

SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA

**ASESORÍA PARA LA ELABORACIÓN Y
TRAMITACIÓN DEL REGLAMENTO DE
TRANSFERENCIA DE POTENCIA**

INFORME FINAL

**RENATO AGURTO
CONSULTOR**

*Santiago de Chile
DICIEMBRE DE 2005*

INDICE

INDICE.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
2. SINTESIS DE ACTIVIDADES DESARROLLADAS	1
ANEXO 1: OBSERVACIONES AL BORRADOR DEL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA, DE FECHA 13.12.2004.....	2
ANEXO 2: ANALISIS DE LOS COMENTARIOS EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS GENERADORAS DEL SIC AL PROYECTO DE REGLAMENTO PARA TRANSFERENCIAS DE POTENCIA	18
ANEXO 3: ANALISIS DE LOS COMENTARIOS EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS GENERADORAS DEL SING AL PROYECTO DE REGLAMENTO PARA TRANSFERENCIAS DE POTENCIA	34
ANEXO 4: ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA POTENCIA DE SUFICIENCIA DEL PROYECTO DE REGLAMENTO Y COMPARACIÓN CON METODOLOGÍA ALTERNATIVA.....	35

ASESORÍA PARA LA ELABORACIÓN Y TRAMITACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA

INFORME FINAL

1. INTRODUCCIÓN

Con el objeto de contar con un estudio que analice y efectúe observaciones al borrador de Reglamento de Transferencia de Potencia, elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), recoja las opiniones al mismo formuladas por las empresas, entidades y expertos vinculados al sector eléctrico y proponga adecuaciones a las distintas versiones de dicho documento, que el Ministerio de Economía deberá apoyar durante la discusión técnica y tramitación legal, la Subsecretaría de Economía contrató la asesoría del consultor Renato Agurto.

De acuerdo con los términos de referencia de esta asesoría, el Consultor ha elaborado este Informe de Final, que documenta las actividades desarrolladas hasta el 15 de Marzo de 2005.

En el punto 2 de este informe se listan todas las actividades desarrolladas durante la asesoría. La documentación de estas actividades se entrega en anexos del informe.

2. SINTESIS DE ACTIVIDADES DESARROLLADAS

Las actividades desarrolladas por el Consultor durante la asesoría consistieron en:

- a) Análisis del borrador de Reglamento de Transferencia de Potencia elaborado por la CNE y elaboración de un informe con las observaciones del Consultor, incluyendo un documento con detalles de la colocación de potencia firme hidroeléctrica. El informe correspondiente se presenta en el Anexo 1.
- b) Análisis de observaciones de las empresas generadoras del SIC al reglamento de potencia, reuniones con las empresas y elaboración de informe con análisis y comentarios a las observaciones principales. El informe correspondiente se presenta en el Anexo 2.
- c) Análisis de observaciones de las empresas generadoras del SING al reglamento de potencia, reuniones con las empresas y elaboración de informe con análisis y comentarios a las observaciones principales. El informe correspondiente se presenta en el Anexo 3.
- d) Análisis de la metodología de asignación de potencia de suficiencia a centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, y simulación de la aplicación de dicha metodología a las centrales de SIC. EN este análisis se formuló una metodología alternativa para las centrales hidroeléctricas. Este análisis fue realizado por el Consultor con la asesoría de SYNEX Ingenieros Consultores. El informe correspondiente se presenta en el Anexo 4.
- e) Reuniones de trabajo con representantes del Ministerio de Economía y de la CNE, con el objeto de revisar los resultados de las actividades señaladas en a), b), c) y d).
- f) Análisis de la versión final del reglamento de transferencia de potencia.

ANEXO 1: OBSERVACIONES AL BORRADOR DEL REGLAMENTO DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA, DE FECHA 13.12.2004

El Consultor concuerda, en lo general, con las ideas matrices que guían el proyecto de reglamento; sin embargo tiene diversas observaciones para precisar, aclarar o corregir aspectos del proyecto.

A continuación se presentan las observaciones del Consultor en el mismo orden del articulado del borrador de reglamento. Con el objeto de hacer auto soportantes estas observaciones, los artículos o incisos observados se reproducen en letra cursiva.

Artículo 1:

Las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 81 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia, en adelante potencia de suficiencia, y los compromisos de demanda de punta existentes, en adelante demanda de punta, que se asignen a cada generador.

Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley, a partir de la potencia de suficiencia y demanda de punta de cada generador.

Se entenderá por potencia de suficiencia de una unidad generadora, la potencia que aporta a la suficiencia de potencia del sistema. Por demanda de punta del sistema se entenderá el promedio del 0,6 % de los mayores valores de la curva de carga horaria anual.

OBSERVACIÓN: la redacción no es clara: ¿se ordenan de mayor a menor los valores de demanda horaria (8760 valores), luego se calcula el promedio entre los 53 mayores valores, los que corresponden al 0,6% de todos los valores? Si así fuera, se estarían promediando los mayores valores, pero la demanda correspondiente al 53avo valor puede diferir bastante de la demanda máxima absoluta. El año 2003, en el SIC, el promedio de los 53 mayores valores da como resultado una demanda de punta que es 2,4% menor que la demanda máxima horaria anual. Esta discrepancia (126 MW) es excesiva si se considera que la potencia de suficiencia que debe remunerarse es la necesaria para cubrir la demanda máxima instantánea, que a su vez es mayor que la demanda máxima horaria.

Artículo 2, inciso segundo:

Los procedimientos para la determinación de los precios que corresponda, cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, deberán sujetarse a las disposiciones del presente reglamento.

2.8.1

OBSERVACIÓN: habrá también medios de generación (talvez la mayoría) que se conectan a sistemas de transmisión adicionales. Sugiero eliminar la palabra “directamente”, o alternativamente intercalar “de sistemas adicionales” después de “troncal”. Por otra parte, no se entiende el sentido que tiene el inciso, puesto que el Artículo 4 señala taxativamente que para la valorización se aplicarán los precios de nudo según se establece en el Título V del presente Reglamento.

Artículo 5, inciso segundo:

No obstante lo anterior, una vez transcurrido el año de cálculo, la DO deberá realizar el cálculo definitivo de las transferencias de potencia, a más tardar el 31 de enero de cada año, actualizando del cálculo preliminar toda la información y supuestos que no se ajusten a lo observado en el año de cálculo, según corresponda.

OBSERVACIÓN: debe tenerse presente que actualizar toda la información y supuestos que no se ajusten a lo observado en el año de cálculo, significa actualizar demandas (que es lo que tradicionalmente se actualiza) pero también todo lo demás: hidrologías, disponibilidad de las plantas, restricciones de combustibles, etc.

Artículo 8, inciso primero:

De acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente reglamento, a cada unidad generadora se le asignará una potencia de suficiencia definitiva, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación que se utilice y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora e instalaciones asociadas a ella, caracterizadas por la potencia inicial y potencia de suficiencia preliminar, respectivamente.

OBSERVACIÓN: la potencia de suficiencia definitiva depende también de la hidrología, en el caso de las centrales hidroeléctricas; debe estar claro que el agua es también insumo principal.

Artículo 8, inciso segundo:

Por otra parte, a cada propietario de medios de generación operados en sincronismo y para cada cliente del mismo se le asignará un compromiso de demanda, en función de la demanda de punta del cliente, determinada conforme a lo indicado en el Artículo 1 del presente reglamento y para cada una de las horas que determinan la demanda de punta del sistema.

OBSERVACIÓN: El artículo 1 no especifica como se determina la demanda de punta del cliente. ¿Qué pasa cuando son distintos los clientes que están presentes en cada hora definida como de punta? ¿se promedian las demandas de cada cliente en cada una de las horas que determinan la demanda de punta del sistema?.

Artículo 10, inciso segundo:

No obstante lo anterior y en la medida que ninguna empresa no integrante del CDEC se manifieste en contrario, la DO podrá adoptar simplificaciones o agrupaciones de los medios de generación de empresas no integrantes, tal que no exista perjuicio individual ni colectivo en las transferencias de las empresas no integrantes del CDEC.

OBSERVACIÓN: las simplificaciones o agrupaciones generalmente implican algún grado de discrepancia entre el resultado con el método exacto y el método simplificado; lo importante es que esta discrepancia sea aceptable frente a los beneficios que se obtienen de la simplificación (facilidad y mayor claridad del cálculo por ejemplo). Para no impedir la adopción de simplificaciones, es preferible no abrir la puerta para que alguna de las empresas no integrantes reclame, en el entendido que si el CDEC aplica simplificaciones groseras, alguien va a reclamar.

Artículo 14, inciso primero:

Para efectos de la aplicación y comprensión del presente reglamento se establecen las siguientes definiciones:

- b) *Energía de Regulación : Energía afluente de un año hidrológico más energía acumulada al inicio del año hidrológico en centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación.*

OBSERVACIÓN: la capacidad de regulación debe ser suficiente para regular la energía de regulación.

- g) *Potencia de Regulación: Potencia que se reconoce al conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas con capacidad de regulación con el fin de determinar la potencia inicial de cada una de ellas.*

OBSERVACIÓN: ¿Por qué se reconoce al conjunto y no individualmente?

Artículo 15, inciso primero:

Para el proceso de elaboración del cálculo preliminar, las empresas propietarias de medios de generación operados en sincronismo que integran el CDEC deberán proporcionar a la DO, bajo la oportunidad y modalidad que ésta señale, la información que a continuación se indica, en carácter de provisional:

- a) *Demandas de potencia comprometida con sus clientes, con detalle mensual, indicando magnitud y fecha.*

OBSERVACIÓN: lo relevante es la demanda de potencia medida.

- c) *Cambios relevantes en los contratos de suministro a clientes, que sean pertinente a las transferencias de potencia del presente reglamento.*

2.8.1

OBSERVACIÓN: pedir los cambios relevantes en los contratos, que sean pertinentes a las transferencias de potencia, supone conocer previamente la parte pertinente a las transferencias de potencia de dichos contratos, la que debe también pedirse.

Artículo 18:

Para medios de generación operados en sincronismo que se incorporan por primera vez al cálculo de las transferencias de potencia, la DO deberá aplicar criterios de proporcionalidad conforme al período de tiempo que estén presente durante el primer año de cálculo.

OBSERVACIÓN: Tanto para el caso en que unidades generadoras se incorporen al sistema eléctrico al interior del período anual de cálculo de la potencia de suficiencia, como para el caso de unidades que se retiran dentro de ese período, o que están falladas, la potencia de suficiencia se modifica para la totalidad de las centrales; por lo tanto el cálculo debe efectuarse con y sin dichas unidades y aplicarse en cada sub-período, y para cada central, el promedio ponderado de las potencias correspondientes a las situaciones con y sin la unidad generadora que se incorpora o retira o falla.

Artículo 24, inciso segundo:

Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, congestión en el sistema de transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del insumo principal o alternativo, u otras restricciones equivalentes, impedirán la ejecución de la referida verificación.

OBSERVACIÓN: la potencia máxima de una central de embalse depende también de la cota del embalse, esto debería considerarse más adelante en el reglamento, cosa que en el presente borrador no sucede.

Artículo 30, inciso primero:

En el caso de los insumos primarios de generación suministrados desde redes o sistemas de transporte internacional como gasoductos o poliductos, la potencia inicial se determinará en base a la menor disponibilidad anual observada, para una ventana móvil de 5 años, previos al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente.

OBSERVACIÓN: la menor disponibilidad anual observada calculada como promedio anual puede ser bastante menor a la indisponibilidad ocurrida durante el período de restricción.

Artículo 32, inciso segundo:

A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean capacidad de respaldo, se les determinará la potencia inicial, igual a la potencia máxima asociada al insumo principal ponderada por la disponibilidad de dicho

2.8.1

insumo, más la potencia máxima asociada al insumo alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del insumo principal antes indicada.

OBSERVACIÓN: la indisponibilidad por falla de gas queda amortiguada al ponderar los estados disponible, con combustible alternativo e indisponible.

Artículo 33, inciso primero:

Las unidades generadoras que se incorporen al sistema y que se abastezcan desde redes de transporte internacionales como gasoductos o poliductos, para efectos de la determinación de las transferencias de potencia del primer año de cálculo, serán representadas con una disponibilidad anual para su insumo principal, equivalente al promedio de la disponibilidad anual del insumo principal de las unidades existentes en el sistema y sujetas a menor disponibilidad.

OBSERVACIÓN: Debería considerarse dicho promedio en la ventana de 5 años.

Artículo 35, inciso segundo:

Para cada año de cálculo, la potencia inicial se obtendrá a partir de la potencia indicada en el inciso anterior, reducida por un factor que dé cuenta de la potencia consumida durante los eventos en los cuales el proceso productivo demanda potencia durante las horas en las cuales se controla el consumo de potencia de los clientes sometidos a regulación de precios, para el año de cálculo que corresponda.

OBSERVACIÓN: La potencia que se señala en el inciso anterior, ya corresponde al excedente de potencia, de manera que no corresponde reducirla por el factor señalado en este inciso. Es necesario reemplazar “potencia indicada en el inciso anterior” por “potencia máxima”. Por otra parte para mayor claridad el inciso podría reemplazarse por: “Para cada año de cálculo, la potencia inicial se obtendrá como diferencia entre la potencia máxima y la demanda consumida durante las horas que determinan la demanda de punta del sistema eléctrico”. Finalmente, se hace notar que las horas en las cuales se controla el consumo de potencia de los clientes sometidos a regulación de precios no tienen relación con el cálculo de la potencia de suficiencia ni de las transferencias de potencia.

Artículo 37, inciso primero:

En el caso de unidades generadoras pertenecientes a empresas no integrantes del CDEC, cuando no se disponga de información estadística suficiente, se deberá hacer uso de la información disponible para la zona o región en la cual se encuentra la unidad, de acuerdo a los procedimientos y condiciones que se especifiquen en la norma técnica pertinente. La potencia inicial de estas unidades será determinada conforme al peor escenario de disponibilidad anual del insumo principal en la zona o región, de acuerdo a la información estadística disponible.

OBSERVACIÓN: el peor escenario debería limitarse a la ventana de 5 años, puesto que lo que se toma como referencia es lo que les ha pasado a las unidades existentes, pertenecientes al CDEC.

Artículo 38, inciso primero:

En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica menor o igual al 20 %, para cada año de cálculo, la potencia inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada como el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios.

OBSERVACIÓN: no se entiende porque se liga el cálculo de la potencia de suficiencia con las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios. Por otra parte, no tiene justificación el hacer una discriminación para las centrales hidroeléctricas en sistemas con bajo porcentaje de generación hidroeléctrica.

Artículo 40:

En el caso de centrales hidroeléctricas, con o sin capacidad de regulación, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística de 40 años hidrológicos, previos al año de cálculo.

OBSERVACIÓN: actualmente se consideran los caudales del período abril-setiembre correspondientes al año más seco de la estadística; debería medirse el efecto de pasar a caudales anuales para el promedio de los dos años más secos de la estadística.

Artículo 41, inciso segundo:

Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación diaria o superior, cuando la capacidad máxima de su embalse más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo del presente reglamento, es suficiente para que la unidad opere a potencia máxima por al menos un día.

OBSERVACIÓN: la capacidad de regulación depende también de la cota mínima de generación del embalse; debe definirse el criterio (mínimo físico, mínimo para cumplir compromisos de riego, etc.) y el procedimiento para establecer dicho mínimo.

Artículo 42, inciso segundo:

Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación intra diaria cuando la capacidad máxima de su estanque más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo del presente reglamento, es suficiente para que la unidad opere a potencia máxima por al menos 5 horas consecutivas.

OBSERVACIÓN: dada la implicancia que tiene el volumen de regulación en la clasificación de la central como central de regulación intradiaria, y debido a que el tema ha sido objeto de discusión en el pasado, debería aclararse si se considera o no la posibilidad de que una central acumule agua el fin de semana para dar potencia diaria de 5 horas.

Artículo 44:

La potencia inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente promedio anual de la condición hidrológica indicada en el Artículo del presente reglamento.

OBSERVACIÓN: la potencia equivalente al caudal afluente promedio anual no da cuenta de las potencias que efectivamente puede garantizar una central hidroeléctrica de pasada, dada la variabilidad horaria, diaria, semanal y mensual de los caudales. Por una parte, el cálculo de la potencia inicial de la unidad generadora debe considerar los caudales que efectivamente pueden ser generados dada la capacidad de las obras hidráulicas y de las turbinas de la central, lo que lleva a que deban recortarse los caudales antes de calcular el caudal afluente promedio. Actualmente el CDEC trabaja con caudales medios mensuales, los que son sometidos al recorte señalado y luego promediados para calcular el caudal promedio del período de punta (meses de abril a setiembre inclusive). Al extenderse el cálculo al promedio anual, debería mantenerse el criterio de recortar los caudales antes de hacer el promedio, y eventualmente hacerse el promedio considerando caudales medios semanales; para esto, debería reemplazarse la expresión “caudal afluente promedio anual” por “caudal afluente generable promedio anual”. Por otra parte al considerarse la potencia inicial en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual, no se está tomando en cuenta que la potencia de suficiencia de la central hidroeléctrica pudiera resultar mayor que la que la central puede dar en el período del año en que sea crítico el abastecimiento de potencia; la justificación que pudiere tener el usar la potencia calculada con el caudal generable promedio anual puede ser el que el período en que es crítico el abastecimiento de la demanda puede considerarse como todo el año, con motivo de las características que ha ido teniendo la demanda en el SIC, así como por razones de mantenimiento de las unidades generadoras mayores del sistema.

Artículo 45:

A partir de la curva de duración de la demanda, preliminar o definitiva, según corresponda, se deberá hacer un llenado de curva con las distintas unidades generadoras que participan del cálculo, a efectos de determinar la potencia inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas con capacidad de regulación.

Este llenado de la curva de duración de la demanda se inicia colocando en la base, la potencia inicial de todas las unidades generadoras que participan del cálculo, distintas a las unidades generadoras hidroeléctricas con capacidad de regulación, más las unidades hidroeléctricas con capacidad de regulación serie, en proporción al uso de recursos hidroeléctricos de origen distinto al de las centrales definidas en el Artículo y Artículo , precedentes.

OBSERVACIÓN: Debe señalarse que la curva de duración de la demanda corresponde a una curva anual.

Artículo 46, inciso primero:

El resto del llenado de la curva de duración se realiza considerando para cada unidad generadora hidroeléctrica con capacidad de regulación, según corresponda:

OBSERVACION: debe aclararse que se trata de centrales con capacidad de regulación intradiaria, diaria o superior, no obstante debe notarse que el procedimiento que está propuesto para las centrales con capacidad de regulación está errado en el caso de las centrales con capacidad de regulación intradiaria, por cuanto en ellas cabe distinguir aquella parte del caudal que puede ser regulado y el caudal restante no regulado; para caudal no regulado el tratamiento debe ser el mismo que se indica en el segundo inciso del artículo 45, esto es, debe colocarse en la base la energía generable del caudal no regulado. La parte del caudal regulado de las centrales con capacidad de regulación intradiaria sigue el procedimiento señalado en el presente artículo para las centrales con capacidad de regulación.

Artículo 46, inciso tercero:

La energía de regulación total del conjunto de unidades generadoras con capacidad de regulación, deberá ser colocada en el resto de la curva de duración de la demanda cumpliendo con la condición de que exista igual margen porcentual durante todas las horas correspondientes al resto del llenado de la curva de duración de la demanda.

OBSERVACIÓN: No se entiende claramente a que se refiere la “condición de que exista igual margen porcentual durante todas las horas correspondientes al resto del llenado de la curva de duración de la demanda”. Lo que corresponde económicamente hacer con la energía de regulación, es colocarla en aquella parte de la curva de carga en que se maximiza la potencia proporcionada por las centrales que disponen dicha energía de regulación; esta forma de colocación se denomina “empuntar” pues corresponde a generar con estas centrales en aquellas horas donde tiene mayor valor la energía generada con el volumen de regulación, las que corresponden a las horas de mayor demanda u horas de punta. Por otra parte, como se verá en la observación al artículo siguiente, la colocación de la energía regulable de cada central con capacidad de regulación, debe hacerse individualmente y no para el conjunto de las unidades con capacidad de regulación.

Artículo 47:

A partir del mayor valor de potencia asociado a la energía de regulación del conjunto de unidades generadoras con capacidad de regulación, colocada en la curva de duración de la demanda, se obtiene la potencia de regulación a repartir entre las unidades generadoras hidroeléctricas con capacidad de regulación.

La potencia inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica con capacidad de regulación, se obtiene prorrateando la potencia de regulación a que se refiere el inciso anterior, en función de la energía de regulación de cada unidad.

Como resultado de la prorrata anterior, la potencia inicial de cada unidad generadora no podrá ser mayor a su potencia máxima, en cuyo caso, la potencia inicial será igual a la potencia máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su potencia inicial de manera proporcional hasta completar la potencia de regulación total del conjunto de unidades.

OBSERVACIÓN: El criterio descrito, de establecer la potencia inicial de las centrales con capacidad de regulación, como la prorrata de la potencia máxima en función de la energía regulada de cada planta tiene el sesgo de favorecer con potencia a las centrales que tienen mayor energía de regulación, en desmedro de centrales que tienen menos energía de regulación, pero que estarían en condiciones de ser empuntadas. En este sentido, el criterio de asignación de potencia debería considerar la colocación individual de las energías reguladas, de la siguiente manera: Se determina la potencia que puede colocar individualmente cada central (es decir como si se colocara en la curva de carga una sola central); luego las centrales con capacidad de regulación pueden agruparse en dos grupos: a) las centrales que quedaron en la posición más alta de la curva de carga pero experimentan alguna reducción de su potencia y b) aquellas que logran colocar individualmente toda su potencia, pues quedan en una posición intermedia de la curva de carga. A continuación se efectúa la colocación simultánea de las centrales de cada grupo, lo que determina la potencia máxima colocable por cada grupo, repartiendo esta potencia en proporción a la potencia colocada por cada central en la colocación individual.

Por otra parte se hace notar que la potencia de las centrales se ha colocado en una curva de duración que tiene como potencia máxima a la demanda máxima, en circunstancias que la potencia que se asigna es la demanda de punta, que es menor que aquella.

Artículo 49:

Por otra parte, el caudal afluente de cada unidad generadora hidroeléctrica, además del caudal de régimen natural, deberá incluir los caudales aportados por filtraciones, hoyas intermedias, extracciones reales, así como el descuento de caudales ecológicos y otros compromisos de riego, según corresponda.

OBSERVACIÓN: el caudal natural ya incluye filtraciones de embalses naturales y hoyas intermedias en régimen natural.

Artículo 52:

El valor resultante conforme a la reducción indicada en el artículo anterior, será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor esperado o realizado, para efectos del cálculo preliminar o definitivo, según corresponda.

Los mantenimientos mayores, sean estos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre y cuando estos se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año. Las diferencias que se produzcan respecto al periodo de duración del mantenimiento mayor de cada unidad serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada de cada unidad, en el caso que éste sea mayor. Si la duración del mantenimiento mayor resulta ser menor al periodo programado, el factor proporcional a que se refiere el inciso anterior, sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado.

OBSERVACIÓN: debería aclararse como se tratan los mantenimientos de centrales hidroeléctricas con varias unidades.

Artículo 53:

La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad estuvo en operación o disponible y el tiempo en que la unidad estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años calendario, consecutivos, durante todas las horas de cada año.

OBSERVACIÓN: debe especificarse como se calcula la IFOR para el caso de unidades generadoras nuevas, que no tienen 5 años de estadística. Debería aplicarse el mismo criterio del artículo 56.

Artículo 54:

La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cociente:

$$\text{IFOR} = \left[\frac{T_{\text{OFF}}}{T_{\text{ON}} + T_{\text{OFF}}} \right] \quad \text{donde,}$$

- IFOR : Indisponibilidad forzada.*
- T_{OFF} : Tiempo medio acumulado en que la unidad se encuentra indisponible ya sea por desconexión forzada o programada. Este tiempo considera el tiempo acumulado en todos los mantenimientos distintos a los definidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año calendario.*
- T_{ON} : Tiempo medio acumulado en que la unidad se encuentra en operación, o disponible, independiente del nivel de despacho.*

La DO podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y las normas técnicas pertinentes, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.

OBSERVACIÓN: debería considerarse las indisponibilidades parciales en el cálculo del IFOR.

Artículo 55:

La indisponibilidad forzada de una unidad generadora, incorporará todos aquellos eventos en que la unidad no esté disponible debido a indisponibilidad técnica de las instalaciones de transmisión que interconectan la unidad generadora al sistema.

Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de la lógica de suministro de uso exclusivo y dedicado para el abastecimiento del insumo principal o alternativo, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad, según corresponda. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada.

Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan más allá de las instalaciones asociadas a la unidad generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad.

2.8.1

OBSERVACIÓN: Debe quedar claro que las contingencias externas relativas al suministro del insumo principal que se produzcan más allá de las instalaciones asociadas a la unidad generadora, están consideradas en el cálculo de la menor disponibilidad anual de suministro del insumo principal, a que se refiere el artículo 27. Asimismo, dicha menor disponibilidad no debe considerar la indisponibilidad técnica de la lógica de suministro de uso exclusivo y dedicado para el abastecimiento del insumo principal. Todo lo anterior también se aplica al insumo alternativo.

Artículo 57 inciso primero:

La potencia de suficiencia preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia inicial, afectada por las reducciones indicadas en el artículo 51 y artículo 52 del presente reglamento, a partir de la diferencia entre la potencia esperada que la unidad aportaría en condiciones de suficiencia de potencia y la potencia esperada que dejaría de aportar a la suficiencia de potencia del sistema.

OBSERVACIÓN: La metodología para determinar la potencia de suficiencia preliminar de una unidad generadora no se entiende. Parecería que se trata de la aplicación del método de la convolución

Artículo 57 inciso segundo:

La suficiencia de potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLP_d, en donde LOLP_d es la probabilidad de pérdida de carga en condición de demanda de punta.

OBSERVACIÓN: lo que está definido en este inciso es la disponibilidad de potencia del sistema y no la potencia de suficiencia. Faltaría multiplicar el valor definido por la demanda de punta. Por otra parte, debe tenerse cuidado de cómo definir el LOLP de una demanda de punta que está recortada (promedio del 0,6% de las mayores demandas).

Artículo 58 inciso primero:

En aquellos periodos en donde se produce un cambio relevante en la oferta de potencia de un determinado sistema o subsistema eléctrico, a partir de la incorporación o exclusión de unidades generadoras, incluida la declaración de siniestro señalada en el artículo 21 del presente reglamento, se entenderá que existe un subperíodo de cálculo.

OBSERVACIÓN: Conviene establecer un porcentaje de la demanda de punta (por ejemplo 0,5%) que precise cuando el cambio en la oferta de potencia se considera relevante.

Artículo 58 inciso segundo:

En tal caso se deberán utilizar criterios de proporcionalidad pertinentes, a fin de determinar la potencia de suficiencia preliminar para cada subperíodo por separado, modificando sólo la oferta de potencia que corresponda.

OBSERVACIÓN: la potencia de suficiencia de una unidad generadora no solo depende de las características de esa unidad sino que también de las características de las restantes

2.8.1

unidades (a modo de ejemplo esto se observa en la aplicación de prorratas). Consecuentemente, cuando se definen subperíodos debe recalcularse la oferta de potencia de todas las unidades generadoras.

Artículo 60:

*La potencia de suficiencia definitiva de una unidad generadora corresponderá a la potencia de suficiencia preliminar, obtenida conforme **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, CAPITULO 2, del presente reglamento, escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de las potencias de suficiencia definitivas de todas las unidades generadoras sea igual a la demanda de punta del sistema o subsistema, según corresponda, determinada conforme a lo establecido en el Artículo 1 del presente reglamento.*

OBSERVACIÓN: Si el método de ajuste proporcional de las potencias de suficiencia preliminares, aplicando un factor de ajuste único para todas las unidades generadoras, se refiere al ajuste de potencias preliminares que surgen de una convolución, cabe señalar que este método discrimina a favor de las unidades con mayor indisponibilidad forzada (y en contra de aquellas con menor indisponibilidad). Ello podría justificarse como una simplificación, basada en que las IFOR de las unidades térmicas fueren parecidas entre sí, y que para las hidráulicas se esté calculando las potencias de suficiencia con los caudales medios anuales de la condición de año seco.

Artículo 63:

A partir del margen porcentual de potencia a que se refiere el presente reglamento, correspondiente al cálculo definitivo de cada año, la Comisión determinará el margen de reserva teórico, en adelante MRT, de cada sistema o subsistema. Dicho margen de reserva teórico será incluido por la Comisión en la fijación de precios de nudo correspondiente a abril de cada año y deberá ser actualizado con motivo de la fijación de precios de nudo de abril del año siguiente.

OBSERVACIÓN: basta con decir que el MRT será calculado anualmente, en la fijación de precios de nudo correspondiente a abril.

Artículo 64:

El MRT podrá adoptar distintos valores, en función de los valores que adopte el margen porcentual de potencia de cada sistema o subsistema.

En caso que el margen porcentual de potencia sea mayor a 50 %, el MRT será igual a 5%. En caso que el margen porcentual de potencia sea menor o igual a 50 %, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$\text{MRT} = 15\% - \frac{\text{Margen Porcentual de Potencia \%}}{10}$$

en donde,

2.8.1

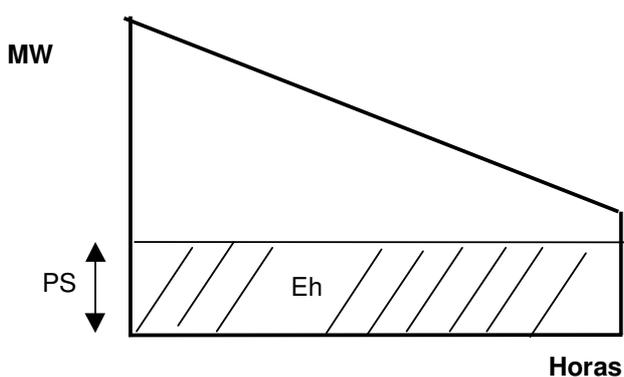
MRT : Margen de reserva teórico de potencia.
Margen Porcentual de Potencia : cuociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada sistema o subsistema a que se refiere el artículo 59.

OBSERVACIÓN: La fórmula no tiene una justificación conceptual, pero parece práctica, al hacer subir el precio de la potencia cuando el margen porcentual disminuye. Por otra parte hay un error en el segundo inciso: si el margen porcentual de potencia supera el 50%, el MRT debería de ser 10%. De lo contrario se daría una discontinuidad.

APÉNDICE: ASIGNACIÓN DE POTENCIA DE SUFICIENCIA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

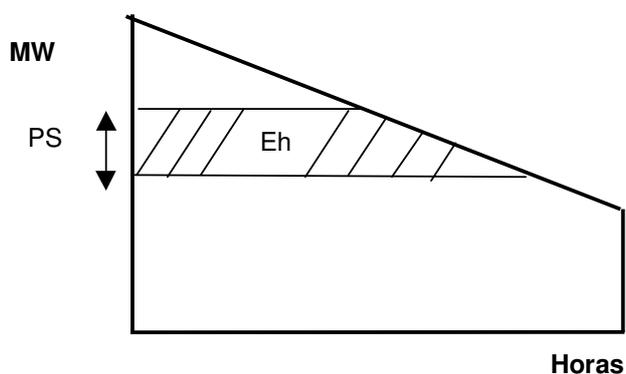
Puede demostrarse que económicamente la asignación más conveniente de potencias de suficiencia a centrales hidroeléctricas que poseen capacidad de regulación, se obtiene de colocar las energías disponibles de estas centrales, calculadas para condiciones de alta excedencia hidrológica, en aquella posición de la curva de carga que maximice la potencia obtenida. Utilizando este concepto de “maximizar la potencia y energía” de una central hidroeléctrica, que corresponde al despacho económico de la energía firme, se pueden distinguir los siguientes casos en el cálculo de la potencia de suficiencia de una central hidroeléctrica:

Para una central sin ninguna capacidad de regulación, la potencia de suficiencia será aquella que puede generar en el período crítico con un caudal afluente definido con una alta probabilidad de ocurrencia. La potencia de suficiencia PS es en este caso menor que la potencia máxima PM de la central.

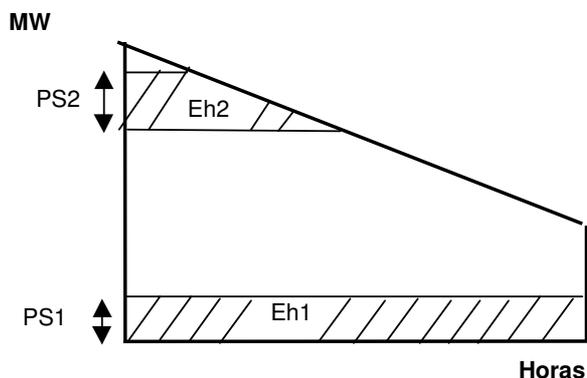


Para una central con una gran capacidad de regulación, que le permita sustentar toda la potencia, debe ser despachada de modo de modo que aproveche toda su energía y potencia, como se muestra en el esquema siguiente. La potencia de suficiencia PS es en este caso igual a la potencia máxima PM.

2.8.1

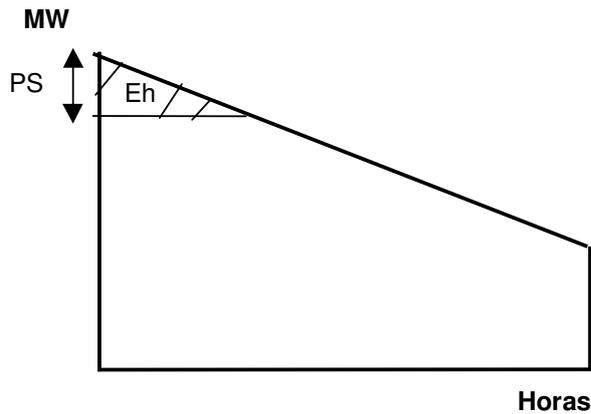


Una central con una capacidad de regulación limitada, que sólo le permita empuntar una parte de su energía tendrá un despacho como el indicado en la figura siguiente, con una potencia de suficiencia PS1 colocada en base y una potencia de suficiencia PS2 colocada en la zona intermedia de la curva de carga; se tiene en este caso que $PS1+PS2$ es igual a la potencia máxima. PM..



La energía regulable de una central no es suficiente para poder aprovechar toda la potencia. En este caso, representado en la figura siguiente, toda la energía Eh disponible, se coloca en la punta de la curva. La potencia de suficiencia de la central es igual a la potencia colocada PS y menor que la potencia máxima de la central PM.

2.8.1



Varias centrales compiten por la colocación en la parte más alta de la curva.

Cuando dos o más centrales tienen su mejor ubicación, colocadas individualmente en la zona más alta de la curva de duración, no hay posibilidad de ubicar todas ellas de modo de aprovechar toda la potencia que cada una colocó individualmente.

En este caso debe:

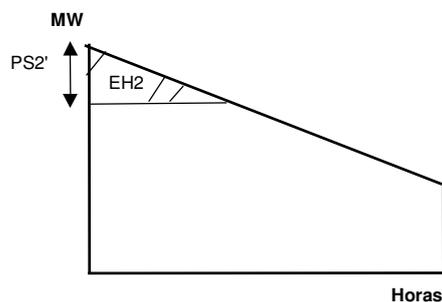
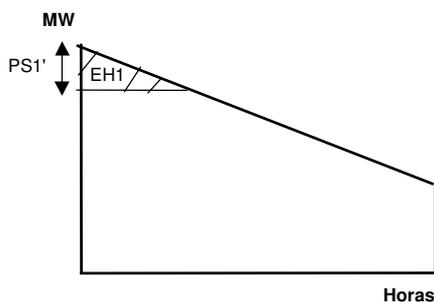
Determinar la potencia que cada una puede colocar individualmente (sin poner a las demás)

Colocar todas, una después de la otra, desde la punta a la base (con cualquier orden de prioridad) y determinar la potencia total colocada por estas centrales.

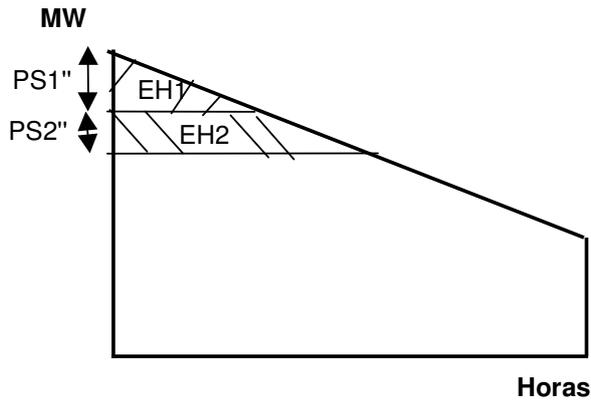
Reducir la potencia colocada individualmente por cada una en forma proporcional de modo que la suma de estas potencias reducidas sea igual a la potencia colocada por el conjunto. Es decir:

$$PS1 = (PS1' / (PS1' + PS2')) * (PS1'' + PS2'')$$

$$PS2 = (PS2' / (PS1' + PS2')) * (PS1'' + PS2'')$$

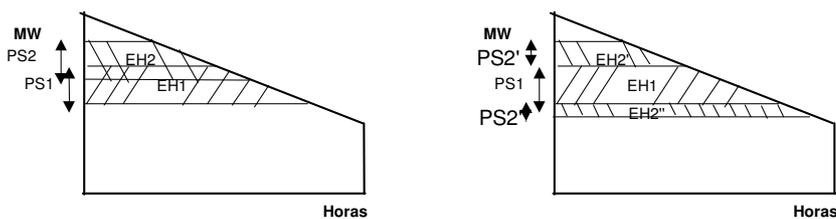


2.8.1



Varias centrales tienen la misma ubicación en la zona media de la curva de carga

Cuando al colocarlas individualmente (solas en la curva de duración) varias centrales tienen una parte de su ubicación en la zona intermedia en común con otras centrales, se puede demostrar que para cada una de ellas la potencia de suficiencia es igual a la potencia colocada individualmente (en la figura siguiente se cumple que $PS1$ es igual a la potencia máxima de la central 1 y que $PS2'+PS2''$ es igual a la potencia máxima de la central 2), excepto cuando al colocarlas todas se llena la parte fuera de base, o esta parte se topa con la parte de la curva de carga en que quedaron las centrales totalmente empuntadas (caso e) y queda alguna central operando de pasada por falta de demanda en punta. De ocurrir esta situación se debe reducir la potencia colocada individualmente por cada una en forma proporcional de modo que la suma de estas potencias reducidas sea igual a la potencia colocada por el conjunto



ANEXO 2: ANALISIS DE LOS COMENTARIOS EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS GENERADORAS DEL SIC AL PROYECTO DE REGLAMENTO PARA TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

1. INTRODUCCIÓN

Este documento contiene un análisis de las observaciones de las generadoras ENDESA, COLBÚN y GENER, al proyecto de reglamento de transferencias de potencia, en su versión de diciembre de 2004. El análisis se basa en los documentos con observaciones entregadas por dichos generadores a la CNE, y en las opiniones recogidas en reuniones sostenidas por el Consultor con esas empresas.

Con el objeto de centrar el análisis en las observaciones de fondo, que son las efectuadas a los temas más importantes que aborda el reglamento, se ha considerado revisar, en primer lugar, las observaciones a los temas más relevantes del reglamento, que el Consultor ha considerado son los siguientes:

- 1 Período de control para determinar la demanda máxima del sistema, a remunerar,
- 2 Asignación de la potencia de suficiencia a centrales hidroeléctricas
- 3 Tratamiento de la indisponibilidad del gas

2. ANALISIS DE OBSERVACIONES EN LOS TEMAS MÁS RELEVANTES

2.1 Demanda máxima del sistema y período de control

El aspecto relevante a resolver, en cuanto a la definición de la demanda máxima de potencia que el sistema debe satisfacer en condiciones de suficiencia, es si dicha demanda se define para un determinado período de control dentro de cada año, o bien si se define como demanda máxima cualquier valor que físicamente el sistema presente, con independencia del período del año en que ella se produce. Además, se tiene, como aspecto adicional, el tema de si el balance de potencia firme se realiza considerando un valor de demanda horaria o si se considera el valor promedio de un conjunto de demandas que esté en un determinado rango cercano al valor de demanda máxima horaria.

El proyecto de reglamento resuelve el primer aspecto estableciendo, en principio, que el balance de potencia de suficiencia se realiza considerando las demandas máximas ocurridas en un año calendario, y para el segundo aspecto dispone que se defina como demanda de punta *“el promedio del 0,6% de los mayores valores de la curva de carga horaria anual”* (Artículo 1, tercer inciso). Sin embargo, los artículos 35° y 38°, relativos a la consideración de la potencia firme excedente de autoprodutores y a la potencia de suficiencia en sistemas con capacidad hidroeléctrica inferior al 20% de la del sistema, respectivamente, disponen que dichas potencias se determinen considerando el período de control de la potencia de punta de clientes regulados. Lo anterior introduce una imprecisión en el cálculo de la potencia de suficiencia, en la medida que se mantengan los actuales períodos de control para la tarificación de la potencia firme. Por cuanto, se produciría el hecho que el balance de potencia se realizaría considerando el promedio del 0,6% de los valores más altos de la curva de carga horaria anual, en circunstancias que el período de control alcanza entre las 18 y 23 horas de días de trabajo de los meses de mayo a setiembre, denominados de invierno, en el SIC y de todos los meses del año en el SING. Habida consideración de que la demanda de punta en el SIC se produce en marzo o abril, fuera de los meses de invierno, y al mediodía en vez del período de las 18 a 23 horas, existe un descalce entre la demanda de punta real y la demanda de punta dentro del período de control. Aún cuando en el caso del SING el período de control se extiende a los 12 meses del año, una situación similar podría ocurrir entre la demanda de punta real y la del período de las 18 a 23 horas.

El problema planteado admite al menos dos soluciones:

La primera solución consiste en mantener el período de control para determinar la demanda de punta, y efectuar el balance de potencia firme considerando el promedio del 0,6% de las máximas demandas horarias en dicho período. Esta solución plantea el inconveniente de que la demanda de punta que los usuarios estarían pagando sería inferior en alrededor de 600 MW respecto de la demanda de punta real, en el caso del SIC. Esto implica que, o los generadores no están recibiendo la totalidad de la remuneración de potencia necesaria para mantener la confiabilidad adecuada para el abastecimiento de la potencia de punta real en el sistema eléctrico, o bien, la confiabilidad del sistema eléctrico a la hora de punta real es inferior a la que se determina para la demanda de punta en el período de control.

La segunda solución es ampliar el período de control a todos los meses del año, o incluir aquellos meses en que ya se sabe que allí se está produciendo la demanda de punta real

2.8.1

(marzo y abril en el SIC), y a su vez ampliar el horario de control diario para incluir las horas del mediodía en que se está produciendo la demanda de punta real. Esta solución es mejor que la anterior, pues lleva a que el sistema de precios remunere una potencia de suficiencia más acorde con la demanda de punta real del sistema, incentivando una mejoría de la confiabilidad del abastecimiento de potencia de punta. Debe tenerse presente, sin embargo, que la solución implica cambiar las reglas para todos aquellos clientes, sean libres o regulados, que actualmente modulan el uso de la potencia en el período de control definido como de horas de punta (meses de invierno, horario diario de 18 a 23 horas, días de trabajo), lo cual va a llevar a un incremento del uso de la potencia por parte de estos, una superposición de este incremento con la demanda que actualmente ocurre en el período de control, un desplazamiento de la demanda de punta real y eventualmente un incremento de la magnitud de esta. Ello llevaría en el caso del SIC a una demanda de punta real probablemente superior a los actuales 6000 MW. Sin embargo, una vez en régimen el nuevo período de control, va existir la posibilidad de que los clientes libres modulen nuevamente el uso de la potencia en horas de punta y en meses de punta.

En relación con este tema, las observaciones planteadas por las generadoras analizadas son las siguientes:

Observaciones de la ENDESA:

En sus observaciones sobre el tema del período de control de la potencia de punta, la ENDESA plantea la necesidad de que exista coherencia entre el período de definición de la demanda de punta para fines del balance de potencia firme y para fines de facturación a los clientes. Asimismo hace ver que en el caso que el período de control se extendiera a todas las horas del año desaparecerían los incentivos para modular de parte de los clientes, lo que impactaría en la demanda de punta. Si el período de control, que está definido para la facturación de los clientes regulados, no se modificara, se desincentivaría la contratación de generadores con distribuidoras. En definitiva, la ENDESA plantea dos posibles soluciones para resolver el problema:

- a) *Si la CNE desea calcular la demanda máxima considerando todas las horas del año, el pliego tarifario deberá ser coherente con esa condición y deberá considerar como período de punta o bien como período de control y medición de la demanda máxima de facturación con el precio de nudo de la potencia, también todas las horas del año. Es importante que exista coherencia en la remuneración de la potencia en toda la cadena de venta de este producto: del generador al cliente regulado y cliente libre, en las transacciones CDEC y también en la venta que realiza el distribuidor a sus clientes finales (regulados y libres).*
- b) *Otra opción tal vez más conveniente que la anterior es que la CNE disponga que las 53 mayores demandas a considerar para calcular la demanda de punta del sistema sean medidas u obtenidas dentro del mismo período de punta que defina la autoridad en el pliego tarifario. Así, cualquiera sea el pliego tarifario definido, toda la cadena de la venta de este producto queda ligado con dicho pliego, con lo cual se asegura coherencia económica y se evitan distorsiones en toda la cadena de suministro y facturación de este producto. En este caso si no se incluye en el pliego tarifario los meses de marzo y abril, probablemente se seguirán registrando las demandas máximas en esos meses.*

2.8.1

- c) *Independientemente de las alternativas expuestas anteriormente, se reitera la necesidad de que exista un período de transición con la finalidad de ir adaptando a la nueva realidad del reglamento, todos los contratos que ya han sido suscritos con los clientes libres en los cuales se incluye explícitamente un período de punta asimilado al actual pliego tarifario. Evidentemente nos referimos a aquellos contratos cuya fecha de expiración es posterior a la fecha de puesta en vigencia del nuevo reglamento.*

En relación con las recomendaciones de la ENDESA, se considera que la solución debe ir por lo planteado en a), tal vez con la variante de que no es totalmente necesario extender el período de control a la totalidad de las horas del año, bastando tal vez en el SIC incorporar algunos meses y extender el período horario de punta para incluir las horas inmediatas al mediodía. La solución planteada en b) tiene las dificultades señaladas anteriormente, en cuanto a crear desincentivos para instalar la cantidad de potencia que permita satisfacer la demanda de punta real con la seguridad de servicio suficiente. En el caso de implementarse la alternativa a) parece aconsejable considerar un período de transición de manera que se puedan ajustar los contratos con clientes libres que hoy consideran modulación de la potencia, y a su vez permitir que se adapten también los clientes de las distribuidoras que tienen la opción de tarifa horaria.

Observaciones de COLBÚN:

Colbún señala que *“el proyecto, al definir como demanda de punta el promedio del 0,6% de las máximas demandas horarias de todas las horas del año, representa un cambio muy importante, al menos para el SIC, ya que actualmente el período de control para efectos del cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras son 8 horas diarias durante el período mayo-septiembre, y las horas de punta para efectos de facturación son entre las 18:00 y las 23:00 horas excluyendo los sábados domingos y festivos en el mismo período mayo-septiembre, en que la demanda de punta corresponde a la hora de máxima demanda en las horas de punta”*. Dice Colbún que *“no existe ninguna razón para cambiar lo vigente. Hacerlo como se propone implica dar una señal que afectará la señal de punta del sistema, ya que los clientes no tendrán el incentivo para modular la demanda de potencia por algunas horas, ahorrándose el costo correspondiente, puesto que será imposible definir a priori esas horas, lo que incrementará la demanda de potencia y, por lo tanto, la necesidad de inversiones adicionales”*. Propone Colbún *“no efectuar el cambio del período de control de la demanda de punta para fines de facturación, y definir como potencia de punta para efectos del balance, el promedio del 0,6% de las mayores demandas horarias ocurridas en período de punta para fines de facturación a clientes regulados”*.

Por otra parte, Colbún argumenta:

“El efectuar el cambio del período de control de la demanda de punta, debiera hacerse producto de un análisis riguroso del comportamiento de la demanda del SIC que responda a éstas y otras interrogantes, análisis del cual no tenemos conocimiento.

Creemos que en tanto no exista un análisis como el mencionado se debe mantener lo vigente. Alternativamente, se puede dejar este tipo de consideraciones a la definición de cada CDEC.

2.8.1

Por último, si se desea mantener lo señalado en el proyecto, esto debiera hacerse dando un período razonable en que se mantenga lo actual, de manera que se puedan adecuar los contratos, especialmente con los clientes libres que tienen capacidad de regulación, para que puedan ajustarse a la nueva realidad.”

En opinión del Consultor, la propuesta de Colbún de mantener el esquema vigente de cálculo de potencia firme y asignación de la demanda de punta presenta los problemas enunciados anteriormente: baja señal para inversiones que incrementen la capacidad de abastecimiento del sistema en horas de punta.

Observaciones de GENER:

Gener señala que de acuerdo a la metodología general sugerida en el presente Artículo, los retiros de potencia que se le asignarán a cada generador se establecerán durante el período de demanda de punta del sistema (0,6 % de los mayores valores de la curva de carga horaria anual). Dado que la demanda de punta para clientes regulados se determina en un período de horas definido por los decretos tarifarios correspondientes, sugiere Gener que la medición de los retiros de potencia que correspondan al 0,6% de los mayores valores de la curva de carga se efectúe dentro del período de control de las empresas distribuidoras antes indicado.

Se observa que Gener propone que la potencia de suficiencia se asigne a la demanda de punta calculada manteniendo el período de control definido actualmente, creando con ello el problema de falta de incentivo para incrementar el abastecimiento de potencia de suficiencia en el período de potencia de punta real.

Recomendación del Consultor:

El Consultor recomienda se cambie el período de control de la potencia de punta para fines de facturación de los clientes regulados, y se haga coincidir con el período en que se midan las demandas de punta para el balance de potencia de suficiencia; en el caso del SIC este período puede corresponder a la incorporación de los meses de marzo y abril al actual período mayo-setiembre, y el incremento desde 5 a 8 horas diarias para definir los horarios de punta, lo que significa agregar al período de 5 horas de punta de la noche un período de 3 horas de punta al mediodía. Es recomendable también que se establezca un período de transición para que los clientes que actualmente modulan potencia puedan irse adaptando. Este período puede consistir simplemente en un período de gracia, de por ejemplo 3 años, un período de aplicación gradual del pago de la potencia o en una combinación de ambos (período de gracia seguido de período de aplicación gradual del precio). En la aplicación gradual, el consumo de potencia de punta en las horas de punta que se agregan, respecto de del consumo de potencia en las horas de punta anteriores, se facturaría a un precio que representa una fracción creciente del precio de la potencia.

El Consultor no recomienda que se mantenga indefinidamente la situación actual, con un período de control de la potencia de punta de facturación que ya tiene casi 25 años de aplicación.

2.2 Asignación de potencia de suficiencia de centrales hidroeléctricas

La asignación de la potencia de suficiencia o potencia firme a cada una de las unidades generadoras conectadas al sistema eléctrico es el aspecto más importante a establecer

2.8.1

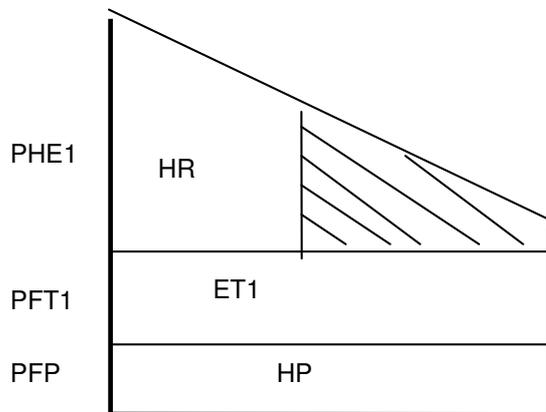
en el reglamento de potencia. Particular importancia reviste la aplicación del concepto de suficiencia de potencia en las centrales hidroeléctricas, puesto que la potencia de suficiencia que se asigne a esas centrales incide en la cantidad que se asigne a las centrales térmicas, debido a que entre ambas colocan la potencia que se asocia a la demanda máxima del sistema eléctrico.

La tendencia de los propietarios de centrales hidroeléctricas, observada en las observaciones al proyecto de reglamento, ha sido diferenciar un concepto de suficiencia de potencia con independencia del concepto de suficiencia de energía. El problema que este enfoque tiene estriba en el hecho que en el abastecimiento de la demanda de energía y potencia del sistema eléctrico no es posible separar ambos conceptos de suficiencia, sin comprometer en el largo plazo la adecuada disponibilidad de abastecimiento eléctrico.

En términos muy simples, el problema se plantea de la siguiente manera:

- 1) Supóngase que el sistema eléctrico posee un período - ya sea anual, semestral o mensual- en que el abastecimiento eléctrico es crítico. Este período se caracteriza ya sea por una hidrología seca o de disminución de aportes hidráulicos, por la ocurrencia de las demandas máximas o por una combinación de ambos factores.
- 2) Para el abastecimiento de la demanda en ese período se dispone de centrales hidroeléctricas de pasada, sin ninguna capacidad de regulación, que en condición hidrológica seca disponen de una energía HP con una potencia firme PFP; de una central hidroeléctrica de embalse con una energía regulada HR, y de centrales térmicas con potencia firme inicial PFT con disponibilidad suficiente para generar dicha potencia durante todo el período.
- 3) El problema se plantea en términos de cómo colocar la energía de regulación HR en la curva de carga del período crítico, en consideración a la posibilidad de empuntar dicha energía. Si se separa el concepto de suficiencia de potencia del de suficiencia de energía, se obtiene una colocación como la mostrada en la siguiente figura, que en la base tiene la potencia hidráulica de pasada PFP con su energía HP, y en que la totalidad de la energía regulable se ha empuntado, determinando con ello una "potencia de suficiencia" de las central de embalse PHE1. Por diferencia, las centrales térmicas colocan una potencia de suficiencia térmica PFT1, con una energía asociada ET1.

2.8.1

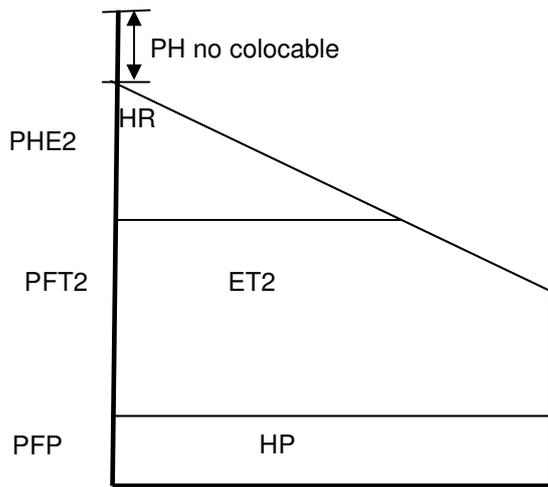


- 4) Se observa en la figura que el empuntamiento de la totalidad de la energía de regulación HR de la hidro de embalse, ha dejado un vacío de energía demandada que no tiene energía generada, a la derecha de la energía hidráulica de regulación que se empuntó (zona achurada en el dibujo). Si las potencias de suficiencia hidro y térmicas se asignaran de la manera mostrada, ocurriría que dicho vacío de energía dejada por el empuntamiento de la central de embalse, sería llenado en el corto plazo con energía de centrales térmicas, pero sin que se les asigne una potencia de suficiencia y sin recibir pago por ese concepto. En el largo plazo ello desincentivaría la instalación de potencia térmica suficiente, y ocurriría que llegada la condición crítica de abastecimiento, se afectaría la disponibilidad del abastecimiento de potencia y energía del sistema eléctrico, pues al no existir potencia térmica suficiente, habría que racionar la cantidad de energía faltante. Se concluye, entonces, que los conceptos de suficiencia de potencia y suficiencia de energía no son separables para determinar la asignación de potencia firme.
- 5) La manera de asignar la potencia de suficiencia hidráulica en las centrales con capacidad de regulación sin dejar vacíos de suficiencia de energía, es la mostrada en las figuras siguientes, en las cuales se observa que la energía regulada HR se ha colocado en al zona de la curva de carga que maximiza la colocación de potencia de suficiencia. Se ha ejemplificado dos casos. El Caso 1, en que la totalidad de la energía regulada puede empuntarse sin dejar vacío de energía en el lado derecho de la curva de carga, resultando una colocación de potencia PHE2, menor que el PHE1 obtenido empuntando toda la potencia y dejando el ya señalado vacío de energía; en la figura se aprecia el exceso de potencia instalada hidro de embalse sin respaldo de energía. La potencia de suficiencia térmica resultante se incrementa desde PFT1 a PFT2.

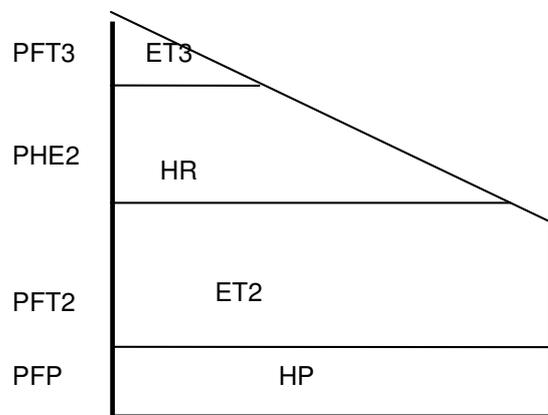
En el Caso 2, se tiene un embalse que logra colocar toda la potencia instalada como potencia de suficiencia, respaldada por la energía HR, sin dejar vacíos de energía; en este caso, la ubicación de la central de embalse necesariamente se sitúa en la zona intermedia de la curva de carga, pues a la central le falta potencia instalada para colocar su energía en la zona de la punta. Este caso permite resaltar un aspecto del proyecto de reglamento que, a juicio del Consultor, es erróneo; el se refiere a que en la colocación de la energía hidráulica de embalse

2.8.1

que se señala en el artículo 46 del proyecto de reglamento, esta aparece colocada totalmente en la punta, como en el Caso 1, en circunstancias que van a existir centrales en que ello no es posible y se dará la situación del Caso 2. Cuando, como debe ser, se trata la colocación de cada central de embalse separadamente, este hecho queda en evidencia. Además, esto evita tener que definir un margen de reserva de energía con el criterio de mantener un LOLP.



Caso 1



Caso 2

- 6) El ejemplo se ha desarrollado para el caso de una central de embalse; cuando hay varias centrales con capacidad de regulación se requiere colocar separadamente cada una de ellas en la curva de carga, a fin de evaluar la potencia de suficiencia que la energía de cada una puede sustentar. En el caso que se superpongan las potencias resultantes en una zona de la curva de carga, estas deben reducirse proporcionalmente a las energías firmes de cada una.

2.8.1

A continuación se analizan los comentarios efectuados por ENDESA, Colbún y Gener al proyecto de reglamento, en cuanto a la asignación de potencia de suficiencia.

Comentarios de la ENDESA:

En relación con los conceptos de suficiencia de potencia y suficiencia de energía, ENDESA señala lo siguiente:

“El nuevo método modifica sustancialmente la modalidad para medir la suficiencia en el caso de las centrales hidroeléctricas con regulación. En el método anterior la CNE siempre distinguió entre suficiencia de potencia y suficiencia de energía poniendo énfasis en que ambos conceptos no debían combinarse para medir los aportes de potencia de punta de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación. Sin embargo con el nuevo método ello ha sido modificado completamente en el sentido que la potencia de suficiencia de este tipo de centrales se determinaría con un algoritmo de cálculo (que presenta muchas dudas de interpretación) basado en una medición de suficiencia de energía anual del conjunto del parque generador, considerando una situación de extrema sequía (dos años extremos: 68 y 98).”

El método propuesto distingue a las centrales con capacidad de regulación en dos grupos: las de menor capacidad de regulación (intra-diaría) para las cuales sólo incluye en el cálculo su energía afluente anual en condición seca y las centrales de mayor capacidad de regulación (diarias o superior), ligadas con centrales de embalse las cuales además de su energía afluente anual les considera adicionalmente la Energía Inicial de los embalses (promedio de los 20 últimos años). Sin embargo, el algoritmo de cálculo reconoce el mérito de la regulación de este tipo de centrales sólo por la ubicación que hace de dichas energías (afluente o afluente + Inicial, según sea el caso) en el segmento superior de la curva de carga anual.

Sin embargo, dicho algoritmo no considera la característica de instantaneidad del producto potencia, ya que se limita sólo a una verificación del aporte de energía de las centrales (hidráulicas) para los efectos de medir el aporte de otro producto distinto como es la potencia de punta. Por esta misma razón, no considera la diferencia de regulación de tipo horario entre las distintas centrales hidroeléctricas, con lo cual el algoritmo afecta el reconocimiento del aporte de potencia de suficiencia que realizan las centrales con regulación, en especial para el caso de las centrales con menor nivel de regulación (el algoritmo no incorpora una diferenciación fina de la flexibilidad que tiene cada central para proveer un producto instantáneo que es la potencia de punta).

Lo anterior nos conduce también a analizar el hecho de medir el reconocimiento de potencia de suficiencia para abastecer el producto de potencia de punta a través de un método que considera la suficiencia de energía de estas centrales (para una condición de extrema sequía). El algoritmo realiza un llenado de energía en forma muy simplificada de una curva de carga anual del SIC cuya característica particular implica que deja un segmento de muchas horas para ser llenado con las energías de regulación de las centrales hidroeléctricas que poseen dicha capacidad. Con ello se diluye gran parte del efecto real de la regulación horaria que poseen las centrales hidroeléctricas para suministrar la potencia de punta del sistema, con lo cual se perjudica el reconocimiento del atributo de suficiencia de potencia de estas centrales. Al respecto cabe consignar lo siguiente:

2.8.1

- a) *La remuneración de una central se obtiene con los ingresos de potencia y de energía conforme a una medición adecuada de los aportes que realiza la central al suministro eléctrico según sus atributos de suficiencia de potencia y de suficiencia de energía. El método propuesto, al no considerar una medición correcta y detallada de la potencia de suficiencia desincentiva la construcción de centrales de embalse especialmente de tamaño mediano y de centrales con una pequeña capacidad de regulación (estanques).*
- b) *Al considerar el producto de suficiencia de energía para medir la potencia de suficiencia el algoritmo no debería abstraerse del sistema de precios de la energía respecto del cual los embalses cumplen con un rol esencial de estabilizar los costos marginales de la energía, para lo cual las centrales con regulación tienen aportes importantes en las horas de punta para evitar que se produzcan altos costos marginales en esas horas al evitar la entrada de unidades térmicas más caras, condición que no es remunerada ni por los CMg de energía (el embalse aplanó dichos costos) ni por los ingresos de potencia, pues no se les reconoce su verdadero aporte al suministro de potencia de punta (menor reconocimiento a su verdadero aporte) .”*

En relación con los comentarios de la ENDESA, cabe señalar en primer lugar que de acuerdo con los conceptos expuestos anteriormente, la potencia instantánea no tiene valor si no tiene energía asociada. La energía asociada es la que determina que aporte hace una central al abastecimiento de la demanda con suficiencia. Por este motivo se calcula el aporte de potencia cuando la central tiene suficiente energía en un año de hidrología seca, para sostener la potencia de suficiencia sin dejar vacíos de energía sin abastecer en la curva de carga.

En lo que concierne a la observación de que la propuesta reglamentaria de colocación de las centrales con capacidad de regulación, el Consultor comparte la crítica de que la colocación es simplificada pues suma la energía de todas las centrales. Como se señaló anteriormente, cada central con capacidad de regulación debe colocarse individualmente y después ver si todas tienen cabida. Si no lo tienen hay que reducir la potencia en forma proporcional.

Además debe tomarse en cuenta que centrales con pequeña regulación o exigencias de caudal mínimo no pueden empuntar todo el afluente y una fracción debe generarse como pasada.

Comentarios de COLBÚN:

Los comentarios de Colbún apuntan a discutir la necesidad o justificación misma del cambio reglamentario de cálculo de potencia firme, y no tanto a la metodología de cálculo y asignación de dicha potencia a centrales hidráulicas y térmicas. En este sentido, los principales argumentos de Colbún se dirigen a señalar que la propuesta reglamentaria significa una alteración profunda de la metodología que se ha venido plasmando en los últimos 5 años, a través de los distintos pronunciamientos de la autoridad reguladora y luego del Panel de Expertos, frente a las numerosas divergencias habidas en el CDEC sobre potencia firme. Más precisamente, en relación con la determinación de la potencia firme de centrales con capacidad de regulación, Colbún señala:

“Relacionado con las observaciones anteriores, no se visualiza ninguna razón para cambiar significativamente la forma en que se determina la potencia inicial de las

2.8.1

centrales hidráulicas con capacidad de regulación, especialmente si las centrales hidráulicas no se ven afectadas por los motivos que impulsan a cambiar la metodología de cálculo de potencia firme. En este sentido, debiera tender a mantenerse el esquema vigente, con los mínimos cambios posibles, de manera de entregar una señal de estabilidad.

Se deduce entonces que Colbún objeta la forma de cálculo de la potencia firme hidráulica mediante el llenado de la curva de carga, proceso que considera la colocación simultánea de suficiencia de potencia y energía.

Comentarios de GENER:

Gener plantea diversos comentarios a la metodología y criterios de determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas. Los principales comentarios de Gener sobre la determinación de la potencia firme de dichas centrales son los siguientes:

Estadística de caudales correspondientes al promedio de los dos años hidrológicos más secos (artículo 40):

- “Recomendamos considerar el año más seco de la estadística acumulada y que ésta no se restrinja a una ventana de 40 años, sino que sea una estadística que vaya agregando los años observados. Esto permitiría contar con una mejor base de datos y obtener una señal más robusta para efectos del cálculo de suficiencia. Además, esto es coherente con el tratamiento del resto de las centrales, a las cuales se les considera el peor año de disponibilidad.”

Al respecto, el Consultor considera razonable extender la estadística y no restringirse a 40 años; sin embargo, en cuanto a utilizar el año más seco de esa estadística, cabe señalar que en el SIC los dos años más secos tienen una energía afluente al sistema muy similar, por lo que se considera preferible usar el promedio de los dos años más secos para no tener impactos puntuales en algunas centrales.

Nivel inicial de los embalses (art. 41):

- “Para efectos de establecer la energía inicial, se deben utilizar niveles de embalse que sean coherentes con un período crítico de aportes hidráulicos. Un promedio de 20 años no es representativo de esta situación.”
- “Por otra parte, se estima necesario una mayor definición respecto de cómo serán consideradas en la modelación las extracciones adicionales, las filtraciones, las restricciones de riego, las centrales en serie hidráulica, cota mínima a considerar, cómo se aplicará el procedimiento descrito para nuevas centrales como Ralco, períodos de cálculo relevantes para cada sistema (¿año hidrológico para el SIC? ¿año calendario para el SING?)etc.”

2.8.1

- Idem a comentario de Artículo 12, en cuanto a que los procedimientos y metodologías que resulten necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento sean materia del Reglamento Interno de cada CDEC y sus manuales de procedimiento.

El Consultor considera que el período crítico de afluentes no tiene porqué coincidir con un nivel inicial bajo, pues el nivel inicial depende de condiciones hidrológicas del período (año hidrológico) anterior, que son independientes de las actuales. En consecuencia es razonable usar el promedio de 20 años. En todo caso, mejor sería usar el nivel real del año estudiado, pues con ello se estaría considerando la energía real de respaldo con que cuenta una central de embalse a comienzos del año hidrológico.

Por otra parte, el Consultor concuerda en que el procedimiento de cálculo de la potencia firme hidráulica debe considerar la mayor definición en los aspectos que señala GENER.

El Consultor no concuerda que sea el Reglamento Interno de cada CDEC el que detalle los procedimientos y metodologías para aplicar el reglamento. Es preferible que estos sean detallados en una Norma a emitir por el Ministerio a propuesta de la CNE, de manera que esta refleje fielmente la letra y el espíritu de lo propuesto en el Reglamento, evitándose con ello posteriores divergencias sobre la materia.

Llenado de la curva de duración de demanda con las centrales con capacidad de regulación (art. 46):

- *"Debería indicarse en forma más clara y explícita como se determina la energía de regulación de cada unidad generadora.*
- *"Antes de determinar la energía de regulación del conjunto de unidades generadoras con capacidad de regulación, se debe hacer el chequeo de que la energía de regulación de cada unidad generadora sea posible de turbinarse en dicha unidad generadora. De lo contrario, el método estaría asignando energía de regulación proveniente de un embalse que no tiene capacidad de ser turbinada a otra máquina del sistema, en circunstancias, que dicha otra máquina no tiene acceso a dicho embalse."*
- *La metodología debe incluir alguna modalidad de chequeo de que durante el llenado de curva, se cumplen con las restricciones de las centrales: capacidad máxima de embalsamiento, caudal turbinable, etc.*
- *De modo de mantener la misma probabilidad de pérdida de carga en las horas del resto del llenado de curva, se debería mantener un mismo margen de reserva en términos absolutos en MW y no en términos porcentuales.*

2.8.1

En cuanto al primer comentario de GENER, el Consultor está de acuerdo en que se explicita con más detalle como se calculará la energía de regulación de cada unidad generadora con capacidad de regulación.

En lo que se refiere al comentario de la colocación del conjunto de centrales, el Consultor considera que lo correcto es colocar cada central individualmente en la curva de carga, y no sumar las centrales, pues se estarían utilizando capacidades de regulación de unas centrales para apoyar la generación de otras en cuencas hidráulicas distintas.

Por otra parte, el Consultor concuerda en que debe efectuarse el chequeo de que en el llenado de la curva de carga se cumplen las restricciones físicas que cada central presenta (caudal turbinable, capacidad de embalsamiento).

Finalmente, si se coloca correctamente a las centrales de embalse en la curva de carga, se hace innecesario, como se señaló en el acápite 5), aplicar un criterio de LOLP para justificar un margen de reserva de las centrales de embalse. Sin perjuicio de lo anterior, si se aplicara dicho criterio, el margen a dejar debe ser constante en MW y no porcentual, pues las perturbaciones para las que se requiere dejar reserva están relacionadas con salidas de unidades generadoras y no con incrementos bruscos de carga.

2.3 Tratamiento de la indisponibilidad del gas

El Consultor concuerda en general con el tratamiento que el proyecto de reglamento da al cálculo de la indisponibilidad del gas natural proveniente de gasoductos internacionales. Concuerda asimismo en que se considere disponibilidad 100% para los combustibles como el petróleo, carbón, coke, LNG, que cuentan con cadenas de abastecimiento desde distintos mercados internacionales.

A continuación se revisan los principales comentarios de las generadoras sobre el tratamiento de la indisponibilidad del gas natural:

Comentarios de la ENDESA

ENDESA reclama que el proyecto de reglamento aplica procedimientos inequitativos o no homogéneos en relación con el tratamiento de la indisponibilidad de los diferentes insumos utilizados para generación, incluyendo el agua, y plantea tres opciones para solucionar el problema:

a) Una primera propuesta se refiere al caso en que la CNE quiera mantener para el caso de la sequía del gas natural, la menor disponibilidad de gas promedio anual de una ventana móvil de 5 años (estadística de los últimos 5 años). En este caso, por principio de equidad, para homogeneizar el tratamiento de dicha sequía con la de la sequía hidroeléctrica, debería modificarse en el caso de esta última el cálculo de la energía afluente de las centrales hidroeléctricas considerando para tal efecto el promedio de los 8 años más secos de la estadística hidrológica móvil de 40 años (40 últimas hidrologías). Ello significa considerar en ambos casos el 20 % de los peores situaciones de disponibilidad de ambos insumos (gas y agua).

Comentario: La sequía hidroeléctrica es un fenómeno natural aleatorio, pero que tiene un registro estadístico extenso; las situaciones de sequía extrema de esa estadística pueden

2.8.1

volver a repetirse con alguna probabilidad, siendo el promedio de 8 años más secos en la estadística de 40 años no representativo en absoluto de las situaciones verdaderamente secas. La sequía de gas argentino, en cambio, no obedece a factores naturales sino a causas más bien económicas de desajuste de la economía del país exportador; no es inequitativo, entonces adoptar un período distinto para registrar las indisponibilidades de gas natural importado mediante redes de gasoductos. No obstante, usar los últimos 5 años como referencia para la “sequía de gas” lleva implícito que hay una evolución en el comportamiento del fenómeno y lo ocurrido en los últimos 5 años son una señal del comportamiento futuro. En opinión del Consultor no hay razón para usar sólo los últimos 5 años y no toda la experiencia acumulada.

Para el caso del carbón y petróleo también debería considerarse su disponibilidad real y no atribuir “per se” una disponibilidad de 100% por ser productos de “mercado global”, en especial para el caso del carbón. Lo anterior en el sentido que la suficiencia de potencia de una central a carbón se debe medir no por su potencial para conseguir la importación de carbón, sino por su disponibilidad en cancha de este combustible en todo momento (no existe definido un período de punta) para justificar su aporte a la suficiencia de potencia al menos por un determinado período. No obstante debe reconocerse que la certificación y estadística para medir la disponibilidad de este tipo de centrales debe ser a futuro, incluso con un período de transición ya que las decisiones de carbón históricas evidentemente respondieron a requerimientos operativos ajenos a esta nueva metodología.

Comentario: En relación con los combustibles importados de un mercado más amplio, hay que aceptar la evidencia de que históricamente no ha habido problemas para obtener un suministro adecuado de ellos. A pesar de esto debe haber exigencia de esquemas de suministro que permitan contar con los volúmenes adecuados en caso necesario (stocks mínimos o contratos de suministro, etc.)

b) Una segunda opción sería mantener el método anterior pero considerando una serie estadística extendida para el caso del gas natural y los otros combustibles (carbón, petróleo, gas licuado) que podría llegar hasta valor máximo razonable de 10 años. Si se considera, como en el caso anterior, el peor año de disponibilidad de esta ventana móvil extendida, la coherencia con el insumo hidroeléctrico significaría que la medición de la energía afluente promedio de las centrales hidroeléctricas debiera determinarse, correspondientemente, considerando los 4 años más secos de la estadística hidrológica de 40 años, esto es, considerando en ambos casos como una proporción del 10% de los peores casos de la estadística correspondiente.

Comentario: lo mismo ya comentado para la alternativa a). Una probabilidad de excedencia de 90% es claramente insuficiente para definir la confiabilidad del sistema. En un 10% de los casos habría menor energía y por lo tanto déficit en el sistema.

c) Una tercera opción es construir, en cada caso, una función de probabilidades de la disponibilidad de cada insumo sobre la base de su estadística relevante y utilizar como criterio para determinar los casos más desfavorables para promediar las disponibilidades un determinado valor de probabilidad de excedencia asociada a un nivel razonable de seguridad de suministro del sistema.

Para el caso hidroeléctrico un nivel de probabilidad de excedencia que resulta muy adecuado es el de 90%, pues guarda plena consistencia con el concepto de Energía

2.8.1

Firme que se define en el artículo 16°, Título IX de las Disposiciones Transitorias del DS N° 327. En dicho artículo el concepto de energía firme se asocia justamente con el de hidrología seca, que es un indicador definido por la Autoridad para medir suficiencia de energía, la cual se define como "Se entiende por hidrología seca, el año de la estadística hidrológica definido como el de probabilidad de excedencia más próxima a 90%, para el sistema eléctrico en conjunto". Por coherencia, este mismo criterio podría utilizarse para la medición de suficiencia de potencia dado que el método mismo considera justamente el "llenado" de la curva de carga con la disponibilidad de energía de las distintas centrales del sistema.

Para el caso del gas natural, es recomendable construir la función de probabilidades sobre la base de desagregar la estadística anual de disponibilidad de este combustible a etapas mensuales y después determinar los meses con mayor indisponibilidad con la probabilidad de excedencia definida para este insumo. Conforme a lo señalado anteriormente, dado que un corte de gas natural significa indisponibilidad inmediata de este combustible (no se puede almacenar y paliar efectos intra-semanales), la probabilidad de excedencia para determinar los meses más desfavorables de este insumo debería ser más exigente que en el caso hidroeléctrico, por ejemplo un 95% de probabilidad de excedencia.

Comentarios: El Consultor no considera inequitativo adoptar períodos distintos para tratar las sequías de gas e hidroeléctrica. No obstante, puede comentar que:

El uso de una curva de probabilidad log-normal para determinar la probabilidad de excedencia lleva implícito aceptar que la energía afluente real cumple con esa distribución. Sin embargo la realidad indica que este ajuste no sería válido en los extremos de la distribución: 2 casos de sequía severa (de similar valor como energía afluente) en 40 indican una probabilidad de ocurrencia de 5%.

Usar una serie hidrológica lo más extensa posible lleva implícita la idea que la distribución de probabilidades de la energía afluente no ha cambiado en el tiempo, es decir no hay una tendencia a menores afluentes o mayores afluentes. Esto parece razonable mientras no haya evidencias en contrario.

Comentarios de COLBUN:

COLBUN señala lo siguiente: No vemos razón alguna para no llevar también un control estadístico de la disponibilidad de insumos como el carbón, petcoke, diesel o gas natural licuado, y aplicarles la misma metodología que se pretende aplicar al gas natural argentino. Probablemente su disponibilidad será bastante mayor que la del gas natural argentino, pero no puede a priori asegurarse que ella sea igual a 100 % como lo considera el proyecto. Considerar sólo la disponibilidad de un insumo es una discriminación en contra de aquellas unidades que utilizan gas natural argentino.

Por ejemplo, una central de ciclo combinado con petróleo diesel es el mayor consumidor individual de ese combustible. Ante esto cabe la pregunta, ¿existe en el país capacidad de producción de diesel para abastecer a tres o más centrales de ciclo combinado generando a plena carga, además de los otros consumidores de este combustible?

2.8.1

En relación a los planteamientos de COLBUN, el Consultor repite lo señalado ante similar observación de la ENDESA, esto es: en relación con los combustibles importados de un mercado más amplio, hay que aceptar la evidencia de que históricamente no ha habido problemas para obtener un suministro adecuado de ellos. A pesar de esto debe haber exigencia de esquemas de suministro que permitan contar con los volúmenes adecuados en caso necesario (stocks mínimos o contratos de suministro, etc.).

Comentarios de GENER:

Las observaciones principales de GENER sobre la indisponibilidad del gas son las siguientes:

- *Se recomienda considerar una ventana móvil de no más de 2 años previos al año de cálculo. Esto es para entregar una señal más potente a los agentes del mercado para una rápida reacción en el sentido de mejorar situaciones de indisponibilidad. Como el impacto de la indisponibilidad es inmediato, una ventana pequeña también permite un reconocimiento rápido a la solución que se implemente para mejorar la disponibilidad de los insumos primarios y/o secundarios (negociación con proveedores para una mayor disponibilidad vs mayores precios del insumo).*

El Consultor considera que el período debe tener en cuenta toda la experiencia acumulada, por cuanto no hay razones para pensar que en el futuro pueda haber un cambio importante en las razones del problema.

- *Además, la ventana móvil debería incluir el año del cálculo y la disponibilidad real del año debería incluirse en el cálculo definitivo. Esta definición debe ser coherente con el uso de otras estadísticas (hidrologías, restricciones, extracciones, riesgos, etc)*

El Consultor considera inconveniente que la disponibilidad real de cada año se considere en el cálculo definitivo, como lo mismo debería aplicarse a otras variables, como la hidrología, hace totalmente fluctuantes las potencias firmes de las centrales, perdiéndose el concepto de ser una potencia de suficiencia.

- *Se debe precisar como se registrará la estadística de disponibilidad de los insumos, si en caso de falta de insumo principal y/o alternativo, el Generador ejerce la opción de retirar la máquina. ¿la indisponibilidad se contabilizará solo hasta el momento en que se ejerce la opción o será independiente de esta acción?*

En opinión del Consultor, la falta de insumo no debe ser tratada como indisponibilidad mecánica y por lo tanto no se debería poder ejercer la opción de retirar la máquina.

2.8.1

**ANEXO 3: ANALISIS DE LOS COMENTARIOS EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS
GENERADORAS DEL SING AL PROYECTO DE REGLAMENTO PARA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA**

ANEXO 4: ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA POTENCIA DE SUFICIENCIA DEL PROYECTO DE REGLAMENTO Y COMPARACIÓN CON METODOLOGÍA ALTERNATIVA

1. Introducción

Esta minuta presenta la simulación del cálculo de potencia de suficiencia en el Sistema Interconectado Central (SIC) para el período 2005-2009, aplicando dos metodologías: la descrita en el Borrador de Reglamento de Potencia, emitido por la CNE en Diciembre de 2004, y una metodología alternativa recomendada por SYNEX.

Cabe señalar que la diferencia entre las dos metodologías estriba solamente en el tratamiento de la potencia de suficiencia de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación:

- En esencia, con la metodología del borrador de reglamento elaborado por la CNE, la energía hidroeléctrica regulada se coloca en la parte superior de la curva de duración de la demanda, luego de haber colocado la potencia de suficiencia de centrales de pasada y toda la potencia instalada térmica (sin reducciones por indisponibilidad y otros factores), lo que lleva a que dicha energía de regulación rebalse fuera de la curva de carga, dando origen a un margen de reserva que, en opinión de SYNEX, no tiene justificación conceptual alguna en el contexto de la definición de una potencia de suficiencia.
- La alternativa recomendada por SYNEX para determinar la potencia de suficiencia de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, consiste en esencia en colocar la energía regulada de estas centrales en la curva de carga en la posición que maximiza la potencia de suficiencia, pero quedando esta potencia completamente respaldada para las condiciones de hidráulicidad crítica definida, cosa que no ocurre en el caso de la metodología del borrador de reglamento de potencia. Este criterio de colocación es un mejoramiento del criterio de determinación de potencia firme para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación que estuvo vigente hasta 1998, con anterioridad a la entrada en vigencia del DS N° 327, que estableció el reglamento de la ley eléctrica.

En el Anexo 1 se presentan las observaciones que merece el criterio de colocación de energía de regulación hidroeléctrica con el criterio del borrador de reglamento.

El punto 2 de este informe presenta el desarrollo de la metodología del proyecto de reglamento. En el punto 3 se describe la metodología alternativa propuesta por SYNEX. Los resultados de las simulaciones y su análisis se presentan en el punto 4. Finalmente, en el punto 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. Metodología CNE para cálculo de potencias firmes

2.1 Definición de la demanda máxima del sistema

- Promedio de los valores horarios que se encuentren dentro del 0.6% de los mayores valores de demanda de la curva de carga horaria anual (53 horas).

2.2 Determinación de la Potencia Firme Inicial de las centrales térmicas

Considera:

- Potencia máxima de las centrales
- Efecto disponibilidad de insumo principal/alternativo
 - Para los CC existentes (salvo Nehuenco 2) se ha considerado una indisponibilidad de GNA de 1 mes/año. Esto implica que durante un mes al año su potencia máxima se derratea en un 10% (por uso del combustible alternativo diesel).

$\text{Pinicial}_{\text{CC}} = \text{Pinicial}_{\text{CC}} \times (1/12 \times 0.9 + 11/12)$ $\text{Pinicial}_{\text{OTRAS CENTRALES}} = \text{Potencia máxima}$
--

2.3 Determinación de la Potencia Firme Inicial de las centrales hidráulicas.

La determinación de la potencia firme inicial de las centrales hidráulicas se inicia con la clasificación de éstas según la energía que puedan regular. Dependiendo de esta clasificación se define la potencia inicial de las centrales hidráulicas. Para las centrales con capacidad de regulación, la metodología de la CNE distingue las centrales con capacidad de regulación intradiaria y las con capacidad de regulación diaria o superior. Cabe señalar que para las primeras SYNEX ha analizado dos variantes, por las razones que señalan:

- La primera variante es la que se deduce de leer la metodología presentada por la CNE en su informe de Diciembre del 2004. Según la metodología propuesta, las centrales que pueden regular la suficiente energía para colocar toda su potencia máxima durante al menos 5 horas, son tratadas como centrales con capacidad intradiaria (segundo inciso del artículo 42); las centrales cuya capacidad del estanque de regulación no permite cumplir dicha condición son tratadas como centrales de pasada, aún cuando su energía de regulación podría ser suficiente para colocar una parte de su potencia durante estas 5 horas. El efecto de este tratamiento discriminatorio no es menor, por cuanto a aquellas que no cumplen con el requisito de las 5 horas no se les reconoce capacidad de regulación.
- La variante que ha analizado SYNEX resuelve el problema anterior, por cuanto reconoce que las centrales que no pueden entregar su potencia máxima durante 5 horas si podrían entregar una potencia menor durante igual número de horas. El tratamiento que se da a estas centrales consiste en definir una potencia máxima menor tal que cumplan con el requisito de dar esta potencia durante las 5 horas. Esta variante es importante en el caso de centrales nuevas pues permite realizar un diseño optimizado de los estanques de regulación.

2.3.1 Clasificación de centrales hidro y potencia firme inicial: Variante 1

2.3.1.1 Clasificación de las centrales hidráulicas

- Centrales con regulación diaria o superior son aquellas que cumplen con la siguiente condición:

$$\text{Estanque regulación (MWh)} / 24 \text{ (horas)} + \text{Potencia Afluyente (MW)} \geq \text{Pmáxima (MW)}$$

- Centrales con regulación intradiaria son aquellas que no cumplen con la condición anterior y si cumplen con el siguiente requisito:

$$\text{Estanque regulación (MWh)} / 5 \text{ (horas)} + \text{Potencia Afluyente (MW)} \geq \text{Pmáxima (MW)}$$

- Centrales aguas ubicadas aguas abajo de una central que tiene regulación.
- Centrales sin regulación son aquellas que no cumplen ninguna de las condiciones anteriores.

2.3.1.2 Determinación de la Potencia Inicial de las centrales hidráulicas

- Centrales sin regulación:

$$\text{P inicial (MW)} = \text{Pafluyente (MW)}$$

donde Pafluyente corresponde a la potencia promedio anual afluyente durante los 2 años más secos de la estadística hidrológica (68-69, 98-99).

- Centrales con regulación:

La potencia inicial de estas centrales depende del llenado de la curva de carga anual, por lo que dependerá básicamente de 2 parámetros: la energía de regulación de la central y la potencia máxima colocable en la curva de carga.

- Energía de regulación anual (Eregulación) de cada central y potencia máxima colocable.
 - Centrales con regulación diaria o superior:

$$(1) \text{ Eregulación (GWh/año)} = \text{Pafluyente (MW)} \times 8.76 + \text{E inicial (GWh)}$$

2.8.1

$$P_{\text{max colocable}} = P_{\text{máxima central}}$$

- Centrales con regulación intradiaria:

En el caso de las centrales de regulación intradiaria se distinguen 2 tipos:

- aquellas que tienen un caudal afluente diario que les permite almacenar diariamente menos energía que el volumen de su estanque de regulación.
- aquellas que tienen un caudal afluente diario que les permite almacenar diariamente más energía que el volumen de su estanque de regulación.

Para el primer tipo de centrales de regulación intradiaria, el volumen de regulación y la potencia colocable en la curva de carga vendrán dados por la siguiente expresión:

$$(2) E_{\text{regulación}} (\text{GWh/año}) = 365 \times [P_{\text{afluente}}(\text{MW}) \times 24]$$

$$P_{\text{max colocable}} = P_{\text{máxima central}}$$

donde:

P_{afluente} = potencia afluente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

Para el segundo tipo de centrales de regulación intradiaria, el volumen de regulación vendrá dado por la siguiente expresión:

$$(3) E_{\text{regulación}} (\text{GWh/año}) = 365 \times \text{Est}_{\text{REG}}$$

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

como en este caso existirá energía afluente que no se puede almacenar, se define para estas centrales una potencia pasada equivalente a:

$$(4) P_{\text{pasada}} (\text{MWh}) = \text{Min} [P_{\text{máxima}}, P_{\text{afluente}} (\text{MW}) - \text{Est}_{\text{REG}} / 24]$$

En este caso la potencia colocable en la curva de carga vendrá dada por la expresión:

$$(5) P_{\text{max-reg}} (\text{MW}) = P_{\text{max}} - P_{\text{pasada}}$$

2.8.1

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

$Pafluente$ = potencia afluente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

$P_{max-reg}$ = potencia máxima colocable en la curva de carga

- Centrales en serie hidráulica:

Las centrales en serie hidráulica son modeladas como una central con regulación y una componente pasada. La componente pasada corresponde a la potencia asociada a las hoyas intermedias, mientras que la central regulación tiene la siguientes características:

$$(6) \text{ } E_{reg_{SERIE}} \text{ (GWh/año)} = E_{reg} \text{ (GWh/año)}_{EMBALSE} \text{ aguas arriba } \times \frac{R_{SERIE}}{R_{EMBALSE}}$$

$$(7) \text{ } P_{max-reg_{SERIE}} \text{ (MW)} = P_{max_{SERIE}} - P_{pasada_{SERIE}}$$

$$(8) \text{ } P_{pasada_{SERIE}} \text{ (MW)} = R_{SERIE} \times \text{Caudal hoyas intermedias}$$

donde,

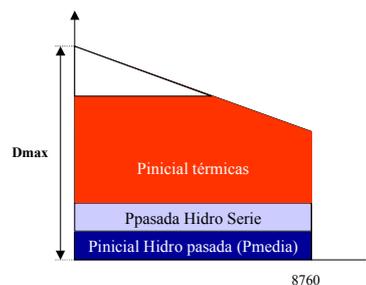
R_{SERIE} = rendimiento central serie

$R_{EMBALSE}$ = rendimiento central de embalse

$P_{pasada_{SERIE}}$ = potencia pasada serie

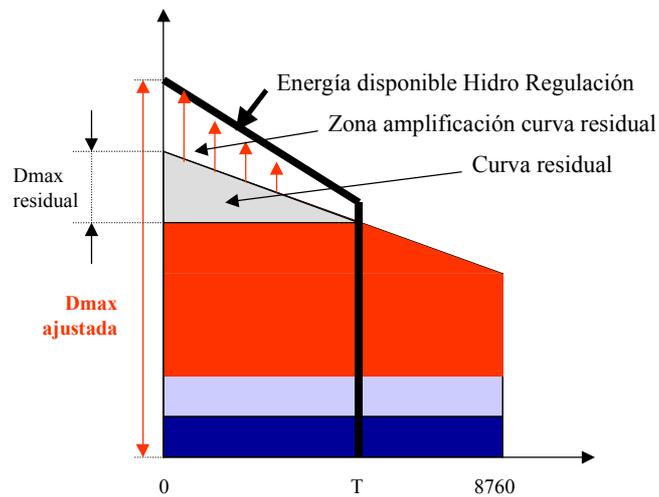
$P_{max-reg_{SERIE}}$ = potencia máxima colocable en la curva de carga

- Se llena la curva de duración anual del sistema.
 - Primero se coloca la potencia inicial de las centrales hidro que no tienen regulación
 - A continuación se coloca la potencia pasada de aquellas que si tienen regulación pero rebasan (5).
 - Luego se coloca la componente pasada de las centrales ubicadas aguas debajo de centrales con regulación (8).
 - En tercer lugar se coloca la potencia inicial de las centrales térmicas.



2.8.1

- La suma de las energías de regulación de las centrales con regulación {Eregulación sistema = (1) + (2) + (3) + (6) } se intenta colocar en la curva de duración residual. En caso que la Eregulación sea mayor que la energía que falta por abastecer en la curva de carga, se aumenta proporcionalmente la demanda de la curva residual.



donde:

$$\text{Margen porcentual} = \left[\frac{E_{\text{REGULACIÓN}} - E_{\text{CURVA RESIDUAL}}}{E_{\text{BAJO CURVA RESIDUAL}}} \right]$$

$$D_{\text{max ajustada}} = D_{\text{max}} * \text{Margen porcentual}$$

$$\text{Energía disponible Hidro Regulación} = \text{Margen porcentual} * \text{Energía bajo curva } 0 - T$$

EJEMPLO:

Para el año 2005 (suponiendo la misma forma de la curva de carga del año 2004 y una tasa de crecimiento de 7,5%) estos parámetros tomarían los siguientes valores:

Energía curva residual = 4.909 (GWh)

Energía regulación = 11.001 (GWh)

Dmax = 5.784 (MW) ; Dmax residual = 1.853 (MW)

Margen porcentual = $\left[\frac{11.001 \text{ (GWh)} - 4.909 \text{ (GWh)}}{28.685 \text{ (GWh)}} \right] = 0,2124$

Dmax ajustada = 3.081 (MW)

Energía zona amplificación = 6.092 (GWh)

Energía zona amplificación + Energía curva residual = 11.001 (GWh)

- Después de este ajuste, la demanda máxima ajustada (Dmax ajustada) es prorrateada en función de la energía de regulación de cada central.

2.8.1

- La potencia de cada central que resulte de esta prorrata no debe exceder la potencia máxima que cada central puede colocar en la curva de carga.
- En caso que la suma de las potencias resultantes sea menor que D_{MAX} (por efectos de acotar las potencias a la potencia máxima colocable de cada unidad), se calcula el déficit por abastecer.
- Este déficit por abastecer es prorrateado en función de la energía de regulación de aquellas centrales que no coparon su potencia colocable en la curva de carga.
- La potencia inicial de cada central con regulación será igual a la potencia colocada en la curva de duración.
- La potencia inicial de cada central perteneciente a un grupo “central-regulación + central aguas abajo” será igual a la potencia de regulación asignada al grupo prorrateada en función de su rendimiento respecto de la suma de los rendimientos de las otras centrales de dicho grupo.

2.3.1 Clasificación de centrales hidro y potencia firme inicial: Variante 2

2.3.2.1 Clasificación de las centrales hidráulicas

Se mantiene la clasificación de la variante 1, pero en este caso todas aquellas centrales que tienen estanque de regulación van al llenado de la curva de carga, incluso si no alcanzan a generar su potencia máxima durante 5 horas.

En este caso pueden darse 2 situaciones:

- c) aquellas que tienen un caudal afluente diario que les permite almacenar diariamente menos energía que el volumen de su estanque de regulación.
- d) aquellas que tienen un caudal afluente diario que les permite almacenar diariamente más energía que el volumen de su estanque de regulación.

Para el primer tipo de centrales, el volumen de regulación y la potencia colocable en la curva de carga vendrán dados por la siguiente expresión:

$$(9) \text{ Eregulación (GWh/año)} = 365 \times [\text{Pafluente(MW)} \times 24]$$

$$\text{Pmax colocable} = \text{Eregulación} / \text{HP}$$

donde:

Pafluente = potencia afluente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

HP = horas de punta

Para el segundo tipo de centrales, el volumen de regulación vendrá dado por la siguiente expresión:

$$(10) \text{ Eregulación (GWh/año)} = 365 \times \text{Est}_{\text{REG}}$$

2.8.1

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

como en este caso existirá energía afluyente que no se puede almacenar, se define para estas centrales una potencia pasada equivalente a:

$$(11) P_{pasada} \text{ (MWh)} = \text{Min} [P_{m\acute{a}xima}, P_{afluyente} \text{ (MW)} - Est_{REG} / 24]$$

En este caso la potencia colocable en la curva de carga vendrá dada por la expresión:

$$(12) P_{max-reg} \text{ (MW)} = \text{Min}(P_{max}-P_{pasada}, E_{regulaci\acute{o}n} / HP)$$

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

$P_{afluyente}$ = potencia afluyente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

$P_{max-reg}$ = potencia máxima colocable en la curva de carga

HP = horas de punta

2.4 Determinación de la Potencia Firme Preliminar de las centrales

Es el resultado de un modelo probabilístico que considera los siguientes parámetros de cada unidad:

- Potencia inicial de centrales
- Consumos propios
- Factor de mantenimiento (# días mantenimiento/365)
- Tasa de salida forzada

La potencia inicial de centrales se reduce en la potencia de los consumos propios y el valor resultante se multiplica por (1-factor de mantenimiento); con el resultado de esta operación se obtiene el valor de potencia que entra al modelo probabilístico. El modelo probabilístico es un modelo de convolución, en el cual se determina la potencia firme que aporta cada una de las centrales térmicas e hidráulicas del sistema eléctrico, caracterizadas por los parámetros indicados anteriormente, como el valor esperado de potencia con que concurre la central para obtener una probabilidad de abastecimiento conjunto de la demanda máxima igual a (1-LOLP), donde LOLP es la probabilidad de pérdida de carga del conjunto de centrales para satisfacer la demanda máxima.

2.5 Determinación de la Potencia Firme Final de las centrales

La potencia de suficiencia (o potencia firme) final de cada central se obtiene como una prorrata de la demanda máxima del sistema, en función de la potencia firme preliminar de cada central, según la siguiente fórmula:

$$\text{Pfirme final} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\square \text{ Pfirme Preliminar}} * \text{Pfirme preliminar}$$

3. Metodología alternativa para cálculo de potencias firmes

La única diferencia que existe entre el método propuesto por SYNEX y el método CNE-variante2 está vinculada a la forma en que se calcula la potencia de suficiencia de las centrales de regulación. En efecto, la diferencia fundamental consiste en la forma en que la energía de regulación de las centrales hidráulicas es colocada en la curva de carga del sistema. A continuación se explica con más detalles este tratamiento.

3.1 Determinación de la Potencia Firme Inicial de las centrales hidráulicas

3.1.1 Clasificación de centrales hidráulicas

La potencia firme inicial de las centrales hidráulicas se inicia con la clasificación de éstas según la energía que puedan regular. Dependiendo de esta clasificación se define la potencia inicial de las centrales hidráulicas. En esta metodología todas las centrales que tienen estanque de regulación son catalogadas como “centrales de regulación”, aún cuando aquellas que no pueden dar su potencia máxima por un mínimo de tiempo son tratadas de la misma manera que se explicó en el método CNE-variante 2. Es decir, el criterio de clasificación utilizado combina los criterios aplicados en las dos variantes de la metodología del borrador de reglamento. A continuación se presenta el criterio de clasificación y la definición de las potencias iniciales dependiendo de como son las clasificadas las centrales.

Las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

- Centrales con regulación:

$\text{Capacidad estanque regulación (MWh)} > 0$
--

- Centrales aguas abajo de una central que tiene regulación.
- Centrales sin regulación son aquellas que no cumplen ninguna de las condiciones anteriores.

3.1.2 Determinación de la Potencia Inicial de las centrales hidráulicas

- Centrales sin regulación:

$$P_{inicial} \text{ (MW)} = P_{afluente} \text{ (MW)}$$

donde $P_{afluente}$ corresponde a la potencia promedio mensual afluente durante los 2 años más secos de la estadística hidrológica (68-69, 98-99).

- Centrales con regulación:

La potencia inicial de estas centrales depende del llenado de la curva de carga anual, por lo que dependerá básicamente de 2 parámetros: la energía de regulación de la central y la potencia máxima colocable en la curva de carga.

- Energía de regulación anual ($E_{regulación}$) de cada central y potencia máxima colocable.
 - Centrales que pueden dar su potencia máxima por más de 5 horas:

En este caso se distinguen 2 tipos de centrales:

- e) aquellas que tienen un caudal afluente diario que les permite almacenar diariamente menos energía que el volumen de su estanque de regulación.
- f) aquellas que tienen un caudal afluente diario que les permite almacenar diariamente más energía que el volumen de su estanque de regulación.

Para el primer tipo de centrales de regulación intradiaria, el volumen de regulación y la potencia colocable en la curva de carga vendrán dados por la siguiente expresión:

$$(13) E_{regulación} \text{ (GWh/año)} = 365 \times [P_{afluente} \text{ (MW)} \times 24] + E_{inicial}$$

$$P_{max} \text{ colocable} = P_{máxima} \text{ central}$$

donde:

$P_{afluente}$ = potencia afluente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

Para el segundo tipo de centrales, de regulación intradiaria, el volumen de regulación vendrá dado por la siguiente expresión:

$$(14) E_{regulación} \text{ (GWh/año)} = 365 \times Est_{REG}$$

2.8.1

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

como en este caso existirá energía afluyente que no se puede almacenar, se define para estas centrales una potencia pasada equivalente a:

$$(15) P_{pasada} \text{ (MWh)} = \text{Min} [P_{m\acute{a}xima}, P_{afluyente} \text{ (MW)} - Est_{REG} / 24]$$

En este caso la potencia colocable en la curva de carga vendrá dada por la expresión:

$$(16) P_{max \text{ colocable-reg}} \text{ (MW)} = P_{max} - P_{pasada}$$

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

$P_{afluyente}$ = potencia afluyente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

$P_{max-reg}$ = potencia máxima colocable en la curva de carga

- Centrales que tienen estanque de regulación y no cumplen el requisito anterior:

Al igual que en el caso anterior, se distinguen 2 tipos:

- g) aquellas que tienen un caudal afluyente diario que les permite almacenar diariamente menos energía que el volumen de su estanque de regulación.
- h) aquellas que tienen un caudal afluyente diario que les permite almacenar diariamente más energía que el volumen de su estanque de regulación.

Para el primer tipo de centrales de regulación, el volumen de regulación vendrá dado por la siguiente expresión:

$$(17) E_{regulaci\acute{o}n} \text{ (GWh/año)} = 365 \times [P_{afluyente} \text{ (MW)} \times 24]$$

$$P_{max \text{ colocable}} = E_{regulaci\acute{o}n} / HP$$

donde:

HP = horas de punta

$P_{afluyente}$ = potencia afluyente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

Para el segundo tipo de centrales de regulación intradiaria, el volumen de

2.8.1

regulación vendrá dado por la siguiente expresión:

$$(18) \text{ Eregulación (GWh/año)} = 365 \times \text{Est}_{\text{REG}}$$

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

como en este caso existirá energía afluyente que no se puede almacenar, se define para estas centrales una potencia pasada equivalente a:

$$(19) \text{ Ppasada (MWh)} = \text{Min} [\text{Pmáxima, Pafluyente (MW)} - \text{Est}_{\text{REG}} / 24]$$

En este caso la potencia colocable en la curva de carga vendrá dada por la expresión:

$$(20) \text{ Pmax-reg (MW)} = \text{Min}(\text{Pmax-Ppasada, Eregulación} / \text{HP})$$

donde:

Est_{REG} = Estanque de regulación (expresado en MWh/día)

Pafluyente = potencia afluyente promedio durante los 2 años más secos (expresada en MW)

Pmax-reg = potencia máxima colocable en la curva de carga

HP = horas de punta

- Centrales en serie hidráulica:

Las centrales en serie hidráulica son modeladas como una central con regulación y una componente pasada. La componente pasada corresponde a la potencia asociada a las hoyas intermedias, mientras que la central regulación tiene las siguientes características:

$$(21) \text{ Ereg}_{\text{SERIE}} \text{ (GWh/año)} = \text{Ereg (GWh/año)}_{\text{EMBALSE}} \text{ aguas arriba} \times \text{R}_{\text{SERIE}} / \text{R}_{\text{EMBALSE}}$$

$$(22) \text{ Pmax-reg}_{\text{SERIE}} \text{ (MW)} = \text{Pmax}_{\text{SERIE}} - \text{Ppasada}_{\text{SERIE}}$$

$$(23) \text{ Ppasada}_{\text{SERIE}} \text{ (MW)} = \text{R}_{\text{SERIE}} \times \text{Caudal hoyas intermedias}$$

donde,

2.8.1

R_{SERIE} = rendimiento central serie

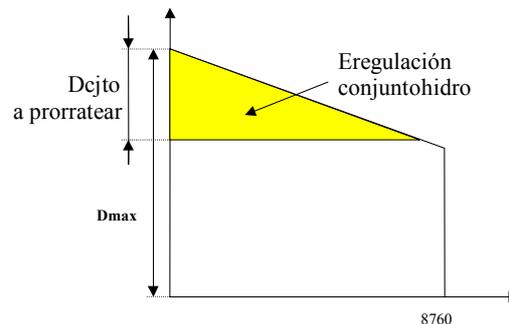
$R_{EMBALSE}$ = rendimiento central de embalse

$P_{pasada_{SERIE}}$ = potencia pasada serie

$P_{max-reg_{SERIE}}$ = potencia máxima colocable durante las horas de punta

3.1.3 Colocación de la energía de regulación y potencia firme inicial de centrales con regulación

- En la curva de carga anual se coloca la energía de regulación del conjunto de centrales hidro que cumplen con esta característica.
- La potencia inicial de cada central de regulación se obtiene como la potencia colocada por el conjunto prorrateada por la energía de regulación de la central. La potencia máxima que resulte de esta prorrata estará acotada a la potencia máxima colocable de cada central según se definió en 3.1.2.
- Como parte del proceso de cálculo, se verifica que cada central con capacidad de regulación es capaz de colocar individualmente en la curva de carga la potencia inicial resultante, lo cual valida el colocar en la curva de carga el total de la energía regulada para determinar la potencia de suficiencia inicial del conjunto.



3.2 Determinación de la Potencia Firme Preliminar de las centrales

La potencia firme preliminar se determina utilizando el mismo modelo probabilístico usado en los métodos CNE. También se consideran reducciones por consumos propios y mantenimientos.

3.3 Determinación de la Potencia Firme Final de las centrales

$$P_{\text{firme final}} = \frac{\text{Demanda máxima}}{P_{\text{firme Preliminar}}} * P_{\text{firme preliminar}}$$

4. Resultados y Análisis

4.1 Potencia firme final de las centrales

Los resultados obtenidos en la simulación se resumen en el cuadro siguiente. En él se muestra el total de potencia de suficiencia térmica e hidráulica por empresa generadora del SIC y total sistema. A modo comparativo, se señala en el cuadro las potencias firmes de los balances definitivos de los años 2004 y 2005, ambas según informes del CDEC-SIC, con la metodología vigente.

Los resultados detallados para cada una de las centrales del SIC se presentan en las planillas del archivo excel adjunto a este informe.

El análisis de los resultados obtenidos en la simulación muestra, en primer lugar, un incremento apreciable en la potencia de suficiencia total del SIC, con cualquiera de las metodologías en análisis, en relación con la potencia de suficiencia que se obtiene con la metodología vigente. Este incremento se debe a que con la metodología vigente la potencia de suficiencia se determina con la demanda máxima del sistema en el período de control tarifario y con las metodologías en análisis se utiliza la demanda promedio de las 53 horas de mayor demanda. Este incremento de la potencia de suficiencia total produce incrementos en las potencias térmicas e hidráulicas tanto a nivel global como a nivel de las empresas generadoras del SIC.

Por otra parte, la diferencia entre la demanda máxima utilizada para la simulación de las metodologías en análisis y la demanda máxima de la metodología vigente se debe, además, al diferente tratamiento de las potencias asociadas a aportes hidroeléctricos de autoprodutores, las que son restadas de la demanda máxima para el cálculo de la potencia firme que realiza ese organismo; en la simulación de las nuevas metodologías dichas centrales fueron tratadas de manera explícita y no se restaron de la demanda.

El análisis comparativo entre las metodologías CNE variante 1 y CNE variante 2, muestra una redistribución de potencia de suficiencia entre centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. La redistribución en las hidráulicas implica un ligero aumento en las potencias firmes hidráulicas de ENDESA, Colbún y de Otros generadores. El detalle de esta comparación surge de observar los resultados por central que se presentan en las citadas planillas.

2.8.1

CUADRO COMPARATIVO		2004	2005	2005			2006			2007			2008			2009		
		definitivo	definitivo	CNE1	CNE2	Synex												
Endesa	Térmica	591	538	650	635	677	692	681	704	855	843	868	1,011	993	1,025	985	960	1,004
	Hidro	1,391	1,646	1,979	2,002	1,967	2,078	2,094	1,984	2,140	2,160	2,036	2,207	2,211	2,123	2,256	2,257	2,155
	Sub total	1,982	2,184	2,629	2,637	2,544	2,770	2,775	2,688	2,996	3,003	2,904	3,218	3,204	3,148	3,241	3,216	3,159
Colbún	Térmica	603	709	841	826	883	930	916	949	925	912	932	940	922	953	910	888	924
	Hidro	594	549	550	560	511	573	578	540	601	615	556	628	634	580	661	663	590
	Sub total	1,196	1,258	1,391	1,386	1,395	1,503	1,494	1,490	1,525	1,526	1,488	1,568	1,556	1,533	1,571	1,551	1,514
AES	Térmica	602	553	677	665	710	713	705	727	712	701	722	724	710	735	709	692	723
	Hidro	111	102	125	127	132	132	133	136	133	134	137	135	136	140	134	134	139
	Sub total	713	654	802	792	842	845	838	863	845	835	859	859	845	875	842	826	862
Guacolda	Térmica	202	187	223	220	236	236	233	242	238	234	244	244	239	247	239	235	245
	Hidro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sub total	202	187	223	220	236	236	233	242	238	234	244	244	239	247	239	235	245
Otros	Térmica	133	157	234	226	239	289	284	292	370	360	385	405	395	413	813	786	829
	Hidro	310	253	321	341	345	373	391	390	445	461	472	540	593	599	566	658	663
	Sub total	443	410	555	567	584	662	675	683	815	821	857	944	988	1,012	1,379	1,444	1,492
	Total térmico	2,130	2,144	2,626	2,571	2,746	2,860	2,820	2,914	3,101	3,050	3,151	3,323	3,259	3,374	3,657	3,561	3,726
	Total hidro	2,406	2,549	2,975	3,030	2,855	3,155	3,195	3,050	3,319	3,370	3,202	3,510	3,574	3,442	3,616	3,712	3,547
TOTAL		4,536	4,693	5,601	5,601	5,601	6,015	6,015	5,965	6,420	6,420	6,353	6,833	6,833	6,816	7,272	7,272	7,272

2.8.1

El análisis comparativo entre la metodología CNE y SYNEX debe efectuarse utilizando la variante 2 para la primera, que ha sido ajustada para considerar el efecto del tratamiento de las centrales hidroeléctricas con pequeña capacidad de regulación. Este análisis comparativo muestra lo siguiente:

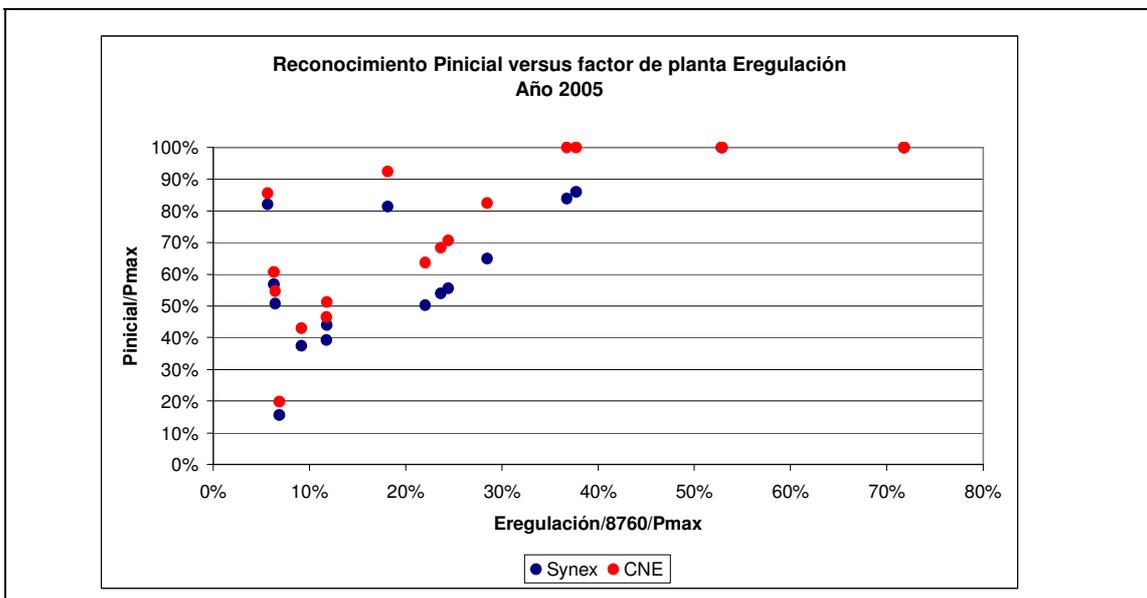
a) A nivel de las potencias firmes totales del SIC, se observa que con el método SYNEX la potencia firme de las centrales hidroeléctricas resulta inferior (5,8 %) al método CNE (2.855 MW versus 3.030 MW en el año 2005), diferencia que en MW se revierte en el total de la potencia firme de centrales termoeléctricas. Lo anterior se debe a que la potencia firme asignada con la metodología de la CNE a las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación no queda suficientemente respaldada, por el hecho de que la colocación de sus energías en la curva de carga se hizo rebalsándola fuera de ella con el margen de reserva. En la práctica ello produce para la condición hidrológica crítica un vacío de respaldo de energía hidroeléctrica, el cual debe ser asumido por centrales térmicas que no reciben pago de potencia en la proporción adecuada. En la medida que el sistema se vuelva más térmico (condición que podría darse en el largo plazo y que ha sido simulada por SYNEX), este efecto se amplificará ya que al aumentar el número de centrales térmicas la energía residual de la curva de carga disponible para colocar la energía de regulación hidráulica será cada vez menor, lo cual implicará que la potencia que finalmente se prorrateara entre las centrales hidráulicas será cada vez mayor (por efecto de un *margen porcentual* cada vez mayor). El efecto de estos ajustes provocará, entre otras cosas, que todas las centrales que pueden regular energía empunten toda su potencia, lo cual producirá un desincentivo a la instalación de potencia termoeléctrica.

b) A nivel de cada empresa generadora, en cada una se producen incrementos en la potencia firme térmica y decrementos en la potencia firme hidroeléctrica, cuya magnitud depende de la composición y características de las centrales térmicas e hidráulicas que cada empresa posee. Así, por ejemplo, para el año 2005, en el método SYNEX (respecto del método CNE) ENDESA ve disminuida su potencia firme total en un 3,5%, producto de un incremento de un 6,7% de su potencia firme termoeléctrica y disminución de un 6,7% la potencia firme hidroeléctrica; Colbún, en tanto, ve aumentada en un 0,6% su potencia firme total, producto de un incremento de 7,0% en su capacidad firme térmica y una disminución de 8,8% en su capacidad firme hidroeléctrica. Por su parte Gener incrementa su potencia firme total en 6,4%, producto de un incremento de un 6,8% en su potencia firme térmica y un incremento de su potencia firme hidráulica de un 3,9%, en tanto que Guacolda ve aumentada su potencia firme en un 7,4%, y finalmente los Otros generadores incrementan su potencia firme total en un 3,1%, como resultado de incrementar su potencia firme térmica en un 5,6% y su potencia firme hidroeléctrica en un 1,4%. Cabe señalar que en el caso de las centrales termoeléctricas, dado que no existen diferencias a nivel de potencia inicial entre el método CNE y el método SYNEX, las diferencias que se observan entre la potencia colocada de las centrales se deben principalmente a la variación experimentada por la potencia firme hidroeléctrica, y en menor medida al efecto que en la convolución tienen las variaciones producidas en la potencia firme inicial de las centrales hidroeléctricas.

c) A nivel de centrales hidroeléctricas al comparar los dos métodos que se están simulando, se detectan diferencias en las potencias firmes calculadas para cada unidad, siendo el método CNE el que asigna consistentemente una mayor potencia firme inicial a las unidades hidráulicas. Las diferencias que se observan a nivel de la potencia firme final son el resultado

2.8.1

de un hecho que se arrastra de una etapa anterior y que corresponde a la asignación de potencia inicial a las centrales clasificadas como de “regulación”. De acuerdo al análisis planteado al final de (a), estas diferencias debiesen aumentar en la medida que ingresen más centrales térmicas al parque generador. El siguiente gráfico compara el *factor potencia inicial* (Potencia inicial / Potencia máxima) que asignan las metodologías CNE y Synex a este tipo de centrales, con el *factor de planta de regulación* (Eregulación/8760/Pmax). Como puede observarse, existe una diferencia para el año 2005 entre la potencia inicial asignada por cada método, siendo la potencia asignada por la CNE consistentemente mayor que la potencia asignada por el método Synex. Esta diferencia está asociada únicamente a la forma en que cada método coloca las centrales en la curva de duración, que, como ha sido señalado en este informe, presentan diferencias conceptuales apreciables.



4.2 Margen de reserva

Debido a que la metodología definida en el borrador de reglamento de potencia calcula un margen de reserva, que luego el mismo reglamento propone aplicar para como margen de reserva teórico en el cálculo del precio de la potencia, se ha estimado conveniente proponer una metodología alternativa para la determinación del margen de reserva teórico.

El margen de reserva teórico (MRT) corresponde al incremento que debe aplicarse al costo fijo unitario de inversión y operación en una máquina apropiada para generar en punta (turbina a gas de ciclo abierto), de manera que el resultado refleje el costo de un kilowatt de potencia suficiente o firme. Por otra parte, si el precio de potencia así definido se aplica a la potencia firme que obtiene en el sistema eléctrico una unidad generadora de punta, esta máquina debería recaudar su costo fijo de inversión y operación, puesto que como unidad de punta su generación de energía va a su vez a marcar el costo marginal y, en consecuencia, no va a tener margen por concepto de venta de energía para recuperar costos fijos no cubiertos por el ingreso por potencia.

Dado lo anterior, un criterio que cumple con dejar a las unidades de punta compensadas justamente con un precio de potencia que les remunere la potencia instalada, es definir el MRT como el cociente entre la potencia efectiva y la potencia firme de las turbinas a gas de ciclo abierto que operan en el sistema eléctrico. Con el objeto de dar estabilidad al MRT, el cálculo puede efectuarse para un cierto período, dos o tres años, y tomar un promedio; finalmente, con el objeto de que el MRT resultante no dependa de proyecciones o hipótesis de evolución del parque generador, el cálculo conviene realizarlo utilizando la información de las potencias firmes y efectivas de las turbinas a gas de los dos o tres últimos años.

Para ilustrar el procedimiento, se ha calculado el margen de reserva teórico para los resultados de potencia firme para las turbinas a gas de ciclo abierto, que entrega la metodología Synex, para el período 2005- 2008. Los valores obtenidos para el MRT, que se incluyen en el cuadro siguiente, muestran que el margen resultante es relativamente estable, en cada uno de dichos años, estabilidad que aumentaría si él se calculara como promedio de dos o de tres años.

2.8.1

MARGEN DE RESERVA	2005	2006	2007	2008	2009
Potencia neta instalada					
tgindio	17	17	17	17	17
tghuasco	43	53	53	53	53
tgalmagr	23	23	23	23	23
TG SGA Coronel (sga1)	45	45	45	45	45
TG Cnelca (SEN1)	49	49	49	49	49
TG Cnelca (SEN2,Antilhue)	12	42	42	42	42
TG Horcones (tgib)	24	24	24	24	24
□ Pneta	213	253	253	253	253
Potencia firme					
tgindio	15	15	15	16	15
tghuasco	38	48	49	49	49
tgalmagr	20	20	22	21	21
TG SGA Coronel (sga1)	39	40	41	41	41
TG Cnelca (SEN1)	43	43	44	45	44
TG Cnelca (SEN2,Antilhue)	11	38	39	39	38
TG Horcones (tgib)	21	21	22	22	22
□ Pfirme	186	225	232	233	231
MARGEN DE RESERVA	14%	12%	9%	9%	10%

5. Conclusiones y Recomendaciones

Se ha realizado la simulación de dos metodologías para determinar la potencia firme o potencia de suficiencia de las centrales generadoras: la metodología de la CNE, contenida en el borrador de reglamento de potencia, y la metodología propuesta por SYNEX, que se basa en el criterio que estuvo vigente desde 1987 hasta 1998, fecha esta última en que entró en vigencia el Decreto Supremo 327, que reglamentó el DFL1/82. Estas dos metodologías difieren únicamente en el criterio utilizado para asignar la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación. El informe ha realizado, además, un análisis conceptual de las metodologías, destacando que la metodología del borrador de reglamento de potencia realiza una colocación exagerada de la potencia de suficiencia hidroeléctrica regulada, debido a que deja una parte de ella sin el suficiente respaldo de energía para las condiciones de hidrología crítica.

El resultado de la simulación efectuada en el SIC, indica que a nivel de las potencias firmes totales de las empresas generadoras se producen variaciones inferiores al 10%, incrementos en sus potencias firmes térmicas y reducciones en sus potencias firmes hidroeléctricas.

Por otra parte, la simulación ha mostrado que la potencia firme total del SIC experimenta un incremento significativo, producto de la aplicación de la nueva definición de demanda máxima que el reglamento dispone para el cálculo de dicho parámetro, cual es el promedio del 0,6% de las máximas demandas del sistema eléctrico, con abstracción del período de control de la demanda máxima para fines tarifarios. Este incremento se traduce en un incremento de las potencias firmes de todas y cada una de las centrales generadoras del SIC en relación con la potencia firme asignada con la metodología vigente.

Sobre la base de los resultados obtenidos en la simulación se recomienda la aplicación del criterio de colocación en la curva de carga de la energía hidroeléctrica regulada, con el objeto de determinar las potencias firmes de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, metodología que en este informe ha sido denominada como SYNEX.

ANEXO 1

Análisis conceptual de la metodología de asignación de la potencia de suficiencia preliminar de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, según el borrador de reglamento de potencia

1. Descripción resumida de la metodología

La metodología propuesta por la CNE para la determinación de la potencia de suficiencia inicial de centrales hidroeléctricas, en el borrador del reglamento de potencia, de Diciembre de 2004, consiste en:

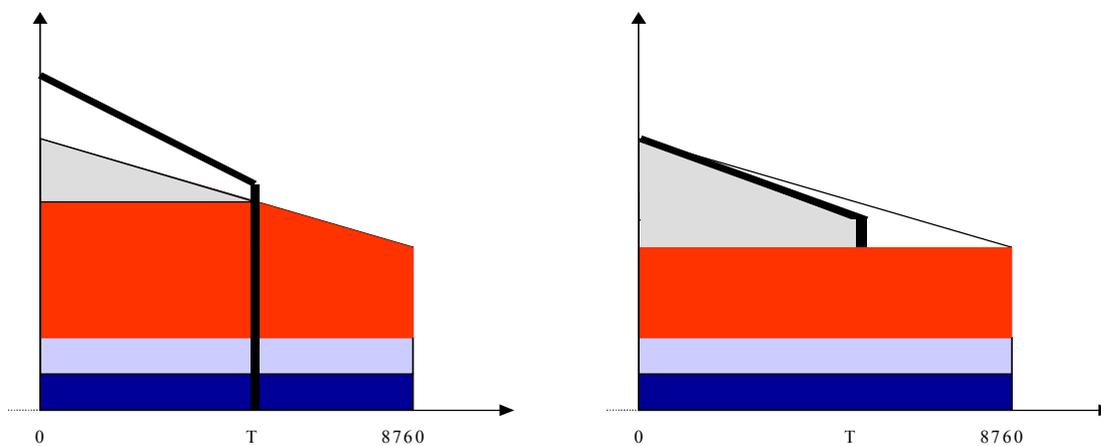
1. Determinar las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación intradiaria y diaria o superior. Se definen las de regulación intradiaria a aquellas que pueden generar su potencia instalada por al menos 5 horas diarias, considerando el caudal promedio correspondiente a los dos años más secos de la estadística de 40 años.
2. Colocar en la base de la curva de carga a la potencia media anual de las centrales de pasada, calculada esta con los mismos caudales señalados en 1.
3. Colocar luego la totalidad de la potencia instalada térmica, sin reducciones por indisponibilidad ni por otra causa.
4. Colocar en la curva de carga residual la totalidad de la energía hidroeléctrica de regulación. En el caso que la energía de regulación exceda a la energía de la curva de carga residual, poner el exceso de energía por encima de la curva de duración de la carga residual, con el criterio de mantener igual margen porcentual en cada hora de la curva de carga residual.
5. Determinar la potencia inicial colocada por cada una de las centrales con capacidad de regulación, como la prorrata de la potencia total colocada por el conjunto de tales centrales, incluyendo la colocada en la curva de carga propiamente tal y la colocada en exceso como margen porcentual, considerando como ponderador la proporción que representa la energía regulada de la cada central en relación al volumen total de energía de regulación; en el proceso se verifica que la potencia colocada a una central, es inferior o igual a su potencia instalada; en caso que en alguna la potencia excede la capacidad máxima se limita la potencia inicial a la capacidad máxima y el exceso se vuelve a prorratar entre las demás centrales, a prorrata de la energía regulada de cada una.

2. Observaciones a la metodología

1. La potencia de suficiencia inicial de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación es un atributo que debería depender por una parte de las características de la central, en cuanto a energía generable en condiciones hidrológicas secas y capacidad de regulación, y por otra a las características de la demanda para la que se provee potencia de suficiencia. Sin embargo, la metodología propuesta por el borrador de reglamento hace depender a dicha potencia firme inicial de la capacidad total instalada en centrales termoeléctricas, lo cual no tiene sentido. La eventual reducción del exceso de potencia de suficiencia inicial, entra centrales hidroeléctricas y termoeléctricas debe tratarse entre todas las potencias firmes iniciales, térmicas e hidráulicas, una vez ellas estén determinadas.

2.8.1

- Al quedar rebalsada la energía de regulación que se coloca en la curva de carga, la potencia firme con que terminan asignadas las centrales con capacidad de regulación no queda totalmente respaldada con energía regulada, una vez colocada esta en la curva de carga. Ello puede verse en la siguiente figura. En la figura de la derecha se muestra el criterio de colocación con el margen de reserva, y en la de la derecha se ha desplazado hacia abajo en la curva de carga la potencia y energía regulada, luego de determinarse el margen porcentual. Se observa que a la derecha de la potencia firme colocada queda energía bajo la curva de carga que no tiene respaldo de energía regulada. Lo anterior tiene el mismo defecto que adolece la metodología vigente de cálculo de potencia firme, que al empuntar en una ventana de 8 horas toda la energía de regulación, deja vacíos de energía al lado derecho de la curva de carga, lo que implica que parte de la potencia firme asignada a las centrales con capacidad de regulación queda sin respaldo de energía. La consecuencia es que en el largo plazo se desincentiva relativamente la instalación de potencia termoeléctrica.



- Como parte de la determinación de la potencia de suficiencia inicial no tiene justificación conceptual el colocar un margen de porcentual, por sobre la curva de carga, con energía hidroeléctrica. En efecto, la potencia de suficiencia tiene el sentido de atender el aseguramiento de la demanda de potencia y energía en condiciones críticas de abastecimiento. En este sentido, lo que interesa es que la potencia de suficiencia tenga el respaldo suficiente de energía, para satisfacer toda la energía presente en la curva de carga.. El margen porcentual de energía hidráulica que incluye la metodología del borrador de reglamento parece tener más bien la justificación de una energía hidráulica de reserva pronta, pero no con el sentido de potencia firme o de suficiencia.
- En relación con las centrales con capacidad de regulación intradiaria, la metodología del borrador de reglamento exige que estas sean capaces de generar toda la potencia instalada durante cinco horas diarias. Cabe señalar que ello introduce una limitación excesiva a la potencia de suficiencia de centrales que, teniendo capacidad de regulación, no son capaces de generar toda la potencia instalada durante 5 horas diarias. La condición debería establecerse al revés: definirse como centrales con capacidad de regulación intradiaria a aquellas hidroeléctricas que en condiciones de hidrología seca son capaces de sostener una determinada potencia superior a la potencia media generable durante al menos 5 horas diarias.