



**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES**

AJ/2012/ama

10 de julio de 2012

Ingeniero
Alfredo Borgonovo
Presidente de la Junta Directiva de la
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,
S.A. DE C.V.**
Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	10-Julio-2012
HORA	4:59 pm
Recibido por	Beatriz Alas
Clave/Archivo	Siget-588

Estimado Ingeniero Borgonovo:

Por este medio le comunicamos que esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:.....

ACUERDO No. 484-E-2012

**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y
TELECOMUNICACIONES.** San Salvador, a las catorce horas con veinte minutos del día cinco de julio de dos mil doce.

Los infrascritos miembros de la Junta de Directores de esta Superintendencia,
CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante el Acuerdo No. 335-E-2011 del ocho de julio de dos mil once, esta Junta de Directores estableció el uno de agosto de dos mil once como fecha para el inicio de aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción ROBCP. Asimismo, el ROBCP y sus anexos completos fueron publicados en el Diario Oficial No. 138, Tomo No. 392, correspondiente al día veintidós de julio de dos mil once.
- II. Por medio de nota presentada el siete de mayo de dos mil doce, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) solicitó modificaciones al Anexo 15 "Determinación de la Capacidad Firme" del ROBCP, relativas a la determinación de la energía media semanal para la condición de hidrología seca que se utiliza para el cálculo de la capacidad firme de sus centrales.

Asimismo, el Ingeniero Luis Enrique González, Gerente General de la UT, remitió nota, el treinta y uno de mayo de dos mil doce, en la que solicitó cambios al ROBCP relacionados con la metodología de cálculo de la Capacidad Firme y otros temas técnicos del Reglamento.

Por otra parte, el cuatro de junio de dos mil doce, se recibió copia de nota de la CEL dirigida a la Unidad de Transacciones (UT), en la cual manifestó que no le sería posible cumplir con el plazo previsto en los numerales 8.1 letra c y 9.3 del Anexo 15 del ROBCP para informar a la UT los datos de demanda máxima real asignada cada PM comercializador y que corresponde a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, debido a que no dispondría de dicha información en tales fechas; en ese sentido, solicitó promover una modificación al ROBCP que solventara dicha situación.

- III. Por medio del Acuerdo No. 446-E-2012-A de fecha dieciocho de junio de dos mil doce, esta Junta de Directores aprobó las modificaciones solicitadas por la UT, a excepción de la eliminación del numeral 8.7 del Capítulo 8 del ROBCP, así como de otras para las cuales la Gerencia de Electricidad recomendó adecuaciones con base en el análisis expresado en el considerando VI del mencionado Acuerdo. Asimismo, la Gerencia de Electricidad identificó algunas disposiciones adicionales del ROBCP a las que debían efectuarse adecuaciones relacionadas con los cambios propuestos por la UT, así como otras relacionadas con las observaciones planteadas por la CEL.

Por lo anterior, esta Junta de Directores consideró procedente conceder a la Unidad de Transacciones un plazo de cinco días hábiles para que realizara las consultas pertinentes con los operadores del mercado y se pronunciara sobre las propuestas de modificación al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” contempladas en el romano II de la parte resolutive del Acuerdo No. 446-E-2012-A.

- IV. En respuesta a la audiencia conferida en el Acuerdo No. 446-E-2012-A, el Ingeniero Alfredo Borgonovo, Presidente de la Junta Directiva de la UT, remitió nota el veintisiete de junio de dos mil doce, adjuntando un Informe con el análisis de la propuesta de modificación al ROBCP, donde se incluyen las justificaciones respectivas.
- V. Después de revisar el informe anexo a la nota del veintisiete de junio de dos mil doce de la UT, la Gerencia de Electricidad de la SIGET realizó el análisis correspondiente y emitió un Informe Técnico, en el cual se concluye lo siguiente:

Sobre las modificaciones propuestas por la SIGET a través del Acuerdo No. 446-E-2012-A, la UT solicitó efectuar algunas incorporaciones en el texto de los numerales 6.18.1.3 del capítulo 6 y 2.1.1. del Anexo 15, respecto de las cuales la Gerencia de Electricidad recomienda aceptarlas.

En relación con otras observaciones puntuales expresadas por la UT, la Gerencia de Electricidad analizó lo siguiente:

1. Sobre las letras d) y e) del numeral 4.10.3 del Anexo 4:

La Gerencia de Electricidad de la SIGET recomienda aprobar la adición de la letra d); y con respecto a la letra e) recomienda que la UT adicione a los lineamientos propuestos para el procedimiento solicitado, la verificación periódica de la consistencia entre la información resultante de la aplicación del procedimiento que se implemente y la energía eléctrica producida por los generadores correspondientes.

Asimismo, para que no quede indefinido el tiempo para la elaboración por parte de la UT del procedimiento requerido, se recomienda, adicionalmente, que se le conceda un plazo de veinte días hábiles, para que dicho procedimiento sea remitido a la SIGET.

2. Sobre los numerales 3.1.4.3.3, y 3.1.4.4 del Anexo 15:

La Gerencia de Electricidad recomienda lo siguiente:

- Aprobar el numeral 3.1.4.3.3 de acuerdo con la redacción solicitada por la UT.
- Trasladar como una letra f) en el numeral 8.1 del Anexo 15, el contenido de la letra d) del numeral 3.1.4.4 propuesto por la UT.
- Modificar la letra e) del numeral 8.1 del Anexo 15, con el objeto de indicar que para la determinación de la capacidad firme definitiva se debe repetir el mismo procedimiento que se aplicó para el cálculo de la capacidad firme provisoria, a excepción del cálculo de la energía media semanal, el cual no habría que repetirlo, pues se deberán utilizar los mismos valores que fueron determinados en la etapa de cálculo de la capacidad firme provisoria; a no ser que el año más seco haya ocurrido en el período anual recién transcurrido, situación en la cual sí debería recalcularse la energía media semanal.
- Mantener dentro del numeral 3.1.4.4 el texto que define el criterio para la incorporación de la información de la central hidroeléctrica nueva a la base de datos de las series hidrológicas, de manera tal que se “prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes”.

3. Sobre el numeral 9.3 del Anexo 15:

Se recomienda aprobar el cambio en los términos solicitados por dicha entidad.

4. Sobre la letra d) del numeral 8.1 del Anexo 15:

Se recomienda su aprobación conforme a lo solicitado por la UT.

5. Sobre los numerales 2.5 y 2.8 del Anexo 16:

Se considera adecuado el cambio al numeral 2.5.

Con relación al numeral 2.8, se recomienda aceptar la modificación propuesta por la UT en lo que respecta a la eliminación de la palabra “idóneo”; sin embargo, se debe mantener la referencia de dónde estará destacado el personal que designe la UT, con el objeto de que no quede incompleto el texto de esa disposición, de forma tal que se precise que ello deberá ser en el “sitio en el que se efectúen las pruebas”.

Finalmente, debe considerarse que al adicionar el numeral 2.5, se deberá desplazar la numeración de los siguientes numerales, pasando en consecuencia el numeral 2.8 a ser el 2.9.

VI. En virtud del análisis efectuado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET, esta Junta de Directores considera procedente aprobar las modificaciones solicitadas por la UT incorporando las adecuaciones recomendadas por dicha Gerencia, dentro de lo cual cabe destacar la necesidad de lo siguiente:

- Mantener dentro del numeral 3.1.4.4 del Anexo 15 que se aprueba, el criterio indicado en el Acuerdo No. 446-E-2012-A respecto al tratamiento de una serie hidrológica nueva asociada a una central hidroeléctrica que se adicione al parque generador;
- Considerar la consistencia de la información del procedimiento que se implemente, a raíz de lo establecido en la letra e) del numeral 4.10.3 del Anexo 4 y la energía producida por los generadores correspondientes; y,
- Establecer un plazo de veinte días hábiles, contados a partir del día siguiente a la notificación de este acuerdo, para que la UT presente a la SIGET el procedimiento resultante de lo establecido en la letra e) del numeral 4.10.3 del Anexo 4.

Finalmente, el informe elaborado por la Gerencia de Electricidad deberá ser remitido a la Unidad de Transacciones para su conocimiento.

Por lo antes expuesto y con base en las consideraciones señaladas, esta Junta de Directores ACUERDA:

- I. Aprobar las siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”:
 - i. Modificar los numerales 4.3, 4.4 y 4.5 del Anexo 4, de la siguiente manera:

4.3 Al inicio del proceso de revisión anual, la UT solicitará a cada PM generador, para su posterior remisión a la SIGET, la estructura de costos para cada tipo de combustible, su forma y periodicidad de actualización.

4.4 El PM Generador, en concordancia con el requerimiento anterior, deberá suministrar anualmente la información requerida en el numeral 4.1, mediante un informe justificativo en el que incorpore el respaldo necesario y suficiente. La estructura de costos y su forma de actualización, serán revisadas por la UT y enviadas para su aprobación a la SIGET en un plazo máximo de un mes. Al ser aprobadas, éstas serán utilizadas por la UT para efectos de la Programación de la Operación. Durante el proceso de revisión, la SIGET podrá solicitar al PM generador las aclaraciones o información adicional que considere pertinente.

4.5 La información a la que se refiere el numeral 4.4 del presente anexo deberá ser entregada a la SIGET por la UT a más tardar un mes antes del vencimiento de la estructura de costos vigente.

ii. Adicionar las letras d) y e) al numeral 4.10.3 del Anexo 4, de la siguiente manera:

d) Todos los generadores deberán referenciar su inventario de combustible a 60°F, utilizando tablas de calibración auditadas para sus tanques. Además, todos los instrumentos utilizados para la medición deberán estar calibrados y certificados.

e) Para los PMs que tienen una actividad productiva adicional a la de generación de energía eléctrica, y cuya fórmula de determinación del Precio FOB esté en función del volumen de compra, los reportes contables y volúmenes reflejados en el informe de inventario de combustible así como sus respectivos comprobantes de compra, deberán ser los correspondientes a la actividad de generación eléctrica. Para estos efectos, la UT definirá un procedimiento estandarizado que garantice que la energía inyectada al sistema eléctrico nacional está relacionada directamente con el volumen de combustible reportado. Dicho procedimiento deberá ser remitido a la SIGET.

iii. Adicionar el numeral 10.6 al Anexo 4, de la siguiente manera:

10.6 Previo a la entrada en operación de nuevos generadores, éstos deberán presentar a la UT su estructura de costos de combustibles debidamente aprobada por la SIGET. Para lo anterior, el nuevo generador deberá presentar la solicitud de aprobación respectiva ante la SIGET de conformidad con los requisitos establecidos en los numerales 4.1 y 4.4 de este Anexo, con una antelación de al menos un mes.

iv. Modificar el numeral 6.18.1.3 del Capítulo 6, de la siguiente manera:

6.18.1.3. La UT mantendrá actualizada la estadística de disponibilidad de unidades generadoras térmicas, geotérmicas e hidroeléctricas. Para efectos de los cálculos de la capacidad firme, adicionalmente a lo establecido en el numeral 6.18.1.2, también se considerarán como indisponibilidad forzada mantenimientos que no estén programados en el PAMM y/o mantenimientos que estando programados en el PAMM se realicen en el periodo crítico, exceptuando aquellos solicitados por la UT en dicho período por necesidades del sistema.

Por lo anterior, en forma más detallada, para el cálculo de la tasa de salida forzada, se deberán considerar explícitamente las siguientes estadísticas:

- a) Horas de mantenimiento menor
- b) Horas de mantenimiento de emergencia
- c) Horas de exceso respecto a los tiempos programados de mantenimientos, independientemente de la causa
- d) Horas de mantenimiento mayor en periodo crítico, excepto cuando la UT lo haya solicitado por razones de necesidad del sistema, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.12.1.

Por lo tanto, la UT deberá llevar separadamente las estadísticas relacionadas con las variables indicadas anteriormente.

- v. Modificar el numeral 2.1.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.1 La disponibilidad de cada unidad generadora o GGP es igual al complemento de la tasa de salida forzada:

$$D_i = (1 - TSF_i)$$

Donde:

D_i : Disponibilidad de la unidad generadora o GGP “i” (p.u.).

TSF_i : Tasa de salida forzada de la unidad generadora o GGP “i” (p.u.).

La disponibilidad equivalente de una central hidroeléctrica conformada por una o más unidades generadoras se calculará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$D_p = (1 - TSFE_p)$$

Donde:

D_p : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica “p” (p.u.).

$TSFE_p$: Tasa de salida forzada equivalente de la central hidroeléctrica “p” (p.u.).

- vi. Modificar el numeral 2.1.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.2 La Tasa de Salida Forzada se calcula para cada unidad generadora o GGP “i” como una relación de horas, del siguiente modo:

$$TSF_i = \frac{(HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i)}{(HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i)}$$

Donde:

$HIMnoP_i$: Horas de indisponibilidad por mantenimiento no programado en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores para la unidad generadora o GGP i .

- HS_i : Horas en servicio para la unidad generadora o GGP i entendiéndose éstas como las horas en que se encuentra la unidad sincronizada e inyectando potencia al sistema.
- HFE_i : Número de horas de indisponibilidad forzada equivalente para cada unidad generadora o GGP “ i ”, donde $P_{dis} > 0$;
- $HIFT_i$: Número de horas de indisponibilidad forzada total, es decir cuando $P_{dis}=0$.

La tasa de salida forzada equivalente de una central hidroeléctrica con una o más unidades generadoras se determinará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$TSFE_p = \frac{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i) * P_{max_i}}{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i) * P_{max_i}}$$

Donde:

- $TSFE_p$: Tasa de Salida Forzada equivalente de cada central hidroeléctrica “ p ”;
- P_{max_i} : Potencia máxima neta de cada unidad generadora “ i ” que pertenece a “ p ”;
- n : Número de unidades generadoras “ i ” que pertenecen a “ p ”.

vii. Modificar el numeral 2.1.4 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.4 La expresión para el cálculo del número de horas de indisponibilidad forzada equivalente es la siguiente:

$$HFE_i = \sum_{e=1}^E \left[\frac{(P_{max_{i,e}} - P_{dis_{i,e}}) \times \Delta t_e}{60 \times P_{max_{i,e}}} \right]$$

Donde:

$P_{max_{i,e}}$: Potencia Máxima Neta (MW) de la unidad generadora o GGP “ i ” durante el evento “ e ”. En el caso de las unidades hidroeléctricas se debe considerar el nivel del embalse para identificar $P_{max_{i,e}}$.

$P_{dis_{i,e}}$: Potencia disponible de la unidad generadora o GGP “ i ” durante el evento “ e ” (MW).

Δt_e : Duración del evento “ e ” (minutos).

E : Número total de eventos “e” que llevan a una reducción de potencia máxima para la unidad generadora o GGP “i” en el período considerado.

viii. Modificar el numeral 3.1.3.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.3.2 Se define la potencia Máxima Disponible de cada central hidroeléctrica como la Potencia Máxima Neta considerando el embalse lleno multiplicado por la Disponibilidad equivalente de la Central

$$P_{max} D_i = P_{max} \times D_i$$

Donde:

$P_{max} D_i$: Potencia Máxima Disponible de la central hidroeléctrica “i” (MW)

P_{max} : Potencia Máxima Neta de la central hidroeléctrica “i” (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.

D_i : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica “i” (p.u.).

ix. Modificar el numeral 3.1.4.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.2 Para la determinación de la energía media semanal en la condición hidrológica seca, en el Período Crítico se realizará una simulación determinística en etapas semanales con el modelo de programación anual de la operación, comenzando en la semana 20 y finalizando en la semana 19 del año próximo, utilizando las potencias máximas disponibles ($P_{max} D_i$) de cada central hidroeléctrica y los volúmenes iniciales reales de los embalses de la semana 20. De esta simulación se extraerá la energía media semanal en la condición hidrológica seca en el Período Crítico.

x. Modificar el numeral 3.1.4.3.3 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.3.3 El estudio deberá realizarse sin restricciones de la red de transmisión y sin considerar volúmenes de alerta en los embalses. De la base de datos más reciente que disponga la UT para la actualización de la programación anual de la operación, se utilizará únicamente la información detallada a continuación:

- a) Proyección de demanda.
- b) Proyección de precios de combustible.

xi. Adicionar el numeral 3.1.4.4 al Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.4 La energía media semanal para la condición hidrológica más seca, será recalculada únicamente si se cumplen las siguientes condiciones:

a) Que ocurra un año más seco que el considerado en la última actualización de la energía media semanal.

b) Que una nueva central hidroeléctrica entre en operación, para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la nueva central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga

la historia hidrológica asociada a su central y las características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes para determinar la energía media semanal para la condición hidrológica más seca y el año con la serie hidrológica más seca. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la SIGET. Una vez aprobado éste, la UT aplicará los resultados del estudio en el cálculo de la capacidad firme. El criterio para incorporar la nueva serie hidrológica deberá ser tal que prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes.

c) Que las centrales hidroeléctricas existentes modifiquen su capacidad instalada, para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga las nuevas características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes para determinar la energía media semanal para la condición hidrológica más seca y el año con la serie hidrológica más seca. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la SIGET. Una vez aprobado éste, la UT aplicará los resultados del estudio en el cálculo de la capacidad firme.

d) Cada vez que se actualicen las tasas de salida forzada y disponibilidades de las Centrales Hidroeléctricas, la energía media semanal será actualizada.

xii. Modificar el numeral 9.3 del Anexo 15, de la siguiente manera:

9.3. A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el quinto día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada a cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, este cálculo se efectuará con la información disponible a la fecha del envío.

xiii. Modificar las letras d) y e) del numeral 8.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

d) Utilizando los datos de demanda reales registrados por el SIMEC en el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y los datos de demanda máxima real, acordada e informada por los comercializadores y el respectivo distribuidor, la que será provista por ambos a más tardar el quinto día hábil de junio, se calcula la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (DmaxSR) siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 6.2 del presente anexo. Posteriormente se determinan los valores de demanda reconocida definitiva para cada PM aplicando los procedimientos definidos en los numerales 6.5 y 6.6 del presente anexo.

e) La DmaxSR calculada será asimismo usada para determinar la capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, auto-

productores, cogeneradores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación autorizados por SIGET. Para ello, a partir de la actualización de las tasas de indisponibilidad, se calculan los valores de Capacidad Firme Inicial Real ($CFiniR_i$) utilizando el mismo procedimiento definido en el numeral 3 del presente anexo (a excepción de lo establecido en el literal f) respecto a las centrales hidroeléctricas), aplicando las mismas limitaciones a los valores de capacidad indicadas en ese numeral y en el numeral 4.1 del presente anexo, y empleando para ello la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ($DmaxSR$), obteniendo así los valores de Capacidad Firme Inicial Real ajustada ($CFiniR_i$ ajustada). Los valores de Capacidad firme definitiva ($CFdef_i$) se calculan de la siguiente manera:

$$CFdef_i = \frac{CFiniR_i \text{ ajustada}}{\sum_i CFiniR_i \text{ ajustada}} \times DmaxSR$$

Donde:

$CFdef_i$: Capacidad Firme Definitiva de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación “i” (MW).

$CFiniR_i$ ajustada: Capacidad Firme Inicial Real ajustada de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación “i” (MW), incorporando la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses recién transcurridos, que reemplazarán los datos del período de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional.

$DmaxSR$: Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

- xiv. Adicionar la letra f) al numeral 8.1 del Anexo 15, de la siguiente manera, y renombrar la anterior letra f) como g) y así con las siguientes:

f) La capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctricas será calculada con el mismo valor de energía media semanal obtenida para el cálculo de capacidad firme provisoria del período anual recién transcurrido de junio del año anterior a mayo del año en curso; a no ser que el año más seco haya ocurrido en dicho período, debiendo en ese caso recalcularse la energía media semanal para el cálculo de la capacidad firme definitiva, utilizando los mismos niveles (volumen inicial) y proyección de precios de combustible con los que se hizo la corrida en la provisoria y actualizando la demanda y disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.

- xv. Modificar el numeral 12.7 del Anexo 15, de la siguiente manera:

12.7 En cuanto a los parámetros de la ejecución de optimización requerida para la simulación establecida en el numeral 3.1.4.2 de este anexo se utilizarán los siguientes:

- a) Máximo número de iteraciones en la optimización= 50.
 - b) Tolerancia para convergencia en la optimización = 0.01% del costo total esperado de operación.
 - c) Tasa de descuento en la optimización y simulación = el mismo valor empleado en la programación anual de la operación más reciente realizada por la UT.
- xvi. Adicionar el numeral 2.5 al Anexo 16, de la siguiente manera, y renumerar el anterior 2.5 como 2.6 y así con los siguientes:
- 2.5 Para aquellas plantas generadoras que entreguen sus excedentes al sistema, el procedimiento para la determinación de las curvas de calor será aplicado a las unidades pertenecientes a dicha planta, utilizando la generación total de dicha planta. Adicionalmente, no se requerirá la realización de los ensayos de arranque y detención contemplados en el presente anexo.
- xvii. Modificar el nuevo numeral 2.9 (según la renumeración indicada del romano anterior) del Anexo 16, de la siguiente manera:
- 2.9 La realización de la auditoría estará a cargo de un auditor externo y la participación de la UT será como observador, por lo que ésta deberá destacar, en el sitio donde se efectúen las pruebas, un representante durante el proceso de auditoría, para vigilar la correcta aplicación del procedimiento durante la misma.
- xviii. Adicionar el numeral 3.23 al Anexo 17, de la siguiente manera:
- 3.23 Para aquellas unidades o GGPs que operan con biomasa como recurso primario, serán consideradas con un CVNC igual a cero. Alternativamente, la auditoría objeto de este anexo se podrá realizar en caso que los titulares de estas unidades o GGPs la consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.
- xix. Modificar el numeral 5.9.6.1 del Anexo 16, de la siguiente manera:
- 5.9.6.1 En el apéndice 2 se presenta el modelo de Acta que será elaborada por el Auditor, firmada por el representante del PM Generador y por el representante de la UT.
- xx. Modificar el numeral 1 del Apéndice 2 del Anexo 16, de la siguiente manera:

1. MODELO DE ACTA ENSAYO DE CONSUMO DE CALOR

ACTA

Fecha:.....

Empresa.....

Central.....

En la fecha arriba indicada se ha procedido a la realización de los ensayos de consumo de calor y de potencia máxima de las unidades que se detallan:

Unidad N°.....Potencia NominalMW

Unidad N°.....Potencia NominalMW

.....

Se han certificado los siguientes valores de potencias y consumos específicos:

CÓDIGO UNIDAD Y TIPO	POTENCIA MW	C ESP. gal/MWh	C ESP. Gcal/MWh	COMBUSTIBLE
XX				OPERA CON (Tipo de Combustible)

Polinomios de consumo de calor (gal/h):

Unidad 1: $E = a + b * P + c * P^2$

Unidad 2: $E = a' + b' * P + c' * P^2$

Unidad n: $E = \dots\dots\dots$

Polinomios de consumo específico de calor (gal/MWh):

Unidad 1: $E = a + b * P + c * P^2$

Unidad 2: $E = a' + b' * P + c' * P^2$

Unidad n: $E = \dots\dots\dots$

Firma del Auditor

Firma del Representante del PM

Firma del Representante de la UT

Observaciones

SIGET
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

- II. Conceder a la UT un plazo de veinte días hábiles, contados a partir del día siguiente a la notificación de este acuerdo, para que presente a la SIGET el procedimiento resultante de lo establecido en la letra e) del numeral 4.10.3 del Anexo 4 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- III. Notificar el presente acuerdo a la Unidad de Transacciones, para lo cual se deberá adjuntar el informe técnico elaborado por la Gerencia de Electricidad y relacionado en el Considerando V de este proveído. "L.E.M.M." "W.Jiménez" "Ilegible" "R.AtanacioC." "FCM" "Rubricadas".

Atentamente,



SIGET

J. Gilberto Cruz Olmedo
Gerente de Electricidad

**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y
TELECOMUNICACIONES**



SIGET

SIGET

**Superintendencia General de Electricidad
y Telecomunicaciones.**

**INFORME SOBRE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE
OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO
MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN
ACUERDO No. 446-E-2012-A**

JULIO DE 2012



SIGET

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES	3
2. ANÁLISIS DE INFORME DE MODIFICACIONES AL ROBCP REMITIDO POR LA UT ..	4
3. RECOMENDACIONES	10



**INFORME SOBRE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA
BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN
ACUERDO 446-E-2012-A**

1. ANTECEDENTES

I. El ocho de mayo de dos mil doce, se recibió nota de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), mediante la cual solicitaba modificaciones al Anexo 15 “Determinación de la Capacidad Firme del ROBCP”, relativas a la determinación de la energía media semanal para la condición de hidrología seca que se utiliza para el cálculo de la capacidad firme de sus centrales.

II. El Ingeniero Luis Enrique González, Gerente General de la UT, remitió nota, el treinta y uno de mayo de dos mil doce, en la que expresó:

“““En consideración al acuerdo de nuestra Junta Directiva realizada el día 29 de mayo pasado, en donde se instruye a la Administración gestionar cambios al Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP) asociados a la metodología de cálculo de la Capacidad Firme y otros temas técnicos del Reglamento, adjuntamos informe que contiene la solicitud de cambios al ROBCP.

Los capítulos y anexos a los que se les propone modificaciones puntuales en ciertos numerales y apartados son:

- *Capítulo 6 “CAPACIDAD FIRME”*
- *Capítulo 8 “PROGRAMACIÓN ANUAL”*
- *ANEXO 4 – PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES*
- *ANEXO 6 – TRANSACCIONES DEL MERCADO*
- *ANEXO 15 – DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME*
- *ANEXO 16 – CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARAMETROS TECNICOS*
- *ANEXO 17 – COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLE (CVNC) Y COSTO DE ARRANQUE Y DETENCIÓN.*

III. El cuatro de junio de dos mil doce, se recibió nota de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), mediante la cual explicaba que no le sería posible cumplir con lo establecido en los numerales 8.1 literal c y 9.3 del Anexo 15 del ROBCP, ya que la demanda máxima real debe determinarse con la información realmente registrada durante el período de control, el cual comprende desde el catorce de noviembre de dos mil once hasta el trece de mayo de dos mil doce; sin embargo, las mediciones de los usuarios cuyos ciclos de lectura comprenden los primeros días de mayo, no se encuentran disponibles en la fecha requerida. Asimismo, explicaban que aun cuando las opciones planteadas podrían resolver la problemática inmediata, ninguna cumple con lo establecido en el ROBCP, lo cual para el caso de CEL, podría estar sujeto a observaciones de auditoría o de la Corte de Cuentas de la República, por lo que finalizaban solicitando analizar esa situación y promover una modificación al ROBCP a fin de solventar la situación planteada.

IV. A través del romano I de la parte resolutive del Acuerdo No. 446-E-2012-A de fecha dieciocho de junio de dos mil doce, la Junta de Directores de la SIGET aprobó las modificaciones solicitadas por la UT, a excepción de la eliminación del numeral 8.7 del Capítulo 8 del ROBCP, así como de otras para las cuales la Gerencia de Electricidad recomendó adecuaciones con base en el análisis expresado en el considerando VI del mencionado Acuerdo.

Asimismo, la Gerencia de Electricidad detectó algunas disposiciones adicionales del ROBCP a las que debían efectuarse adecuaciones relacionadas con los cambios propuestos por la UT, así como otras relacionadas con las observaciones planteadas por la CEL. Por lo anterior, la Junta de Directores consideró procedente conceder audiencia a la Unidad de Transacciones para que en un plazo de cinco días hábiles realizara las consultas pertinentes con los operadores del mercado y se pronunciara sobre las propuestas de modificación al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” contempladas en el romano II de la parte resolutive del Acuerdo No. 446-E-2012-A.

V. En respuesta al requerimiento del Acuerdo No. 446-E-2012-A, el Ingeniero Alfredo Borgonovo, Presidente de la Junta Directiva de la UT, remitió nota el veintisiete de junio de dos mil doce, en la que expresó:

“““De conformidad a lo establecido en el romano II de la parte resolutive del Acuerdo No. SIGET-E-2012-A, mediante el cual se solicita, que nuestra sociedad realice las consultas pertinentes con los operadores del mercado y se pronuncie sobre modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), anexamos el Informe que contiene el análisis de la propuesta de modificación al ROBCP, donde se incluyen justificaciones solicitadas.

Debido a que las modificaciones a las que hace referencia el Acuerdo No. 446-E-2012-A, impactan la metodología para calcular la capacidad firme provisoria y debemos cumplir los plazos para su incorporación en el proceso de facturación del mes de junio, cuyos resultados afectan el Informe de Comercialización Trimestral (ICT) abril 2012 – junio 2012, que debe remitirse el próximo 9 de julio de 2012, le solicitamos su respuesta a la brevedad. ”””

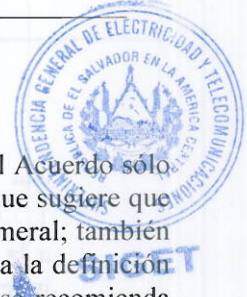
2. ANÁLISIS DE INFORME DE MODIFICACIONES AL ROBCP REMITIDO POR LA UT

Después de revisar el informe anexo a la nota del veintisiete de junio de dos mil doce que incluye el pronunciamiento de la UT respecto a las propuestas de modificación al ROBCP planteadas en el romano II de la parte resolutive del Acuerdo No. 446-E-2012-A, la Gerencia de Electricidad de la SIGET realizó el análisis siguiente:

Sobre las modificaciones propuestas por la SIGET a través del Acuerdo No. 446-E-2012-A, la UT manifiesta que no tiene observaciones sobre las que se exponen a continuación:

- Los numerales 4.3, 4.4, 4.5 y 10.6 del Anexo 4,
- Los numerales 2.1.2, 2.1.4, 3.1.3.2, 3.1.4.2 y 12.7 del Anexo 15,
- El numeral 5.9.6.1 y el numeral 1 del Apéndice 2 del Anexo 16, y
- El numeral 3.23 del Anexo 17.

Por lo anterior, se recomienda aprobar dichas modificaciones.



Por otra parte, respecto al numeral 6.18.1.3 del capítulo 6, la UT manifiesta que en el Acuerdo sólo se mostraba el inciso primero (donde estaba contenido el cambio propuesto), por lo que sugiere que al aprobar la modificación no debería omitirse el resto del texto del mencionado numeral; también solicita que, en el numeral 2.1.1 del Anexo 15 se agregue la palabra “equivalente” a la definición de la expresión “D_p”. En vista que dichas observaciones se consideran adecuadas, se recomienda incorporarlas en el texto de los mencionados artículos.

Respecto al numeral 12.7 del Anexo 15, la UT no tiene comentarios a la propuesta de modificar los parámetros: número de iteraciones y la toleración, a definir en el modelo de optimización para el cálculo de la energía media semanal. Además, aclaran que a la fecha de envío del informe no recibieron comentarios de los consultores que les asesoraron en la elaboración del Anexo 15, sin embargo, la UT considera que al hacer dichos cambios no se tiene ningún impacto técnico o económico.

En adición a lo anterior, la Gerencia de Electricidad analizó las observaciones puntuales expresadas por la UT respecto a las siguientes disposiciones:

1. **Sobre las letras d) y e) del numeral 4.10.3 del Anexo 4:** En relación con el literal d) la UT amplía el fundamento que había presentado mediante su nota del treinta y uno de mayo de dos mil doce, pues explica que la industria del petróleo y sus derivados se rige por normas internacionales que establecen una temperatura normal o estándar de 60°F para la comercialización del crudo o sus derivados. Al respecto menciona las normas ASTM (Petroleum Measurement Tables) y en la API (American Petroleum Institute). Al mantener la referencia de temperatura para el control de los inventarios a 60° F, se estaría orientando a los PM a manejar unidades de volumen estándar, que permitan conocer el volumen disponible en igualdad de condiciones para el mercado mayorista, de tal forma que se evite en mayor medida los ajustes por temperatura que se dan por el tipo de producto que se está tratando.

Asimismo, en el país la industria del petróleo y sus derivados opera en un mercado regulado y por ello existe un marco regulatorio que la rige. Tal es el caso de la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo. Esta ley en su Capítulo Primero Art. 4-B establece lo siguiente: “Quienes importen productos de petróleo para comercializarlos, están obligados a venderlos en igualdad de condiciones y en similares circunstancias, a toda persona natural o jurídica que esté autorizada por la Dirección, de conformidad a lo establecido en la presente Ley (5)”. De lo anterior es que se deriva que los vendedores deben facturar en condiciones estándar, con el objeto de vender los productos en condiciones de igualdad.

Por todo lo anterior la UT considera que normar los inventarios a una temperatura de referencia estándar, permitirá a los generadores tener inventarios mejor administrados.

En lo que respecta al literal e), en el Acuerdo No. 446-E-2012-A se le instruyó a la UT que debía elaborar un procedimiento estandarizado que garantice que la energía inyectada al sistema eléctrico nacional está relacionada directamente con el volumen de combustible reportado. La UT manifiesta estar de acuerdo con desarrollar el mencionado procedimiento; adicionalmente, en el referido acuerdo se establecía que la UT debía proporcionar, en su respuesta al mismo, una descripción de lo que podría consistir el mencionado procedimiento, para que la SIGET tuviera una perspectiva de las implicaciones correspondientes. Ante el requerimiento anterior, la UT describió brevemente lo siguiente:

.....

1. El procedimiento a seguir por los PM que poseen actividades económicas diferentes a la Generación de Energía Eléctrica, consistirá en establecer un formato de control de inventarios, en el cual deberá estar claramente identificado el rubro de transferencias de combustible.
2. Dicho formato deberá mantener la referencia de compra a la que es facturado el combustible.
3. Cada PM podrá reportarlo según sus controles internos, de tal forma que se facilite su complementación.
4. El procedimiento será estructurado y presentado para consideración de los PM, posterior a su aprobación” ” ”.

***Análisis de la Gerencia de Electricidad:** En relación con la adición del literal d), se observa que la misma tiene la finalidad de estandarizar el registro de inventarios de combustible, para lo cual se propone adoptar la práctica de la industria del petróleo y sus derivados, que consiste en referenciar los volúmenes de las transacciones a una temperatura de 60°F, lo que se basa en normas internacionales, y está en concordancia con lo establecido en la “Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Producto de Petróleo”. En vista de lo anterior, y considerando que ese cambio contribuirá a que la UT lleve a cabo de mejor manera su función de verificación de los inventarios de combustible de los PMs generadores térmicos, se recomienda la aprobación de esa disposición.*

En relación con el literal e), de la descripción presentada por la UT del procedimiento solicitado, se deduce que éste permitirá al generador ordenar sus registros de compras de combustible, llevando en forma separada lo concerniente a la actividad de generación eléctrica respecto de las otras actividades productivas a las que se pueda dedicar, lo que también tendrá la ventaja - así como la adición del literal anterior - de contribuir a la tarea de monitoreo que lleva a cabo la UT, sin que se produzca impacto económico perceptible sobre los generadores a los que estas disposiciones serán aplicables, razón por la cual se encuentra satisfactorio el procedimiento esbozado por la UT; y considerando, además, que los mencionados generadores no presentaron observaciones, pero que, en todo caso, podrán participar en la definición del procedimiento solicitado, se recomienda aprobar la modificación al literal e) del numeral 4.10.3 del Anexo 4 ROBCP.

No obstante lo anterior, para garantizar la congruencia de los registros que se deriven del procedimiento que se solicita, se recomienda que la UT adicione a los lineamientos propuestos, la verificación periódica de la consistencia entre la información resultante de la aplicación del procedimiento que se implemente y la energía eléctrica producida por los generadores correspondientes.

Con base en lo anterior, se recomienda la aprobación de lo dispuesto en la letra e) del numeral 4.10.3; sin embargo, para que no quede indefinido el tiempo para la elaboración por parte de la UT del procedimiento requerido, se recomienda, adicionalmente, que se le conceda un plazo de veinte días hábiles, para que dicho procedimiento sea remitido a la SIGET.

2. **Sobre los numerales 3.1.4.3.3, y 3.1.4.4 del Anexo 15:** En relación con el numeral 3.1.4.3.3, la UT manifiesta que realizó nuevamente simulaciones con el modelo de optimización y observó que al incorporar las tasas de salida forzada de los generadores



térmicos, los valores de energía media semanal para el período crítico resultan ser menores que cuando se simula sin la inclusión de las tasas de salida forzada de los generadores térmicos; llegando a la conclusión de que al incluir las tasas de salida forzada de los generadores térmicos se está limitando la energía máxima que las centrales hidroeléctricas pueden ofrecer para una condición hidrológica seca y en cierta manera se estaría afectando o limitando doblemente a las centrales hidroeléctricas: 1) Por la operación que resulta en las simulaciones por la inclusión de las tasas de salida forzada de los generadores térmicos y 2) Por sus propios factores de disponibilidad. Por lo anterior, la UT sugiere no tomar en cuenta en las simulaciones las tasas de salida forzada de las unidades de generación térmicas.

En lo concerniente al artículo 3.1.4.4, la UT sugiere varias modificaciones en relación con la redacción propuesta por la SIGET:

- Especificar mejor los productos entregables de los estudios que el PM dueño de la central deberá proporcionar a la UT.
- En cuanto a la propuesta de la SIGET de establecer, para el caso de nuevas centrales hidroeléctricas, un criterio para incorporar la nueva serie hidrológica de forma tal "... que prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes", la UT sugiere eliminarlo pues manifiesta que "al considerar la entrada de estas nuevas centrales con historia diferente al de las centrales existentes consideramos que para fines de determinar el año más seco deberá de tomar la historia donde todas las series hidrológicas de las centrales nuevas y existentes posean información".
- Uno de los objetivos de la UT al proponer la adición del numeral 3.1.4.4 es la de realizar el cálculo de la energía media semanal una vez al año para aplicarla tanto para el cálculo de capacidad firme provisoria, así como para la definitiva del mismo período anual; y sólo en el caso que el año más seco sea el mismo que comprende el período definitivo, hacer un recálculo de la energía media semanal para efectos de la determinación de la capacidad firme definitiva.

Análisis de la Gerencia de Electricidad: Respecto al numeral 3.1.4.3.3, y de acuerdo con lo explicado por la UT, el utilizar las tasas de disponibilidad no sólo de las centrales hidroeléctricas, sino también del resto de generadores, para el cálculo de la energía media semanal, implicaría un impacto duplicado para los generadores hidroeléctricos.

Considerando la naturaleza especial del cálculo de la energía media semanal, el cual consiste básicamente en la estimación de la energía que las centrales hidroeléctricas pueden aportar en el periodo crítico para la condición hidrológica más seca, (es decir, en la condición de aportes de generación hidroeléctrica más desfavorable), es razonable que esa estimación se base únicamente en las tasas de disponibilidad de dichas centrales; por lo que se coincide con la UT, en el sentido que ese cálculo no debería verse afectado o penalizado por las tasas de disponibilidad del resto de unidades generadoras. Sin embargo, debe aclararse que ello no implica ignorar el efecto de tales tasas, sino que éstas se toman en cuenta en una etapa posterior dentro cálculo de la capacidad firme. Por lo anterior, se recomienda aprobar el numeral 3.1.4.3.3 de acuerdo con la redacción solicitada por la UT.

En cuanto a la adición del numeral 3.1.4.4, la UT explica que uno de los aspectos centrales de la propuesta es que se realice el cálculo de la energía media semanal una vez al año para aplicarla en el cálculo de capacidad firme provisoria. Los mismos valores de energía

media semanal se volverían a utilizar, un año después, para el cálculo de la capacidad firme definitiva correspondiente al mismo período anual. Este aspecto no estaba incorporado en la propuesta de redacción del mencionado numeral que la SIGET remitió a la UT por medio del Acuerdo No. 446-E-2012-A, y se considera apropiado, pues de esa manera se evita introducir fuentes de variación innecesarias entre los valores de la capacidad firme definitiva y la provisoria de un mismo período anual, aunque la variación que se podría estar evitando con ello fuera mínima.

En todo caso debe resaltarse que, como lo explica la UT, la capacidad firme inicial de las centrales hidroeléctricas se ajustará al hacer el proceso de empuntamiento con la actualización de la disponibilidad y la curva de demanda real, pero con base en la misma energía media semanal que se efectuó el cálculo de la capacidad firme provisoria, a no ser que el año más seco haya ocurrido en el período anual recién transcurrido, situación en la cual sí debería recalcularse la energía media semanal. Respecto a ese recálculo de la energía media semanal, la UT propone que se efectúe “utilizando las mismas condiciones de operación con la que fue realizada la capacidad firme provisoria correspondiente a ese período”, lo cual se considera que es una descripción demasiado general, por lo que, para evitar ambigüedades, deberían precisarse más detalladamente esas condiciones. Por lo anterior, se recomienda que el texto en cuestión se sustituya por “utilizando los mismos niveles (volumen inicial) y proyección de precios de combustible con los que se hizo la corrida en la provisoria y actualizando la demanda y disponibilidad de las centrales hidroeléctricas”.

Por otra parte, el literal d) del numeral 3.1.4.4 propuesto por la UT, se trata de una disposición relacionada con el cálculo de la capacidad firme definitiva, siendo el caso que el apartado 3 del Anexo 15, donde se adicionaría el referido numeral, se refiere exclusivamente al cálculo de la capacidad firme provisoria, razón por la cual se recomienda que el contenido del literal d) propuesto por la UT se traslade como un literal f) al numeral 8.1 del Anexo 15, el cual contiene las disposiciones específicas relacionadas con el cálculo de la capacidad firme definitiva.

Asimismo, se recomienda una modificación al literal e) del numeral 8.1 del Anexo 15, con el objeto de indicar que para la determinación de la capacidad firme definitiva se debe repetir el mismo procedimiento que se aplicó para el cálculo de la capacidad firme provisoria, a excepción del cálculo de la energía media semanal, el cual no habría que repetirlo, pues se deberán utilizar los mismos valores que fueron determinados en la etapa de cálculo de la capacidad firme provisoria.

Finalmente, la UT sugiere eliminar del numeral 3.1.4.4 el siguiente texto que fue propuesto por la SIGET a través del Acuerdo No. 446-E-2012-A, relacionado con la situación del apareamiento de una nueva central hidroeléctrica “... el criterio para incorporar la nueva serie hidrológica deberá ser tal que prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes”. La UT explica que “al considerar la entrada de estas nuevas centrales con historia diferente al de las centrales existentes consideramos que para fines de determinar el año más seco deberá de tomar la historia donde todas las series hidrológicas de las centrales nuevas y existentes posean información”.

El criterio planteado por la UT para la incorporación de la serie hidrológica correspondiente a una central hidroeléctrica nueva no se considera satisfactorio, pues implicaría que, en el caso que una central hidroeléctrica nueva disponga de una historia



hidrológica más corta que la de las existentes, la información de éstas tendría que adaptarse al de la nueva, produciéndose consecuentemente pérdida de información valiosa del conjunto de las centrales que representan actualmente - y que representarían por muchos años más - la proporción más importante de la generación hidroeléctrica del país; lo cual, a su vez, podría implicar una variación significativa en la estimación de la energía media semanal de las centrales hidroeléctricas existentes, lo que incidiría directamente en el cálculo de su capacidad firme.

Por lo anteriormente expuesto, se recomienda mantener dentro del numeral 3.1.4.4 el texto que define el criterio para la incorporación de la información de la central hidroeléctrica nueva a la base de datos de las series hidrológicas, de manera tal que se “prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes”. Para lo anterior, en su oportunidad, deberá efectuarse el análisis de los tratamientos metodológicos apropiados que permitan la adaptación de la información hidrológica de una central hidroeléctrica nueva, al de la de las centrales hidroeléctricas existentes, en el caso que la historia de dicha central sea menor que la de éstas. Ante una solicitud de aprobación del estudio al que se hace referencia en el numeral 3.1.4.4, correspondiente a una central hidroeléctrica nueva, la UT y la SIGET deberán revisar y procurar la aplicación del criterio anterior

3. Sobre el numeral 9.3 del Anexo 15: En virtud de la audiencia conferida por el Acuerdo No. 446-E-2012-A, la UT recibió observaciones de las siguientes empresas respecto a la modificación del mencionado numeral:

- DELSUR: solicitó desfasar la fecha límite para entrega de la información de la demanda establecida en el referido numeral, del tercer al octavo día hábil del mes de junio.
- EDESAL: solicitó adecuar el tiempo para que se manejen datos reales.
- Mercados Eléctricos: solicitó aclarar que la demanda máxima real es sobre el consumo nacional.

La UT manifiesta que es difícil extender el referido plazo hasta el octavo día hábil, como lo solicita DELSUR, pues se afectaría el calendario fiscal de los PMs, sin embargo, considera que es factible extenderlo hasta el quinto día hábil.

Respecto a la observación de Mercados Eléctricos, la UT no considera necesario que se aclare que se trata del consumo nacional, pues eso está implícito en el numeral 6.3.3 del capítulo 6 del ROBCP.

***Análisis de la Gerencia de Electricidad:** Se concuerda con la UT en que la propuesta de Mercados eléctricos es innecesaria, puesto que, en virtud de otras disposiciones del ROBCP, se interpreta que dicha demanda debe estar conformada por consumos nacionales. Por otra parte, se determina que la modificación del plazo propuesta por la UT es razonable, pues suministra una opción intermedia, entre el plazo actualmente vigente y el solicitado específicamente por Delsur, al conceder dos días hábiles más a los PMs, lo que también está en consistencia con lo solicitado por EDESAL. En razón de lo anterior, los PMs que retiran tendrán que emprender las acciones necesarias con la debida anticipación, por lo que se considera factible el cumplimiento del plazo sugerido por la UT, y se recomienda aprobar el cambio en los términos solicitados por dicha entidad.*

4. **Sobre la letra d) del numeral 8.1 del Anexo 15:** La UT busca a través de esta modificación compatibilizar el plazo contenido en este literal con el cambio indicado anteriormente mencionado al numeral 9.3 del Anexo 15.

Análisis de la Gerencia de Electricidad: En vista de que en este apartado se menciona también el plazo para la entrega de la información de demanda por parte de los PMs que retiran, dicho plazo debe ser el mismo que se apruebe en el numeral 9.3 del Anexo 15, razón por la cual se determina que la modificación propuesta por la UT busca preservar la consistencia del ROBCP, en razón de lo cual se recomienda su aprobación.

5. **Sobre los numerales 2.5 y 2.8 del Anexo 16:** Respecto al numeral 2.5 que la UT propone que se modifique, explica que con ello pretende eliminar interpretaciones erróneas respecto a que dicho cálculo debe efectuarse con los excedentes entregados al sistema, ya que esto podría producir distorsiones en los cálculos. Asimismo, los ensayos asociados al arranque y detención no son necesarios debido a que el numeral 3.1.6 del Anexo 9 del ROBCP establece que a estas plantas no se les reconocerá ningún componente asociado a arranque y detención.

Por otra parte, la UT solicita eliminar de la redacción propuesta del numeral 2.8 la expresión “idóneo en cada central generadora”; por lo demás, la UT está de acuerdo con el cambio propuesto, sin embargo, hace énfasis en que implicará ajustes en la empresa modelo y en el presupuesto para el próximo quinquenio.

Análisis de la Gerencia de Electricidad: se considera adecuado el cambio al numeral 2.5, ya que es consecuencia del tratamiento otorgado a los generadores autoprodutores en lo relacionado con las compensaciones por eficiencia, según la modificación al numeral 3.1.6 del anexo 9 efectuada a través del Acuerdo No. 370-E-2011, así como de otras modificaciones aprobadas mediante el Acuerdo No. 446-E-2012-A.

Asimismo, se recomienda aceptar la modificación propuesta por la UT al numeral 2.8 en lo que respecta a la eliminación de la palabra “idóneo”, pues es claro que la UT tiene la responsabilidad de designar como observador, a efectos de verificar la realización de las auditorías, a personal que cuente la experiencia y conocimiento relacionado con el objeto de las mismas. Sin embargo, se recomienda mantener la referencia de dónde estará destacado el personal que designe la UT, con el objeto de que no quede incompleto el texto de esa disposición, por lo que deberá precisarse que ello deberá ser en el “sitio en el que se efectúen las pruebas”. Finalmente, debe considerarse que al adicionar el numeral 2.5, se deberá desplazar la numeración de los siguientes numerales, pasando en consecuencia el numeral 2.8 a ser el 2.9.

3. RECOMENDACIONES

En virtud del análisis detallado en la sección anterior, la Gerencia de Electricidad considera procedente aprobar las modificaciones solicitadas por la UT incorporando las adecuaciones identificadas en el análisis realizado.

Las modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” son las siguientes:

- i. Modificar los numerales 4.3, 4.4 y 4.5 del Anexo 4, de la siguiente manera:



4.3 Al inicio del proceso de revisión anual, la UT solicitará a cada PM generador, para su posterior remisión a la SIGET, la estructura de costos para cada tipo de combustible, su forma y periodicidad de actualización.

4.4 El PM Generador, en concordancia con el requerimiento anterior, deberá suministrar anualmente la información requerida en el numeral 4.1, mediante un informe justificativo en el que incorpore el respaldo necesario y suficiente. La estructura de costos y su forma de actualización, serán revisadas por la UT y enviadas para su aprobación a la SIGET en un plazo máximo de un mes. Al ser aprobadas, éstas serán utilizadas por la UT para efectos de la Programación de la Operación. Durante el proceso de revisión, la SIGET podrá solicitar al PM generador las aclaraciones o información adicional que considere pertinente.

4.5 La información a la que se refiere el numeral 4.4 del presente anexo deberá ser entregada a la SIGET por la UT a más tardar un mes antes del vencimiento de la estructura de costos vigente.

- ii. Adicionar los literales d) y e) al numeral 4.10.3 del Anexo 4, de la siguiente manera:
 - d) Todos los generadores deberán referenciar su inventario de combustible a 60°F, utilizando tablas de calibración auditadas para sus tanques. Además, todos los instrumentos utilizados para la medición deberán estar calibrados y certificados.
 - e) Para los PMs que tienen una actividad productiva adicional a la de generación de energía eléctrica, y cuya fórmula de determinación del Precio FOB esté en función del volumen de compra, los reportes contables y volúmenes reflejados en el informe de inventario de combustible así como sus respectivos comprobantes de compra, deberán ser los correspondientes a la actividad de generación eléctrica. Para estos efectos, la UT definirá un procedimiento estandarizado que garantice que la energía inyectada al sistema eléctrico nacional está relacionada directamente con el volumen de combustible reportado. Dicho procedimiento deberá ser remitido a la SIGET.
- iii. Adicionar el numeral 10.6 al Anexo 4, de la siguiente manera:

10.6 Previo a la entrada en operación de nuevos generadores, éstos deberán presentar a la UT su estructura de costos de combustibles debidamente aprobada por la SIGET. Para lo anterior, el nuevo generador deberá presentar la solicitud de aprobación respectiva ante la SIGET de conformidad con los requisitos establecidos en los numerales 4.1 y 4.4 de este Anexo, con una antelación de al menos un mes.
- iv. Modificar el numeral 6.18.1.3 del Capítulo 6, de la siguiente manera:

6.18.1.3. La UT mantendrá actualizada la estadística de disponibilidad de unidades generadoras térmicas, geotérmicas e hidroeléctricas. Para efectos de los cálculos de la capacidad firme, adicionalmente a lo establecido en el numeral 6.18.1.2, también se considerarán como indisponibilidad forzada mantenimientos que no estén programados en el PAMM y/o mantenimientos que estando programados en el PAMM se realicen en el periodo crítico, exceptuando aquellos solicitados por la UT en dicho periodo por necesidades del sistema.

Por lo anterior, en forma más detallada, para el cálculo de la tasa de salida forzada, se deberán considerar explícitamente las siguientes estadísticas:

 - a) Horas de mantenimiento menor

- b) Horas de mantenimiento de emergencia
- c) Horas de exceso respecto a los tiempos programados de mantenimientos, independientemente de la causa
- d) Horas de mantenimiento mayor en periodo crítico, excepto cuando la UT lo haya solicitado por razones de necesidad del sistema, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.12.1.

Por lo tanto, la UT deberá llevar separadamente las estadísticas relacionadas con las variables indicadas anteriormente.

- v. Modificar el numeral 2.1.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.1 La disponibilidad de cada unidad generadora o GGP es igual al complemento de la tasa de salida forzada:

$$D_i = (1 - TSF_i)$$

Donde:

D_i : Disponibilidad de la unidad generadora o GGP "i" (p.u.).

TSF_i : Tasa de salida forzada de la unidad generadora o GGP "i" (p.u.).

La disponibilidad equivalente de una central hidroeléctrica conformada por una o más unidades generadoras se calculará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$D_p = (1 - TSFE_p)$$

Donde:

D_p : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica "p" (p.u.).

$TSFE_p$: Tasa de salida forzada equivalente de la central hidroeléctrica "p" (p.u.).

- vi. Modificar el numeral 2.1.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

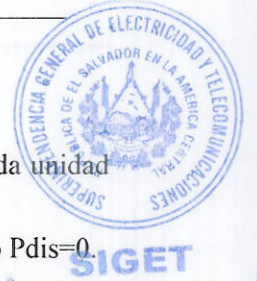
2.1.2 La Tasa de Salida Forzada se calcula para cada unidad generadora o GGP "i" como una relación de horas, del siguiente modo:

$$TSF_i = \frac{(HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i)}{(HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i)}$$

Donde:

$HIMnoP_i$: Horas de indisponibilidad por mantenimiento no programado en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores para la unidad generadora o GGP i.

HS_i : Horas en servicio para la unidad generadora o GGP i entendiéndose éstas como las horas en que se encuentra la unidad sincronizada e inyectando potencia al sistema.



HFE_i : Número de horas de indisponibilidad forzada equivalente para cada unidad generadora o GGP “i”, donde $Pdis > 0$;

$HIFT_i$: Número de horas de indisponibilidad forzada total, es decir cuando $Pdis=0$.

La tasa de salida forzada equivalente de una central hidroeléctrica con una o más unidades generadoras se determinará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$TSFE_p = \frac{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i) * Pmax_i}{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i) * Pmax_i}$$

Donde:

$TSFE_p$: Tasa de Salida Forzada equivalente de cada central hidroeléctrica “p”;

$Pmax_i$: Potencia máxima neta de cada unidad generadora “i” que pertenece a “p”;

n : Número de unidades generadoras “i” que pertenecen a “p”.

vii. Modificar el numeral 2.1.4 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.4 La expresión para el cálculo del número de horas de indisponibilidad forzada equivalente es la siguiente:

$$HFE_i = \sum_{e=1}^E \left[\frac{(Pmax_{i,e} - Pdis_{i,e}) \times \Delta t_e}{60 \times Pmax_{i,e}} \right]$$

Donde:

$Pmax_{i,e}$: Potencia Máxima Neta (MW) de la unidad generadora o GGP “i” durante el evento “e”. En el caso de las unidades hidroeléctricas se debe considerar el nivel del embalse para identificar $Pmax_{i,e}$.

$Pdis_{i,e}$: Potencia disponible de la unidad generadora o GGP “i” durante el evento “e” (MW).

Δt_e : Duración del evento “e” (minutos).

E : Número total de eventos “e” que llevan a una reducción de potencia máxima para la unidad generadora o GGP “i” en el período considerado.

viii. Modificar el numeral 3.1.3.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.3.2 Se define la potencia Máxima Disponible de cada central hidroeléctrica como la Potencia Máxima Neta considerando el embalse lleno multiplicado por la Disponibilidad equivalente de la Central

$$P_{max D_i} = P_{max_i} \times D_i$$

Donde:

- $P_{max D_i}$: Potencia Máxima Disponible de la central hidroeléctrica "i" (MW)
 P_{max_i} : Potencia Máxima Neta de la central hidroeléctrica "i" (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.
 D_i : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica "i" (p.u.).

ix. Modificar el numeral 3.1.4.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.2 Para la determinación de la energía media semanal en la condición hidrológica seca, en el Período Crítico se realizará una simulación determinística en etapas semanales con el modelo de programación anual de la operación, comenzando en la semana 20 y finalizando en la semana 19 del año próximo, utilizando las potencias máximas disponibles ($P_{max D_i}$) de cada central hidroeléctrica y los volúmenes iniciales reales de los embalses de la semana 20. De esta simulación se extraerá la energía media semanal en la condición hidrológica seca en el Período Crítico.

x. Modificar el numeral 3.1.4.3.3 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.3.3 El estudio deberá realizarse sin restricciones de la red de transmisión y sin considerar volúmenes de alerta en los embalses. De la base de datos más reciente que disponga la UT para la actualización de la programación anual de la operación, se utilizará únicamente la información detallada a continuación:

- a) Proyección de demanda.
- b) Proyección de precios de combustible.

xi. Adicionar el numeral 3.1.4.4 al Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.4 La energía media semanal para la condición hidrológica más seca, será recalculada únicamente si se cumplen las siguientes condiciones:

a) Que ocurra un año más seco que el considerado en la última actualización de la energía media semanal.

b) Que una nueva central hidroeléctrica entre en operación, para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la nueva central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga la historia hidrológica asociada a su central y las características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes para determinar la energía media semanal para la condición hidrológica más seca y el año con la serie hidrológica más seca. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la SIGET. Una vez aprobado éste, la UT aplicará los resultados del estudio en el cálculo de la capacidad firme. El criterio para incorporar la nueva serie hidrológica deberá ser tal que prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes.

c) Que las centrales hidroeléctricas existentes modifiquen su capacidad instalada, para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se



genere. El PM dueño de la central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga las nuevas características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes para determinar la energía media semanal para la condición hidrológica más seca y el año con la serie hidrológica más seca. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la SIGET. Una vez aprobado éste, la UT aplicará los resultados del estudio en el cálculo de la capacidad firme.

d) Cada vez que se actualicen las tasas de salida forzada y disponibilidades de las Centrales Hidroeléctricas, la energía media semanal será actualizada.

xii. Modificar el numeral 9.3 del Anexo 15, de la siguiente manera:

9.3. A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el quinto día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada a cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, este cálculo se efectuará con la información disponible a la fecha del envío.

xiii. Modificar las letras d) y e) del numeral 8.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

d) Utilizando los datos de demanda reales registrados por el SIMEC en el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y los datos de demanda máxima real, acordada e informada por los comercializadores y el respectivo distribuidor, la que será provista por ambos a más tardar el quinto día hábil de junio, se calcula la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (Dmax SR) siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 6.2 del presente anexo. Posteriormente se determinan los valores de demanda reconocida definitiva para cada PM aplicando los procedimientos definidos en los numerales 6.5 y 6.6 del presente anexo.

e) La Dmax SR calculada será asimismo usada para determinar la capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, auto-productores, cogeneradores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación autorizados por SIGET. Para ello, a partir de la actualización de las tasas de indisponibilidad, se calculan los valores de Capacidad Firme Inicial Real (CFiniR_i) utilizando el mismo procedimiento definido en el numeral 3 del presente anexo (a excepción de lo establecido en el literal f) respecto a las centrales hidroeléctricas), aplicando las mismas limitaciones a los valores de capacidad indicadas en ese numeral y en el numeral 4.1 del presente anexo, y empleando para ello la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (Dmax SR), obteniendo así los valores de Capacidad Firme Inicial Real ajustada (CFiniR_i ajustada). Los valores de Capacidad firme definitiva (CFdef_i) se calculan de la siguiente manera:

$$CFdef_i = \frac{CFiniR_i \text{ ajustada}}{\sum_i CFiniR_i \text{ ajustada}} \times DmaxSR$$

Donde:

CFdef_i: Capacidad Firme Definitiva de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación “i” (MW).

C_{FiniR} ajustada: Capacidad Firme Inicial Real ajustada de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación "i" (MW), incorporando la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses recién transcurridos, que reemplazarán los datos del período de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional.

D_{max SR} : Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

- xiv. Adicionar la letra f) al numeral 8.1 del Anexo 15, de la siguiente manera, y renombrar la anterior letra f) como g) y así con las siguientes:

f) La capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctricas será calculada con el mismo valor de energía media semanal obtenida para el cálculo de capacidad firme provisoria del período anual recién transcurrido de junio del año anterior a mayo del año en curso; a no ser que el año más seco haya ocurrido en dicho período, debiendo en ese caso recalcularse la energía media semanal para el cálculo de la capacidad firme definitiva, utilizando los mismos niveles (volumen inicial) y proyección de precios de combustible con los que se hizo la corrida en la provisoria y actualizando la demanda y disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.

- xv. Modificar el numeral 12.7 del Anexo 15, de la siguiente manera:

12.7 En cuanto a los parámetros de la ejecución de optimización requerida para la simulación establecida en el numeral 3.1.4.2 de este anexo se utilizarán los siguientes:

a) Máximo número de iteraciones en la optimización= 50.

b) Tolerancia para convergencia en la optimización = 0.01% del costo total esperado de operación.

c) Tasa de descuento en la optimización y simulación = el mismo valor empleado en la programación anual de la operación más reciente realizada por la UT.

- xvi. Adicionar el numeral 2.5 al Anexo 16, de la siguiente manera, y reenumerar el anterior 2.5 como 2.6 y así con los siguientes:

2.5 Para aquellas plantas generadoras que entreguen sus excedentes al sistema, el procedimiento para la determinación de las curvas de calor será aplicado a las unidades pertenecientes a dicha planta, utilizando la generación total de dicha planta. Adicionalmente, no se requerirá la realización de los ensayos de arranque y detención contemplados en el presente anexo.

- xvii. Modificar el nuevo numeral 2.9 (según la reenumeración indicada denle el romano anterior) del Anexo 16, de la siguiente manera:

2.9 La realización de la auditoría estará a cargo de un auditor externo y la participación de la UT será como observador, por lo que ésta deberá destacar, en el sitio donde se efectúen las pruebas, un representante durante el proceso de auditoría, para vigilar la correcta aplicación del procedimiento durante la misma.

- xviii. Adicionar el numeral 3.23 al Anexo 17, de la siguiente manera:

3.23 Para aquellas unidades o GGP's que operan con biomasa como recurso primario, serán consideradas con un CVNC igual a cero. Alternativamente, la auditoría objeto de este anexo se podrá realizar en caso que los titulares de estas unidades o GGP's la



consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.

xix. Modificar el numeral 5.9.6.1 del Anexo 16, de la siguiente manera:

5.9.6.1 En el apéndice 2 se presenta el modelo de Acta que será elaborada por el Auditor, firmada por el representante del PM Generador y por el representante de la UT.

xx. Modificar el numeral 1 del Apéndice 2 del Anexo 16, de la siguiente manera:

CÓDIGO UNIDAD Y TIPO	POTENCIA MW	C _{cal} (kWh/MWh)	C _{ev} (kWh/MWh)	COMBUSTIBLE
XX				OTRA CO2 (tipo de Combustible)

INFORME SOBRE MODIFICACIONES AL ROBCEP

1. MODELO DE ACTA ENSAYO DE CONSUMO DE CALOR

ACTA

Fecha:.....

Empresa.....

Central.....

En la fecha arriba indicada se ha procedido a la realización de los ensayos de consumo de calor y de potencia máxima de las unidades que se detallan:

Unidad N°.....Potencia NominalMW

Unidad N°.....Potencia NominalMW

.....

Se han certificado los siguientes valores de potencias y consumos específicos:

CÓDIGO UNIDAD Y TIPO	POTENCIA MW	C _{ESP.} gal/MWh	C _{ESP.} Gcal/MWh	COMBUSTIBLE
XX				OPERA CON (Tipo de Combustible)

Polinomios de consumo de calor (gal/h):

Unidad 1: $E = a + b \cdot P + c \cdot P^2$

Unidad 2: $E = a' + b' \cdot P + c' \cdot P^2$

Unidad n: $E = \dots\dots\dots$

Polinomios de consumo específico de calor (gal/MWh):

Unidad 1: $E = a + b \cdot P + c \cdot P^2$

Unidad 2: $E = a' + b' \cdot P + c' \cdot P^2$

Unidad n: $E = \dots\dots\dots$

Firma del Auditor

Firma del Representante del PM

Firma del Representante de la UT

Observaciones