lo que coincide con la aplicación del criterio utilizado por la regulación actualmente vigente en Perú.

Una vez determinado el rango de potencias a considerar, corresponde determinar el costo de una unidad generadora básica dentro de este rango. Para ello se utilizan las cotizaciones publicadas en el Gas Turbine World 2014-15 Handbook (Volume 31).

³ Dato de la DNE a junio de 2016

Las publicaciones especializadas en el mercado de las turbinas a gas, como Gas Turbine World (GTW) Handbook, en general, indican precios para las diversas designaciones de modelos, con un margen de más menos 5% respecto a precios obtenidos de licitaciones competitivas, lo que varía según la demanda de la industria a la fecha de las licitaciones. Los precios corresponden a una recopilación de información respecto a lo que esperan los desarrolladores de proyectos, propietarios-operadores, consultores y fabricantes establecidos y se consideran como precios razonables para propósito de elaboración de presupuestos. El precio para los distintos modelos indicado en esta publicación, corresponde al precio del paquete de un equipamiento básico prediseñado y estándar.

Del análisis de las cotizaciones se observa que en general, los precios son considerablemente altos para turbinas con potencia por debajo de los 20 MW, comparados con los de unidades mayores. A partir de los 20 MW el precio por kW cae considerablemente por efectos de economía de escala, y tienen menor variación, independiente del tamaño, tal como se muestra en la figura siguiente⁴:



Según la publicación referida, los costos en Dólares Americanos por kW para generadores de potencia nominal ISO para 50 Hz dentro del rango definido, varían entre 346 y 384 USD/kW⁵. Como se observa esta variación de precios es de apenas un 10 % entre el valor menor y el mayor.

⁴ Gráfico de Gas Turbine World 2014-15 Handbook Volume 31

⁵ Considerando las especificaciones más económicas para similares potencias

Teniendo en cuenta todo lo evaluado, se considera como costo por unidad de potencia para una unidad básica de generación de respaldo, el valor de 365 USD/kW que corresponde al promedio de estas dos cotizaciones.

4. Costo total de inversión

Para determinar la totalidad del costo fijo de la central, resulta necesario agregar los costos de la instalación y puesta en servicio de la misma. Entre ellos: repuestos iniciales, transporte y seguro marítimo, aranceles, gastos de aduana, transporte local, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, adquisición de terreno, obras civiles y preliminares, sistema de suministro de combustible, sistema contra incendio, gastos generales, utilidad del contratista e intereses.

Tomando como referencia el estudio técnico económico de fijación tarifaria en Perú del año 2014 y extrapolando estos costos proporcionalmente para un equipo cuya potencia se encuentre en el entorno de los valores definidos en este informe, se concluye que por concepto de instalación y puesta en servicio se deben agregar 118 USD/kW, los que corresponden a un 32 % del costo básico de la unidad de generación.

Agregando con el mismo criterio, la estimación de los costos de conexión al sistema eléctrico de transmisión (10% del costo básico de la unidad de generación), se obtiene un costo total por unidad de potencia de 518 USD/kW.

Para evaluar la consistencia de los valores obtenidos, se comparan los mismos con los datos a los que se tuvo acceso de las ofertas presentadas en el reciente llamado de precios convocado por UTE, cuyo objeto era la “Contratación para la adquisición llave en mano de turbinas de gas por hasta 135 MW”. De esta información se obtiene la cotización de USD 38.928.000 por el suministro en Punta del Tigre de dos turbogrupos de 50 MW, lo que llevado a un costo por unidad de potencia corresponde a 389 USD/kW. Se observa que este valor se considera consistente con el costo por kW asumido en este informe para el equipo seleccionado, ya que el valor utilizado es solo un 6 % inferior a este, lo que se podría explicar por considerar en el llamado de UTE máquinas de menor potencia a la considerada en este estudio.

Los costos por unidad de potencia, agregados para contemplar los costos derivados de la instalación y puesta en marcha del equipo, así como su conexión a la red de transmisión, representan en total en este estudio un 42 % del precio de la unidad generadora. Tomando nuevamente como referencia la información del llamado de UTE, observamos que estos mismos costos representan el 23 % del costo del equipo. Este valor, que resulta inferior al tomado en el estudio, se considera que tiene su fundamento en el hecho de que UTE solicitó una cotización para la instalación de equipos de generación en un predio ya existente, en el cual se dispone del terreno y se aprovecha parte de la infraestructura utilizada en forma compartida con los otros generadores sitios en el lugar.

Otros costos a considerarse son los costos fijos derivados de la operación y mantenimiento del equipo durante su vida útil. En el estudio técnico económico de fijación tarifaria en Perú del año 2014 este costo representa anualmente el 2,5 % del costo del generador.

5. Resumen y conclusiones

El Precio de Referencia de la Potencia (PrP) es un dato requerido para el adecuado funcionamiento de las transacciones económicas del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) y es utilizable como valor máximo para los pagos mensuales por los faltantes de respaldo de potencia de los agentes. Este Precio no se ha fijado hasta el momento en el país y no existe un procedimiento escrito que regule su cálculo.

Pese a ello se ha solicitado fijar un valor que pueda ser utilizado cuando se requiera en las transacciones del MMEE.

Como punto de partida, se calcula en este estudio el precio representativo de una unidad generadora de punta, tal como aparece referido en el literal a) del Artículo Nº 233 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME). Este precio es el que se utiliza como base para el cálculo del PrP.

A falta de un procedimiento escrito, se ha optado por utilizar una metodología similar a la aplicada por el organismo regulador peruano, definiendo en primera instancia la potencia de la unidad de respaldo, lo que representa el costo más significativo del cálculo. Posteriormente se han extrapolado los costos porcentuales utilizados en la regulación peruana, de montaje, puesta en marcha y conexión a la red eléctrica, llegándose a un costo por unidad de potencia de 527 USD/kW, considerando dentro de este valor el costo de un año de operación.

Si bien se considera el valor definido como un valor razonable para ser utilizado inicialmente por el MMEE, se recomienda en el futuro próximo encomendar el trabajo de fijar un procedimiento normalizado para el cálculo del Precio de Referencia de la Potencia, a un equipo consultor específicamente especializado en esta temática.

Ing. Andrés Hermida

Gerente de Planificación Estratégica

Anexo III

Tasa de descuento

Estimación wacc real anual en dólares antes de impuestos del CC			
		Deuda	Recursos propios
Estructura de capital de la inversión		70%	30%
Tasa anual deuda		Tasa anual recursos propios	
Descripción	Valor	Descripción	Valor
Tasa libre de riesgo	4.4%	Tasa libre de riesgo	4.4%
Riesgo soberano	1.9%	Tasa de retorno anual mercado EEUU	10.8%
Riesgo específico	0.0%	Riesgo país	1.9%
Tasa de interés nominal anual	6.3%	Beta generación de energía eléctrica desapalancada	0.55
		Tasa de IRAE	25%
		Tasa de retorno esperado nominal anual	16.0%
Tasa de inflación anual	2.3%		
WACC real anual en dólares antes de impuestos de una inversión de un CC			7.6%

Anexo IV

Costo fijo unidad gen. de punta USD/kW	518.00
Años de vida útil	15
Tasa de descuento	7.6%
Anualidad sin costos de oper, y mantenimiento USD/KW-año	59.1
Anualidad inc. costos de oper y mantenimiento USD/KW-año	68.2
Indisponibilidad	0.1
Costo fijo resultante:	
USD/kW año	76
USD/kW mes	6.3