

1 INTRODUCCION

Conforme a lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844 (Ley) y su Reglamento aprobado por D.S. 009-93, ampliatorias y modificatorias (Reglamento), es función del COES 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.

El presente documento contiene el desarrollo del estudio correspondiente a la regulación tarifaria de mayo de 2004, el mismo que considera un horizonte de 48 meses que comprende desde mayo de 2004 hasta abril del año 2008.

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 cuarenta y ocho meses, considerando su correlación con los factores económicos y demográficos relevantes.
- La tasa de crecimiento anual de la proyección guarda relación con la tasa correspondiente a los 48 meses anteriores, considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado.
- 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.

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 (48 meses), considerando las obras que se encuentran en construcción y aquellas que están contempladas en el Plan Referencial.

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

- a) Se considera los proyectos que se encuentran en construcción según las fechas de ingreso en operación, confirmadas por las empresas correspondientes.
- b) Se considera 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 considera 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 analizará la factibilidad de su entrada en operación en el período de estudio en cada caso.
- d) En caso se necesite incluir otros proyectos para satisfacer la demanda proyectada en los siguientes 48 meses, se considerarán adicionalmente los proyectos que figuran en el Plan Referencial de Electricidad, seleccionándose aquellos proyectos que permitan obtener el menor costo actualizado de inversión, operación y racionamiento, por medio de un análisis de largo plazo.

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 2,75 % anual para mantener stocks de seguridad.

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 el precio del gas natural, de acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo N° 055-2002-EM publicado el 21.12.2002 en el diario oficial El Peruano, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento, el precio único que se obtenga como resultado de la aplicación del procedimiento N° 31 C "Información de precios y Calidad de Combustible Gas Natural" aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM, teniendo como límite superior la tendencia lineal del precio del gas natural establecido en marzo del 2001 y la fecha probable de llegada del gas a Lima, siguiendo el criterio de la Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE.

2.4 COSTOS NO COMBUSTIBLES

Los Costos no combustibles (CNC) comprenden los siguientes conceptos:

- Lubricantes.
- Mantenimientos menores.
- Mantenimientos de combustores y zona de gases calientes.
- Mantenimientos mayores (Overhauls).

En los referidos costos se pueden identificar dos componentes: un costo variable con la producción de las unidades (CNC-V), y otro costo independiente de la producción (CNC-F).

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 promedio de la energía a nivel de generación. En el modelo PERSEO se ha considerado el monto vigente al 04.01.2004 que equivale a 0,223 US\$/MWh, por concepto de retribución única al Estado por uso de agua.

2.6 PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA

Conforme a lo establecido en el Art. 125° del Reglamento, el precio básico de la energía debe calcularse mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se calcula el valor presente del producto de la demanda por su respectivo costo marginal de cada período proyectado.
- b) Se calcula el valor presente de la demanda de cada período proyectado.
- c) Se obtiene el cociente de los valores calculados en a) y b).

2.7 PRECIO BÁSICO DE POTENCIA EN PUNTA

Como base para el cálculo del precio básico de la potencia, el Art. 47° inciso e) de la Ley establece que cada COES "determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la tasa de actualización correspondiente".

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

- a) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables.
- b) El costo de instalación y conexión al sistema
- c) El costo fijo de personal que incluya los beneficios sociales.
- d) El costo fijo de mantenimiento.

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

La anualidad de la inversión será calculada 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.

A la fecha OSINERG no ha definido los procedimientos para la aplicación del artículo 126° del Reglamento, de acuerdo a lo establecido en el D.S. 004-99-EM.

De acuerdo a la Resolución del OSINERG-GART (Ex-CTE) N° 019-2000 P/CTE a partir del 1° de noviembre del año 2000, se fija la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en los valores de 2,35% y 19,5% respectivamente.

2.8 COSTOS 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 debe ser fijado por el OSINERG-GART, por lo que para el presente estudio se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 0,250 US\$/kWh.

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

Como resultado del estudio desarrollado por la empresa Consultora Monenco AGRA, el COES dispone de una metodología para efectuar la proyección de la Demanda de Energía y Potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de acuerdo con los lineamientos establecidos por la Ley y su Reglamento.

3.1.1 METODOLOGÍA

- En base a dicha metodología, se ha efectuado una actualización de la proyección de demanda para el periodo correspondiente al presente estudio tarifario.
- Se ha ajustado el modelo de pronóstico econométrico de ventas del SEIN, para considerar los valores disponibles de crecimiento del PBI en el 2003 (3,9%), así como se ha ajustado las cifras de ventas de energía para el 2003 (13 355 GWh).
- Para el pronóstico del crecimiento del PBI se ha utilizado los resultados preparados por APOYO CONSULTORIA, considerando un escenario base. Dichos resultados son los siguientes: año 2004 (3,9%), año 2005 (3,8%), año 2006 (3,2%), año 2007 (3,8%) y año 2008 (4,3%).

REP ha informado que de acuerdo al "Convenio para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Interconexión Internacional a 230 kV Ecuador - Perú entre TRANSELECTRIC y REP", se acordó que la entrada en operación de la Interconexión Internacional debía ser a más tardar el 30 de setiembre de 2004.

Esto representará la primera etapa de la interconexión (interconexión radial) con el Ecuador. Teniendo en cuenta las observaciones alcanzadas por OSINERG-GART con ocasión de la Fijación Tarifaria de noviembre 2003, se ha efectuado un análisis más minucioso de la interconexión radial con el Ecuador, habiendo considerado como demanda asociada a la interconexión, la demanda de la empresa EMELORO que está