

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

25 de mayo de 2010

Ingeniera
Ingrid Chávez de Mendoza
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	25/mayo/10
HORA	11:40
Recibido por	Maribel Sosa
Clave/Archivo	SIGET - 314

Estimada Ingeniera Chávez:

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

ACUERDO No. 106-E-2010

LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las dieciséis horas con treinta minutos del día veinticuatro del mes de mayo del año dos mil diez.

CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante Acuerdo No. 232-E-2008 de fecha veintitrés de octubre de dos mil ocho, la Junta de Directores de la SIGET resolvió lo siguiente:

.....

- I. *Aprobar el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, el cual se anexa al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo. La UT dispondrá de seis meses contados a partir de la fecha de publicación de este Acuerdo para habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, la definición y operación de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, así como las demás habilitaciones que se requieran.*
- II. *Otorgar a la UT un plazo de nueve meses contados a partir de la fecha en que se publique el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que, conforme al referido Reglamento, requieran la ejecución de pruebas para su determinación. Desde la publicación del nuevo Reglamento de Operación hasta el término de los nueve meses antes señalados, la operación del sistema se realizará utilizando los antecedentes informados por los propietarios de las instalaciones correspondientes, así como*

valores basados en antecedentes internacionales, según esté dispuesto en el Reglamento de Operación referido. Estos valores serán utilizados por la UT previa aprobación de la SIGET.

III. Durante el período que transcurra hasta la aplicación del modelo de despacho basado en costos de producción, la UT deberá continuar rigiéndose por el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA.

IV. Publicar el presente Acuerdo y su Anexo, el día uno de julio de dos mil nueve, a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación de los aspectos señalados en los romanos I y II de la parte resolutive del presente Acuerdo y de los asuntos indicados en el Considerando XVII.3;

V. El REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN entrará en vigencia el mismo día de su publicación en el Diario Oficial, para los efectos relacionados con el cumplimiento de lo establecido en los romanos I y II de la parte resolutive del presente acuerdo.

VI. Notifíquese. ” ” ” ”

- II. Por medio del Acuerdo No. 174-E-2009 de fecha veinticinco de junio de dos mil nueve, se modificó el romano IV del Acuerdo No. 232-E-2008, en el sentido que dicho Acuerdo y su Anexo que contiene el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN debía ser publicado a más tardar el día treinta y uno de julio de dos mil nueve.
- III. Por medio del Acuerdo No. 222-E-2009 de fecha treinta y uno de julio de dos mil diez, la Junta de Directores ordenó la publicación del REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP) aprobado mediante Acuerdo No. 232-E-2008.
- IV. El día veintidós de febrero de dos mil diez, el ingeniero Luis Enrique González, en su calidad de Gerente General de la Unidad de Transacciones (UT), remitió el documento denominado “Modelo Matemático para la Programación de la Generación”, el cual contiene los elementos principales del mismo y que será utilizado para la elaboración de las programaciones de la operación anual, semanal y diaria (pre-despacho); aclarando que dicho documento incorpora las observaciones y comentarios realizados por la Gerencia de Electricidad de SIGET mediante nota de fecha quince de julio de dos mil nueve.
- V. El día veinticinco de febrero de dos mil diez, la ingeniera Sandra Ingrid Chávez de Mendoza, en su calidad de Presidenta de la Junta Directiva de la UT, remitió -para aprobación de la SIGET- el Anexo 18: “PRONÓSTICO DETERMINÍSTICO DE CAUDALES” y el Anexo 19: “DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES”, que desarrollan una metodología de pronósticos de caudales y el establecimiento de los niveles de confiabilidad establecidos en el Anexo 12 Normas

de Calidad y Seguridad Operativas del ROBCP; expresando que dichos documentos incorporaban las observaciones de la Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL).

- VI. Con base en las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad, esta Junta de Directores dictó el Acuerdo No. 87-E-2010, de fecha treinta de abril de dos mil diez en el cual estimó procedente conceder audiencia a la UT para que:
1. Se pronunciara sobre las modificaciones a los anexos 18 “TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA” y 19 “DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES” del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción” que se detallan en dicho Acuerdo.
 2. Señalara si se requerían ampliaciones en el capítulo 13 “Operación en tiempo real” que complementarían lo dispuesto en el Anexo 18, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4 del Considerando VI del mencionado Acuerdo.

Asimismo, se ordenó a la UT que remitiera las observaciones específicas al Modelo Matemático para la Programación de la Generación.

- VII. El día siete de mayo de dos mil diez, la UT evacuó la audiencia conferida mediante el Acuerdo No. 87-E-2010, adjuntando la información siguiente:
- a) Documento que contiene las valoraciones al Considerando VI del acuerdo antes referido, las valoraciones a las observaciones del modelo matemático y una propuesta de cambio en el capítulo 13 “Operación en Tiempo Real”;
 - b) Redacciones finales de los anexos 18 y 19 propuestos por dicha sociedad.

En relación con las modificaciones propuestas por la SIGET mediante el Acuerdo No. 87-E-2010, la UT plantea –en síntesis– las siguientes valoraciones:

ANEXO No. 18:

1. **Objeto:** Manifiesta estar de acuerdo.
2. **Uso de caudales determinísticos:** *“En general la UT está de acuerdo en el uso de los caudales probabilísticos en lugar de determinísticos para las 52 semanas del año, propuestas por SIGET. Deseamos acotar además que, la complejidad del desarrollo del modelo matemático para el pronóstico de caudales, está limitado principalmente por la falta de los datos de precipitación, temperatura, y otras variables exógenas; que puedan describir de mejor manera la metodología del pronóstico”.*
3. **Programación semanal:** *“La UT está de acuerdo en que, el generador propietario de centrales hidroeléctricas, proporcione el pronóstico de caudales para la siguiente semana. Con relación al uso de las 52 semanas en la programación semanal, señalamos que la actualización del valor del agua producto de la política operativa, debe de hacerse de manera probabilística, tal como lo menciona el numeral 2 del considerando VI del acuerdo 87. Sin embargo*

para la simulación de la programación semanal, se utilizará el pronóstico de caudales proporcionado por los propietarios de las centrales hidroeléctricas. (Numeral 4.1 del Anexo 18) ”.

4. **Programación diaria:** *“En cuanto a que, la programación diaria se realice con el pronóstico proporcionado por la CEL para cada hora del día siguiente, la UT está de acuerdo. Con respecto al establecimiento de criterios generales y parámetros externos, que definan la estrategia de apartamientos tanto de los caudales afluentes, como de las cotas de los embalses que menciona este considerando, después de hacer una análisis pormenorizado, consideramos que al depender estos criterios de una gama bastante grande de variables, sería difícil una definición precisa de los mismos, que posibilite su determinación, además de conllevar a una serie de riesgos regulatorios e implicaciones económicas y operativas, que se indican a continuación:*

- a. Se podrían incrementar en forma considerable las desviaciones de las inyecciones en los nodos de generación con respecto a los pre-despachos, cuando se apliquen criterios de re-despachos en tiempo real, para modificar el despacho de las centrales hidroeléctricas en función de los desvíos que presenten los caudales y las cotas de los embalses reales respecto del pronóstico utilizado en la programación del despacho diario. Esto traería un incremento de las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real definidas en el numeral 2.4.3.4 del libro II del RMER, ya que estas causales de re-despachos nacionales, no son causantes de redespachos en la reglamentación regional.*
- b. El diseño de la interface entre el ROBCP y el RMER, debe considerar cómo armonizar la actual sección 13.10 del ROBCP, con las políticas operativas del RMER.*
- c. En los criterios de re-despachos en tiempo real, para modificar el despacho de las centrales hidroeléctricas, si no se utiliza como variable de decisión determinante el riesgo de vertimiento y descarga por vertedero, resultará difícil y en algunos casos imposible, la reproducción de las condiciones de los despachos por parte de los PM's, por medio de los modelos de planificación operativa a disposición de los operadores, lo cual es un objetivo de trazabilidad que se encuentra implícito en el actual ROBCP.*
- d. Dados la incertidumbre en los montos de las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real definidas en el numeral 2.4.3.4 del libro II del RMER, anteriormente mencionados y que cualquier variación del pre-despacho como resultado de la aplicación de algún criterio traería como consecuencia una desviación significativa con relación al mismo, y que estos desvíos se van al mercado eléctrico regional, resulta contraproducente la definición de criterios adicionales pues al final podría resultar en una operación antieconómica.*

Ante estas consideraciones, se presenta una propuesta en el Capítulo 13 del ROBCP, que trata de dar respuesta a la recomendación de SIGET de la adopción de medidas que permitan que el despacho de carga siga siendo económico”.

5. **Programación de mediano plazo:** Manifiesta estar de acuerdo.
6. **Estadística de caudales de centrales futuras con información de caudales incompleta:** Manifiesta estar de acuerdo.
7. **Desarrollo de modelo de pronóstico de caudales:** Manifiesta estar de acuerdo.

Finalmente, en la redacción propuesta del Anexo No. 18, la UT desarrolla algunas modificaciones de forma.

ANEXO No. 19:

1. **Eliminación de restricciones de cumplimiento obligatorio al establecer curvas de alerta de los embalses:** Manifiesta estar de acuerdo.
2. **Eliminación de la condición que señala que el costo marginal asociado a la reserva correspondiente a la curva de alerta es el costo de déficit:** Manifiesta estar de acuerdo.

CAPÍTULO No. 13:

“En el caso de desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto de los pronosticados por el operador propietario de las Centrales Hidroeléctricas, el criterio ya establecido en el 13.10.2, considera la forma de realizar redespachos cuando el PM propietario de la central hidroeléctrica prevea vertimientos no considerados en la planificación de la operación. Es importante aclarar que bajo la actual redacción de este artículo, el PM propietario de la central hidroeléctrica puede informar de esta condición, y la UT realizar el re-despacho, incluso antes de entrar en vertimiento.

En el caso de que se presenten desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto de los pronosticados y apartamientos en las cotas esperadas, y que no se prevea vertimiento por el propietario de la central, el ajuste de tales desviaciones podría ser considerado y programado en los predespachos de los días subsiguientes, tal como lo hace el propietario de las centrales hidroeléctricas con las reglas actualmente vigentes en el mercado de precios.

Por lo anterior, propone una modificación al numeral 13.10.2 y la adición del numeral 13.10.3 del ROBCP, que deje más claro los re-despachos en tiempo real:

13.10.2. En el caso que el propietario de una central hidroeléctrica de embalse prevea vertimientos o descargas por compuerta no considerados en la planificación de la operación, informará a la UT. La UT asignará un valor del agua igual a cero a dicho embalse, realizará un re-despacho para los siguientes períodos de mercado, dando prioridad de colocación a dicha central. No obstante lo anterior, una vez conocida la información del propietario de dicho embalse, la UT en tiempo real realizará los cambios necesarios en el plan de generación para reflejar la nueva condición. Así mismo realizará una reprogramación semanal usando la nueva información disponible, de conformidad con el numeral 9.2.1 del ROBCP.

13.10.3. *En el caso de desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto de los pronosticados y apartamientos en las cotas esperadas, y que no se prevea vertimiento por el propietario de la central, no serán necesarios re-despachos en tiempo real, y los ajustes de tales desviaciones serán considerados y programados en los pre-despachos de los días subsiguientes”.*

VIII. Revisada la documentación presentada por la UT el día siete de mayo de dos mil diez, se advierte que la UT está de acuerdo con la mayoría de propuestas efectuadas por la SIGET a través del Acuerdo No. 87-E-2010, a excepción de las que se exponen a continuación. Al respecto, mediante informe presentado a esta Junta de Directores el día trece de mayo del corriente año, la Gerencia de Electricidad de la SIGET analizó las razones expuestas por la UT, en los términos siguientes:

1. **UT:** Manifiesta que existe una discrepancia importante relacionada con la programación diaria, se considera muy complejo establecer criterios generales y parámetros que permitan definir una estrategia de apartamientos para modificar el despacho de las centrales en función de los desvíos que presenten los caudales y las cotas de los embalses reales respecto del pronóstico utilizado en la programación del despacho diario; sin embargo, al mismo tiempo, presenta una propuesta alternativa de modificaciones a dos reglas del Capítulo 13 “Operación en Tiempo Real” con el objeto de clarificar los re-despachos en tiempo real.

Gerencia de Electricidad: Después de analizar los argumentos planteados por la UT, se considera que, en efecto, la estrategia de apartamientos introduciría variaciones en las desviaciones regionales, pero que, en tanto no se encuentren desarrolladas completamente las interfaces entre el ROBCP y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), no es posible analizar en forma adecuada la incidencia que tal medida tendría en esas desviaciones y, de forma más general, en la interacción entre el Mercado Mayorista de El Salvador y el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Por otra parte, se estima que las modificaciones sugeridas por la UT al capítulo 13 “Operación en Tiempo Real” contribuyen a especificar las acciones que deben realizarse en tiempo real ante desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto a los pronosticados, aunque el efecto de esas desviaciones –siempre y cuando no haya riesgo de vertimiento– no se producirá de inmediato en el despacho, sino que a partir del día siguiente.

2. **UT:** Propone una modificación al numeral 6.2.1.3 del Anexo 19, según la cual en los modelos para la programación semanal y diaria, la restricción se modele como flexible, “*con un costo igual al valor medio entre el costo variable de la unidad térmica más cara y el primer bloque de la URF*”, a diferencia de la propuesta de la SIGET en la que dicha restricción se modelaría con un costo menor o igual al del primer bloque de la URF.

Gerencia de Electricidad: La modificación se considera válida, pues es consistente con la redacción propuesta originalmente por la SIGET y transmite una señal de precio que busca restringir que el agua se use más allá del nivel de alerta.

3. **UT:** Propone un conjunto adicional de modificaciones con la finalidad de aclarar y precisar diversos aspectos de los mencionados anexos.

Gerencia de Electricidad: Considera razonables tales modificaciones.

En vista de lo anterior, la Gerencia de Electricidad recomienda aceptar las modificaciones propuestas por la UT en su nota de fecha siete de mayo de dos mil diez, y en ese sentido, aprobar los Anexos No. 18 y No. 19, así como las modificaciones al capítulo 13 “Operación en Tiempo Real” del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”.

- IX. Con base en las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad señaladas en el romano anterior, esta Junta de Directores estima procedente aprobar el Anexo No. 18 “TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA” y el Anexo No. 19 “DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES”, de acuerdo con la redacción propuesta por la UT, así como las modificaciones al Capítulo 13 “Operación en Tiempo Real” del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”.

Por lo tanto, en uso de sus facultades legales, esta Junta de Directores ACUERDA:

- I. Aprobar el Anexo No. 18 “TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA” y el Anexo No. 19 “DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES” del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, los cuales se adjuntan al presente Acuerdo y forman parte integrante del mismo.
- II. Aprobar las siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”:
 - a. Modificar el numeral 13.10.2 del capítulo 13 “Operación en Tiempo Real”, de la siguiente manera:

13.10.2. En el caso que el propietario de una central hidroeléctrica de embalse prevea vertimientos o descargas por compuerta no considerados en la planificación de la operación, informará a la UT. La UT asignará un valor del agua igual a cero a dicho embalse, realizará un re-despacho para los siguientes períodos de mercado, dando prioridad de colocación a dicha central. No obstante lo anterior, una vez conocida la información del propietario de dicho embalse, la UT en tiempo real realizará los cambios necesarios en el plan de generación para reflejar la nueva condición. Así mismo realizará una reprogramación semanal usando la nueva información disponible, de conformidad con el numeral 9.2.1 del ROBCP.
 - b. Adicionar el numeral 13.10.3 al capítulo 13 “Operación en Tiempo Real”, de la siguiente manera.

13.10.3. En el caso de desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto de los pronosticados y apartamientos en las cotas esperadas, y que no se prevea vertimiento por el propietario de la central, no serán necesarios re-despachos en

tiempo real, y los ajustes de tales desviaciones serán considerados y programados en los pre-despachos de los días subsiguientes.

III. Notifíquese. “L.E.M.M.” “W.Jiménez” “O.A.Avilés” “R.AtanacioC.” “Rubricadas”.



SIGET

Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerencia de Electricidad



ANEXO 18 –TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA

SIGET

1 OBJETO

1.1 Definir el tratamiento de la información hidrológica en la programación de la operación y establecer la responsabilidad de los PMs Generadores hidroeléctricos en el suministro de la información hidrológica y de la UT en su análisis y validación.

2 RESPONSABILIDADES

2.1 DE LA UT

2.1.1 Son responsabilidades de la UT:

- a) Analizar y validar el pronóstico para la semana siguiente de los caudales afluentes en intervalos diarios entregados por los PMs Generadores hidroeléctricos.
- b) Analizar y validar la estadística de caudales semanales y diarios proporcionados por los PMs Generadores hidroeléctricos.
- c) Recabar y validar la información necesaria, así como mantener actualizada la base de datos de caudales afluentes que le permita validar los pronósticos que proporcionen los PMs Generadores hidroeléctricos. La base de datos debe ser consistente y funcional. En caso que la información suministrada a su juicio no resulte aceptable, se le solicitará al PM propietario de las centrales hidroeléctricas su justificación técnica.
- d) Suplir datos faltantes de pronóstico de caudales, cuando éstos no sean proporcionados por los PMs generadores hidroeléctricos en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento. En caso que la UT utilice datos en base a sus proyecciones, los resultados de esta estimación no implicarán responsabilidad alguna de su parte.
- e) Informar a la SIGET, e iniciar el proceso sancionador de acuerdo al Anexo 2 de este Reglamento, cuando un PM generador hidroeléctrico no proporcione a la UT la información requerida para la programación de la operación.
- f) Realizar la calibración en los modelos de proyección de caudales que permitan mejorar la calidad de los pronósticos y que se usaran cuando éstos, no sean proporcionados por los PMs generadores hidroeléctricos.
- g) Los modelos matemáticos para pronósticos de caudales deberán revisarse periódicamente a fin de validar los pronósticos hidrológicos presentados por los PMs generadores hidroeléctricos y hacer los ajustes necesarios para reflejar el comportamiento histórico de los caudales. Dicha revisión será

realizada con los datos históricos disponibles, comparándose con los que fueron pronosticados.

2.2 DE LOS PM GENERADORES HIDROELÉCTRICOS

2.2.1 Son responsabilidades de los PMs Generadores hidroeléctricos:

- a) Suministrar las mediciones diarias de caudales afluentes a cada embalse, correspondientes al día anterior. Los datos de caudal serán obtenidos de acuerdo a los métodos establecidos por el PM Generador Hidroeléctrico, el cual procurará utilizar métodos modernos de medición que aseguren una precisión acorde con los estándares tecnológicos actuales.
- b) Suministrar los pronósticos de caudales afluentes a sus embalses en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento. En caso contrario la UT tendrá la facultad de determinar el pronóstico de caudales correspondiente, sin ninguna responsabilidad.
- c) Suministrar los pronósticos de caudales afluentes a sus embalses, cuando la UT los solicite, en caso que sea necesario realizar Reprogramaciones de la Operación.
- d) Suministrar la información requerida en este procedimiento en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento.
- e) Realizar estudios técnicos con el objeto de desarrollar modelos de proyección de caudales que permitan mejorar la calidad de los pronósticos realizados y enviados a la UT.

3 INFORMACIÓN REQUERIDA

3.1 SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN

3.1.1 Los PMs Generadores hidroeléctricos deberán suministrar:

- a) En la fecha que lo solicite la UT, la estadística de caudales semanales validados con registros por lo menos desde el año 1984 en adelante y, de estar disponibles, los caudales diarios correspondientes.
- b) En los afluentes de proyectos futuros para los que no se disponga de estadística desde la fecha indicada en el literal a), el PM hidroeléctrico realizará un estudio que permita inferir los caudales faltantes, a partir de la información de los afluentes de la misma cuenca para los que exista información disponible y/o con la información de estadísticas de lluvias para la misma cuenca y de lluvias y caudales para cuencas vecinas.
- c) A más tardar a las (09:00 horas) de cada día, el pronóstico de caudales afluentes promedio horario para cada hora del día siguiente, para la



realización de la programación diaria o predespacho y los pronósticos diarios de sus embalses de una semana adelante. Junto con el pronóstico el PM explicará la información, hipótesis o supuestos en que se basan los valores. El envío se realizará de acuerdo con los formatos establecidos en el Anexo "Transacciones del Mercado" de este Reglamento.

- d) El día jueves de cada semana, a más tardar a las (09:00 horas), los pronósticos de caudales afluentes promedio diarios para cada uno de los días de la semana siguiente para la realización la programación semanal. El envío se realizará de acuerdo a los formatos establecidos en el Anexo "Transacciones del Mercado" de este Reglamento.
- e) Cada hora, los caudales afluentes laterales a sus centrales, entendiéndose como caudal afluente lateral aquel propio de la central que no considere el turbinamiento y descarga de la central aguas arriba, así como los eventuales cambios de la proyección realizada el día anterior que resulten de los cambios en las precipitaciones previstas u otro cambio relevante, así como las cotas de los embalses y proyección de las mismas, de acuerdo con la experiencia sobre el comportamiento de los caudales afluentes y de la cota de los embalses, resultante de dichos cambios.

3.2 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

3.2.1 La UT llevará a cabo la validación de los datos y pronósticos aportados por los PMs Generadores hidroeléctricos mediante análisis de los mismos, comparando éstos con resultados anteriores y con sus propias estimaciones.

3.2.2 En caso de discrepancias en los pronósticos, la UT formulará las observaciones al PM Generador Hidroeléctrico, dejando constancia de las observaciones efectuadas y utilizará el dato remitido por el PM.

3.2.3 La UT podrá solicitar respaldo técnico y/o justificaciones de los datos recibidos de los PMs Generadores cuando así lo estime conveniente.

4 UTILIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN HIDROLÓGICA

4.1 PROGRAMACIÓN SEMANAL

4.1.1 Para la actualización del valor del agua, mencionado en el 9.4.2 de este reglamento, se utilizará la estadística de caudales semanales señalada en el literal a) del numeral 3.1.1.

4.1.2 La programación semanal de la operación se realizará utilizando el pronóstico de caudales afluentes diarios señalados en el literal d) del numeral 3.1.1.

4.1.3 Los PMs hidroeléctricos podrán, definir una estrategia, aprobada previamente por SIGET, para transitar desde la primera semana de programación, con caudales

afluentes pronosticados, hasta una semana futura a partir de la cual se utilice la totalidad de la estadística.

4.2 PROGRAMACIÓN DIARIA O PREDESPACHO

4.2.1 La programación de la operación diaria se realizará utilizando el pronóstico de caudales afluentes promedio horario, señalada en el literal c) del numeral 3.1.1. Esta programación establecerá la operación horaria de las centrales de embalse.

4.3 PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

4.3.1 La primera semana de cada mes, la programación de la operación anual se realizará utilizando la misma información señalada en el literal a) del numeral 3.1.1.

5 MODELOS DE PRONÓSTICOS

5.1 DESARROLLO DE MODELOS DE PRONÓSTICOS

5.1.1 La UT podrá desarrollar, contando para tal efecto con la colaboración de los PMs Generadores hidroeléctricos, modelos de pronósticos de caudales afluentes a fin de validar los pronósticos entregados por éstos y mejorar la capacidad predictiva. Dichos modelos deberán ser aprobados por la SIGET.

5.1.2 El modelo a desarrollar deberá basarse en los siguientes lineamientos metodológicos:

5.1.2.1 El modelo a desarrollar deberá ser adecuado al comportamiento general de los caudales hidrológicos, según surja de estudios previos y deberá incorporar técnicas de modelación de procesos estocásticos, factibles de ser implementadas.

5.1.2.2 El modelo de pronóstico debe utilizar los datos históricos recientes de caudales.

5.1.2.3 El modelo debe tener la capacidad de incorporar, además del análisis endógeno de auto-correlación, la correlación con variables exógenas al proceso de ocurrencia de caudales afluentes, en la medida que éstas estén disponibles.

5.1.2.4 En caso de considerarse necesario, se desarrollarán tantos modelos matemáticos como embalses tenga el sistema, a los efectos del pronóstico de caudales.

5.1.2.5 El modelo debe contemplar los caudales afluentes de días y semanas anteriores y permitir, en la medida que estén disponibles, la inclusión de las proyecciones cuantitativas de lluvia de pronósticos meteorológicos.



5.1.2.6 Para la elaboración y validación de los pronósticos hidrológicos, se utilizarán al menos los siguientes modelos:

- a) Un modelo de tipo auto-regresivo integrado de medias móviles (ARIMA, por sus siglas en inglés) para el pronóstico de los aportes medios diarios; y
- b) Un modelo estacional auto-regresivo integrado de medias móviles (SARIMA, por sus siglas en inglés) para el pronóstico de aportes medios semanales.

5.2 AJUSTE DE LOS MODELOS DE PRONÓSTICO

La estructura del modelo y los parámetros serán revisados al menos cada dos años para mejorar, adecuar y/o calibrar el modelo de pronóstico utilizado.

5.3 MODIFICACIONES DEL MODELO

La metodología y modo de aplicación de los modelos establecidos en el numeral 5.1 podrán ser modificados cuando se disponga de diseños metodológicos alternativos que objetivamente mejoren el pronóstico ya sea por inclusión de mayor información o por la utilización de otros modelos matemáticos y técnicas que pudieran desarrollarse en futuros estudios. Ante propuestas de modificación de los modelos de pronóstico, ya sea por parte de algún PM Generador propietario de las Centrales Hidroeléctricas o de la UT, se presentarán a aprobación de la SIGET.



ANEXO 19 – DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES

SIGET

1 OBJETO

1.1 Establecer la metodología para llevar a cabo la determinación de las curvas de alerta de los embalses.

1.2 Estas curvas de alerta estarán representadas por los volúmenes mínimos a mantener en cada embalse del sistema, en cada semana del horizonte de la Programación Anual, para satisfacer los criterios de confiabilidad establecidos en el presente Reglamento.

2 ALCANCE

2.1 Desarrollar una metodología que permita determinar las curvas de alerta de los embalses, cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en el presente Reglamento.

2.2 Considerar en los modelos, los criterios, restricciones, información y parámetros disponibles que puedan impactar en la calidad y validez de los resultados.

3 RESPONSABILIDADES

3.1 DE LA UT

3.1.1 Es responsabilidad de la UT determinar los niveles de alerta de los embalses de los aprovechamientos hidroeléctricos del sistema eléctrico de El Salvador, los cuales serán utilizados como restricciones operativas en las distintas etapas de la programación de la operación.

3.2 DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO GENERADORES

3.2.1 Es responsabilidad de los PMs Generadores suministrar, a requerimiento de la UT, toda aquella información necesaria para el cálculo de las curvas de alerta.

4 INFORMACIÓN REQUERIDA

4.1 SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN

4.1.1 Los PM generadores entregarán la información en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento para la Programación Anual y sus actualizaciones mensuales o cuando se verifique alguna modificación significativa de la misma.

5 PERIODICIDAD

5.1 La UT realizará la determinación de las curvas de alerta junto con la programación anual y sus actualizaciones mensuales, determinándose en todos los casos los niveles de alerta para las siguientes 52 semanas.

5.2 Los volúmenes de alerta podrán ser reprogramados como parte de la programación semanal, cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:

- a) La demanda máxima o la energía semanal prevista abastecer en las próximas cuatro semanas difieren de las previstas en la última determinación de volúmenes de alerta en más del 5% (cinco por ciento).
- b) La potencia promedio semanal disponible en el sistema, teniendo en cuenta la indisponibilidad por mantenimiento programado, en las próximas cuatro semanas difiere de la prevista en la última determinación de volúmenes de alerta en más del 5% (cinco por ciento).

6 METODOLOGÍA

6.1 DESARROLLO DE UN MODELO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE ALERTA DE LOS EMBALSES DEL SISTEMA

6.1.1 Objetivo

6.1.1.1 Desarrollar un modelo que permita la determinación de las curvas de alerta de los embalses del sistema, siguiendo los lineamientos fijados en el presente Reglamento.

6.1.1.2 Determinar los volúmenes mínimos a mantener como reserva de manera tal de asegurar que la probabilidad de déficit de generación no supere el valor establecido en este Reglamento.

6.1.2 Definiciones

- Curva de alerta: es la sucesión cronológica de niveles mínimos a mantener en cada uno de los embalses presentes en el sistema, para un horizonte de 52 semanas, como reserva de confiabilidad.
- Nivel de alerta: Es cada uno de los puntos de la curva de alerta y se corresponde con el nivel mínimo a mantener en cada embalse en una semana determinada.
- Volumen de alerta: Es el volumen total almacenado en el embalse correspondiente al Nivel de alerta.
- Volumen de reserva: Es la diferencia entre el Volumen de alerta y el volumen mínimo técnico del embalse. En la Programación de corto plazo o en la



SIGET

operación en tiempo real, el volumen de reserva será utilizado solo con el objeto de evitar racionamiento.

- **Función de gasto:** Proporciona la energía que se puede obtener en la central a pie de presa, turbinando el total del volumen útil almacenado en el embalse. Esta función tiene como variable independiente el estado del llenado del embalse y puede ser obtenida a partir de la función de producción del mismo.
- **Unidad termoeléctrica:** Unidad de generación térmica de cualquier tecnología, térmica convencional, geotérmica, térmica no convencional.

6.1.3 Lineamientos metodológicos:

6.1.3.1 El modelo debe determinar la probabilidad de déficit del sistema de generación con etapas horarias para un horizonte de al menos 52 semanas.

6.1.3.2 El cálculo de la probabilidad de déficit se realizará utilizando métodos analíticos o de simulación estocástica. En este último caso deberá asegurarse que el número de simulaciones resulte suficiente para conseguir una precisión del 1% (uno por ciento) o mejor.

6.1.3.3 La consideración de fallas de componentes será limitada a las unidades de generación, termoeléctricas e hidroeléctricas, y su comportamiento operación – falla deberá ser representado en forma probabilística por un modelo de dos estados, en el que la probabilidad de falla quedará representada por la tasa de salida forzada de cada unidad.

6.1.3.4 La tasa de salida forzada de cada unidad será la determinada según el presente Reglamento. Transitoriamente y hasta tanto los valores reales de dichas tasas estén disponibles, la UT podrá utilizar tasas indicativas típicas para cada tipo de tecnología de generación.

6.1.3.5 Para cada hora del horizonte de cálculo, el modelo deberá permitir encontrar el valor esperado de la energía generada por cada unidad de generación. Para el cubrimiento de la demanda de dicha hora, en primera instancia serán despachadas las unidades termoeléctricas, ordenadas por orden creciente de costos variables. A continuación se despacharán las unidades de centrales hidroeléctricas, las cuales serán ubicadas en la lista de prioridad como última instancia operativa.

6.1.3.6 En centrales hidroeléctricas encadenadas, las unidades se ordenarán en el sentido del flujo hídrico, siendo la central más aguas abajo la de menor prioridad. El orden de prioridad de unidades de una misma central es indistinto.

6.1.3.7 Bajo los criterios de ordenamiento de prioridad enunciados, el modelo deberá ser capaz de encontrar la operación esperada de cada unidad de manera tal que la probabilidad de déficit sea igual a la requerida por el presente Reglamento. Cuando la probabilidad de déficit resulte menor a ese valor significará que ella es

alcanzada solo con unidades termoeléctricas y por lo tanto el volumen de reserva deberá ser nulo en todas las centrales hidroeléctricas, para esa hora.

6.1.3.8 El valor esperado de la energía generada por cada unidad será integrado en primera instancia para componer el valor esperado de la energía generada por la central a la que pertenecen esas unidades. En segunda instancia, dicho valor esperado horario será integrado a lo largo de las 168 horas de una semana completa para obtener el valor esperado de la energía semanal de reserva de la central.

6.1.3.9 Con el valor esperado de la energía semanal de reserva de la central y la función de gasto se determinará el volumen de alerta y el volumen de reserva del embalse correspondiente a dicha central, para la semana considerada. Los niveles de alerta se obtendrán a partir del volumen de alerta y la curva cota – volumen del embalse.

6.1.3.10 La curva de alerta de cada embalse estará compuesta por la sucesión cronológica de los niveles de alerta semanales, para un horizonte de 52 semanas de programación.

6.2 APLICACIÓN DE LOS NIVELES DE ALERTA DE LOS EMBALSES

6.2.1 La curva de alerta como restricción operativa

6.2.1.1 Los volúmenes de alerta de cada embalse constituirán una restricción de cumplimiento obligatorio en la operación en tiempo real, salvo que la reserva asociada sea requerida para evitar racionamiento.

6.2.1.2 En el modelo de mediano plazo utilizado para la Programación Anual, las restricciones se modelarán como flexibles, con un costo igual al último bloque de la URF.

6.2.1.3 En los modelos para la programación semanal y diaria, la restricción se modelará como flexible, con un costo igual al valor medio entre el costo variable de la unidad térmica más cara y el primer bloque de la URF. De ello resultarán las previsiones de utilización de la reserva de confiabilidad asociada con los volúmenes de alerta.

6.2.2 Modificación de los niveles de alerta

6.2.2.1 A propuesta de los operadores de centrales hidroeléctricas con más de un embalse, la UT podrá acordar modificar los niveles de alerta de éstos en una semana determinada. Dicha modificación podrá llevarse a cabo siempre y cuando se cumpla, de forma simultánea, que:

- a) La nueva energía de reserva almacenada en el conjunto de embalses del operador sea igual o superior al valor esperado de la energía semanal de reserva del conjunto de centrales del operador. Esta energía debe ser



SIGET

calculada con la producción energética sólo de la central inmediatamente aguas abajo de cada embalse.

- b) La potencia disponible total del conjunto de centrales del operador con los nuevos niveles de alerta debe ser igual o superior a la que se obtendría con los niveles de alerta determinados con el modelo. Esta potencia deberá estar disponible como reserva en el total de horas de punta de la semana.
- c) La modificación propuesta implique una mejor optimización del sistema en su conjunto, determinada como una reducción de los costos totales en la programación semanal de la operación. Para que la propuesta de modificación sea aceptada por la UT, la misma debe de ser respaldada por un estudio técnico que lo justifique, el cual debe de ser presentado por el PM Generador Hidroeléctrico.

6.2.2.2 Las propuestas de modificación, y sus respectivos estudios mencionados en el numeral 6.2.2.1, deberán de ser enviados a la UT de manera que cumplan con los plazos definidos para las programaciones de la operación anual y sus actualizaciones encaminadas al cálculo del valor del agua.

