

## **Comentarios de UTE a Consulta Pública N° 64 de URSEA sobre Actualización del Cálculo del Precio de Referencia de la Potencia**

### **1. Resumen Ejecutivo**

Según la reglamentación:

- El Precio de Referencia de la Potencia (en adelante PRP) es usado como precio máximo para el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y de Reserva Fría, así como para remunerar el Servicio de Reserva Operativa.
- Debe ser calculado por URSEA cada tres años, utilizando el procedimiento detallado en el Art.233 del Decreto N°360/002.

El PRP aplicable a la fecha fue determinado por URSEA en 2016. Desde dicho año, no se ha recalculado su valor, por tanto, en función del tiempo transcurrido, resulta necesario su recálculo.

Analizada la actual consulta pública, no se comparte la propuesta de URSEA de definir un nuevo PRP a través de una mera indexación del valor definido en 2016. Esta propuesta no se adecúa al procedimiento definido en la reglamentación y no considera las características actuales del sistema eléctrico uruguayo, ni la evolución de los costos de inversión involucrados. Adicionalmente, los valores obtenidos por URSEA resultan significativamente menores que los costos actuales de este tipo de inversión en Uruguay.

En tal sentido, en el presente documento se incluye:

- Comentarios respecto a la actualización propuesta por URSEA.
- Una propuesta de UTE para el recálculo del PRP para el siguiente trienio.

### **2. Reglamentación y Antecedentes**

#### **Alcance del Marco Regulatorio**

- El PRP está definido en el Decreto N° 276/002 - Reglamento General del Marco Regulatorio, previéndose que sea fijado por el Regulador cada tres años.
- En el Artículo 233 del Decreto N° 360/002 - Reglamento del Mercado Mayorista, se define detalladamente el procedimiento que URSEA debe realizar para el cálculo de este Precio. En resumen, se calcula la anualidad correspondiente a la inversión total en una máquina generadora de punta considerando los precios FOB, costos de flete, gastos de aduana e importación, más todos los demás componentes de costos fijos que sean necesarios para la instalación y la operación de la unidad, suponiendo:
  - Vida útil de 15 años.
  - Tasa de descuento asociada al riesgo de la actividad.
  - Indisponibilidad entre 5% y 15%, que inicialmente se define en el 10%.

#### **Antecedentes**

- En octubre de 2016, se publicó en el Diario Oficial una Consulta Pública de URSEA relacionada con la determinación del PRP.

De lo publicado por URSEA para la Consulta Pública, se destacan los siguientes valores:

- Costo fijo = 518 USD/kW
- Tasa de descuento = 7,6%
- %CO&M fijo anual = 2,5% de la inversión
- PRP = 6,3 USD/kW-mes

Dado que en Uruguay no se había definido un procedimiento para la realización del cálculo, URSEA utilizó una metodología consistente con la utilizada por OSINERGMIN en Perú. Considerando este punto, en la Consulta Pública de 2016, URSEA mencionó que el valor propuesto era razonable para ser utilizado inicialmente en el MMEE pero bajo la recomendación de que, en un futuro próximo, se trabajara en un procedimiento normalizado para el cálculo del PRP.

- En oportunidad de la Consulta Pública de 2016, UTE planteó comentarios a URSEA acompañados con una contrapropuesta, de donde se destacan los siguientes valores:
  - Costo fijo = 805 USD/kW
  - Tasa de descuento = 10,2%
  - %CO&M fijo anual = 6,2% de la inversión
  - PRP = 14,5 USD/kW-mes
- En diciembre de 2016, URSEA publicó su respuesta a los comentarios de UTE y, por Resolución Nº 423/016, establece el PRP. Se destacan los siguientes valores:
  - Costo fijo = 602 USD/kW
  - Tasa de descuento = 8,35%
  - %CO&M fijo anual = 2,8% de la inversión
  - PRP = 8,2 USD/kW-mes

### **3. Necesidad de recálculo del PRP**

En función del tiempo transcurrido, y la evolución del sistema eléctrico uruguayo, los cálculos realizados en 2016 no resultan representativos del valor de la inversión total en una máquina generadora de punta para el trienio 2024-2026. La evolución, mayoritariamente al alza, de los diversos costos asociados debe ser contemplada e incorporada a este valor.

En dicho marco, resulta necesario realizar un recálculo del PRP a efectos de contribuir a una adecuada remuneración de las inversiones involucradas, considerando, entre otros:

- El procedimiento definido en la reglamentación.
- La nueva realidad del sistema eléctrico uruguayo, con gran incorporación de Energías Renovables No Convencionales y con recientes modificaciones reglamentarias.
- La evolución de costos de instalación de estas fuentes de generación
- Costos financieros, de flete, seguros, terreno, ensayos, entre otros.
- Pérdidas de energía.
- Intereses intercalarios.

#### **4. Observaciones a propuesta de la URSEA puesta en Consulta Pública**

En su Consulta Pública N° 64, publicada el 29/02/2024, URSEA no realiza un nuevo estudio y cálculo, sino que únicamente actualiza el valor establecido en el año 2016 a partir de:

- Para actualizar entre 2016 y 2022, utiliza la variación relativa de costos reflejada en informes de EIA para turbinas de combustión Industrial Frame entre 2016 y 2022.
- Para actualizar desde 2022 a 2023, se indexa a través del CPI (Consumer Price Index de los Estados Unidos), ya que no se dispone de valores de EIA,

UTE no comparte la propuesta de URSEA, en función de lo siguiente:

- URSEA no calcula el PRP siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 233 del Decreto N° 360/02:
  - No calcula el costo fijo actual representativo de una unidad generadora de punta, sino que se limita a actualizar el valor reconocido en el año 2016.
  - No analiza cuál es la unidad generadora más adecuada para cubrir los períodos de máximo requerimiento de la demanda de acuerdo a las condiciones y necesidades existentes en el país.
  - Considera como referencia una turbina industrial frame, siendo que, como se comentará más adelante, para el sistema eléctrico uruguayo, las unidades más adecuadas para cubrir la punta son turbinas aeroderivadas.
  - No utiliza la nueva tasa de descuento definida por la propia URSEA por Resolución N° 473-022. Dicha tasa se determinó para las actividades reguladas de generación, entre las que se encuentra comprendida este cálculo.
- El valor propuesto por URSEA es muy inferior a los valores reales de los costos de inversión actuales en Uruguay
  - Se plantea un reconocimiento de 809 USD/kW (para aplicar en el año 2024-2026) para el total de la inversión y un 2,5% de la inversión para los costos fijos de operación y mantenimiento.  
Este valor está implícito en la propuesta de URSEA y surge de aplicar al valor de 602 USD/kW, las variaciones entre 2016 y 2023 planteadas en el documento de URSEA.
  - Estos valores están subvalorando los costos de una inversión de este tipo en Uruguay, como se puede observar en la contrapropuesta incluida en este informe.
  - El porcentaje reconocido para los CO&M fijos resulta incluso menor que el reconocido por URSEA en 2016, siendo que la modalidad de operación de la central sería bastante exigente (destacándose la importancia de ser flexible, con gran cantidad de rápidos arranques), y que por el tamaño del SIN (Sistema Interconectado Nacional) tendría mayores costos (por ejemplo: inventario de insumos).
- La forma de actualización propuesta por URSEA no es adecuada
  - La actualización entre 2016 y 2022:
    - Se realiza con la variación de costos de inversión de turbinas de gas (industrial frame) publicadas por EIA entre los años 2016 y 2022. Esta variación no es representativa de la evolución de costos en Uruguay.
    - Los valores considerados para el cálculo de dicha variación corresponden a valores de costos promedio en diferentes regiones de Estados Unidos.

En el mismo documento de la EIA se publican los valores discriminados por región, presentando una variación considerable. Para centrales aeroderivadas, que deberían ser las unidades a emplear para el caso del sistema eléctrico uruguayo, los valores para el año 2022 serían de 1428 USD/kW en promedio y de 2057 USD/kW para la región de EEUU de máximo costo. Todos estos valores son ampliamente superiores al valor que propone URSEA, de 809 USD/kW para el año 2024.

- Además, el valor de partida de costo fijo de inversión de EIA en el año 2016 (672 USD/KW) difiere del valor reconocido por URSEA en 2016 (602 USD/kW). Esta subvaloración del total overnight cost realizada por parte de URSEA en el año 2016 fue oportunamente señalada por UTE durante la Consulta Pública de ese año.
  - UTE destaca que los costos involucrados en este tipo de inversiones están conformados por conceptos considerablemente diferentes, que no han tenido una evolución uniforme todos estos años, por ejemplo, costos de inversión, importación, financieros de obra, montaje, obra civil, conexiones y operación y mantenimiento.
  - El valor presentado en esta actualización es para una central de 237 MW. Se entiende que, para el sistema eléctrico uruguayo, la unidad de punta debe ser considerablemente menor. Teniendo en cuenta las economías de escala, para una central de menor potencia, el valor unitario de la inversión es mayor.
- Para la actualización entre 2022 y 2023:
    - Se utiliza una paramétrica simplificada (compuesta únicamente por el CPI-inflación de Estados Unidos), que desconoce y no representa adecuadamente la variación real de costos de adquisición, importación, montaje, conexión, O&M a nivel internacional y en el SIN.
    - Dado que se trata de un precio a emplear entre 2024 y 2026, se entiende que dicho valor debe calcularse a 2024 (y no al 2023 como propone URSEA), es decir, lo más actualizado posible, a fin de evitar un rezago que constituya otro foco de subvaloración del valor actual.

## **5. Propuesta de UTE**

Esta propuesta toma como base la metodología de cálculo aplicada por URSEA en 2016, así como sus consideraciones respecto a la fuente de información a utilizar y ajustes específicos por la realidad de Uruguay.

Como valor agregado desde UTE se propone una adaptación a lo realizado en 2016 con el objetivo de llegar a un valor que refleje lo mejor posible un PRP en Uruguay.

Se toma como base las hipótesis de utilizar como fuente la U.S. Energy Information Administration (EIA) y Gas Turbine World Handbook.

En relación a la unidad generadora a considerar, UTE entiende que lo más ajustado a la situación actual del SIN uruguayo, es utilizar como máquina de punta un módulo de turbina aeroderivada. La tecnología de turbinas aeroderivadas es la mundialmente utilizada para cubrir picos de consumo, mientras que la tecnología de turbinas de gas del tipo de servicio pesado (industrial

frame) es más apta para períodos extensos de generación. Las turbinas aeroderivadas tienen un comportamiento más versátil, mayor rendimiento, su arranque y parada son más rápidos y menos complejo que las turbinas de gas de servicio pesado y además tienen menor penalidad en su vida útil por arranques. Por otra parte, poseen mayor flexibilidad y dan mayor protección a la red, contribuyendo a la operación del sistema (estabilidad y control de frecuencia). Estas últimas características requieren mayor relevancia en un sistema eléctrico como el uruguayo, con gran incorporación de energías renovables que conlleva una variabilidad importante asociada a la existencia o no del recurso.

En un artículo de la publicación de “Gas Turbine World” de abril de 2023 se destaca: “Las turbinas de gas aeroderivadas se utilizan ahora ampliamente para respaldar redes con una alta penetración de energías renovables de una manera más confiable y económica que otras soluciones”. (John McNeill Ingham and Sanjay Sawant, 4/2023).

Por tanto, se proponen 3 modificaciones en la metodología referida para el cálculo del PRP:

- a) Utilizar los valores de un módulo de turbina aeroderivada expuesto en el documento de EIA “Cost and performance characteristics of new central station electricity generating technologies”. (U.S Energy Information Administration, 2023)
- b) Ajustar el valor obtenido en a) por un factor  $\alpha$  que considere el costo de transporte y de importación de estos equipamientos a Uruguay y los intereses intercalarios.
- c) Considerar como %O&M un 2,95%.

A tales efectos, se parte del valor de un módulo de turbina aeroderivativa correspondiente a 2022 (últimos publicados), y se actualiza al 2024 utilizando el PPI PCU333611333611 PPI industry data for Turbine and turbine generator set units mfg, not seasonally adjusted, valor anual. Se propone utilizar el referido PPI ya que refleja específicamente las variaciones de precio de las inversiones en activos y equipos industrializados en el mercado de la generación térmica de energía.

Se exponen los resultados obtenidos:

Descripción	Unidad	Valor 2022	Valor 2024
Costo fijo unidad gen de punta	USD/KW	1.428	1.561
Factor $\alpha$			1,109
Costo fijo unidad gen de punta con factor incluido	USD/KW		1.731
Años vida útil	Año		15
Tasa descuento	%		8,58%
Anualidad sin costo O&M	USD/kW_año		209,4
% O&M			2,95%
Anualidad O&M	USD/kW_año		51,1
Anualidad con costo O&M	USD/kW_año		260,5
Indisponibilidad			0,1
<b>Costo fijo resultante</b>			
Costo anual	USD/kW_año		289,4
Costo mensual	USD/kW_mes		24,1

Dónde:

- **El Costo fijo unidad gen de punta:** Se obtuvo del documento de EIA “Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023” para turbinas aeroderivadas, que también coincide con la información obtenida de la publicación Gas Turbine World 2023 Handbook Section 3 Gas Turbine Project Capital Cost Case Studies (Gas Turbine World Handbook, 2023). Es el costo promedio de inversión con servicios incluidos de instalar una turbina aeroderivada en USA.
- **Factor  $\alpha$ :** Este factor se estima siguiendo las siguientes etapas:
  - Etapa1: Del valor de Costo fijo unidad gen de punta, se analiza la cuota parte que corresponde a bienes provenientes del exterior (bienes transables), que resulta del orden del 70%.
  - Etapa2: Al importe que surge de la etapa anterior, se lo incrementa en un 3% a efectos de considerar los sobrecostos de transporte, y seguros de estos equipamientos a Uruguay. No se consideraron sobrecostos de importación. A efectos de determinar los valores utilizados en las dos etapas anteriores, se tomó como referencia el informe “*Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM*” aprobado por Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile 22 de junio de 2021 (Comisión Nacional de Energía, 2021).
  - Etapa3: Para contemplar los intereses intercalarios, se consideró que el desembolso asociado a la inversión se realiza 12 meses antes de la entrada en operación de la central. El valor de estos intereses surge entonces de aplicar al costo fijo unidad gen de punta ajustado según la Etapa 2, la tasa de descuento por el período de 12 meses.
  - Etapa 4: El factor  $\alpha$  surge de calcular el efecto complejo de las etapas 2 y 3.
- **Años de vida útil:** Previsto en el Art. 233 del Reglamento del Mercado Eléctrico.
- **Tasa de descuento:** 8,58%, Valor aprobado por URSEA por Resolución N° 473-022.
- **Anualidad sin costos de O&M:** Pago de la anualidad correspondiente en los 15 años del Costo fijo unidad gen punta (por ejemplo para el año 2022 sería 1.428 USD/kW) ajustado por el Factor  $\alpha$ , con una tasa de descuento de 8,58%.
- **% de O&M** Este valor es el resultado de una evaluación interna de costos asociados a O&M de UTE entre los años 2015 y 2023, y solo considera costos directos asociados a los O&M fijos. Ver Metodología de cálculo Costos fijos de O&M que se expone más adelante.
- **Anualidad O&M:** es el % de O&M al valor de Costo fijo unidad gen de punta afectada por el Factor  $\alpha$ .
- **Anualidad con costo O&M:** es la suma de las anualidades antes mencionadas.
- **El costo anual y mensual (USD/kW\_año):** es el resultado del valor anterior afectado por una indisponibilidad del 10%, para luego dividir entre 12 meses obteniendo el valor mensual (USD/kW\_mes).

#### Metodología de cálculo Costos fijos de O&M

- Período considerado 2015 al 2023
- Gastos en USD de cada año de las clases de costos asociadas a la central térmica de Punta del Tigre que posee turbinas aeroderivadas.
- Actualización de estos gastos corrientes de cada año usando el PPI promedio para llevarlos a USD constantes del 2024.

- Se restaron los Costos Variables constantes de cada año.
- Se obtuvieron los costos fijos constantes al 2024 de cada año y se promedió el periodo.
- Se calcularon otros costos relacionados al costo financiero del combustible en stock, sumándose al costo anterior.

De este total se obtiene el porcentaje de O&M fijos respecto a la inversión, resultando ser de 2,95%

### **Actualización en el trienio**

A efectos de mantener un valor actualizado durante los 3 años en que no se recalcula el PRP y teniendo en cuenta las grandes variaciones de costos que se están presentando en los mercados, se propone incluir una paramétrica anual de ajuste, considerando, por ejemplo, el PPI PCU333611333611 PPI industry data for Turbine and turbine generator set units mfg, not seasonally adjusted, valor anual.

## Referencias

Comisión Nacional de Energía. (2021). *Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM*. Santiago de Chile.

Gas Turbine World Handbook. (2023). *Gas Turbine Project Capital Cost Case Studies: 100 MW Aeroderivative Simple Cycle*.

McNeill Ingham, J. a. (1 de Abril de 2023). *HOW AERODERIVATIVES SUPPORT RENEWABLE ENERGY*. Obtenido de Gas Turbine World:  
<https://gasturbineworld.com/aeroderivatives-and-renewable-energy/>

U.S Energy Information Administration. (2023). *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies*.