

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:

1. Se consideran los proyectos que se encuentran en construcción según las fechas de ingreso en operación, confirmadas por las empresas correspondientes.

2. 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.
3. Se consideran otros proyectos del sector privado, en base a lo contemplado en el Plan de Transmisión 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.³

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 1.64% anual para mantener stocks de seguridad. La tasa anual ha sido calculada como la tasa LIBOR correspondiente al 30 de octubre de 2014 + 1.1%. El valor LIBOR es el publicado en el Diario Gestión del 31 de octubre de 2014.

El precio del combustible carbón incluye los siguientes componentes:

- Precios FOB en puerto de embarque.
- Costos de seguros y flete marítimo.
- 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 efectivamente pagado del gas de Camisea, más el 90% del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.

³ Se ha considerado la información propia de cada empresa elevada al Subcomité de Generadores.

- 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.

En el estudio se ha considerado el CVNC publicado por el COES en la programación de la operación diaria del 01 de noviembre de 2014

2.5 RETRIBUCIÓN ÚNICA POR USO DE AGUA

De acuerdo al Art. 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se considera el 1% del precio de la energía en horas fuera de punta a nivel de generación. En el modelo PERSEO se ha considerado el monto vigente al 01 de noviembre de 2014 que equivale a 0,4116 US\$/MWh, por concepto de retribución única al Estado por uso de agua. Esta se actualizará en marzo para el cálculo final.

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 30 de abril de 2014.

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.

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 OSINERGMIN 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 (MRFO) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en 3,55% y el 22,51%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.

Con respecto al MRFO, para la presente fijación tarifaria se ha reajustado el MRFO mediante la relación porcentual entre la potencia firme y la demanda máxima del SEIN para el periodo de vigencia, descontándose el porcentaje que de dicha demanda máxima representa la suma de las potencias firmes de la Reserva Fría de Generación (que en total suma 620,09 MW).

Por lo que, considerando una máxima demanda de 6 868,61 MW para el año 2015, se obtiene un MRFO de 24,27%.

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 746 US\$/MWh que se sustenta en el Informe-No.0010-2012-OEE-OS.

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.