

**RESPUESTAS A LAS CONTRIBUCIONES A LA CONSULTA
PÚBLICA:
PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA**



MONTEVIDEO, DICIEMBRE DE 2016

CONTENIDO

1	Introducción	1
2	Aportes relacionados con el costo de la central generadora	1
2.1	sobre los precios Gas Turbine World Handbook.....	1
2.2	Sobre la utilización de valores de referencia de Perú.....	2
2.3	Sobre los costos de operación y mantenimiento	2
2.4	Sobre los requisitos ambientales	3
2.5	Sobre otros rubros no considerados	3
2.6	Sobre la potencia del generador	3
2.7	Sobre los intereses intercalarios.....	4
2.8	Valores revisados de costos de la central.....	4
3	Aportes relacionados con la rentabilidad	4
3.1	sobre las fuentes usadas en la WACC	4
3.2	Sobre los Parámetros de la deuda	5
3.3	Sobre el Riesgo específico.....	5
3.4	Sobre el Método de Mercado	6
3.5	Sobre la Inflación de USA	6
3.6	Valor revisado de la rentabilidad.....	6
4	Resumen final	7

1 INTRODUCCIÓN

El procedimiento de Consulta Pública permite incorporar al proceso de decisión regulatoria el punto de vista de los diferentes sectores involucrados, así como el conocimiento especializado de diversos ámbitos. Esos puntos de vista reflejan diferentes intereses, frecuentemente contrapuestos, que mediante este procedimiento se exponen ante la sociedad de forma transparente.

La Consulta Pública sobre la determinación del Precio de Referencia de la Potencia fue convocada a través de avisos en los medios de prensa de circulación nacional el 18 de octubre y terminó extendiéndose hasta el 15 de noviembre de 2016. Se realizaron además comunicaciones individualizadas a los actores con un interés manifiesto en el tema.

Se recibió una contribución remitida por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). La URSEA agradece especialmente estos aportes.

Todos los documentos de esta Consulta están disponibles en www.ursea.gub.uy, en la sección Consultas Públicas.

2 APORTES RELACIONADOS CON EL COSTO DE LA CENTRAL GENERADORA

En lo que sigue se da respuesta a los puntos 1 a 7 de la nota de UTE.

2.1 SOBRE LOS PRECIOS GAS TURBINE WORLD HANDBOOK

Con respecto a lo detallado, se observa que tal como se indicara en el punto 2. a) del Informe INF-00516-2016 URSEA publicado en la Consulta Pública, en el costo fijo representativo de una unidad generadora de punta utilizado se incluyó, “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.”

En particular y como se indica en el punto 3. del Anexo II del Informe, se tuvo en cuenta que el costo tomado de la publicación Gas Turbine World corresponde a unidades generadoras básicas (“bare bones”) que se consideran según la publicación especializada como razonables para el propósito de elaboración de presupuestos.

En el punto 4 del Anexo II se detalla que al precio básico de la unidad generadora se deben agregar los costos de instalación y puesta en servicio. Entre otros costos los

correspondientes a: *“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”*, así como también los costos de conexión al sistema eléctrico de transmisión, los que efectivamente fueron considerados para obtener el precio representativo de la unidad de punta tal como aparece referido en el literal a) del Artículo N° 233 del RMMEE.

Se toma en cuenta la observación con respecto a las condiciones ISO de funcionamiento de los generadores por lo que se incorporan: Factor de corrección por tipo de combustible, cuyo valor es de 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con Diesel 2; y Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876.

Con respecto a los sistemas de control de NOx y al funcionamiento dual de las unidades, se observa que varios de los generadores publicados en el Gas Turbine World 2014-15 Handbook que se encuentran dentro de las potencias consideradas, funcionan tanto con Gas Natural como con combustible líquido, y son provistos con quemadores de baja emisión de NOx y en particular con sistemas de combustión DLE (Dry Low Emission) para minimizar las emisiones. De todas formas, y teniendo en cuenta el uso del generador con Diesel 2, se considera oportuno incorporar un costo de 15 Euros por kW de potencia del generador a los efectos de estar seguros de cumplir con la normativa de emisión de gases. El monitoreo de emisiones es un costo que ya se tuvo en cuenta.

2.2 SOBRE LA UTILIZACIÓN DE VALORES DE REFERENCIA DE PERÚ

Se observa que para la potencia de generación considerada, del orden del 75% del costo corresponde a suministro de equipos y materiales, y sus costos asociados, incluyendo el grupo generador, transformadores de potencia, repuestos, otros equipamientos eléctricos y electromecánicos, que tienen cotizaciones internacionales, y los costos asociados a los mismos que también deben ser considerados como seguros, intereses, utilidad del contratista, etc.

Para los otros costos de instalación, montaje, puesta en marcha, y mano de obra se analizó su consistencia y se extrapolaron valores teniendo en cuenta la variación distinta de cada ítem según la variación de la potencia de generación a instalarse.

2.3 SOBRE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este punto UTE plantea que no están explicitados los conceptos que se incluyen en el costo fijo derivado de la operación y mantenimiento del equipo durante su vida útil.

Sobre este punto se comenta que se ajusta la propuesta inicial incluyendo según la metodología adoptada los Costos Fijos de Personal y Otros básicos que cubren la dotación de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, los beneficios sociales, los gastos generales y necesidades adicionales de personal administrativo, seguros, impuestos prediales, gastos municipales; así como los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento que corresponden a la parte de los costos de repuestos requeridos por la unidad de punta, considerados como costos fijos, en razón del régimen de operación, así como de las características y requerimientos de mantenimiento la unidad.

2.4 SOBRE LOS REQUISITOS AMBIENTALES

UTE observa en este punto que se deben tomar en cuenta que debido a requisitos ambientales la inversión del terreno puede resultar *“sustancial”*.

Se informa que en base a la metodología adoptada se consideró un monto de USD 291.190 para la adquisición del terreno

2.5 SOBRE OTROS RUBROS NO CONSIDERADOS

UTE detalla un conjunto de rubros que no se tuvieron en cuenta en la licitación que realizó a fines de 2015 para la adquisición llave en mano de turbinas de gas por hasta 135 MW, y que considera deben ser incluidas en el cálculo que se realice.

Se informa que se han tenido en cuenta todos los conceptos detallados en este punto

2.6 SOBRE LA POTENCIA DEL GENERADOR

UTE realiza comentarios con respecto a la determinación de la potencia elegida y que debido a las particularidades de Uruguay *“A modo de ejemplo, el módulo de TG que podría considerarse adecuado es del orden de 50 MW”*.

Se toman en cuenta las observaciones realizadas por UTE en este punto y se ajusta el estudio reduciendo la potencia del generador al 3.5 % de la demanda máxima del sistema eléctrico, que como se detalló corresponde a 69 MW. Fijando este valor de potencia se hacen los ajustes con respecto al costo del generador y a los costos de instalación, puesta en marcha, y conexión a la red de transmisión.

Para fijar el costo de la unidad generadora se toman las cotizaciones de unidades publicadas en la Gas Turbine World 2014-15 Handbook (Volumen 31) con potencias en el entorno de los 69 MW (entre 57 y 80 MW), se promedia la relación Costo/MW y se multiplica este valor por la potencia seleccionada de 69 MW llegando al valor de 24,686 Millones de Dólares. Los costos de instalación, puesta en marcha y conexión eléctrica se

prorratean teniendo en cuenta que algunos de los ítems se mantienen fijos y otros total o parcialmente variables con la potencia instalada.

2.7 SOBRE LOS INTERESES INTERCALARIOS

UTE plantea que no queda claro si fueron considerados los intereses intercalarios durante el período de construcción.

Se informa que en base a la metodología adoptada se consideró un 5.23 % de interés sobre los costos de los equipos, instalación, puesta en marcha y conexión eléctrica.

2.8 VALORES REVISADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL

Teniendo en cuenta los ajustes mencionados en los puntos anteriores, se considera un generador de 69 MW de potencia con un costo de 24,686 Millones de Dólares, al que se le suman los costos de instalación, montaje, pruebas de puesta en marcha y conexión eléctrica de 15,555 Millones de Dólares, sumando el total de la inversión 40,241 Millones de Dólares. Aplicando los coeficientes de corrección mencionados en el **punto 2.1**, se obtiene un costo del generador de 370 USD/kW y un costo total de inversión de 602 USD/kW. Los costos fijos anuales pasan a ser 1,12 Millones de Dólares lo que corresponden a un 4,5 % del costo del generador y a un 2,8 % de la inversión total.

El valor de inversión por kW instalado al que se llega, resulta consistente con los valores internacionales analizados.

Finalmente se observa que la metodología elegida permite realizar el cálculo solicitado en una forma eficiente para el tiempo disponible, pudiendo ser perfeccionada en el futuro para obtener un procedimiento normalizado para el cálculo del Precio de Referencia de la Potencia.

3 APORTES RELACIONADOS CON LA RENTABILIDAD

En lo que sigue se da respuesta a los puntos 8 a 12 de la nota de UTE¹.

3.1 SOBRE LAS FUENTES USADAS EN LA WACC

Se detallan criterio, período, valor y fuentes considerados para la estimación de los parámetros utilizados en el cálculo de la WACC.

¹ La respuesta se basa en el informe técnico realizado por el Ec. Andrés Osta (DNE-MIEM) y El Ec. Sergio Pérez (URSEA), que se incluye como Anexo I.

Parámetro	Criterio	Período	Valor	Fuente
Tasa libre de riesgo Rf	Promedio aritmético del índice “10 Year Treasury Constant Maturity Rate”	1995 – 2014	4,4%	Board of Governors of the Federal Reserve System
Tasa de retorno anual del mercado de USA	Valor medio entre el promedio geométrico y el promedio aritmético de la tasa de retorno anual total del índice S&P500	1995 – 2014	10,8%	Índice S&P500
Beta desapalancado	Valor medio de diferentes análisis en USA que estiman el parámetro entre 0,5 y 0,6		0,55	Tennet (2004) “Determining appropriate WACC for NerNed investment”, Amsterdam, June 22, 2004.
Prima por riesgo país RP	Promedio aritmético del riesgo soberano de Uruguay calculado por J. P. Morgan a través del índice EMBI+, desde abril 2012 a la actualidad (período en que Uruguay tiene grado inversor)	4/2012-2016	1,9%	J. P. Morgan.
Riesgo específico	No se incorporó este componente.			
Inflación USA	Promedio aritmético del Consumer Price Index (CPI) de USA	1995 – 2014	2,3%	US Bureau of Labor Statistics

3.2 SOBRE LOS PARÁMETROS DE LA DEUDA

UTE se refiere a parámetros de la deuda, de los que se expresa que “parecen bajos”. Nos referimos a los mismos en los siguientes puntos relacionados.

3.3 SOBRE EL RIESGO ESPECÍFICO

El cálculo realizado inicialmente no incluyó riesgo específico. Se revisará el criterio considerado originalmente respecto a que la deuda de UTE tiene respaldo del Estado Uruguayo y, en esa medida, no se incluyó un riesgo específico adicional.

Se fundamenta esta modificación en el entendido que la WACC no refiere necesariamente a un precio aplicable a servicios provistos en situación de monopolio por la mencionada empresa y que, aún en ese caso, correspondería aplicar el criterio de “arm lenght” -en el sentido de no considerar la particular naturaleza estatal de la empresa-.

Se incluye como componente para este concepto el valor utilizado por el regulador brasileño (Aneel), que menciona la contribución de UTE (2,9%).

3.4 SOBRE EL MÉTODO DE MERCADO

No existe consenso en la literatura respecto a la superioridad del método de mercado sobre el denominado método reverso.

De todas formas, la utilización de uno u otro de los métodos no arroja resultados significativamente muy distintos.

Se revisan los cálculos utilizando un promedio de resultados de ambos métodos.

3.5 SOBRE LA INFLACIÓN DE USA

La diferencia de criterio respecto a la contribución de UTE refiere solamente al período considerado. En este sentido, se considera más consistente utilizar el mismo período para estimar la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo de mercado y la tasa de inflación, dada la correlación existente entre esas variables.

3.6 VALOR REVISADO DE LA RENTABILIDAD

En función de las consideraciones anteriores se plantea un cálculo de la WACC que toma en consideración los cambios sugeridos. Se obtiene una WACC real anual antes de impuestos de 8,35%. La siguiente es la tabla actualizada de los parámetros utilizados.

Parámetro	Criterio	Período	Valor	Fuente
Tasa libre de riesgo Rf	Promedio aritmético del índice "10 Year Treasury Constant Maturity Rate"	1995 – 2015	4,2%	Board of Governors of the Federal Reserve System
Tasa de retorno anual del mercado de USA	Valor medio entre el promedio geométrico y el promedio aritmético de la tasa de retorno anual total del índice S&P500	1995 – 2015	9%	índice S&P500
Beta desapalancado	Estimación de ANEEL en base a empresas del sector eléctrico de EEUU.		0,44	Aneel
Prima por riesgo país RP	Spread estimado por la Bolsa Electrónica de Valores de Uruguay S. A. de	2006 – 2015	1,9%	Bolsa Electrónica de Valores del Uruguay

	instrumentos soberanos de USA y Uruguay, con vencimientos de 20 años (indicador Spread CUD-UST correspondiente a 120 meses)			S. A.
Riesgo específico	Benchmarking de la media de los spreads asociados al rating de crédito de las empresas de generación brasileñas publicado por la ANEEL.		2,9%	Aneel
Inflación USA		1995 – 2015	2,2%	US Bureau of Labor Statistics

4 RESUMEN FINAL

Teniendo en cuenta los valores ajustados detallados en los numerales 2 y 3, se obtiene un valor del precio de referencia de la potencia de **8.2 US\$/kW** por mes.

Costo fijo unidad gen. de punta (USD/kW)	602
Años de vida útil	15
Tasa de descuento	8,35%
Anualidad sin costos de oper. y mantenimiento (USD/KW_año)	71,8
Anualidad inc. costos de oper. y mantenimiento (USD/KW_año)	88,5
Indisponibilidad	0,1
Costo fijo resultante:	
Costo anual (USD/kW_año)	98
Costo mensual (USD/kW_mes)	8,2