



## RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

### VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SSDE N° 121/2001 de 2 de agosto de 2001, se aprobó 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 formaron parte de dicha Resolución, para su aplicación en la determinación de los precios a partir de noviembre de 2001.

Que mediante nota CNDC- LP 102/2006 de 29 de septiembre de 2006, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) solicitó a esta Superintendencia la aprobación de la nueva versión de la Norma Operativa N° 19 que se adjuntó a dicha nota.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista (DMY) de la Superintendencia de Electricidad, mediante Informe DMY N° 192/2006 de 9 de octubre de 2006, analizó la norma propuesta por el CNDC e introdujo algunas modificaciones en los incisos b) y g) del numeral 6 "Determinación de la Unidad Generadora de Punta Más Económica" y en el inciso a) del numeral 7 "Costo Total de Inversión de la Unidad Generadora de Punta Seleccionada", estableciendo la procedencia de su aprobación en el marco de lo dispuesto por el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001.

Que mediante Resolución SSDE N° 288/2006 de 10 de octubre de 2006, en su Artículo Primero se aprobó 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 formó parte de la mencionada Resolución, y en su Artículo Segundo, se dejaron sin efecto las Resoluciones SSDE N° 121/2001 de 2 de agosto de 2001 y SSDE N° 125/2001 de 3 de agosto de 2001.

Que las modificaciones insertadas en la Norma Operativa N° 19 aprobada mediante Resolución SSDE N° 288/2006, se realizaron con la finalidad de que el periodo de tiempo utilizado como parámetro para fijar el precio básico de potencia de punta sea uniforme y estable, considerando adecuado que, en lugar de tomar como base las cuatro últimas ediciones de la revista "Gas Turbine World Handbook", se utilicen los datos de los últimos cuatro años, independientemente de la cantidad de ediciones de la revista "Gas Turbine World Handbook" disponibles en dicho periodo.

Que los generadores: Empresa Eléctrica Corani (CORANI), Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo (CECBB), Empresa Eléctrica Valle Hermoso (VHE), y empresa Hidroeléctrica Boliviana (HB), presentaron sus recursos de revocatoria en contra de la Resolución SSDE N° 288/2006 de 10 de octubre de 2006.

Que con la finalidad de resolver los recursos de revocatoria interpuestos y como medida de mejor proveer mediante la modalidad de contratación por excepción, previa convocatoria, verificación de propuestas y adjudicación, se contrató, el servicio de consultoría de la firma consultora especializada en regulación de energía "BATES WHITE LLC", para que realice un análisis técnico - jurídico de los argumentos



## RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

presentados en los recursos de revocatoria interpuestos y consiguientemente analice la Norma Operativa N° 19, así como el procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta para la remuneración de la potencia de las unidades generadoras señaladas en dicha Norma Operativa (consultoría denominada: "Revisión de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta").

Que luego de la tramitación de los recursos presentados, y con base en los argumentos, el análisis y las recomendaciones de la consultora BATES WHITE LLC; se emitió la Resolución SSDE N° 018/2007 de 22 de enero de 2007, en la cual se concluyó que si bien los cambios a la redacción de la Norma Operativa N° 19 que fueron introducidos en esta instancia, fueron razonables y prudentes y se enmarcaron en los objetivos de la normativa del sector eléctrico; no se cumplió el procedimiento previsto en el Artículo 4 del ROME (referido a la remisión al CNDC de las observaciones planteadas a la norma enviada y no la modificación directa de la misma), habiendo incurrido en las causales de nulidad establecidas por los incisos a) y c) del artículo 35 de la Ley de Procedimiento Administrativo; por lo que se resolvió:

- ARTÍCULO PRIMERO.- Aceptar los Recursos de Revocatoria interpuestos por la Empresa Eléctrica Corani S.A., la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A., la Compañía Central Eléctrica Bulu Bulu S.A. y la empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A. y, en su mérito, revocar la Resolución SSDE N° 288/2006 de 10 de octubre de 2006.
- ARTÍCULO SEGUNDO.- Disponer que, en ejercicio de las atribuciones conferidas a la Superintendencia de Electricidad por los incisos k) y n) del artículo 12 de la Ley de Electricidad, las modificaciones detalladas en la presente resolución así como toda otra modificación que se considere pertinente, sean puestas en conocimiento del Comité Nacional de Despacho de Carga para que éste incorpore las mismas en un nuevo proyecto de Norma Operativa N° 19 para su posterior consideración, aprobación y puesta en vigencia.

Que al haberse revocado la Resolución SSDE N° 288/2006, y de acuerdo al trabajo realizado con la empresa consultora y las recomendaciones emergentes de la parte legal de la misma; mediante Resolución SSDE N° 021/2007 de 24 de enero de 2007, se establecieron diferentes observaciones al proyecto de Norma Operativa N° 19 (enviada por el CNDC mediante nota CNDC- LP 102/2006 de 29 de septiembre de 2006), resolviendo lo siguiente:

- ARTÍCULO PRIMERO.- Disponer que las modificaciones establecidas en la presente Resolución sean introducidas por el CNDC en un nuevo proyecto de Norma Operativa N° 19, que deberá ser remitido a esta Superintendencia en el plazo de siete (7) días hábiles administrativos



## RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

Que en principio, el CNDC mediante nota CNDC-0017-07 de 31 de enero de 2007, presentó una versión de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia" aprobada previamente por el CNDC, para su aprobación por parte de la Superintendencia de Electricidad; versión que incluía parte de las modificaciones sugeridas por el regulador, incumpliendo la Resolución SSDE N° 021/2007 de 24 de enero de 2007.

Que el CNDC mediante nota CNDC-0024-07 presentada el 7 de febrero de 2007, presentó una nueva versión de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia" aprobada previamente por el CNDC, para su aprobación por parte de la Superintendencia de Electricidad; versión que incluía las modificaciones sugeridas.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante Informe DMY N° 043/2007 de 7 de febrero de 2007, revisó la última versión de Norma Operativa N° 19 remitida por el CNDC.

### CONSIDERANDO:

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante el citado Informe DMY N° 043/2007 de 7 de febrero de 2007, determinó lo siguiente:

1. La Norma Operativa N° 19 "Precio Básico de la Potencia" presentada por el CNDC, fue analizada en detalle y se encontró que la misma cumple con lo dispuesto en la Ley de Electricidad, el Artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 y el Artículo 4 del ROME.
2. El criterio técnico determinado en el inciso b) "Costos Adicionales", del numeral 7 de la Norma Operativa N° 19, coincide con el resultado de la última consultoría encargada por la Superintendencia de Electricidad y el criterio técnico de la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista de que el 50% de incremento al valor obtenido en el inciso a) del mismo numeral 7, incluye todos los "costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas", donde también están incluidos los costos de interconexión al STI. Este criterio de la Norma Operativa N° 19 confirma los principios a) de eficiencia, e) de adaptabilidad y f) de neutralidad del Artículo 3 de la Ley de Electricidad, reconociendo mediante esta metodología el costo total de inversión de los Agentes Generadores.
3. Por todo lo expuesto en este punto, se ha verificado que dicha norma no contraviene lo establecido en la Ley de Electricidad y su Reglamentación.

### CONSIDERANDO:

Que el Artículo 12 de la Ley de Electricidad, señala entre las atribuciones conferidas al Superintendente de Electricidad, las siguientes: "...k) Supervisar el funcionamiento del



## RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

Comité Nacional de Despacho de Carga, establecido en la presente ley, de los procedimientos empleados y los resultados obtenidos;.... n) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, asegurando la correcta aplicación de los principios, objetivos y políticas que forman parte de la misma, así como las disposiciones legales conexas;”

Que es necesario tener en cuenta que la Superintendencia de Electricidad, como institución reguladora de la industria eléctrica y en cumplimiento de sus atribuciones y en especial de las señaladas en los incisos k) y n) del Artículo 12 de la Ley de Electricidad, debe ejercer su rol regulador y de supervisión del CNDC.

Que la Superintendencia de Electricidad en su rol regulador, debe aprobar las normas operativas que se ajusten a lo que la normativa sectorial prevé, exceptuando de aprobación, aquellas partes que no se ajusten a derecho.

### CONSIDERANDO:

Que en cuanto al procedimiento de aprobación de normas operativas, se tiene lo siguiente:

4. El inciso b) del Artículo 4 del ROME, establece: “La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.” (procedimiento que ha sido cumplido a cabalidad en el presente caso).
5. Del texto transcrito *in extenso* en el párrafo anterior, se debe entender que el carácter facultativo del vocablo “podrá requerir”, implica la posibilidad de que la Superintendencia de Electricidad, como órgano regulador del sector eléctrico, requiera al CNDC las modificaciones que considere necesarias, pero no implica un reconocimiento de facultad alguna al CNDC para alejarse de dicho requerimiento, y elaborar el proyecto de Norma Operativa a su mejor creer y entender.
6. En el presente caso, el CNDC mediante nota CNDC-0024-07 presentada el 7 de febrero de 2007, acató lo señalado por la Superintendencia de Electricidad en cuanto a las observaciones realizadas al proyecto de la Norma Operativa N° 19, actuando conforme a ley y de acuerdo a lo señalado en el presente considerando.

Que al haberse revocado la Resolución SSDE N° 288/2006 de 10 de octubre de 2006, mediante la Resolución SSDE N° 018/2007 de 22 de enero de 2007, se ha vigentado a la Resolución SSDE N° 121/2001 de 2 de agosto de 2001 y consiguientemente a la Norma Operativa N° 19 que ésta aprobaba (como efecto jurídico de la impugnación procesada), hasta la emisión de la presente resolución.



**RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007**  
La Paz, 8 de febrero de 2007

**POR TANTO:**

El Superintendente Interino de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes, y conforme al análisis realizado mediante Informe DMY N° 043/2007 de 7 de febrero de 2007,

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO PRIMERO.-** Aprobar la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que en Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

**ARTICULO SEGUNDO.-** Se dejan sin efecto las Resoluciones SSDE N° 121/2001 de 2 de agosto de 2001 y SSDE N° 125/2001 de 3 de agosto de 2001.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**

**Jorge Choque Ajhuacho**  
Superintendente Interino de Electricidad  
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD  
SIRESE

**Luis Fernando Alcocer Guardia**  
DIRECTOR LEGAL  
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD  
SIRESE



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007  
La Paz, 8 de febrero de 2007

### 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 generadora es capaz de suministrar a la red, se calcula con la temperatura máxima probable y la presión atmosférica del sitio donde está instalada.

##### 4. TECNOLOGÍA DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA

La tecnología adaptada al Sistema Interconectado Nacional, es una turbina a gas de ciclo abierto. El Comité Nacional de Despacho de Carga podrá revisar la selección de la tecnología apropiada 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.



## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

### 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. DETERMINACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA MAS ECONÓMICA

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

- a) Se define un rango de potencia comprendido entre los siguientes límites:
  - 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 las publicaciones de los últimos cuatro años de la revista "Gas Turbine World Handbook", que se encuentren dentro el rango de potencia delimitado en el inciso a) incluyendo la última publicación disponible a la fecha de la declaración de los Agentes para la



## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

programación de Mediano Plazo. No se consideran aquellas unidades que requieran inyección a vapor.

Las características de las turbinas seleccionadas (Precio, Potencia y Heat Rate) se promedian considerando los valores publicados en dicha revista.

- 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 se calculan con el precio de gas de referencia sin impuestos, el poder calorífico inferior de gas correspondiente al sitio de ubicación de la Unidad Generadora, determinado en el numeral 5 de esta Norma y una operación de 3 horas durante 266 días con un régimen de carga de 50%.

El consumo específico (BTU/kWh) para el régimen de carga de 50%, es igual al rendimiento para un régimen de carga de 100% multiplicado por el factor 1.21964.

Los costos variables de combustible se incrementan en 1% por concepto de pérdidas.

Los costos de operación se obtienen añadiendo los costos variables de combustible, los costos variables de operación y mantenimiento de referencia aprobados por la Superintendencia de Electricidad.

- e) Los costos de inversión se calculan como la anualidad de la inversión de los precios previamente definidos en el 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 de Punta con la cual el costo unitario de suministrar energía y potencia sea el menor.

### 7. COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA SELECCIONADA

El Costo Total de Inversión de la unidad generadora seleccionada según el punto 6, es la suma de los siguientes costos:



## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

### a) Precio del Turbogenerador

Corresponde al promedio de los precios de lista (columna "Budgetary Price" o su equivalente posterior), de las publicaciones de la revista "Gas Turbine World Handbook" de los últimos cuatro (4) años disponibles a la fecha de declaración de los Agentes para la Programación de Mediano Plazo correspondiente.

### b) Costos Adicionales

Al valor obtenido en el inciso a) se incrementa en 50% correspondiente a 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. DETERMINACIÓN 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 STD) corresponde al 9% del Costo Total de Inversión.

### 8.2 Anualidad del Costo Total de Inversión

La anualidad del Costo Total de Inversión se calcula 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 las tasas de actualización vigentes para las actividades de generación y transmisión y



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007**

La Paz, 8 de febrero de 2007

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 con la siguiente expresión:

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

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

**Costo Fijo Mensual de Operación, Mantenimiento y Administración**

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



## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 040/2007

La Paz, 8 de febrero de 2007

### 9. DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO 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, entre la potencia de la unidad generadora seleccionada definida según el numeral 6, para el sitio determinado 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 que es igual al cociente entre la capacidad efectiva de la unidad generadora seleccionada y su capacidad garantizada al 95%.

La capacidad garantizada de la unidad generadora seleccionada se determina incorporando al Modelo para el cálculo de la capacidad garantizada de unidades térmicas, la unidad generadora seleccionada con su capacidad efectiva media en el sitio, una tasa de indisponibilidad forzada (FOR) de 3.3% y 95% de probabilidad de cierre.

El factor de No Disponibilidad Teórica del sistema 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 seleccionada. Este Factor es igual a uno más el cociente del número de días anuales de duración típica de mantenimiento óptimo de la Unidad Generadora de Punta entre el número de días del año.

El valor del Factor de No Disponibilidad Programada será el aprobado por la Superintendencia de Electricidad.

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