

1 INTRODUCCION

Conforme a lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844 (LCE) y su Reglamento aprobado por D.S. 009-93, ampliatorias y modificatorias (Reglamento) y lo estipulado por la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" que ha modificado varios artículos de la LCE, entre ellos los artículos 47° y 51°, se establece que es función del Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores efectuar los estudios para la Fijación de las Tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en la forma establecida en los artículos 47° de la Ley y 119° del Reglamento..

De acuerdo con las modificaciones a la LCE introducidas por la Ley No 28832, el período de estudio comprende la proyección de veinticuatro (24) meses, que para esta determinación comprende desde abril 2011 hasta marzo del año 2013 y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo del año 2011. Respecto de estos últimos se considera la demanda y el programa de obras históricos.

Este documento presenta los estudios técnicos-económicos realizados y la propuesta de Precios en Barra del Subcomité de Generadores al OSINERGMIN.

2 CONSIDERACIONES GENERALES

2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Las normas vigentes establecen las siguientes consideraciones para la proyección de la demanda:

- Se proyecta la demanda para el horizonte de veinticuatro meses, considerando su correlación con los factores económicos y demográficos relevantes.
- Comprende la demanda agregada de todos los suministros, a ser atendidos por los integrantes del COES en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el período del estudio, agregando las pérdidas de transmisión correspondientes.

Para mayores detalles referirse a los artículos 47° y 51° de la Ley, así como en los artículos 58°, 102°, 109°, 121° y 123° del Reglamento de la LCE.

2.2 PROGRAMA DE OBRAS

Conforme a lo establecido en el Artículo 47° inciso a) de la Ley, el programa de obras corresponde a aquellos proyectos factibles de ingresar en operación en el período del estudio (siguientes 24 meses), considerando las obras que se encuentran en construcción y aquellas que están contempladas en el Plan Referencial y tengan factibilidad de entrada en operación.

Por tanto la metodología para la determinación del programa de obras comprende los siguientes pasos:

- a) Se consideran los proyectos que se encuentran en construcción según las fechas de ingreso en operación, confirmadas por las empresas correspondientes.
- b) Se consideran los proyectos asociados a los compromisos de privatización, tomando en cuenta los plazos de implementación de dichos proyectos, según lo informado por las respectivas empresas.
- c) Se consideran otros proyectos del sector privado, en base a lo contemplado en el Plan Referencial de Electricidad y la información alcanzada por las empresas responsables de los proyectos involucrados. Se analiza la factibilidad de su entrada en operación en el período de estudio en cada caso.¹

2.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES

Los precios asociados a los combustibles líquidos incluyen los siguientes componentes:

- Precio ex-planta.
- Transporte hasta la central térmica.
- Insumos para el tratamiento.
- Gastos financieros durante 15 días al 1.88 % anual para mantener stocks de seguridad. La tasa anual ha sido calculada como la tasa LIBOR correspondiente al 5 de octubre 2010 + 1.1%. El valor LIBOR es el publicado en el Informativo Caballero Bustamante de la 1ra quincena del mes de octubre de 2010.

El precio del combustible carbón incluye los siguientes componentes:

- Precios FOB en puerto de embarque.
- Costos de seguros y flete marítimo.
- Impuestos que no generen crédito fiscal.
- Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje.
- Costos de descarga y fletes terrestres, hasta silos.

Para las centrales que operan con gas natural, se toma como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento; lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, de la siguiente manera:

- Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar se determina tomando como referencia el precio

¹ Se ha considerado como elemento clave para la inclusión de las obras la información propia de cada empresa elevada al Subcomité de Generadores..

efectivamente pagado del gas de Camisea, más el 90% del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.

- Para centrales que utilizan gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar es el precio único que se obtiene como resultado del procedimiento N° 31 C del COES, teniendo como límite superior el que resulta del procedimiento del OSINERGMIN "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

2.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE

En aplicación de los Procedimientos N° 32 y N° 34 del COES, los Costos Variables No Combustibles utilizados en el estudio se componen de los siguientes rubros:

- Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), aquellos relacionados al consumo de ciertos agregados al proceso de combustión, tales como lubricantes, agua, etc.
- Costos Variable de Mantenimiento (CVM), aquellos que derivan de los mantenimientos de las unidades de generación.

2.5 RETRIBUCION UNICA POR USO DE AGUA

De acuerdo al Art. 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se considera el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación. En el modelo PERSEO se ha considerado el monto vigente al 05 de octubre del 2010 que equivale a 0,2871 US\$/MWh, por concepto de retribución única al Estado por uso de agua.

2.6 PRECIO BASICO DE ENERGIA

Conforme a lo establecido en las modificaciones a la Ley, se determina el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios como un promedio ponderado de los costos marginales con la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo de 2010.

2.7 PRECIO BASICO DE POTENCIA EN PUNTA

Para el cálculo del precio básico de la potencia, de acuerdo con el Art. 47° inciso e) de la Ley, se determinó el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, y se calculó la anualidad de la inversión con una tasa de actualización del 12% real.

Los costos reconocidos para la central de punta, son los siguientes:

- El costo del equipo, incluyendo su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le son aplicables.
- El costo de instalación y conexión al sistema
- El costo fijo de personal, incluyendo los beneficios sociales.
- El costo fijo de mantenimiento.

000008

Para el cálculo se consideran todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

La anualidad de la inversión se calculó multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con una tasa de actualización del 12% real y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para el equipo de conexión.

Asimismo, con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004 se ha aprobado el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, y con Resolución OSINERG N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007 se han modificado los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento, todo lo cual se aplica para la presente Fijación Tarifaria.

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en el 3,00% y el 32,7%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD.

2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO

El costo de racionamiento representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. De acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas este costo debe ser fijado por el OSINERGMIN, por lo que para el presente estudio se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 250 US\$/MWh.

2.9 TASA DE ACTUALIZACION

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12% real anual, de acuerdo con el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Para la estimación de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se utiliza igual procedimiento que el aplicado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria de mayo 2010, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno (en este caso el 2010) como valor ejecutado, utilizando el modelo ARIMA para proyectar la demanda de los últimos meses del año 2010.
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.