

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

16 de julio 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	16/Julio/10
HORA	4:57
Recibido por	Manuel Sosa
Clave/Archivo	SIGET-439

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. 167-E-2010

LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las dieciséis horas con cincuenta y cinco minutos del día trece del mes de julio del año dos mil diez.

CONSIDERANDO QUE:

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

“ ”

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- 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 periodo 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. ”””

- 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 (ROBCP) debía ser publicado a más tardar el día treinta y uno de julio de dos mil nueve.
- III. Mediante el Acuerdo No. 222-E-2009 de fecha treinta y uno de julio de dos mil nueve, esta Junta de Directores ordenó la publicación del ROBCP aprobado mediante Acuerdo No. 232-E-2008.
- IV. El día treinta de abril de dos mil diez, la ingeniera Sandra Ingrid Chávez de Mendoza, en su calidad de Presidenta de la Junta Directiva de la Unidad de Transacciones (UT), remitió nota mediante la cual sometió a aprobación de la SIGET los siguientes anexos a efectos de ser incorporados al ROBCP:
- Anexo 15: “Determinación de la capacidad firme”.
 - Anexo 20: “Prueba de potencia máxima neta de las unidades generadoras”.

La nota indicaba que los documentos anteriores contenían las observaciones de los Participantes del Mercado (PMs) y que, a criterio del consultor contratado por la UT, eran pertinentes. Asimismo, adjuntaba las observaciones y comentarios recibidos por parte de los Participantes del Mercado y las respuestas del consultor, dentro del período de revisión de esas metodologías, así como un documento con temas a ser considerados por la SIGET.

- V. Mediante el Acuerdo No. 141-E-2010 de fecha diecisiete de junio de dos mil diez, se aprobó, entre otros, el Anexo 20: “PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS”, quedando pendiente la aprobación del Anexo 15, el cual requería una revisión más exhaustiva.
- VI. Después del análisis de la documentación presentada por la UT el día treinta de abril de dos mil diez, mediante el Acuerdo No. 155-E-2010 de fecha uno de julio del corriente año, se concedió audiencia a la UT para que se pronunciara sobre las modificaciones propuestas por la SIGET al Anexo 15: “Determinación de la capacidad firme”, incorporadas en el documento anexo al mencionado acuerdo, y presentara propuestas de modificaciones que estimara pertinentes al Capítulo 6: “Capacidad Firme” del ROBCP, en consistencia con las modificaciones del Anexo 15.
- VII. El día trece de julio de dos mil diez, la UT, remitió nota mediante la cual evacuó la audiencia conferida en el Acuerdo No. 155-E-2010; además, remitió disco compacto que contenía las redacciones propuestas para el Anexo 15 y el Capítulo 6, así como todas las observaciones que fueron recibidas por parte de los Participantes de Mercado. La UT agregó que dichos anexos fueron ampliamente discutidos con los PMs previo a la aprobación de la Junta Directiva de la UT.
- VIII. Con base en lo anterior, la Gerencia de Electricidad de la SIGET procedió a la revisión del Anexo 15 y del Capítulo 6 propuestos por la UT, así como de los informes de los consultores contratados por la UT relacionados con el tema de determinación de la capacidad firme, dentro de lo cual cabe destacar el documento denominado “Temas para SIGET”. Asimismo, se analizaron las observaciones de los diversos operadores.

En virtud de lo antes expuesto, dicha Gerencia concluyó que las modificaciones presentadas por la UT son adecuadas, a excepción de los temas que se exponen a continuación:

ANEXO 15: “DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME”

1. **En cuanto a la limitación de la capacidad firme por la potencia máxima inyectable:** De acuerdo con el numeral 4.1 del anexo propuesto por la UT, el límite fijado por la potencia máxima inyectable, se activa, dentro del procedimiento de cálculo, posteriormente a la determinación de la “capacidad firme inicial” y se utiliza – junto con el límite del 15% de la Demanda Máxima – para establecer la denominada “Capacidad Firme Inicial Ajustada”.

Sin embargo, lo correcto es que ese límite se active antes, es decir, en la etapa del cálculo mismo de la “capacidad firme inicial”, tal como estaba indicado en la propuesta de la SIGET en los numerales 3.1.3.2, 3.2.1 y 3.3.2, lo cual fue eliminado por la UT.

El fundamento para activar el límite fijado por la potencia máxima inyectable en la etapa del cálculo de la “capacidad firme inicial” se basa en que la potencia máxima inyectable al sistema es una limitación física que actúa en el sentido de redefinir la potencia máxima de la unidad generadora o central. De

no aplicarse de esa manera, se estaría produciendo una discriminación en contra de otras unidades generadoras o centrales cuya potencia máxima cumple con la condición de ser igual o menor que la potencia máxima inyectable. Por lo anterior, se recomienda mantener la limitación en los numerales anteriormente indicados y suprimirla de la fórmula del numeral 4.1.

CAPÍTULO 6: “CAPACIDAD FIRME”

2. **En cuanto a la capacidad firme de contratos de importación firmes:** En el considerando VI del Acuerdo No. 155-E-2010 se manifestó que la mayoría de los aspectos planteados en el documento de los consultores de la UT denominado “Temas para SIGET”, se evacuaron a través de la versión del Anexo 15 propuesta en el mencionado acuerdo; sin embargo, en vista que algunos de los temas señalados en dicho documento no correspondían de manera directa al Anexo 15, serían analizados posteriormente.

Al respecto, la sociedad DELSUR, S.A. de C.V. planteó a través del mencionado documento la siguiente observación relacionada con el Capítulo 6:

“Bajo la condición definida en este apartado existe la probabilidad de que un importador con un contrato firme transferible a tarifas no reciba remuneración de capacidad si el periodo del contrato no se ajusta a esta condición” ... (cubrir la totalidad del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente)... “Como ejemplo el contrato de Cutuco sólo tendrá remuneración por un año siendo un contrato de 2 años ya que dicho contrato iniciará el 1 de julio por lo que no estará en el periodo total especificado en este apartado por otra parte al final de la vigencia de dicho contrato no se tomaría en cuenta el mes de junio ya que tampoco cumple con la regla. Consideramos que SIGET debe analizar esta condición y evaluar el cambio en el Reglamento”.

En razón de lo anterior, y en vista que en la actualidad existen contratos de libre competencia ya suscritos y que se respaldan con generación ubicada fuera del país, cuya fecha de inicio de suministro es posterior al mes de junio – tal como el ejemplo que menciona la sociedad DELSUR, S.A. de C.V. – se considera necesario flexibilizar el tratamiento de la potencia firme tanto de los contratos de importación firmes como de los contratos de exportación firmes, ya que de lo contrario dichos convenios no serían tomados en cuenta en la determinación de la capacidad firme del sistema. Asimismo, también se advierte que en la práctica pueda resultar muy restrictivo la suscripción de contratos sujetos estrictamente a un período de “junio del año en curso a mayo del año siguiente”, por lo que se recomienda eliminar dicha condición, de forma tal que estos contratos puedan iniciar en cualquier mes del año.

No obstante lo anterior, para que estos contratos firmes de importación o exportación puedan ser tomados en cuenta en la determinación de la capacidad firme del sistema, se recomienda mantener el requisito de que tengan una duración mínima de doce meses. Cumplida esa condición deberán tener el mismo tratamiento que cualquier contrato nacional para efectos de los

balances de capacidad firme que realice la UT, en especial las disposiciones relacionadas con la determinación de sub-períodos por modificaciones en contratos, como las contenidas en el numeral 6.16 del Capítulo 6.

ADECUACIONES DE FORMA

3. Finalmente, para mayor claridad se recomienda efectuar modificaciones de forma, tanto al Anexo 15 “Determinación de la Capacidad Firme” como al Capítulo 6 “Capacidad Firme” del ROBCP.
- IX. Tomando en cuenta las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad señaladas en el considerando anterior, esta Junta de Directores estima procedente aprobar el Anexo 15: “DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME” y las modificaciones al Capítulo 6: “CAPACIDAD FIRME” 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 15: “DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME” del “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.
- II. Aprobar las modificaciones al Capítulo 6: “CAPACIDAD FIRME” del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, de conformidad con el documento adjunto y que forma parte integrante del presente acuerdo.
- III. Notificar. “L.E.M.M.” “W. Jiménez” “O.A. Avilés” “R. Atanacio C.” “Rubricadas”.



SIGET

Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerencia de Electricidad



6. CAPACIDAD FIRME

6.1. OBJETO

6.1.1. El objeto de este capítulo es definir la metodología de cálculo para determinar la capacidad firme de cada central o unidad generadora.

6.1.2. La capacidad firme de una unidad es aquella potencia que una unidad o central generadora es capaz de proveer al sistema con una alta probabilidad en el sistema eléctrico.

6.1.3. La capacidad firme que puede entregar una central hidroeléctrica depende de la aleatoriedad hidrológica, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado. La capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica depende de la disponibilidad de combustible o vapor, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado. La capacidad firme de una unidad generadora no convencional, tal como eólica, solar, cogeneración y otras, dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado.

6.1.4. Será también objeto de la metodología de cálculo de la capacidad firme, la determinación de los balances y transacciones que resultan entre los PM, producto de las diferencias que existan entre la capacidad firme de sus centrales y unidades generadoras y los compromisos de retiro de la capacidad firme locales o de las transacciones de importación y/o exportación firmes.

6.1.5. El procedimiento detallado para el cálculo de la Capacidad Firme Inicial, Provisoria, Definitiva, Demanda Máxima, Demanda Reconocida, Protocolo de Pruebas y Estadísticas de Disponibilidad, se desarrolla en este Capítulo y su respectivo Anexo.

6.2. PERÍODO CRÍTICO

6.2.1. Se define como período crítico para el cálculo de capacidad firme a aquel período del año en el cual, dada las características del parque generador y la demanda, la probabilidad de déficit es, en general, distinta de cero. Esto ocurre en el período de menores caudales afluentes o estación seca, que comprende desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente. La primera semana de cada año se define de acuerdo al numeral 9.1.2 de este Reglamento.

6.2.2. Si la UT determina, a través de estudios adicionales o a raíz de cambios en el abastecimiento del sistema, como cambios en el parque generador, en la demanda, por efecto de los compromisos de importación y exportación, etc., que el riesgo de déficit es significativo tanto en la estación húmeda como en la estación seca, propondrá a la SIGET una modificación al presente Reglamento en la definición del período crítico, extendiéndolo a todo el año hidrológico. La metodología de cálculo será la misma.

Al extender el período crítico a todo el año, para las centrales hidroeléctricas se considerará el caudal medio afluente anual del año seco, la energía desembalsada media entre comienzo y fines del año hidrológico. Adicionalmente se considerará, para todas las unidades generadoras, la disponibilidad media anual que incluye la disponibilidad por salidas forzadas y el mantenimiento programado todo el año.

6.2.3. La disponibilidad es igual a uno menos la tasa de salida forzada definida en el numeral 6.18.5 de este Reglamento.

6.3. DEMANDA PARA EFECTOS DEL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FIRME

6.3.1. Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas) del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente para el que se calculan las capacidades firmes provisorias y definitivas.

6.3.2. La demanda máxima del sistema para el cálculo de la capacidad firme se denominará demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme, y se determinará como la máxima generación neta horaria más importaciones y menos exportaciones del período de control del año para el cual se determina la capacidad firme.

6.3.3. Se denomina demanda reconocida, para efectos de cálculo de la capacidad firme de cada Participante de Mercado al consumo o retiro total de éste, que será considerado como retiro en los balances de transacciones de potencia. Se determina de la siguiente forma:

- a) Se considera la demanda máxima retirada en cada mes en las horas de los bloques horarios de punta y resto dentro del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente.
 - b) Se selecciona la máxima de las demandas máximas mensuales consideradas en el punto anterior.
 - c) Se determina la participación de cada retiro en la demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme como la demanda máxima determinada en el punto anterior dividido entre la suma de las demandas máximas de todos los retiros determinada en el literal anterior.
 - d) El compromiso de cada retiro es igual a su participación a la demanda máxima del período de control multiplicada por la demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme.
 - e) Para PMs comercializadores que utilicen redes de un PM intermediario, este acordará con el PM distribuidor los valores a considerar como demanda reconocida, la cual será restada de la demanda reconocida del PM distribuidor.
-



6.4. POTENCIA MÁXIMA INYECTABLE AL SISTEMA

6.4.1. La UT analizará el comportamiento del sistema ante la salida de servicio intempestiva de cada unidad generadora para determinar la potencia máxima que puede salir de servicio intempestivamente sin provocar desviaciones más allá de las máximas o mínimas permitidas para los diferentes parámetros del sistema de potencia definidas en el Anexo "Normas de Calidad y Seguridad Operativa", evitando el colapso del mismo.

6.4.2. La capacidad inicial de una unidad generadora a utilizar en el cálculo de la capacidad firme no podrá ser superior a la máxima capacidad que ella pueda inyectar al sistema, por razones de estabilidad, según lo establecido en el Anexo 15 de este Reglamento.

6.5. CAPACIDAD FIRME INICIAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

6.5.1. La capacidad firme inicial de una central hidroeléctrica es aquella que la central puede aportar en el período crítico determinada en la forma que se indica en esta sección y en condiciones de hidrología seca.

6.5.2. La hidrología seca corresponderá al año hidrológico, desde la semana 20 de un año a la 19 del año siguiente, y se determinará de conformidad a lo establecido en el Anexo 15 de este Reglamento.

6.5.3. La capacidad firme inicial de las centrales hidroeléctricas se determina de conformidad a lo establecido en el Anexo 15 de este Reglamento.

6.6. CAPACIDAD FIRME INICIAL DE UNIDADES TÉRMICAS Y GEOTÉRMICAS

6.6.1. La capacidad firme inicial de las unidades térmicas es igual a la potencia máxima neta multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de combustible y la disponibilidad por salida forzada.

6.6.2. La capacidad firme inicial de las unidades geotérmicas es igual a la potencia máxima neta multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de vapor y la disponibilidad por salida forzada.

6.6.3. La potencia máxima neta será determinada de acuerdo con el Anexo Información Técnica del Sistema de este Reglamento.

6.7. CAPACIDAD FIRME INICIAL DE AUTOPRODUCTORES O COGENERADORES

6.7.1. Para que a un autoprodutor o cogenerador se le reconozca una capacidad firme, debe poder demostrar a la UT que está en condiciones de inyectar potencia al

sistema, resultante de los excedentes de su capacidad instalada en relación con su demanda. Para efectos de cálculo de la capacidad firme, los excedentes se representan como una unidad térmica con una potencia máxima igual al máximo excedente de potencia.

6.7.2. La capacidad firme inicial de un autoprodutor o cogenerador es igual a la potencia máxima multiplicada por la disponibilidad.

6.8. CAPACIDAD FIRME INICIAL DE UNIDADES GENERADORAS NO CONVENCIONALES

6.8.1. La capacidad firme inicial de unidades generadoras no convencionales cuya fuente de energía primaria tiene un comportamiento aleatorio, como eólica, solar, biomasa, mareomotriz, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario.

La capacidad firme es igual a la potencia media generable en el período crítico de la capacidad firme correspondiente al año de menor generación multiplicada por la tasa de disponibilidad. En caso de unidades generadoras no convencionales nuevas en el sistema, el factor de disponibilidad será determinado por medio de un estudio técnico que el PM presentará a la SIGET para su aprobación.

6.9. LIMITACIÓN A LA CAPACIDAD FIRME INICIAL

6.9.1. Para efectos de confiabilidad del sistema, la capacidad máxima inicial de una unidad generadora nacional se limitará a un 15% de la demanda máxima utilizada para el cálculo de potencia firme, que incluye la demanda de los contratos firmes de exportación. Esta limitación a la capacidad máxima inicial de una unidad generadora, será revisada cada 5 años por la UT, a través de un estudio especializado. Si como resultado del estudio resulta una modificación al límite establecido, éste deberá ser aprobado por la SIGET.

6.10. CONTRATOS FIRMES DE IMPORTACIÓN

6.10.1. Las demandas de PMs nacionales abastecidas durante un período mínimo de doce meses, a través de contratos firmes de importación, se tomarán como inyecciones de dichos PMs, y se incluirán en la distribución de la demanda máxima con una capacidad firme inicial igual al valor de su contrato de conformidad al Anexo 15, siempre y cuando la importación cumpla con los requisitos de contratación firme establecidos en la normativa vigente del MER.



6.10.2. Se considera que sólo tienen efecto en la determinación de la capacidad firme del sistema aquellas importaciones respaldadas en contratos firmes aprobados por SIGET, cuya vigencia cubra un período mínimo de doce meses. Las operaciones de importación que impliquen compromisos de duración inferiores a dicho período serán consideradas en el cálculo de la capacidad firme.

6.10.3. Los contratos de suministro firme de otro país vigentes durante un período mínimo de doce meses se modelan como generadores locales que compiten en el mercado nacional en igualdad de condiciones. Para este caso la potencia firme deberá ser multiplicada por la disponibilidad de las interconexiones con el MER.

6.10.4. Si un contrato firme de importación que cumple con la condición establecida en el numeral 6.10.2 de este Reglamento entra en vigencia en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, el cálculo de la potencia firme se realizará aplicando lo dispuesto en el numeral 6.16 de este Reglamento.

6.11. CONTRATOS FIRMES DE EXPORTACIÓN

6.11.1. Las demandas regionales abastecidas mediante contratos firmes de exportación suplidos por PMs nacionales se agregan a la demanda máxima mensual y se consideran como retiros de dichos PMs siempre y cuando la exportación cumpla con los requisitos de contratación firme en la normativa vigente del MER.

6.11.2. Los retiros de exportación abastecidos con unidades generadoras nacionales a través de contratos firmes, se consideran como parte de la demanda a ser abastecida y se agrega a la demanda nacional para los efectos de calcular la demanda máxima del período de control de la capacidad firme usada en el balance de capacidad firme.

6.11.3. Se considera que sólo tienen efecto en la determinación de la capacidad firme del sistema aquellas exportaciones a través de contratos firmes aprobados por la SIGET y cuya vigencia cubra un período mínimo de doce meses. Las operaciones de exportación que impliquen compromisos de duración inferiores a dicho período, no serán consideradas en el cálculo de la capacidad firme.

6.11.4. Si un contrato firme de exportación que cumple con la condición establecida en el numeral anterior entra en vigencia en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, el cálculo de la potencia firme se realizará aplicando lo dispuesto en el numeral 6.16 de este Reglamento.

6.12. CENTRALES CUYO MANTENIMIENTO SE REALIZA EN EL PERÍODO CRÍTICO

6.12.1. En principio los mantenimientos deben ser programados fuera del período crítico. Sin embargo, si el PM generador decide programar mantenimientos en este período, su capacidad firme se verá reducida por este hecho. Si la UT desplaza, por

conveniencia para el sistema, un mantenimiento programado por el PM generador fuera del período crítico hacia el período crítico, éste no se considerará para el cálculo de la tasa de salida forzada.

6.13. CAPACIDAD FIRME PROVISORIA

6.13.1. La capacidad firme de las centrales y unidades generadoras se determina ajustando la suma de las capacidades firmes iniciales a la demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme definida en el numeral 6.3.2 de la siguiente manera.

- a) Se calcula la suma de las capacidades firmes iniciales.
- b) Se determina el factor de ajuste a la demanda como la razón entre la demanda máxima del sistema en el periodo de control y la suma de las capacidades firmes iniciales.
- c) La capacidad firme de cada unidad generadora es igual a la capacidad firme inicial multiplicada por el factor de ajuste a la demanda.

6.14. TRANSACCIONES DE CAPACIDAD FIRME PROVISORIA

6.14.1. En abril de cada año la UT determinará las capacidades firmes correspondiente al próximo período que va desde junio del año en curso a mayo del año siguiente. Estas capacidades firmes se denominarán capacidades firmes provisorias y permanecerán vigentes por doce meses.

6.14.2. Durante el período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente se liquidará mensualmente 1/12 de los montos anuales determinados en dicho balance de capacidad firme.

6.15. CAPACIDAD FIRME DEFINITIVA

6.15.1. Una vez transcurrido el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva. El procedimiento será el siguiente:

- a) Se calcula la demanda máxima real del sistema y la demanda reconocida con base en los retiros reales ocurridos, es decir se realiza con datos reales las operaciones descritas en el numeral 6.3 de este Reglamento.
 - b) Dicha demanda máxima real será usada para realizar el ajuste de la capacidad firme definitiva de las unidades generadoras y centrales, utilizando el mismo procedimiento para el cálculo del factor de ajuste a la demanda que se usó para la determinación de la capacidad provisorias.
-



- c) Se realizarán balances de capacidad firme para subperíodos en los que se produjeron incorporaciones o retiros de centrales o unidades generadoras o cambios en los contratos.
- d) Se aplicará el cargo por capacidad vigente en cada mes fijado por la SIGET.

SIGET

6.15.2. El resultado del balance de capacidad firme definitiva se compara con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y se liquidan las diferencias, las cuales serán incluidas en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes de mayo.

6.16. NUEVOS PMs Y CENTRALES QUE ENTRAN EN SERVICIO EN EL TRANCURSO DEL AÑO

6.16.1. Si una central entra en operación o modifica su capacidad instalada en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, se determinarán valores de capacidad firme: con y sin la central que ha entrado o ha sido modificada.

6.16.2. Las capacidades firmes calculadas sin la central son válidas para las transacciones desde el primero de junio hasta el día antes a la fecha de puesta en servicio de la central. Aquellas calculadas con la central son válidas desde la fecha de conexión de la central hasta finales de mayo.

6.16.3. Si un PM que retira, entra en operación en una fecha dentro del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, se determinará dos valores de capacidad firme: con y sin dicho retiro.

6.16.4. Las capacidades firmes calculadas sin la influencia del PM que retira son válidas para las transacciones desde el primero de junio hasta el día antes a la fecha de puesta en servicio de dicho retiro. Aquellas calculadas con la influencia del PM que retira son válidas desde la fecha de conexión hasta finales de mayo.

6.16.5. Cada vez que existan cambios en los contratos se determinarán subperíodos de cálculo de capacidad firme, al igual que para el caso de incorporación de nuevas centrales. Los balances de capacidad firme serán válidos por un tiempo igual al del subperíodo. Para efectos de ser considerados en el balance de capacidad firme los contratos deben corresponder a períodos mensuales completos, es decir que se inician el primer día de un mes y terminan el último día de un mes.

6.16.6. En cada subperíodo originado por cambios en los contratos se utilizan las capacidades firmes correspondientes a ese subperíodo y las demandas máximas del período de control definidas para el cálculo de la capacidad firme.

6.17. BALANCES DE CAPACIDAD FIRME

6.17.1. Los PMs generadores cuya capacidad comprometida en contratos sea inferior a la suma de las capacidades firmes de sus unidades de generación, se considerarán vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se considerarán compradores.

6.17.2. Los PMs distribuidores, usuarios finales o PMs comercializadores cuya demanda reconocida sea inferior a la capacidad comprometida en contratos se considerarán vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se considerarán compradores.

6.17.3. Los cálculos de transacciones de capacidad son válidos para cada subperíodo definido por incorporación o retiro de unidades generadoras o por modificación de contratos de suministro.

6.17.4. Las transacciones de capacidad indicadas son valoradas al cargo por capacidad que se encuentre vigente.

6.18. ESTADÍSTICAS DE DISPONIBILIDAD

6.18.1. Unidades térmicas, geotérmicas y centrales hidroeléctricas

6.18.1.1. Las disponibilidades se calcularán con la estadística correspondiente a los últimos cinco años. En consecuencia, para el cálculo de la capacidad firme definitiva, deberán considerarse las estadísticas del periodo de doce meses recién transcurrido, las cuales reemplazarán los datos del periodo de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional.

6.18.1.2. Se entiende por Indisponibilidad Forzada la reducción de la potencia generada, salida de servicio, imposibilidad de arranque o de dar plena potencia de una unidad generadora debido a una emergencia, amenaza de emergencia, falla u otra causa fuera del control del propietario de la central.

6.18.1.3. La UT mantendrá actualizada la estadística de disponibilidad de unidades térmicas, geotérmicas y centrales 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.



SIGET

Por lo anterior, en forma más detallada, para el cálculo de la tasa de salida forzada 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.

6.18.1.4. La UT llevará separadamente una estadística de limitaciones de capacidad en unidades térmicas originadas por falta de combustibles y calculará un índice de indisponibilidad por este efecto.

6.18.1.5. La UT mantendrá actualizada una estadística de limitaciones de capacidad en unidades geotérmicas originadas por limitaciones en la disponibilidad de vapor. Las limitaciones de capacidad se medirán en relación con la potencia máxima neta de la unidad generadora. Se determinará un índice de indisponibilidad por este efecto.

6.18.2. Autoproductores y/o Cogeneradores

6.18.2.1. La UT llevará, para cada autoproducer y/o cogenerador, una estadística de la disponibilidad de excedentes de potencia al sistema.

6.18.2.2. La disponibilidad del autoproducer y/o cogenerador se determinará como la disponibilidad de potencia media inyectada al sistema, en las horas del período de control de la Capacidad Firme, dividida por el excedente reconocido como potencia máxima.

6.18.2.3. La disponibilidad se calculará para un período de 5 años. En caso que la UT disponga con menos de cinco años de estadística de operación, ésta utilizará para el cálculo la información disponible.

6.18.2.4. Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, el propietario definirá la disponibilidad a aplicar en el cálculo de la potencia firme inicial.

6.18.3. Generadores no convencionales

6.18.3.1. Se utilizará un estudio técnico proporcionado por el propietario, considerando el peor escenario de disponibilidad del insumo que corresponda en el período crítico. Dicho estudio deberá ser aprobado por la SIGET.

6.18.3.2. Cuando no se disponga de información estadística suficiente, se hará uso de información disponible para la zona geográfica en que se encuentra la unidad generadora.

6.18.4. Estadísticas iniciales

6.18.4.1. Las disponibilidades que se aplicarán inicialmente serán definidas por la UT con base en las estadísticas disponibles de los últimos cinco años de las propias máquinas y serán aprobadas por la SIGET. En el caso de no existir dichas estadísticas o de no considerarse válidas, serán proporcionadas por el propietario por medio de un estudio técnico que deberá ser aprobado por la SIGET. Cada año se reemplazará el año más antiguo de la estadística por las del último año transcurrido.

6.18.4.2. Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, el propietario definirá la disponibilidad a aplicar en el cálculo de la potencia firme inicial. Para el cálculo de la potencia firme definitiva se utilizará la tasa de salida forzada medida durante el período de operación correspondiente a ese año. La disponibilidad de los años sucesivos se calculará como aquella tasa calculada con la información correspondiente a los últimos años de operación hasta completar 5 años. Posteriormente cada año se reemplazará el año más antiguo de la estadística por las del último año transcurrido.

6.18.5. Cálculo de la tasa de salida forzada

6.18.5.1. La tasa de salida forzada (TSF) se calcula de conformidad a lo establecido al Anexo 15.

6.19. PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD DE CAPACIDAD FIRME

6.19.1.1. Para las unidades generadoras que no hayan sido consideradas en el despacho económico durante noventa días, la UT deberá verificar su disponibilidad programando el despacho de las mismas aun cuando no corresponda su operación por razones económicas. Esta operación se programará en el predespacho para el día siguiente y se exigirá un tiempo de operación a plena carga establecido en el Anexo Capacidad Firme de este Reglamento.

6.19.1.2. En caso de no poder arrancar la unidad generadora o no poder mantener la potencia máxima por el tiempo requerido, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente a una semana en su estadística de disponibilidad y se volverá a programar en el predespacho de un día de la semana siguiente.



6.19.1.3. Si en esta segunda prueba de disponibilidad no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente a un mes y se programará una prueba de disponibilidad, transcurrido un mes desde esta segunda prueba.

6.19.1.4. Si en esta tercera prueba de disponibilidad no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al resto del período para el que se ha calculado la capacidad firme.

6.19.1.5. El costo de arranque y el costo variable correspondiente serán remunerados a la unidad generadora y será pagado por el conjunto de generadores en proporción a la capacidad firme inicial vigente al momento de realizarse la prueba.

6.19.1.6. La generación de la unidad despachada en pruebas se considerará generación forzada para efectos de cálculo del costo marginal de operación y del precio en el MRS.

6.20. PRECIO PARA VALORIZAR LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA

6.20.1. Las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual se valorizarán al Cargo por Capacidad establecido por la SIGET.

6.21. ELABORACIÓN DEL ANEXO “DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME”

6.21.1. La UT deberá elaborar, a más tardar cinco meses después de la publicación de este Reglamento, un Anexo que contendrá el detalle de la determinación de la capacidad firme considerando los aspectos señalados en el numeral 6.1.5. Este Anexo deberá ser remitido a la SIGET para su aprobación. Asimismo, en lo referente a la determinación de la capacidad firme de las centrales hidroeléctricas, la UT tomará en cuenta las propuestas, opiniones y observaciones de los propietarios de las centrales hidroeléctricas.



ANEXO 15 – DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME

1 OBJETO

1.1 Establecer los procedimientos de cálculo de la Capacidad Firme y de la Potencia Máxima Inyectable al Sistema, según lo indicado en el Capítulo 6 “Capacidad Firme” del presente reglamento.

1.2 Este anexo tiene los siguientes objetivos específicos:

- a) Presentar el procedimiento específico para determinar la capacidad firme inicial, provisoria y definitiva a ser remunerada a los generadores según la metodología general de cálculo indicada en el capítulo 6 del presente reglamento.
- b) Determinar los balances de capacidad firme y las transacciones de compra y venta de capacidad en relación con la capacidad comprometida en contratos que resultan entre los Participantes de Mercado (PMs), producto de las diferencias entre la capacidad firme de sus centrales y unidades generadoras y los compromisos de retiro de la capacidad firme locales o de las transacciones de importación y/o exportación firmes.
- c) Determinar la potencia máxima inyectable que puede salir intempestivamente de servicio sin provocar desviaciones más allá de las máximas o mínimas permitidas para los diferentes parámetros del sistema de potencia definidas en el Anexo “Normas de Calidad y Seguridad Operativa”, evitando el colapso del mismo.

2 DISPONIBILIDAD

2.1 Estadísticas

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 central hidroeléctrica, unidad generadora o GGP “i” (p.u.).

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

2.1.2 La Tasa de Salida Forzada se calcula para cada central hidroeléctrica,

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 central hidroeléctrica, unidad generadora o GGP i (horas).

HS_i : Horas en servicio para la central hidroeléctrica, 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 central hidroeléctrica, unidad generadora o GGP "i", donde $P_{dis} > 0$;

$HIFT_i$: Número de horas de indisponibilidad forzada total, es decir cuando $P_{dis}=0$.

2.1.3 El término HFE_i , se calcula a partir de los eventos que generan indisponibilidad, incluyendo las causadas por limitaciones de combustible o vapor para las unidades térmicas y geotérmicas, respectivamente. En el caso de las centrales hidroeléctricas no se considera como indisponibilidad las limitaciones de generación por falta de agua en la central.

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 central hidroeléctrica, 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 central hidroeléctrica, 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 central hidroeléctrica, unidad generadora o GG en el período considerado.

2.1.5 La base de datos estadística a considerar durante los últimos 5 años extenderá sólo a los años de operación. Una vez transcurridos los últimos 12 meses, se reemplazan los datos del período de 12 meses más antiguo de la estadística por los del más reciente. Trabajos especiales como repotenciación de unidades o reemplazo y actualización de equipos de unidades generadoras, de conformidad al numeral 17.11 del presente reglamento, no afectarán la tasa de disponibilidad y serán tratados de conformidad a lo indicado en el numeral 6.16 del Capítulo 6 del presente reglamento para el caso de pago de la capacidad firme.

SIGET

2.1.6 Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, la disponibilidad que se aplicará el primer año será definida inicialmente por el propietario. Posteriormente, la disponibilidad se calculará cada año utilizando los datos reales de todo el período en el que dicha máquina ha permanecido en servicio hasta alcanzar la ventana de 5 años definida en el numeral 6.18.4.2 del Capítulo 6 del presente reglamento, momento a partir del cual se aplicará el numeral 2.1.5 del presente anexo.

2.2 Procedimiento para las pruebas de disponibilidad de capacidad firme

2.2.1 La prueba incluirá:

- a) El arranque y sincronización;
- b) El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;
- c) Un período de operación a plena-carga igual al máximo entre el Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 del presente reglamento y el tiempo mínimo técnico de operación de la unidad de acuerdo a su tecnología;
- d) Bajada de carga.

2.2.2 Si la unidad no alcanza su Potencia Máxima Neta en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

2.2.3 Si la prueba no resultara exitosa, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo previsto en los numerales 6.19.1.1 a 6.19.1.6 del Capítulo 6 del presente reglamento.

3 CAPACIDAD FIRME INICIAL

3.1 Centrales hidroeléctricas

3.1.1 La hidrología seca se determina mediante la obtención de la menor energía generable, que se ha verificado corresponde a la de menor energía afluente, de cada una de las series históricas de caudales medios semanales asociadas a los años hidrológicos, las que deberán ser previamente aprobadas por SIGET.

3.1.2 Procedimiento para determinar la hidrología seca

3.1.2.1 Para todos los años hidrológicos se calcula la energía afluente correspondiente mediante la siguiente expresión:

$$EA(y) = \sum_{t \in y} \sum_{i=1}^I q(i,t) \times \phi(i)$$

Donde:

$t \in y$: Semanas que pertenecen al año hidrológico "y" (por lo tanto, abarcan el período entre la semana 20 del año calendario "y" hasta la semana 19 del año calendario "y+1")

$EA(y)$: Energía afluente del año hidrológico "y" (MWh).

$q(i,t)$: Caudal natural total del período "t" afluente a la central "i" (m³/s).

$\phi(i)$: Coeficiente de producción promedio de la central hidroeléctrica "i" (MWh/m³/s) de un total de "I" centrales.

3.1.2.2 Se identifica el año hidrológico "y*" con menor energía natural afluente EA(y*).

3.1.2.3 Cada vez que se incorpore una nueva central hidroeléctrica la UT verificará que la hidrología con menor energía generable corresponde con la de menor energía afluente.

3.1.3 Determinación de la capacidad firme hidroeléctrica inicial

3.1.3.1 Para la determinación de la capacidad firme inicial de las centrales hidroeléctricas a partir de la energía media semanal, debe encontrarse aquella que por una o varias restricciones debe ser generada de pasada, es decir a una potencia media constante para todas las horas de la semana, y aquella que puede ser empuntada, es decir que puede ser despachada en forma óptima durante la semana.



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

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

Donde:

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

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

D_i : Disponibilidad de la Central "i" (p.u.).

3.1.4 Energía media semanal para la condición hidrológica seca

3.1.4.1 Se define como centrales con regulación a aquéllas cuyo volumen útil del embalse propio más los volúmenes de los embalses aguas arriba, le permitan generar por lo menos siete días continuos a potencia máxima.

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 misma semana que en la última actualización de la programación anual de la operación correspondiente a la primera semana de abril de cada año y finalizando en la semana 19 del año próximo, utilizando las potencias máximas disponibles ($P_{max D_i}$) de cada central hidroeléctrica. De esta simulación se extraerá la energía media semanal en la condición hidrológica seca en el Período Crítico.

3.1.4.3 El procedimiento para realizar la simulación determinística es el siguiente:

3.1.4.3.1 Se utilizará el modelo de programación anual para la configuración del sistema.

3.1.4.3.2 La simulación considerará para el período de la semana 20 del año actual hasta la semana 19 del año próximo los caudales correspondientes a la hidrología seca identificada según el procedimiento establecido en el numeral 3.1.2.

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 utilizada para la actualización de la programación anual de la operación en la primera semana del mes de abril se utilizará únicamente la información detallada a continuación:

- a) Proyección de demanda.
- b) Proyección de precios de combustible.
- c) Volúmenes iniciales de los embalses.

3.1.4.3.4 Las siguientes características de ejecución del modelo de programación anual deben ser seleccionadas:

- a) Estudio dinámico con cincuenta y dos semanas de duración y empleo de dos años adicionales para evitar disminución artificial de los embalses al final del horizonte estudiado.
- b) Utilización de caudales históricos, considerando como año inicial de hidrología los correspondientes el año seco "y*" identificado en el numeral 3.1.2.2 del presente anexo.
- c) Utilización de caudales históricos correspondientes al año calendario en el que comienza el año hidrológico seco "y*" en las semanas que transcurren desde el inicio de la simulación hasta el comienzo del año hidrológico seco "y*".
- d) Cálculo de política determinística.

3.1.4.3.5 Se debe calcular la potencia media despachada de cada generador i en el Período Crítico, con los datos de generación hidroeléctrica que resultan de la ejecución del modelo de programación anual como sigue:

$$P_i = \frac{\sum_{t \in PC} \sum_{k=1}^K g_{i,t,k}}{T_{PC}}$$

Donde:

P_i : Potencia media despachada semanal (MW) para la central hidroeléctrica i durante el Período Crítico.

$t \in PC$: Conjunto de semanas (índice t) que pertenecen al Período Crítico

T_{PC} : Duración del Período Crítico (horas)

i : Índice de las centrales hidroeléctricas

k : Índice de los bloques de demanda (de un total de K bloques)

$g_{i,t,k}$: Generación de la central hidroeléctrica i en la semana t , bloque de demanda k (resultado del modelo de la programación anual, en MWh)

3.1.5 Colocación de la generación hidroeléctrica en la curva de demanda



3.1.5.1 Para las centrales de pasada, la capacidad firme inicial es igual a P_i .

3.1.5.2 Para las centrales con capacidad de regulación propia o en una central de aguas arriba, es necesario realizar la colocación de esta generación en la curva de demanda.

3.1.5.3 La colocación de la generación hidroeléctrica en la curva de demanda tiene como objetivo reducir al máximo la demanda a ser suministrada por otros recursos del sistema (unidades térmicas, de biomasa, etc.). Esto es coherente con el objetivo de minimización de los costos de producción y maximización de la confiabilidad del suministro.

3.1.5.4 Se determina la curva de demanda semanal típica del Período Crítico siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 3.1.6 del presente Anexo. El cálculo de la colocación óptima de la potencia hidroeléctrica de cada central con capacidad de regulación "i" en la curva de demanda resulta de resolver el siguiente problema de programación cuadrática:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{h=1}^{168} (DEM_h - P_{i,h})^2$$

$$\text{Sujeto a:} \quad \sum_{h=1}^{168} P_{i,h} = E_i$$

$$0 \leq P_{i,h} \leq P \max D_i \quad h = 1, \dots, 168$$

Donde:

DEM_h : Demanda del período horario "h" (MW), con $h = 1, \dots, 168$, correspondiente a la curva de demanda semanal típica del Período Crítico. DEM_h se debe ordenar de mayor demanda (DEM_1 corresponde a la demanda máxima del sistema) hasta la menor demanda (DEM_{168} corresponde a la menor demanda horaria del sistema).

$P_{i,h}$: Potencia despachada por la central "i" en el período horario "h" expresada en MW (variable de decisión).

$P \max D_i$: Potencia máxima disponible de la central "i" (MW).

E_i : Promedio de la energía semanal generada por la central "i" (MWh).

3.1.5.5 La colocación de la energía conjunta de todas las centrales hidroeléctricas consiste en resolver el problema anterior a partir de la creación de una central hidráulica ficticia "i*" que acumula las potencias máximas disponibles y energías medias despachadas semanalmente de las centrales individuales "i".

3.1.5.6 La potencia despachada por la central agregada "i*" en la hora con demanda máxima (primera hora) es $P_{i^*,1}$. Este valor mide la capacidad firme inicial del conjunto de centrales con capacidad de regulación a ser dividida entre las mismas en proporción a sus potencias despachadas en la hora de máxima demanda $P_{i,1}$, resultantes de la resolución del problema indicado en el numeral 3.1.5.4 del presente anexo para cada central con capacidad de regulación "i":

$$CFini_i = P_{i^*,1} \times \left(\frac{P_{i,1}}{\sum_i P_{i,1}} \right)$$

$CFini_i$: Capacidad firme inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación "i" (MW).

3.1.6 Procedimiento para determinación de la curva de demanda semanal típica.

3.1.6.1 Con base en los registros del SIMEC se determinan los valores de demanda nacional a nivel de generación (medida como generación total de centrales nacionales menos exportaciones más importaciones) para cada Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 del presente reglamento para cada semana del último Período Crítico operado. En caso de ser el referido Intervalo menor a una hora, se integrarán los valores correspondientes a cada hora operada, obteniéndose así un conjunto de 168 valores de energía horaria para cada semana del Período Crítico referido.

3.1.6.2 Los valores horarios obtenidos se normalizarán respecto del valor máximo de energía registrado a nivel horario para cada semana. Se obtienen así, por cada semana del Período Crítico, un conjunto de 168 valores, todos ellos positivos y menores o iguales a la unidad.

3.1.6.3 Para cada semana se ordenan los 168 valores normalizados en forma decreciente, obteniéndose así la curva de duración de demanda horaria normalizada correspondiente a cada semana del Período Crítico.

3.1.6.4 Para cada intervalo horario, se promedian los valores normalizados sobre las semanas del Período Crítico, obteniéndose así un conjunto de 168 valores de demanda normalizada decrecientes representativos de la curva de duración de demanda semanal normalizada típica del Período Crítico



$$DEM N_h = \frac{\sum_{s=1}^{NS} DEM N_{s,h}}{NS} \quad h = 1, \dots, 168$$

Donde:

$DEM N_{s,h}$: Valor "h" de la curva de duración de demanda normalizada correspondiente a la semana "s" del Período Crítico (p.u.).

$DEM N_h$: Valor promedio "h" de la curva de duración de demanda normalizada típica del Período Crítico (p.u.).

NS : Número de semanas incluidas en el Período Crítico.

3.1.6.5 Se obtienen los valores de demanda a emplear en el cálculo establecido en el numeral 3.1.5.4 del presente Anexo de acuerdo a la siguiente expresión

$$DEM_h = DEM N_h \times (D_{max S}) \quad h = 1, \dots, 168$$

Donde:

DEM_h : Demanda del período horario "h" (MW) correspondiente a la curva de demanda semanal típica del Período Crítico.

$DEM N_h$: Valor promedio "h" de la curva de duración de demanda normalizada típica del Período Crítico (p.u.).

$D_{max S}$: Demanda Máxima del Sistema en el próximo Período de Control (MW), determinada según se establece en el numeral 6.1 del presente Anexo.

3.2 Centrales térmicas y geotérmicas

3.2.1 La capacidad firme inicial para las centrales térmicas y geotérmicas se define por medio de la siguiente expresión:

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

Donde:

$CFini_i$: Capacidad firme inicial de la unidad térmica o geotérmica "i" (MW).

P^{max}_i : Potencia Máxima Neta de la unidad térmica o geotérmica "i" (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.

D_i : Disponibilidad de la unidad térmica o geotérmica "i" (p.u.).

3.3 Autoproductores y cogeneradores

3.3.1 Para los efectos del cálculo de la capacidad firme, los excedentes que pueda inyectar un autoproducer o un cogenerador, se representarán como una unidad térmica con una potencia máxima neta igual al excedente máximo de potencia.

3.3.2 La capacidad firme inicial de autoproduceros y cogeneradores es determinada por la Potencia Máxima Neta multiplicada por la tasa de disponibilidad.

$$CFini_i = P^{max}_i \times D_i$$

Donde:

$CFini_i$: Capacidad firme inicial del autoproducer o cogenerador *i* (MW).

P^{max}_i : Potencia Máxima Neta del autoproducer o cogenerador *i* (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.

D_i : Disponibilidad del autoproducer o cogenerador *i* (p.u.).

3.3.3 Para garantizar que el autoproducer o cogenerador esté en condiciones de inyectar potencia al sistema, de acuerdo al numeral 6.7.1 del Capítulo 6 del presente reglamento, la Potencia Máxima Neta será considerada como aquella que resulte de los excedentes de su capacidad instalada en relación con su demanda con probabilidad de excedencia del ochenta por ciento (80%) en el Período Crítico. Esta probabilidad de excedencia deberá ser determinada a partir del registro histórico horario de los últimos sesenta meses de operación o con el período de información disponible, si es inferior a los sesenta meses.

3.3.4 Para el caso de un nuevo autoproducer o cogenerador que se incorpore al sistema, la Potencia Máxima Neta reconocida será aquel excedente de potencia máxima definido inicialmente por el propietario. Dicho excedente junto con la disponibilidad proyectada deberán ser comunicados a la UT con dos meses de anticipación a la entrada en operación al sistema. Después de transcurridos los primeros doce meses se aplicará la metodología determinada en el numeral 3.3.3 de este Anexo.

3.3.5 Disposición Transitoria

3.3.5.1 Al inicio de la aplicación de este Reglamento, para efectos de



determinación de la capacidad firme, todos los autoprodutores o cogeneradores existentes serán catalogados como generadores nuevos, por lo que aplicará a ellos lo dispuesto en el numeral 3.3.4.

3.4 Centrales no convencionales

3.4.1 La capacidad firme inicial de unidades generadoras no convencionales, entre las que se incluyen las tecnologías eólica, solar (en cualquiera de sus variantes), biomasa y mareomotriz, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario.

3.4.2 El propietario de la central no convencional enviará un estudio a la SIGET, para su aprobación, demostrando la potencia promedio anual (generación total, en MWh, dividida por 8,760 horas) correspondiente al año con menor disponibilidad del insumo primario. Este estudio debe basarse en una serie temporal con las mediciones históricas del insumo primario con una duración mínima de tres años. La serie de mediciones del insumo primario deberá ser certificada por una auditoría independiente. El mismo estudio debe también describir el proceso de conversión del insumo primario en energía eléctrica.

3.4.3 Si en cualquier año de operación comercial la potencia promedio anual de una central no convencional (generación anual, en MWh dividida por 8,760 horas) es inferior al valor de referencia del estudio presentado por su propietario a la SIGET, entonces la capacidad firme será reducida a este valor.

3.4.4 Para el caso de un nuevo generador no convencional que se incorpore al sistema, el propietario enviará un estudio a la SIGET, para su aprobación con la potencia promedio anual estimada (generación total, en MWh, dividida por 8,760 horas) para el año siguiente y la correspondiente disponibilidad del insumo primario. Dicho estudio aprobado deberá ser enviado a la UT con dos meses de anticipación a la entrada en operación al sistema.

3.5 Contratos firmes de importación

3.5.1 La capacidad firme inicial asociada a un contrato firme de importación se asigna y representa según lo establecido en los numerales 6.10.1, 6.10.2 y 6.10.3 del capítulo 6 del presente reglamento, siendo igual a su potencia firme contratada multiplicada por la tasa de disponibilidad del contrato de importación.

$$CFini_i = PCON_i \times TDI_i$$

$CFini_i$: Capacidad Firme Inicial asociada al contrato firme de importación "i" (MW).

$PCON_i$: Potencia máxima contratada del contrato de importación "i" (MW).

TDI_i : Tasa de Disponibilidad del Contrato de Importación (p.u.), igual a la disponibilidad de la línea de interconexión calculada de la siguiente manera:

$$TDI_i = 1 - TSFL_i$$

$$TSFL_i = \frac{(HIMnoPL_i + HIFTL_i)}{(HIMnoPL_i + HIFTL_i + HSL_i)}$$

Donde:

$HIMnoPL_i$: Horas de indisponibilidad por mantenimiento no programado de la línea de interconexión en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores.

HSL_i : Horas en servicio de la línea de interconexión.

$HIFTL_i$: Número de horas de indisponibilidad forzada total.

4 LIMITACIÓN A LA CAPACIDAD FIRME INICIAL

4.1 La limitación a la capacidad firme inicial $CFini_i$, establecida en el numeral 6.9 del Capítulo 6 del presente reglamento, aplica a unidades de generación nacionales y se implementa de acuerdo con la siguiente expresión:

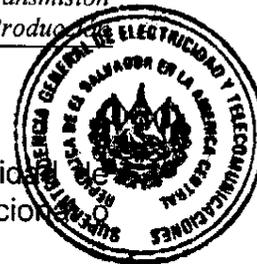
$$CFini_i \text{ ajustada} = \min \{ CFini_i ; 0.15 \times DmaxS \}$$

Donde:

$DmaxS$: Demanda Máxima del Sistema en el Período Control calculada de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.1 del presente anexo (MW).

Para los contratos firmes de importación, se aplica:

$$CFini_i \text{ ajustada} = CFini_i$$



SIGET

5 CAPACIDAD FIRME PROVISORIA

5.1 La capacidad firme provisoria de cada central hidroeléctrica o unidad de generación térmica, geotérmica, cogenerador, autoproducción, no convencional o contrato firme de importación se calcula de la siguiente manera:

$$CF_{pro_i} = \frac{CF_{ini_i} \text{ ajustada}}{\sum_i CF_{ini_i} \text{ ajustada}} \times D_{maxS}$$

Donde:

CF_{pro_i} : Capacidad firme provisoria de cada unidad de generación o contrato firme de importación i (MW).

$CF_{ini_i} \text{ ajustada}$: Capacidad firme inicial ajustada de cada unidad de generación o contrato firme de importación " i " (MW).

D_{maxS} : Demanda Máxima del Sistema en el Período de Control calculada de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.1 del presente anexo (MW).

6 DEMANDA

6.1 La demanda máxima del sistema en el período de control (D_{maxS}) se calcula con base en la proyección de demanda máxima de potencia nacional a nivel de generación durante el próximo período de control, medida como energía prevista por intervalo de mercado definido en el numeral 2 del anexo 09 al presente reglamento, a la que, una vez calculada, se agregarán las potencias máximas durante el período de control comprometidas en contratos firmes de exportación que cumplan con la condición establecida en el numeral 6.11.3 del capítulo 6 del presente reglamento. La proyección de demanda máxima a que se refiere este numeral, deberá ser consistente con la proyección de demanda de energía que se utilice en la programación anual de la operación correspondiente a la primera semana de abril de cada año.

6.2 La demanda máxima real del sistema en el período de control (D_{maxSR}) se calcula con base en la información registrada en el SIMEC, como la demanda máxima de potencia medida como energía por intervalo de mercado definido en el numeral 2 del anexo 09 al presente reglamento; y es igual a la suma de inyecciones de generación más importaciones menos exportaciones, más las potencias máximas registradas durante el período de control comprometidas en contratos firmes de exportación que cumplan con la condición establecida en el numeral 6.11.3 del capítulo 6 del presente reglamento.

6.3 El procedimiento para determinar la Participación Provisoria de cada Pm " p "

en el requerimiento de capacidad firme es el siguiente:

- a) De la información suministrada por los PMs en los términos establecidos en el numeral 3.2 del Capítulo 3 del presente reglamento, se selecciona la demanda máxima promedio por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 del presente reglamento, que prevé retirar cada PM "p" para cada mes "m" durante el próximo Período de Control ($DMR_{p,m}$) de la capacidad firme. Se considerarán asimismo las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de exportación, identificando para los mismos la potencia máxima comprometida por cada PM "p" con este tipo de contratos para cada mes "m" durante el próximo Período de Control, medidas como energía por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 del presente reglamento.
- b) Para cada PM "p" se escoge el valor máximo de las demandas máximas mensuales determinadas en el punto anterior, al cual se denomina "Demanda Máxima Mensual Prevista" del PM "p" ($DM \max P_p$).

$$DM \max P_p = \max_m \{ DMP_{p,m} \}$$

Donde:

$DMP_{p,m}$: Demanda máxima prevista a retirar por cada PM "p", incluyendo exportaciones asociadas a contratos firmes regionales, en cada mes "m" del período de control determinada según el literal a) del presente numeral.

- c) Se determina la Participación Provisoria de cada PM "p" (PR_p) en el requerimiento $DM \max P_p$ de capacidad firme como la relación entre su Demanda Máxima Mensual Prevista y la sumatoria de las Demandas Máximas Mensuales Previstas de todos los PM "p", incluyendo contratos firmes de exportación en los términos establecidos en el literal a) del presente numeral.

$$PR_p = \frac{DM \max P_p}{\sum_{p=1}^p DM \max P_p}$$

6.4 Se determina la Demanda Reconocida Provisoria para cada PM "p" según la siguiente expresión:

$$DR_p = PR_p \times D \max S$$

Donde:

DR_p : Demanda Reconocida Provisoria del PM "p" (MW).



PR_p : Participación Provisoria de cada PM "p" en el requerimiento de capacidad firme.

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

SIGET

6.4.1 Para PMs comercializadores que utilicen redes de un PM intermediario, éste acordará con el PM distribuidor que corresponda los valores a considerar como Demanda Reconocida Provisoria, la cual será restada de la Demanda Reconocida Provisoria del PM distribuidor y asignada al correspondiente PM comercializador. Los valores acordados entre el PM distribuidor y el comercializador serán informados a la UT en los plazos establecidos en este Anexo.

6.5 El procedimiento para determinar la Participación Definitiva de cada PM "p" en el requerimiento de capacidad firme es el siguiente:

- De los registros del SIMEC se selecciona la energía máxima retirada en un Intervalo de Mercado de duración establecida en el numeral 2 del Anexo 09 del presente reglamento, por cada PM "p", para cada mes "m", durante el último período de control de la capacidad firme. La potencia horaria máxima retirada por cada PM "p" para cada mes "m" durante el último Período de Control de la capacidad firme se define igual a las energía máxima obtenida del SIMEC para cada PM "p" dividido por la duración del Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09.
- Se determinarán las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de exportación, identificando para los mismos la potencia máxima comprometida por cada PM "p" con este tipo de contratos para cada mes "m" durante el último Período de Control medidas como energía por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 al presente reglamento.
- Para cada PM "p" se escoge la máxima de las demandas máximas mensuales determinadas en el punto anterior, a la cual se denomina Demanda Máxima Mensual Real del PM "p" ($DM_{max R_p}$).

$$DM_{max R_p} = \max_m \{ DMR_{p,m} \}$$

Donde:

$DMR_{p,m}$: Es la Demanda Máxima Mensual Real de cada PM "p" en cada mes "m" determinada según el literal a) del presente numeral

- Se determina la Participación Definitiva de cada PM "p" (PRD_p) en el requerimiento de capacidad firme como la relación entre su Demanda Máxima Mensual Real y la sumatoria de las Demandas Máximas Mensuales Real" determinadas para todos los PM "p".

$$PRD_p = \frac{DM \max R_p}{\sum_{p=1}^P DM \max R_p}$$

6.6 La expresión para determinación de la Demanda Reconocida Definitiva para cada PM "p" es la siguiente:

$$DRD_p = PRD_p \times D \max SR$$

Donde:

DRD_p : Demanda Reconocida Definitiva del PM "p" (MW).

PRD_p : Participación Definitiva de cada PM "p" en el requerimiento de capacidad firme.

$D \max SR$: Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

7 TRANSACCIONES DE CAPACIDAD FIRME PROVISORIA

7.1 Las transacciones de capacidad firme provisoria se expresan matemáticamente de la siguiente manera:

a) Para inyecciones:

$$TCFI_p = \sum_{k \in p} CFpro_k - \sum_{c \in p} CCF_c$$

b) Para retiros:

$$TCFR_p = \sum_{c \in p} CCF_c - DR_p$$

Donde:

$TCFI_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a inyecciones del PM "p" (MW).

$TCFR_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a retiros del PM "p" (MW)

$CFpro_k$: Capacidad Firme Provisoria asignada a la central hidroeléctrica, unidad generadora térmica, geotérmica, cogenerador, autoproducer, no convencional o contrato firme de importación "k" cuyo titular es el PM "p" (MW).



CCF_c : Capacidad firme contratada del PM "p" mediante el contrato de concurrencia "c" (MW).

DR_p : Demanda Reconocida Provisoria del PM "p" (MW).

7.2 En todos los casos, las transacciones de capacidad firme resultantes serán valorizadas al "cargo por capacidad" vigente establecido por SIGET.

8 TRANSACCIONES DE CAPACIDAD FIRME DEFINITIVA

8.1 Una vez finalizado el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva, éstas deben determinarse según el siguiente procedimiento:

- a) Antes de iniciar los cálculos se actualizan las estadísticas de disponibilidad para todos los tipos de generadores para ser incorporadas como parte de la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses.
- b) Con los datos indicados en el literal a) precedente se actualizan las tasas de salida forzada tal como lo define el numeral 6.18.1.1 del Capítulo 6 del presente reglamento.
- c) 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 reconocida, acordada e informada por los comercializadores y el respectivo distribuidor, la que será provista por ambos a más tardar el tercer día hábil de junio, se calcula la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ($D_{max SR}$) 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.
- d) La $D_{max SR}$ 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 (CF_{iniR_i}) utilizando el mismo procedimiento definido en el numeral 3 del presente anexo, aplicando las mismas limitaciones a los valores de capacidad indicadas en ese numeral y en el numeral 4.1 del presente anexo, empleando para ello la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ($D_{max SR}$), obteniendo así los valores de Capacidad Firme Inicial Real ajustada ($CF_{iniR_i, ajustada}$). Los valores de Capacidad firme definitiva (CF_{def_i}) se calculan de la siguiente manera:

$$CF_{def_i} = \frac{CF_{iniR_i} \text{ ajustada}}{\sum_i CF_{iniR_i} \text{ ajustada}} \times D_{maxSR}$$

Donde:

CF_{def_i} : Capacidad Firme Definitiva de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación "i" (MW).

$CF_{iniR_i} \text{ ajustada}$: 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_{maxSR} : Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

- e) Usando el mismo procedimiento definido en el numeral 7 del presente anexo, para los balances de las transacciones de capacidad firme provisoria, se realizarán los balances de transacciones de capacidad firme definitiva para subperíodos en los cuales se produjeron cambios en los contratos o incorporaciones y/o retiros de centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación.
- f) En todos los casos, las transacciones de capacidad firme definitivas resultantes serán valorizadas al "cargo por capacidad" vigente establecido por SIGET.

8.2 Determinada la capacidad firme definitiva para cada subperíodo, debe realizarse una comparación con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria efectuados a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso. El monto acumulado de las diferencias que surjan se liquidará con el documento de transacciones económicas (DTE) del mes de mayo.

9 PLAZOS PARA EL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FIRME

9.1 Los plazos para el desarrollo de las actividades asociadas al cálculo de la Capacidad Firme y Demanda Reconocida, son los siguientes:

9.1.1 A efectos del cálculo de la Demanda Reconocida Provisoria, a más tardar el quinto día hábil del mes de abril, los PMs comercializadores y distribuidores



informarán a SIGET y a la UT sobre la demanda reconocida que será asignada a cada comercializador y que correspondan a sus retiros en las redes de dicho PM distribuidor.

9.1.2 Si una central o unidad de generación entra en operación o modifica su capacidad instalada en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente el PM responsable por la central deberá comunicar esta entrada en operación o modificación de capacidad instalada a la UT a más tardar con dos meses de anticipación a la fecha de entrada o modificación. La UT procesará la información previa verificación del cambio en la capacidad instalada y creará un subperíodo para el recálculo de la capacidad firme, de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.16.1 y 6.16.2 del Capítulo 6 "Capacidad Firme" del presente reglamento e informará los nuevos valores de capacidad firme a los PMs y la SIGET.

9.1.3 Si un PM que retira entra en operación en una fecha dentro del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, deberá comunicar esta entrada en operación a la UT con la proyección de demanda máxima mensual a más tardar con dos meses de anticipación. La UT procesará la información previa verificación de la nueva demanda incorporada, creará un subperíodo para el recálculo de la capacidad firme, de acuerdo a lo establecido en los numerales 6.16.3 y 6.16.4 del capítulo 6 "Capacidad Firme" del presente reglamento e informará los nuevos valores de demanda reconocida y capacidad firme a los PMs y SIGET.

9.1.4 A más tardar el décimo quinto día hábil del mes de abril, la UT calculará las Capacidades Firmes Provisorias y Demandas Reconocidas Provisorias, y serán informadas a los PMs junto con los datos utilizados para el cálculo, quienes dispondrán de cinco días hábiles para efectuar observaciones.

9.2 La UT evaluará las observaciones recibidas, tomando en cuentas las que estime debidamente justificadas. Informará a los PMs y a SIGET a más tardar el 30 de abril los nuevos valores de demandas reconocidas y capacidades firmes provisorias.

9.3 A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el tercer día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a SIGET y a la UT sobre la demanda reconocida real que será asignada a cada comercializador y que correspondan a sus retiros en las redes de dicho PM distribuidor.

9.4 Los cálculos de Capacidad Firme Definitiva y Demanda Reconocida Definitiva serán realizados por la UT a más tardar el quinto día hábil del mes de junio de cada año. Dichos valores serán puestos a disposición de todos los PMs en la zona pública del sitio web de la UT y las transacciones resultantes para cada PM en su DTE.

10 POTENCIA MÁXIMA INYECTABLE AL SISTEMA

10.1 La potencia máxima inyectable al sistema es aquella que puede inyectar una unidad de generación tal, que si esta potencia se pierde en forma repentina, el sistema eléctrico puede superar con éxito la etapa transitoria de la primera oscilación; de esta forma se asegura que la salida de servicio no provoque desviaciones más allá de las máximas o mínimas permitidas para los diferentes parámetros del sistema de potencia definidas en el Anexo "Normas de Calidad y Seguridad Operativa", evitando el colapso del mismo.

10.2 El estudio que se debe realizar para determinar la potencia máxima inyectable al sistema se enmarca en el análisis de seguridad de la operación de sistemas eléctricos que se describe a continuación. Este estudio será actualizado anualmente en el mismo período en que se realicen los estudios de desempeño mínimo del sistema, según lo establecido en el numeral 17.10.2 del Capítulo "Calidad y seguridad operativa" de este Reglamento.

10.2.1 El análisis de seguridad de un sistema de potencia involucra los siguientes pasos:

- a) Estado del Sistema: Para este estudio se consideran estados típicos de demanda de potencia para los períodos de punta, resto y valle comprendidos entre la semana 20 a la semana 45, y de la semana 46 a la semana 19 del siguiente año. Se considerará como estado inicial de los generadores los despachos económicos típicos y los márgenes de reserva rodante previstos en cada uno de los casos.
- b) Selección de Contingencias: El conjunto de contingencias que se debe considerar en este estudio está limitado a la pérdida repentina de cada generador en el sistema de El Salvador considerándolo interconectado con el Sistema Eléctrico Regional. Esto se corresponde al criterio de seguridad N-1 aplicado al sistema de generación.
- c) Determinación del Comportamiento Dinámico Frente a Contingencias: Para este fin se utiliza el programa de simulación dinámica disponible en la UT.
- d) Evaluación de los Resultados: Los resultados de la simulación se evalúan considerando una frecuencia mínima y una caída en la tensión máxima, según los numerales 2.4 y 3.3 del Anexo "Normas de Calidad y Seguridad Operativa" del presente reglamento.

10.2.2 Se evalúa el comportamiento de los controles primarios de la frecuencia y las tensiones durante un tiempo de simulación de 20 segundos seguidos al instante en que se produce cada contingencia.

10.3 La nomenclatura a utilizar será la siguiente;

- a) G_i : Generador "i"
-



SIGET

- b) PG_i : Potencia Activa Generador " i "
- c) $PG_{i,max}$: Potencia Activa Máxima Generador " i "
- d) $P_{max,iny, i}$: Potencia Activa Máxima de Inyección del Generador " i "
- e) n : Número de Generadores de El Salvador

10.4 La metodología usada para determinar la potencia máxima inyectable para los generadores del sistema de potencia de El Salvador se detalla a continuación:

10.4.1 Se seleccionan los estados de operación punta, resto y valle que representen los posibles estados críticos de carga para las épocas húmeda y seca.

10.4.2 Se estudia una unidad generadora a la vez, la cual ante una salida intempestiva del sistema no debe producir colapso en ninguno de los estados de operación típicos seleccionados. Para ello se simula el comportamiento dinámico del sistema de potencia frente a la salida intempestiva de servicio del generador bajo estudio en cada uno de los estados típicos seleccionados.

10.4.3 Se tendrá en cuenta el despacho económico de generación en cada estado crítico de carga, manteniendo cada unidad la reserva rodante que le corresponda y considerando además el eventual intercambio de potencia con los sistemas vecinos del MER que resulten del despacho típico.

10.4.4 Con la finalidad de realizar el cálculo más exacto, se ajusta el despacho del generador bajo estudio para que genere a plena carga (máxima capacidad), de tal forma que represente la peor contingencia de dicho generador.

10.4.5 Si a partir del resultado de la simulación dinámica se verifica que la frecuencia y las tensiones en diferentes nodos del sistema cumplen con el criterio de operación en emergencia definido en el anexo "Normas de Calidad y Seguridad" para todos los estados considerados, se define como potencia máxima de inyección del generador bajo estudio a la potencia máxima que éste puede generar.

10.4.6 Si a partir del resultado de la simulación dinámica se verifica que la frecuencia y las tensiones en diferentes nodos del sistema no cumplen con el criterio de operación en emergencia definido en el anexo "Normas de Calidad y Seguridad" en algún estado de operación, se disminuye sucesivamente el despacho del generador en evaluación hasta que su salida de servicio no provoque violaciones al criterio de seguridad considerado.

10.5 Aplicación de la metodología

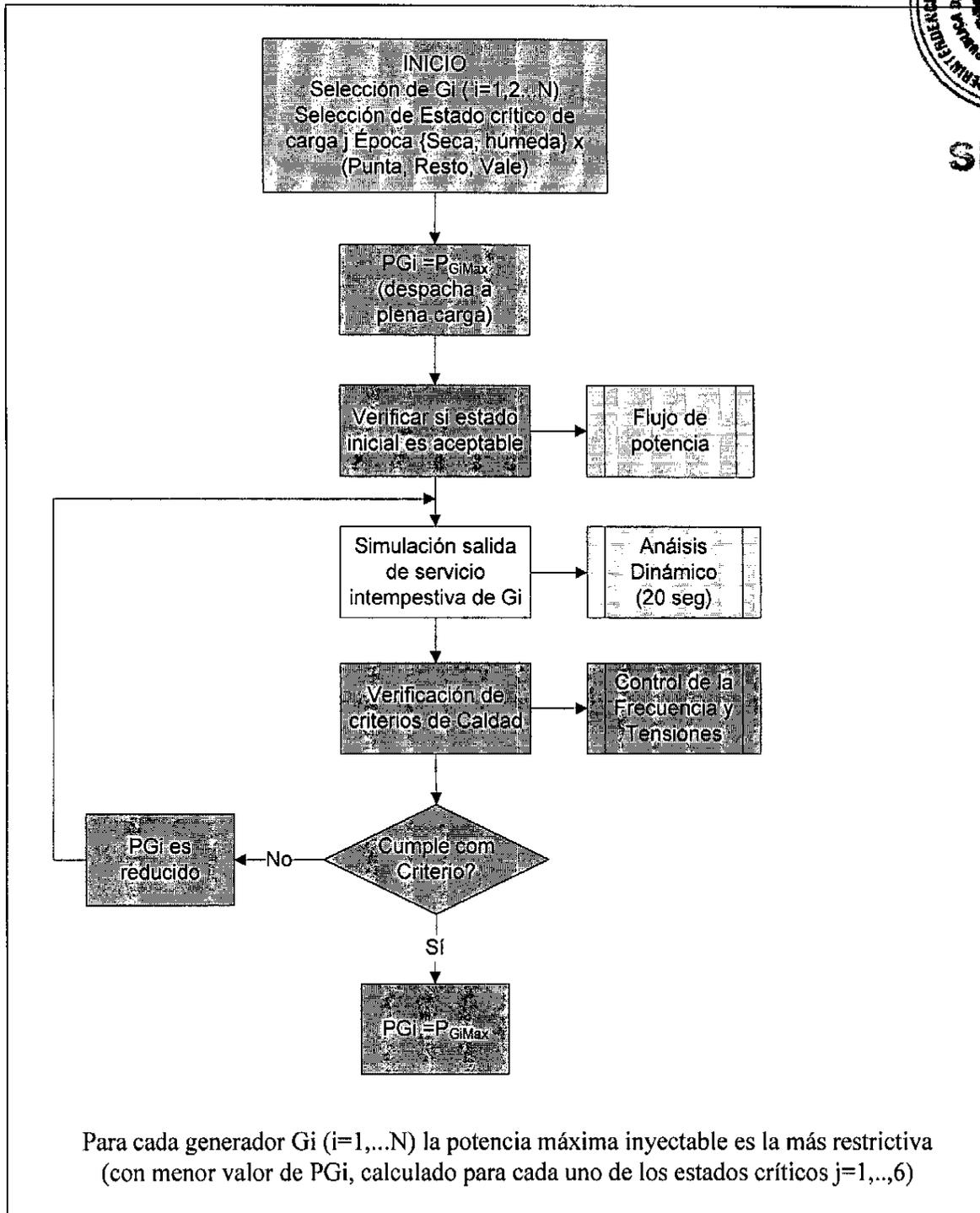
- a) Se selecciona el generador a estudiar (G_i).

- b) Se selecciona el estado de carga crítico inicial (6 estados en total: punta, resto y valle para la semana 20 a la semana 45 y de la semana 46 a la semana 19 del siguiente año) y el despacho de generación correspondiente.
 - c) Se iguala P_{Gi} a $P_{Gi,max}$ (despachar a plena carga), ajustando el despacho de generación.
 - d) Se verifica el estado inicial aceptable utilizando un programa de simulación con el cual se deberá comprobar la convergencia del flujo, estado de generación, tensiones admitidas y sobrecargas de componentes según el anexo "Normas de Calidad y Seguridad Operativas" del presente reglamento.
 - e) Se realiza la simulación dinámica para la salida de servicio de G_i ; Análisis dinámico durante 20 segundos.
 - f) Se verifica que durante el transitorio simulado, la frecuencia en los nodos de generación y las tensiones de nodos del sistema de El Salvador, cumplan con los niveles de desempeño mínimos requeridos en emergencia, según el anexo "Normas de Calidad y Seguridad Operativas" del presente reglamento.
 - g) Si cumple con los criterios de desempeño mínimo requeridos por la reglamentación, se define $P_{max.iny,i} = P_{Gi}$ para el generador G_i en el estado considerado e ir al literal i).
 - h) Si no cumple con los criterios de desempeño mínimo requeridos por la reglamentación, se disminuye el valor de P_{Gi} , ajustando el despacho a través de la generación del nodo oscilante. Posteriormente se debe reiniciar con el literal d) de este procedimiento.
 - i) Se retorna al literal b) del presente procedimiento hasta que se completen los estados de operación considerados.
 - j) Se selecciona como potencia máxima de inyección del generador G_i a la menor entre las obtenidas en cada estado de operación considerado.
 - k) Se retorna al literal a) del presente procedimiento, hasta que se completen los generadores considerados.
-



SIGET

10.6 Flujograma del procedimiento de aplicación de la metodología



11 BASE DE DATOS

11.1 Para efectos de aplicación del numeral 6.16 del Capítulo 6 del presente Reglamento, la base de datos a emplear será la misma empleada en el cálculo correspondiente a la aplicación del numeral 6.14.1 del Capítulo 6 del presente reglamento, con excepción de la nueva información proporcionada por el PM que determina la aplicación del referido numeral 6.16

11.2 La información de la base de datos y resultados de los cálculos que se realicen por aplicación del presente anexo serán preservados y puesto a disposición de los PM y autoridades cuando así lo requieran. Asimismo se preservará la versión de los modelos de cálculo empleados en los periodos correspondientes.

11.3 Todos los datos a emplear en los cálculos correspondientes a aplicación del presente anexo provendrán de las bases de datos con que cuente la UT, salvo lo que expresamente se indique en este anexo.

12 PRECISIÓN DE CÁLCULO

12.1 En general y mientras no se indique lo contrario, las variables se expresarán con dos cifras decimales. Los valores provenientes de las Bases de Datos y sistemas de información conservarán la precisión del almacenamiento.

12.2 La Potencia Máxima Neta se expresará como un valor entero en MW con una cifra decimal. Se aproximará esta cifra decimal al siguiente entero si la segunda cifra decimal es mayor o igual a 5, de lo contrario se conservará únicamente la primera cifra decimal.

12.3 Los valores finales de cálculo de Capacidad Firme Inicial y Provisoria se expresarán en MW como un valor entero con la primera cifra decimal. Se aproximará esta cifra decimal al siguiente entero si la segunda cifra decimal es mayor o igual a 5, de lo contrario se conservará únicamente la primera cifra decimal.

12.4 Los valores de demanda conservarán la precisión decimal de las bases de datos de pronóstico y del sistema de medición comercial SIMEC. En todo caso se expresarán en MW.

12.5 La Disponibilidad de unidades o centrales (numeral 2.1.1 de este Anexo), la Tasa de Salida Forzada (numeral 2.1.2 de este Anexo), la Tasa de Disponibilidad de Contratos de Importación (numeral 3.5.1 de este Anexo) y los valores de Participación Definitiva de cada PM en el requerimiento de capacidad firme (numeral 6.5 de este Anexo) se expresarán con cuatro cifras decimales.

12.6 Si existen datos de series hidrológicas en valor cero (0,0), se cambiarán los



mismos por 0.000001 si causan fallas por división por cero.

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

- a) Máximo número de iteraciones en la optimización= 10.
- b) Tolerancia para convergencia en la optimización = 1% 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 correspondiente a la primera semana de abril del corriente año.

SIGET

12.8 Los costos de los recursos térmicos y los de la unidad de racionamiento forzado se incorporan al modelo expresados en dólares estadounidenses.

Handwritten notes or scribbles in the top left corner of the page.