



NORMA OPERATIVA N°38
REGULACIÓN DE FRECUENCIA

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos técnicos y operativos para la regulación de frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional.

2. BASE LEGAL

Artículos 16 y 30 de la Ley N° 1604 de Electricidad, Artículos 1, 15, 19, 45, 46, 48 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29624, Decreto Supremo N° 0071 y Decreto Supremo N° 3892.

3. PROVEEDORES DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Se consideran como Proveedores de Regulación Primaria de Frecuencia a:

- a) Las nuevas unidades de generación de electricidad síncronas clasificadas como de tipo B y C, de acuerdo con la Norma Operativa N°30 con potencias efectivas mayores a 3 MW.
- b) Las unidades existentes de generación de electricidad síncronas que cuenten con capacidad de regulación de frecuencia.
- c) Los sistemas de almacenamiento por baterías conectados al SIN que cuenten con la capacidad para funcionar en modo sensible a la frecuencia, en modo de regulación Potencia Frecuencia (MRPF o Modo B).

Se consideran como Proveedores de Regulación Secundaria de Frecuencia a:

- a) Las nuevas unidades de generación de electricidad síncronas clasificadas como de tipo B y C, de acuerdo con la Norma Operativa N°30 con potencias efectivas mayores a 3 MW.
- b) Las unidades existentes de generación de electricidad síncronas que son capaces de ajustar una consigna de potencia activa de forma manual conforme a las instrucciones proporcionadas por el CNDG, posterior a la respuesta de regulación primaria de frecuencia.
- c) Las unidades de generación de electricidad síncronas existentes que cumplan con las características técnicas para ser parte del Control Automático de Generación (AGC).

4. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

4.1. Regulación Primaria de Frecuencia

La Regulación Primaria de Frecuencia tiene el objetivo de contener y estabilizar, y en lo posible restablecer la frecuencia al rango de Desvío máximo de frecuencia en régimen permanente (49.5Hz – 50.5Hz) ante desbalances de generación y demanda en un tiempo menor al Tiempo de contención de la frecuencia, citado en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, mediante la activación de la Reserva Primaria.



La Reserva Primaria no puede ser tranzada ni concentrada. Esta Reserva debe ser llevada de forma obligatoria por cada una de las unidades de generación sincronizadas al sistema, en régimen normal de operación.

Los proveedores de Regulación Primaria deben cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) La activación de la Reserva Primaria debe realizarse tan pronto como se detecte un desvío de frecuencia, sin retardo adicional, en tanto la frecuencia del sistema salga del rango de banda muerta.
- b) Activar la Reserva Primaria en un tiempo menor o igual al Tiempo de contención de la frecuencia, definido en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.
- c) Los reguladores de velocidad de las unidades de generación síncronas deben cumplir con los requerimientos de banda muerta y estatismo permanente, definidos en la Norma Operativa N° 30.
- d) Informar al CNDC en el menor tiempo posible, sobre cualquier reducción de la capacidad de sus instalaciones de realizar regulación primaria de frecuencia.

4.2. Regulación Secundaria de Frecuencia

La Regulación Secundaria de Frecuencia tiene el objetivo de corregir la desviación de frecuencia que haya quedado entre la frecuencia estabilizada y la frecuencia nominal o de operación del sistema, luego del período de regulación primaria de frecuencia y restituir en lo posible los valores de reserva requeridos para el sistema, dentro del Rango de frecuencia de operación normal en un tiempo menor al Tiempo de recuperación de la frecuencia, citado en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, mediante la activación de la Reserva Secundaria.

La Reserva Secundaria puede ser tranzada y/o concentrada.

La Regulación Secundaria de Frecuencia podrá ser realizada de forma manual y automática (AGC).

Los proveedores de Regulación Secundaria deben cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Activar la Reserva Secundaria de conformidad con el valor de consigna o instrucción recibida del CNDC
- b) Completar la activación de la Reserva Secundaria en un tiempo menor al Tiempo de recuperación de la frecuencia definido en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.
- c) Informar al CNDC en el menor tiempo posible, sobre cualquier reducción de la capacidad de sus instalaciones para realizar regulación secundaria de frecuencia.

El Control Automático de Generación (AGC) activará parte o la totalidad de la Reserva Secundaria, con el objetivo de restablecer el error de control de área (ACE) dentro de una banda de tolerancia alrededor de cero en un Tiempo de recuperación de la frecuencia, citado en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

En la programación semanal, el CNDC asignará la Reserva Secundaria Automática y Manual a los Proveedores de Reserva Secundaria.



5. **EVALUACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

El CNDC realizará la evaluación de la participación en la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, de aquellas unidades generadoras en operación con obligación de proveer este servicio. Para lo cual, los agentes generadores deben enviar los registros de potencia y frecuencia en un plazo de 2 días hábiles, a partir de la fecha de solicitud del CNDC. Con esta información, el CNDC emitirá un informe semestral de seguimiento de la regulación de frecuencia con el reporte de desempeño de las unidades generadoras.

6. **RESERVA PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

Los requerimientos de Reserva Rotante de las unidades generadoras para la regulación primaria y secundaria de frecuencia serán determinados por el CNDC en el mes de julio de cada año con validez para el siguiente periodo noviembre - octubre, utilizando la metodología descrita en el anexo 2; los valores de reserva rotante se determina para 3 bloques de demanda que resumen los 5 bloques de demanda considerados en la programación de mediano plazo cuya metodología de determinación se presenta en el anexo 3 de esta Norma Operativa.

7. **VIGENCIA**

La presente Norma entrará en vigencia una vez aprobada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

8. **MODIFICACIONES**

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.



ANEXO 1

DEFINICIONES

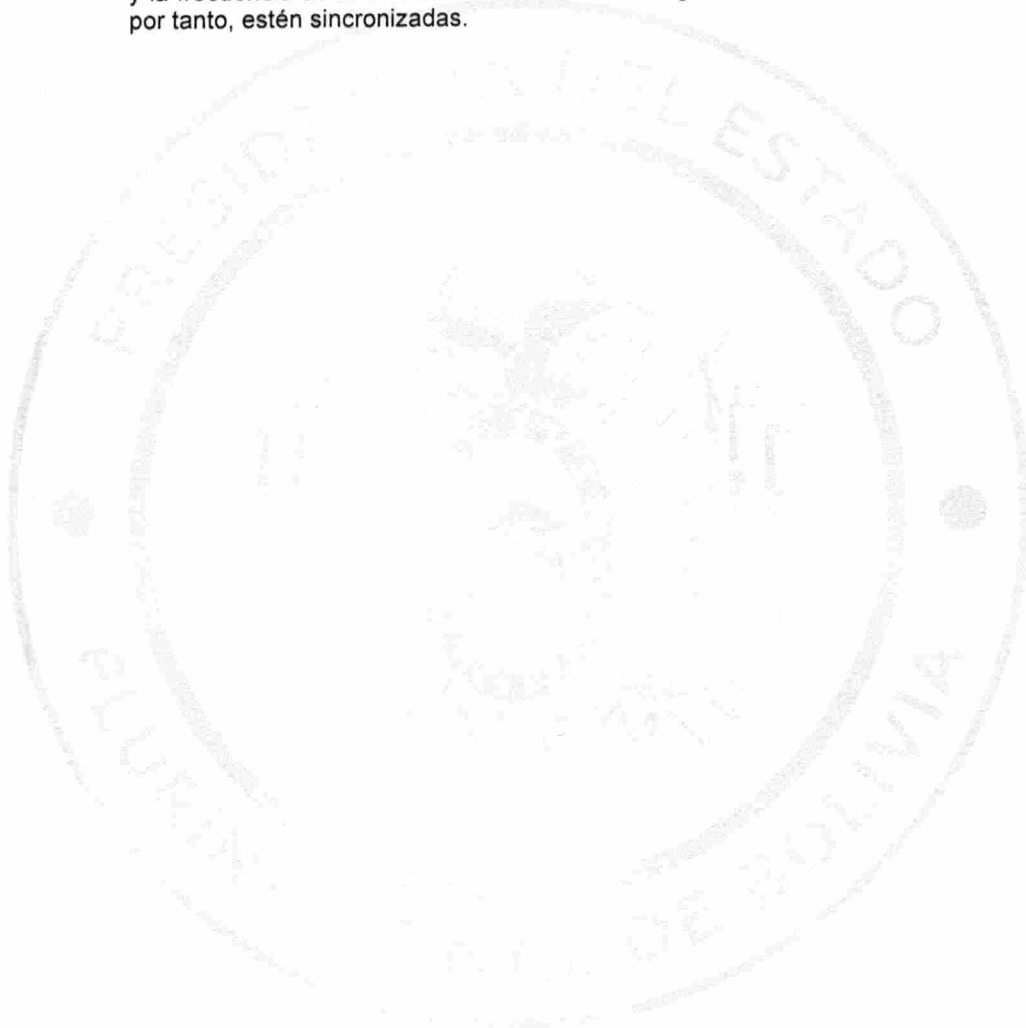
1. **Componentes.-** Son las unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores que forman parte del SIN.
2. **Contingencia.-** Es un evento que ocurre cuando un componente del sistema eléctrico es desconectado o sale de servicio de manera imprevista o programada.
3. **Control Automático de Generación (AGC).-** Sistema que permite el control automático de generación de energía eléctrica para la regulación secundaria de la frecuencia del SIN.
4. **Error de Control de Área (ACE):** Es la medida instantánea del desequilibrio de un área de control, calculada como la desviación de potencia neta del área más el efecto de la desviación de frecuencia, expresada en MW.
5. **Modo de Regulación Potencia-Frecuencia (MRPF).-** Modo de operación de una Unidad de Generación en el que la salida de potencia activa cambia en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema, de forma que aporte a la recuperación de la frecuencia de consigna.
6. **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).-** Es la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad de unidades generadoras, para modificar su generación con el fin de compensar variaciones de potencia en el sistema ante variaciones en la demanda o por contingencias.
7. **Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).-** Es la acción manual o automática sobre los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para complementar la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función es corregir las desviaciones de frecuencia y restituir los valores de reserva requeridos en el sistema.
8. **Reserva Rotante.-** Margen de potencia mínima entre la potencia efectiva y la potencia despachada de todas las unidades sincronizadas al sistema. La reserva rotante está formada por la reserva primaria y la reserva secundaria.
9. **Reserva Primaria.-** Es la reserva de potencia activa asociada a la regulación primaria de frecuencia.
10. **Reserva Secundaria.-** Es la reserva de potencia activa asociada a la regulación secundaria de frecuencia. La reserva rotante no activada por la regulación primaria de frecuencia y la reserva parada que puede activarse en un tiempo menor que el Tiempo de Recuperación de la Frecuencia.
11. **Reserva Secundaria Automática.-** Es la reserva secundaria que puede activarse mediante un dispositivo de control automático como es el sistema AGC.



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

RESOLUCIÓN AETN N° 339/2026
TRÁMITE N° 2026-66685-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026

12. **Sistema de Almacenamiento por Baterías.-** Sistema que retira energía del sistema eléctrico, la transforma en energía química y la almacena con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico para proporcionar servicios al operador del sistema como ajuste del balance entre la demanda y la generación o regulación de la frecuencia.
13. **Unidad de Generación de Electricidad Síncrona. -** Conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar la energía proveniente de una fuente primaria en energía eléctrica de forma tal que la velocidad de rotación del eje del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas.



RESOLUCIÓN AETN N° 339/2026; Página 5 de 11

AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD
Y TECNOLOGÍA NUCLEAR (AETN)
La Paz - Oficina Central, Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado)
Teléfonos: (591 - 2) 2312401 - (591 - 2) 2430309



ANEXO 2

DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE

1. DESCRIPCIÓN GENERAL

La Reserva Rotante será determinada utilizando la siguiente metodología:

- El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) definirá tres alternativas de reserva que considera la desconexión de generación y la variabilidad de la generación renovable (eólica y solar) para ser analizadas mediante estudios energéticos y eléctricos.
- Se determina el Costo Total Anual para cada alternativa de reserva, que es igual a la suma del Costo Operativo Anual y el Costo de Energía No Suministrada ante desconexión de unidades de generación (Criterio N-1).
- El Costo Operativo Anual y el Costo de la Energía No Suministrada se calculan de acuerdo a la metodología descrita en los puntos 2 a 3 de este Anexo, respectivamente.
- El margen de reserva rotante óptimo es igual a la alternativa que tiene el menor costo total anual.
- Al resultado obtenido del margen de reserva rotante óptimo, representado en valor porcentual, se adicionará el 1% que permita cubrir las posibles limitaciones de potencia de las unidades generadoras.

Las alternativas de reserva rotante que serán estudiadas se presentarán en el informe de la siguiente manera:

Reserva Rotante	Bloque de Demanda		
	Alto (%)	Medio (%)	Bajo (%)
Alternativa 1			
Alternativa 2			
Alternativa 3			

Los porcentajes de reserva rotante de las alternativas de la tabla anterior se determinan como la suma de:

- La relación de la potencia efectiva de las unidades de generación más grandes del sistema, respecto a la demanda neta promedio de cada bloque del periodo de estudio.
- La relación de la variabilidad de la generación eólica y solar combinada respecto a la demanda neta promedio de cada bloque del periodo de estudio.

2. CALCULO DEL COSTO OPERATIVO ANUAL

El costo operativo anual, está compuesto por el costo de operación de las unidades, el costo de racionamiento, el costo de no satisfacer condiciones operativas (seguridad de áreas, curvas de alerta, etc.) y el costo de la función de costo futuro.

El costo operativo anual para cada alternativa de reserva se calcula en base a la información del último estudio de mediano plazo, utilizando el programa SDDP con un horizonte de análisis de 4 años. Este costo corresponde al costo promedio del primer año de simulación (Noviembre-Octubre del siguiente año).



A fin de eliminar los efectos de borde se utiliza en el primer año de simulación (noviembre a octubre del año siguiente) el margen de reserva propuesto y en el resto de los años, el margen de reserva vigente.

3. **CALCULO DEL COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA**

El costo de la energía no suministrada por falla se determina para el primer año de simulación, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Se divide el año de simulación en tres periodos característicos: Lluvioso (diciembre, enero, febrero y marzo), Seco (junio, julio, agosto y septiembre) y Promedio (abril, mayo, octubre y noviembre), de los resultados de la simulación obtenidos con el Modelo SDDP, para cada periodo se selecciona una semana y serie característica con la que se determina la energía hidroeléctrica generada por cada central.
- b) Con la energía hidroeléctrica determinada en el punto a), se ejecuta el Modelo Semanal NCP (168 horas) obteniendo como resultado el despacho horario de todas las unidades de generación para cada uno de los tres periodos característicos.
- c) Se define una lista de contingencias en base a la estadística de fallas de unidades de generación.
- d) Con los resultados de los puntos b) y c), se simulan las contingencias con el programa Power Factory y se registran los valores de frecuencia mínima, frecuencia a los 30 segundos después del evento, la reserva primaria activada en unidades térmicas e hidráulicas y la carga desconectada por el Esquema de Alivio de Carga (EDAC).
- e) Se calcula la energía no suministrada, para cada contingencia simulada en el punto d), utilizando la carga desconectada y su tiempo de reposición. Se valoriza esta energía utilizando el valor del costo de falla aprobado por el Regulador.
- f) En base a la probabilidad de ocurrencia de las contingencias analizadas, se calcula el costo anual de la energía no suministrada por fallas de las unidades de generación.

El informe de determinación de reserva rotante para el periodo correspondiente será puesto a consideración del Comité de Representantes para su aprobación. Una vez aprobado el nivel de reserva resultado del análisis será utilizado en el estudio de la programación de Mediano Plazo.



ANEXO 3

DETERMINACIÓN DE BLOQUES HORARIOS DE DEMANDA

1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento que permita validar y/o actualizar los bloques horarios de la demanda semanal a ser utilizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para la Programación de la Operación.

2. ANTECEDENTES

Los artículos 29 y 32 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) disponen que la Programación de Mediano Plazo se efectuará de forma semestral, durante los meses de marzo y septiembre, cubriendo un período de 48 meses. Además, el CNDC llevará a cabo simulaciones para determinar la operación óptima del sistema utilizando las diferentes series hidrológicas consideradas. Con base en los resultados obtenidos de estas simulaciones, tales como energía generada, energía no suministrada, costos marginales, entre otros, se calcularán valores promedio semanales por bloques horarios correspondientes a dichas simulaciones.

3. DETERMINACIÓN DE BLOQUES HORARIOS

Con la información histórica recopilada de los retiros de energía realizados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), anualmente se evaluará el comportamiento de la demanda y se analizará su efecto en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

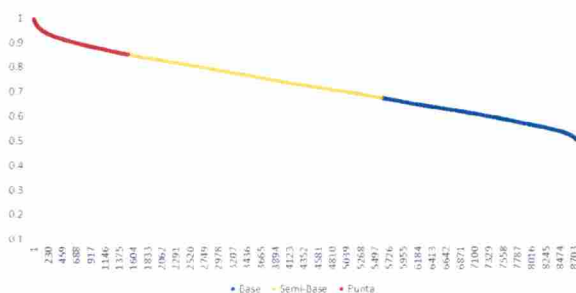
Para ello, se seguirá el siguiente procedimiento:

3.1. Recopilación de Datos

A partir de los registros del Sistema de Medición Comercial (SMEC) que contienen la demanda registrada en intervalos de 15 minutos, de los últimos tres (3) años eléctricos se determina la curva de duración de demanda promedio horaria anual unitaria normalizada para la demanda máxima que considere 53 semanas para cada año; se identifica la posición de cada registro, considerando inicialmente las etapas de régimen establecidas en la Norma Operativa N° 7, a fin de analizar el comportamiento de la demanda promedio semanal.



Régimen de Operación			
Régimen	Porcentaje	Reg. Abrev.	horas
Reg. Base	$\geq 63\%$	B	5610
Reg. Semi-Base	$> 17\%$ y $< 63\%$	SB	1780
Reg. Punta	$\leq 17\%$	P	1514
Total			8904



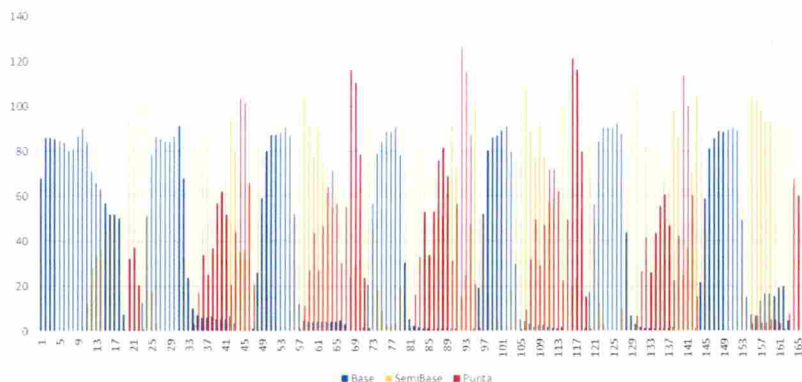
3.2. Cálculo de Percentiles

Se evalúa el perfil de comportamiento unitario de la demanda respecto de los tres regímenes operativos definidos en la normativa vigente, que son aplicables a la generación para el suministro de demanda (base, semibase y punta), mismos que posteriormente permitirán agregar los segmentos semanales horarios de representación de la demanda en bloques.

Se determina la función de densidad de probabilidad para el conjunto de datos asociados al perfil de comportamiento unitario de demanda.



Adicionalmente, para cada régimen de operación, se identifican las horas de la semana tipo en los que se presentan solapamientos (entre los regímenes base, semibase y punta), para posteriormente poder aproximar en que percentiles se realiza un cambio de bloque de demanda ante un cambio de régimen de operación.



3.3. Segmentación de Bloques Horarios

Se realiza el análisis respecto a la media considerando que el comportamiento de datos no tiene una distribución enteramente normal, por lo que, se evalúa la posición de los valores extremos dentro de la función de distribución para 0.5 (P70 aprox), 1 (P80 aprox) y 1.5 (P95 aprox) veces la desviación standard para establecer la frontera de selección.

Considerando como premisa que para el suministro de demanda se requiere despachar unidades en distintos regímenes de operación, se evalúa el comportamiento para cada régimen y percentil, identificando cinco bloques horarios. La selección de cada bloque horario se realiza en función de lo siguiente:

- Bloque B: Posiciones en régimen Base con valores inferiores al P70.
- Bloque M: Posiciones en régimen Semibase con valores al P70.
- Bloque I: Posiciones en régimen Semibase Base y Punta con valores entre P70 y P80.
- Bloque SP: Posiciones en régimen Punta con valores entre P80 y P95.
- Bloque P: Posiciones en régimen Punta con valores superiores P95.

A partir de este proceso, se logra identificar el comportamiento de la semana típica representada en bloques horarios, de acuerdo con el siguiente detalle:

3.4. Periodicidad de

La verificación
horarios deberá
manera de
los bloques
utilizados en la
de la Operación
comportamiento real y dinámico de la demanda eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Bloque Bajo	B	# horas del bloque
Bloque Medio	M	# horas del bloque
Bloque Intermedio	I	# horas del bloque
Bloque Semi Punta	SP	# horas del bloque
Bloque Punta	P	# horas del bloque
168 horas/semanales		

Cálculo
de los bloques
ser anual, de
garantizar que
horarios
Programación
reflejen el

Si en la asignación de bloques horarios se identifica una variación inferior o igual al 5% respecto a la asignación aprobada, se considera que el comportamiento de la demanda se mantiene dentro de los rangos esperados, por tanto, corresponde mantener la vigencia de la



asignación de los bloques horarios; caso contrario, si se presenta una variación superior a 5%, corresponde redefinir la asignación de bloques horarios.

4. ANÁLISIS DE BLOQUES EN LA PROGRAMACIÓN

En caso de que en el punto anterior se identifique una variación superior al 5%, se debe realizar simulaciones para analizar el comportamiento operativo, considerando:

4.1. Simulación y Optimización

Se realiza la optimización y simulación de la operación del Sistema para un horizonte Mediano Plazo (4 años), considerando etapas semanales con los nuevos bloques horarios (hora de punta, semipunta, intermedio, medio y bajo).

4.2. Evaluación y Análisis

Los resultados de la simulación de la operación, obtenidas en el punto anterior corresponden a valores semanales de la energía generada por cada central hidroeléctrica, unidad termoeléctrica y central renovable, desglosados en bloques horarios. A partir de estos datos, se evaluarán los siguientes aspectos:

- Despacho Hidroeléctrico, Termoeléctrico y Renovable.
- Costo operativo total.
- Costos marginales.
- Manejo del recurso hídrico de los diferentes embalses.
- Transferencias en las líneas de transmisión.

5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Anualmente, para la sesión ordinaria del mes de junio del Comité de Representantes al CNDC, se pondrá a consideración el Informe de Determinación de Bloques Horarios de Demanda, el cual tomará en cuenta lo siguiente:

- Si en la determinación de bloques horarios descrita en el punto 3 de este procedimiento, se identifica una variación inferior o igual al 5% respecto a la asignación aprobada en la gestión anterior, se considera que el comportamiento de la demanda se mantiene dentro de los rangos esperados, por tanto, corresponde recomendar al Comité de Representantes al CNDC que se mantengan vigentes los bloques horarios de demanda.
- Caso contrario, si se identifica una variación superior a 5%, luego de realizar el análisis establecido en el punto 4 de este procedimiento, corresponde recomendar al Comité de Representantes al CNDC que se apruebe una nueva asignación de bloques horarios de demanda.