

**NORMA OPERATIVA N° 26**

**CALCULO DE FACTORES DE PENALIZACION POR VERTIMIENTO**

**1. OBJETIVO**

Establecer un procedimiento para el cálculo de los factores de penalización por vertimiento utilizados en la programación de Mediano Plazo, de Corto Plazo y en el Despacho de Carga Diario modelados a través del Modelo de Programación Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP).

**2. ANTECEDENTES**

Resolución de la Superintendencia de Electricidad SSDE N° 106/2001 de 7 de junio de 2001.

Resolución de la Superintendencia de Electricidad SSDE N° 091/2002 de 25 de abril de 2002.

Resolución de la Superintendencia de Electricidad SSDE N° 134/2002 de 14 de junio de 2002.

Resolución de la Superintendencia de Electricidad SSDE N° 159/2002 de 12 de agosto de 2002.

**3. BASES GENERALES**

El Modelo SDDP considera como función objetivo de minimización, el costo térmico, el valor del agua y el costo por vertimientos en centrales hidroeléctricas.

El costo de vertimiento se representa en el Modelo como el producto del volumen vertido en un embalse y el factor de penalización asociado a la central hidroeléctrica.

El factor de penalización refleja el valor económico del agua vertida, y depende de la productividad de la central y de la capacidad de su embalse.

**4. CALCULO DEL FACTOR DE PENALIZACION**

**4.1 Factor de penalización en centrales sin embalse**

Dado que las centrales de pasada no pueden almacenar agua en un periodo para usarla en otro, el factor de penalización de estas centrales es cero. Por razones de convergencia del Modelo, se utiliza un valor mínimo (0.1 kUS\$/Hm<sup>3</sup>)

**4.2 Factor de penalización en centrales con embalse**

Para determinar el factor de penalización en centrales con embalse, se considera el valor económico asociado a la productividad de la central y el valor económico asociado a la capacidad de su embalse, mediante el siguiente procedimiento:

a) Valor económico por productividad

El Modelo SDDP calcula la penalización por productividad mediante la siguiente expresión:

$$PP_j = 1.2 * k_1 * CR * \left( \sum_{i=1}^n cp_i + cp_j \right) \quad \left[ \frac{MUS\$}{Hm^3} \right]$$

Donde:

- PP<sub>j</sub> = Factor de Penalización por productividad de la central j
- 1.2 = Factor que magnifica el costo de racionamiento
- k<sub>1</sub> = Constante de conversión de unidades (1000/3600 = 0.2778)
- CR = Costo de Racionamiento (en US\$/MWh)
- ∑cp<sub>i</sub> = Suma de los coeficientes de productividad de las centrales aguas abajo de la central (j), (en MW/m<sup>3</sup>/s)
- cp<sub>j</sub> = Coeficiente de productividad de la central j
- n = Número de centrales aguas debajo de la central j

Para cada central se calcula el término PP<sub>j</sub> y se identifica el valor máximo de la penalización por productividad (MAX(PP<sub>j</sub>)) entre todas las centrales hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Seguidamente, la Penalización por productividad unitaria se calcula con la siguiente expresión:

$$PPU_j = \frac{PP_j}{MAX(PP_j)}$$

Donde:

- PPU<sub>j</sub> = Factor de Penalización por productividad Unitario de la central j.
- PP<sub>j</sub> = Factor de Penalización por productividad de la central j (en MUS\$/Hm<sup>3</sup>).
- MAX(PP<sub>j</sub>) = Máximo valor del conjunto de PP<sub>j</sub>.

b) Valor económico por capacidad de regulación

Para cada central hidroeléctrica se calcula el número de horas de regulación del embalse asociado a la central dividiendo la capacidad del embalse (CE) entre el caudal máximo de generación.

$$PR_j = \frac{CE_j * 10^6}{Q_j * 3600} \quad [horas]$$

Donde:

- PR<sub>j</sub> = Factor de Penalización por capacidad de regulación de la central j
- CE<sub>j</sub> = Capacidad de embalse de la central j (en Hm<sup>3</sup>)
- Q<sub>j</sub> = Caudal máximo de generación de la central j (en m<sup>3</sup>/s)

A partir de los valores calculados para todas las centrales, se identifica el valor máximo de la penalización por capacidad de regulación ( $MAX(PR_j)$ ) y se calculan las penalizaciones por capacidad de regulación unitarias con la siguiente expresión:

$$PRU_j = \frac{PR_j}{MAX(PR_j)}$$

Donde:

- $PRU_j$  = Factor de Penalización por capacidad de regulación Unitario de la central  $j$   
 $PR_j$  = Factor de Penalización por capacidad de regulación de la central  $j$  (en MUS\$/Hm<sup>3</sup>)  
 $MAX(PR_j)$  = Máximo valor del conjunto de  $PR_j$

**c) Factor de penalización por vertimiento**

La penalización máxima es igual a 0.70 MUS\$/Hm<sup>3</sup>, que corresponde aproximadamente a la centésima parte del costo variable de operación de una unidad en el SIN de 50 US\$/MWh.

Finalmente, el factor de penalización por vertimiento de cada central hidroeléctrica es igual a la suma de los factores de penalización unitarios por productividad y por capacidad de regulación calculados según los incisos a) y b) anteriores, ponderados al 50% y normalizados de acuerdo a la máxima penalización en el SIN.

$$FP_j = 0.70 * (50% * PPU_j + 50% * PRU_j) \quad \left[ \frac{MUS\$}{Hm^3} \right]$$

Donde:

- $FP_j$  = Factor de Penalización de la central  $j$  (en MUS\$/hm<sup>3</sup>)  
 $PPU_j$  = Factor de Penalización por productividad Unitario de la central  $j$   
 $PRU_j$  = Factor de Penalización por capacidad de regulación Unitario de la central  $j$   
0.70 = Factor máximo de Penalización

**5. USO DE LOS FACTORES DE PENALIZACIÓN POR VERTIMIENTO**

Los factores de penalización se calcularán para el periodo semestral y serán incorporados al Modelo SDDP para determinar la política de operación óptima de mediano plazo

Para la etapa de simulación del mediano plazo y la programación de corto plazo (predespacho y redespacho) se utilizarán factores de penalización iguales a 10 veces los valores calculados en el punto 4.

**6. ALCANCE E INTERPRETACION DE LA PRESENTE NORMA**

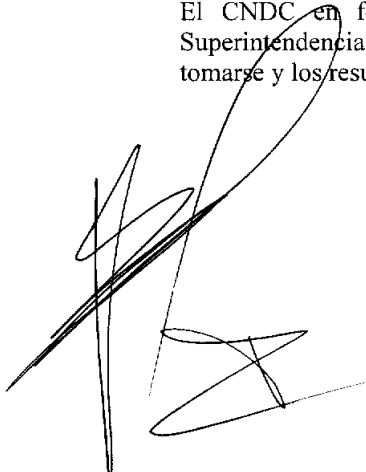
6.1 Ninguna norma o disposición contenida en la presente Norma Operativa, podrá interpretarse como contraria o supletoria de la Ley de Electricidad y su Reglamentación. En caso de vacío o dudas el CNDC deberá tener presente lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley de Electricidad y el Título V (Disposiciones Antimonopólicas y de Defensa de la Competencia) de la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE).

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 094/2003**

La Paz, 7 de julio de 2003

- 6.2 El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), dentro de sus facultades de Coordinador de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), podrá tomar decisiones diferentes a las contenidas en la Norma Operativa, cuando se pruebe que la decisión hubiese sido tomada en procura de mayor beneficio y en resguardo del Mercado dentro de los riesgos propios de la operación y las circunstancias imperantes en el momento de la decisión o cuando situaciones de fuerza mayor originaron la decisión o incidieron en el resultado final de la operación.

El CNDC en forma previa a tomar la acción antes descrita, informará a la Superintendencia de Electricidad, sobre los hechos producidos, las decisiones a tomarse y los resultados esperados con la fundamentación correspondiente.

A large, stylized handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned on the left side of the page.