

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL

RESOLUCIÓN SSDE N° 121/2001
La Paz, 2 de agosto de 2001

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que el inciso h) del artículo 3 y el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado por Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido reglamento.

Que el CNDC, mediante nota CNDC-LP 058/2001 de 4 de abril de 2001, remitió a la Superintendencia de Electricidad la Norma Operativa N° 18 "Remuneración por Uso de la Transmisión en el STI" aprobada en su sesión 97 de 30 de marzo de 2001 para su consideración y posterior aprobación.

Que la Norma Operativa N° 19 presentada por el CNDC, fue revisada por ésta Superintendencia y mediante informe N° MY-135/2001 de 2 de agosto de 2001, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad, siendo procedente su aprobación.

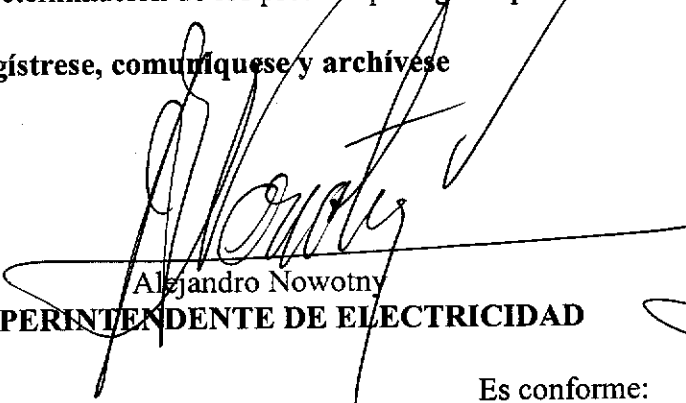
Que el artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad y su Reglamentación,

RESUELVE:

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébase la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus nueve (9) puntos, que en Anexo forma parte de la presente Resolución, para su aplicación en la determinación de los precios que rigen a partir de noviembre de 2001.

Regístrese, comuníquese y archívese


Alejandro Nowotny
SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD

Es conforme:


Dr. Ramiro Camargo Meneses
DIRECTOR LEGAL

NORMA OPERATIVA N° 19

DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

1. OBJETIVO

Establecer el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta.

2. ANTECEDENTES

Artículos 48 y 49 inciso e) de la Ley de Electricidad
Artículo 1, 18 y 19 del RPT

3. DEFINICIONES

Costo Marginal de Potencia de Punta

Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema.

Precio Básico de Potencia de Punta

Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta.

Capacidad Efectiva

Es la potencia máxima que una unidad termoeléctrica es capaz de suministrar a la red, se calcula con la temperatura máxima probable y la presión atmosférica del sitio donde está instalada.

4. TECNOLOGIA DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA

Actualmente, la tecnología seleccionada que mejor se adapta al Sistema Interconectado Nacional es una turbina a gas ciclo abierto. En consecuencia, la metodología que se desarrolla a continuación corresponde a esta tecnología.

Por iniciativa propia o por instrucción de la Superintendencia de Electricidad, el Comité Nacional de Despacho de Carga podrá modificar la tecnología seleccionada tomando en cuenta los siguientes criterios:

- a) El conjunto de tecnologías convencionales que razonablemente puedan proveer potencia adicional al SIN.
- b) El costo mínimo total de proveer energía y potencia al sistema en horas del bloque de punta.

5. UBICACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA

La ubicación de la unidad generadora se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) Se considera un conjunto de alternativas de ubicación posibles, eliminando aquellas que presenten restricciones en el sistema de transmisión y en la disponibilidad de combustible.
- b) Para cada una de las posibles alternativas, considerando la misma inversión base (US\$/kW ISO) y los factores de corrección por temperatura y por altitud se determina el Costo Anual Equivalente para una vida útil de 20 años y la tasa de actualización vigente para la actividad de generación.
- c) Para cada alternativa, se determinan los factores de pérdida de potencia utilizando el modelo de flujo vigente para el cálculo de la potencia firme, los datos de la potencia de punta y la potencia firme del resto de las unidades del sistema.
- d) Se determina el Costo Total del Suministro de potencia para cada caso de ubicación de la unidad marginal de potencia, como la sumatoria del producto del Costo Anual Equivalente calculado en el inciso b), la potencia de punta de cada nodo de retiro y el factor de nodo correspondiente calculado en c).
- e) La ubicación de la unidad generadora se definirá en función del menor Costo Total del Suministro determinado en d)

6. DETERMINACION DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA MAS ECONOMICA

Para la determinación de la Unidad Generadora más económica se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) Se define un rango de potencia comprendido entre dos límites, uno superior y otro inferior.
 - El límite inferior es igual a 49.5 MW ISO (turbina W251B11/12)
 - El límite superior se determina como el mayor valor entre 70.14 MW ISO (turbina PG6101FA) y la potencia ISO de la unidad térmica a gas de mayor capacidad del sistema con Licencia de Generación al 10 de febrero para el período mayo – octubre y al 10 de agosto para el período noviembre – abril.
- b) Se seleccionan todas las turbinas listadas en la publicación más reciente de "Gas Turbine World Handbook", que se encuentren dentro el rango de potencia definido en el inciso a). No se consideran aquellas unidades que requieran inyección a vapor. La edición de la revista corresponderá a la última disponible al 30 de marzo para el período mayo – octubre y al 30 de septiembre para el período noviembre - abril.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 121/2001
La Paz, 2 de agosto de 2001

- c) Para cada alternativa se calcula el costo total de suministrar energía y potencia en las horas de demanda máxima del SIN, considerando tanto los costos de inversión como los costos de operación a partir de la información obtenida en el inciso b).
- d) Los costos de operación se calculan sobre la base de los costos variables de combustibles y los costos de operación y mantenimiento.

Los costos variables de combustible corresponderán a una operación de 3 horas durante 266 días (laborables) a un régimen de carga de 50%. Para obtener el rendimiento (BTU/kWh) correspondiente a este régimen de carga, al valor de rendimiento para un régimen de 100% de carga se afectará por el factor 1.21964.

A los costos variables de operación, se incrementará en 1% por concepto de pérdidas. Estos último valores obtenidos se incrementarán con los costos variables de operación y mantenimiento vigentes aprobados por la Superintendencia de Electricidad.

Para efecto de los cálculos indicados anteriormente se considerará el precio de gas de referencia sin impuestos y el poder calorífico inferior del gas correspondiente al sitio de ubicación de la Unidad Generadora determinado en el numeral 5 de esta Norma. En ambos casos, los valores deberán ser los aplicados en los Estudios de Precios Referenciales correspondientes.

- e) Los costos de inversión se calculan como la anualidad de la inversión (precio de lista, inciso b)) a 20 años con la tasa de actualización vigente para la actividad de generación.
- f) Se obtiene el costo unitario como la relación entre el Costo Total (Costo variable más costos de inversión) y la potencia ISO de cada alternativa.
- g) Se elige a la Unidad Generadora para la cual el costo unitario de suministrar energía y potencia en las horas de punta del SIN, sea menor.

7.

COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA SELECCIONADA

El Costo Total de Inversión de la unidad generadora seleccionada es la suma de los siguientes costos:

a) Precio de Lista

Corresponde al precio de lista publicado por la revista Gas Turbine World Handbook obtenido para los equipos y accesorios de la unidad seleccionada.

b) Equipos Complementarios

Al valor obtenido en el inciso a) se incrementa el 20% a fin de considerar el costo de todos los equipos complementarios.

c) Costos Adicionales

Al valor obtenido en el inciso b) se incrementa en 50% correspondiente al los demás costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas. Entre los costos adicionales se incluyen los siguientes:

1. Fletes: Transporte, carga, descarga, almacenaje y seguros
2. Gastos de aduana
3. Obras civiles y montaje electromecánico
4. Conexión
5. Ingeniería
6. Administración
7. Supervisión
8. Puesta en servicio (incluye seguros)
9. Costos Financieros
10. Estudios y Licencias Medio Ambiente
11. Terreno

8. DETERMINACION DEL COSTO DE LA POTENCIA

8.1 Costo de Inversión asociado a la generación y a la transmisión

El Costo de Inversión asociado a la generación y a la transmisión se determina en base al Costo Total de Inversión determinado en el numeral 7 de esta norma de la siguiente manera:

- a) El Costo de Inversión asociado a la generación corresponde al 91% del Costo Total de Inversión.
- b) El Costo de Inversión asociado a la transmisión (conexión al STI) corresponde al 9% del Costo Total de Inversión.

8.2 Anualidad del Costo Total de Inversión

La anualidad del Costo Total de Inversión se calculará multiplicando los Costos Totales de Inversión asociados a generación y a transmisión por sus respectivos factores de recuperación de capital, y sumando los resultados obtenidos.

Los factores de recuperación de capital se calculan considerando la tasa de actualización vigente para la actividad de generación y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 años para los equipos de transmisión.

8.3 Anualidad de los Gastos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración

La anualidad de los Gastos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración se determina como el 1.5% del Costo Total de Inversión obtenido en el numeral 7 de esta Norma.

8.4 Cálculo del Costo Mensual de Potencia

El Costo mensual de la Potencia corresponde a la suma del costo mensual de inversión y del gasto fijo mensual de operación, mantenimiento y administración.

Costo Mensual de Inversión

El Costo Mensual de Inversión se obtiene a partir de la anualidad calculada en el numeral 8.2 afectado por el factor de recuperación mensual (FRM) de la siguiente manera:

$$FRM = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

Donde: n = 12 meses
i = Tasa equivalente mensual

La Tasa equivalente mensual se determina :

$$i = \left[\sqrt[n]{1 + i_{\text{anual}}} \right] - 1$$

Donde: n = 12 meses
 i_{anual} = Tasa de actualización vigente para la actividad de generación

Gasto Fijo Mensual de Operación, Mantenimiento y Administración

El Gasto Fijo Mensual de Operación, mantenimiento y Administración se obtiene dividiendo la anualidad calculada en el numeral 8.3 entre 12.

9. DETERMINACION DEL PRECIO BASICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia se obtiene a partir del Precio Unitario de la Potencia afectado por los Factores de indisponibilidad teórica y programada de la siguiente manera:

9.1 Precio Unitario de la Potencia

El Precio Unitario de la Potencia se obtiene dividiendo el Costo Mensual de Potencia calculado en el numeral 8.4 de esta norma entre la potencia en sitio de la Unidad Generadora de acuerdo con la ubicación determinada en el numeral 5 de esta Norma.

9.2 Aplicación del Factor de no disponibilidad teórica

El valor obtenido en el numeral 9.1, se multiplicará por el Factor de no disponibilidad teórica del sistema. El cálculo del Factor de no disponibilidad teórica se realizará con el modelo de Potencia Firme e incorporando al parque térmico existente una unidad generadora de punta con la capacidad determinada en el punto 4 de esta Norma, una tasa de indisponibilidad forzada (FOR) de 3.3% y 95% de probabilidad de cierre, se obtiene la potencia firme de la Unidad Generadora de Punta. El cociente entre la capacidad efectiva de la unidad generadora y su potencia firme al 95% determina el Factor de no disponibilidad teórica.

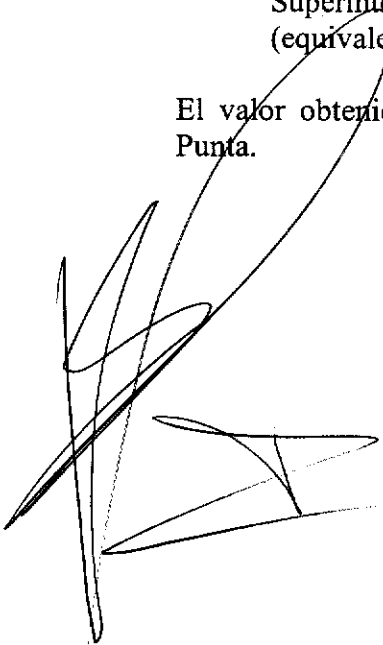
Este factor no podrá ser menor a 1.05 ni mayor al 1.15. Si el valor calculado resultase fuera de estos límites, se tomará como factor de no disponibilidad teórica, el límite más cercano.

9.3 Aplicación del Factor de no disponibilidad programada

El valor obtenido en el numeral 9.2, se multiplicará por el Factor de no disponibilidad programada de la Unidad Generadora de punta. Este Factor se calcula como el cociente entre el número de días anuales de duración típica de mantenimiento óptimo de la Unidad Generadora de Punta, por el número de días del año.

El valor del factor de no disponibilidad programada será el aprobado por la Superintendencia de Electricidad. Entretanto, se utilizará el valor de 1.06 (equivalente a 22 días anuales).

El valor obtenido en el numeral 9.3 corresponde al Precio Básico de Potencia de Punta.

A large, stylized handwritten signature in black ink, written over the text of the document. The signature is highly cursive and difficult to decipher, but it appears to be a personal name or official mark.