

**ANEXO A - Servicios Auxiliares
Regionales, Criterios y Parámetros de
Calidad y Seguridad Operativa y su
Verificación**

OBJETO

El presente Anexo tiene como objeto definir los criterios y parámetros de calidad y seguridad en el Sistema Eléctrico Regional de los Países de América Central para mantener la calidad y seguridad operativas.

Variaciones de la Tensión

1. En condición de Operación Normal, los Operadores de Sistema (OS) deberán mantener, durante la operación, un nivel de tensión en los nodos de la RTR dentro de un rango de +/- 5% del valor nominal.
2. En condición de Emergencia, los OS tendrán como objetivo mantener el valor de la tensión en los nodos de la RTR dentro de una banda de +/- 10 % del valor nominal.

VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA

1. En Condición de Operación Normal, los OS deberán tener como objetivo mantener la frecuencia dentro de un rango de 59.7 y 60.2 Hz.
2. En Condición de Emergencia, los OS tendrán como objetivo mantener la frecuencia dentro de los valores de 59.4 y 60.6.
- 3.

RESERVAS Y REGULACIÓN

Las reservas rodantes estarán distribuidas por todo el Sistema Eléctrico Regional y considerarán el uso efectivo de la reserva rodante en una emergencia, el tiempo necesario para su operación efectiva, las limitaciones de transmisión y los requerimientos de las áreas de control. Cada OS nacional debe especificar y proveer como mínimo las reservas operativas señaladas a continuación:

1. Para Condición Normal, los requerimientos mínimos de reserva y regulación son los siguientes:

- Reserva Rodante: 7% de la demanda momentánea
 - Reserva bajo AGC: 4% de la demanda momentánea.
 - Regulación Primaria de frecuencia: 3% de la demanda momentánea

2. Para Condiciones de Emergencia los requerimientos mínimos de reserva son los siguientes:

- Sin reserva rodante

Los parámetros de reserva rodante para regulación primaria de frecuencia actuales para las áreas de control son:

- a) Guatemala: 3%
- b) El Salvador: 3%
- c) Honduras: 5%(en conjunto con la reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia)
- d) Nicaragua: 2.5%
- e) Costa Rica: 10% para horas de demanda máxima y 15% para horas fuera de pico (en conjunto con la reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia)
- f) Panamá: 5%

El estatismo de la unidades generadoras debe estar entre 2 y 6% y la banda muerta debe ser inferior al 0.1% (0.06 Hz)

Los parámetros de reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia actuales (con respecto a la demanda neta) para las áreas de control son:

- a) Guatemala 7%(0:00 –5:00, 22-24 hrs), 6% (5:00-18:00 hrs), 5% (18:00-22:00 hrs) menos la reserva rodante para regulación primaria de frecuencia
- b) El Salvador 4%
- c) Honduras 5%(en conjunto con la reserva rodante para regulación primaria de frecuencia)
- d) Nicaragua 2.5%
- e) Costa Rica 10% para horas de demanda máxima y 15% para horas fuera de pico (en conjunto con la reserva rodante para regulación primaria de frecuencia)
- f) Panamá 2.5%

CONTROL DE INTERCAMBIO

Cada Área de Control operará suficiente capacidad de generación bajo control automático (AGC) para cumplir con sus obligaciones de balancear continuamente su generación con su carga y sus programas de intercambio. Asimismo proveerá la contribución apropiada a la regulación de frecuencia del Sistema Eléctrico Regional.

El Control Automático de Generación (AGC) comparará el intercambio real total neto con el intercambio total neto programado mas la contribución del factor de desvío de frecuencia para determinar el Error de Control de Área.

Cada Control de Área mantendrá capacidad de generación de regulación sincronizado con la Interconexión que pueda ser aumentado o disminuido por el AGC (utilizando el Error de Control de Área) para proveer una adecuada regulación al sistema y desempeño de control.

El AGC debe permanecer en operación el mayor tiempo que sea posible.

Si el AGC queda fuera de servicio se utilizará control manual para ajustar la generación para mantener el intercambio programado.

El Error de Control de Área debe ser la forma normal y habitual de control del AGC para cada Área de Control. Si tal control, conocido como Tie Line Bias no está implementado u

operativo, tal hecho constituye una influencia adversa sobre el control de los intercambios, de la frecuencia y en general sobre la confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional.

Las tolerancias en desvíos de potencia y energías que se pacten para los intercambios deben tener en cuenta la existencia o no del control de frecuencia e intercambio (tie line frequency bias control), debiendo ser las tolerancias más amplias para el caso de no existencia de tal control.

PROTECCIONES

1. Las unidades generadoras deben permanecer conectadas y en sincronismo con el Sistema Eléctrico Regional ante la ocurrencia de eventos que resulten en las siguientes condiciones:

- a) Rangos de frecuencia en Hz
 - a.1 - 59.6 - 60.2 por tiempo indefinido
 - a.2 - 59.0 - 60.0 por 90 segundos
 - a.3 - 58.5 - 62.0 por 30 segundos
 - a.4 - 58.0 - 62.5 por 10 segundos

b) Tensión reducida en barra de alta:

- b.1 - 0.3 pu por 0.175 segundos
- b.2 - 0.7 pu por 1.5 segundos

ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGAS

Los esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia deberán ser coordinados entre los sistemas de los países del bloque sur y del bloque norte para el momento del inicio de operación de la interconexión entre Honduras y El Salvador en 230 kV.

La modificación de los esquemas actualmente vigentes requerirá un estudio para la determinación del esquema conjunto más adecuado para el cumplimiento de los principios de calidad, seguridad y equidad.

Esquema de Desconexión de Cargas por Baja Frecuencia

El esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia utiliza relés de baja frecuencia organizados en un esquema multietapa tanto en el bloque Norte como en el bloque Sur.

Ambos bloques serán interconectados cuando se finalice la línea Honduras - El Salvador, hecho que señala una necesaria división entre los esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia vigentes, antes de dicha interconexión y los que serán necesarios después de la misma.

Actualmente existe coordinación en el bloque sur, luego de la puesta en servicio de la línea Honduras - El Salvador, deberá contarse con un esquema coordinado para actuación en todos los países interconectados.

Los valores de frecuencia para cada etapa de desconexión por baja frecuencia, para el momento de la interconexión de los seis países deberán ser determinados por estudios a realizar en forma conjunta. Dichos estudios deberán permitir que:

- Se planifique e implemente, oportunamente, un esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia, coordinado entre todos los países de la región y donde corresponda, también con sistemas vecinos.
- El esquema regional de desconexión de cargas por baja frecuencia debe ser coordinado con los siguientes esquemas
 - 1 Sistemas de protección y control de los generadores,
 - 2 De desconexión de cargas por baja tensión
 - 3 Programas regionales y nacionales de reposición o restauración del servicio de suministro
 - 4 Sistemas de control y protección de transmisión.

Esquemas Iniciales de Desconexión de carga por Baja Frecuencia

1. Cada uno de los bloques de países interconectados, sur y norte deberán operar con esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia coordinados dentro de cada bloque.
2. La coordinación consiste en operar con el mismo número de etapas de desconexión, con el mismo umbral o valor de desconexión en cada etapa y con el mismo porcentaje de demanda a desconectar en cada umbral.
3. A partir de la interconexión Honduras - El Salvador la coordinación deberá establecerse entre los seis sistemas interconectados, siendo los valores a adoptar los resultantes de los estudios correspondientes.
4. Hasta el momento en que los resultados de un estudio aconsejen un esquema distinto, se podrá utilizar el siguiente:

ETAPA	UMBRAL DE DESCONEXIÓN, HZ	PORCENTAJE DE DEMANDA A DESCONECTAR
1	59,4	5
2	59,1	5
3	58,8	15
4	58,5	10
5	58,2	10

5. Los automatismos de corte de demanda deberán medir la frecuencia absoluta en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

Esquemas de Disparo de Interconexión

Cuando ocurra una emergencia operativa, la primera consideración será mantener la operación de la línea de Interconexión para poder ayudar lo más posible al sistema con problemas.

Cada sistema y Área de Control tomarán la acción que corresponda para superar cualquier condición anormal que ponga en riesgo la operación confiable del Sistema Eléctrico Regional.

El área que experimenta la emergencia de capacidad debe en el menor plazo posible equilibrar su generación con su demanda y sus compromisos de intercambio como objetivo prioritario frente a consideraciones de optimización económica, para evitar el uso prolongado de la ayuda que está siendo suministrada por la línea de Interconexión. El uso de reserva implícita en la reducción de frecuencia es solo temporaria y debe ser restablecida prontamente para que el sistema eléctrico regional esté listo para enfrentar la próxima contingencia.

Un área de control que no se encuentre en condiciones de equilibrar su generación con su demanda y compromisos de intercambio tiene la responsabilidad de desconectar suficiente carga para permitir la corrección de su Error de Control de Área.

Si un sistema o Control de Área determina que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su operación podrá tomar las acciones que considere necesarias para su propia protección.

Esquema de Desconexión de Carga por Baja Tensión

1. Estará organizado en un esquema de múltiples etapas y serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes coordinados en el orden regional, y donde corresponda, con los sistemas vecinos.
2. Todos los programas de desconexión de cargas por baja tensión estarán coordinados con:
 - Los sistemas de control y protección de los generadores
 - Los programas de desconexión de cargas por baja frecuencia
 - Los programas regionales de restauración de suministro
 - Los programas y sistemas de control y protección del sistema de transmisión.
3. El esquema operativo deberá indicar:
 - Localización y valor de la carga a desconectar
 - Umbral de tensión de disparo
 - Umbral de operación de los equipos de compensación reactiva.
 - Número de etapas del programa.

- Tipos de relevadores y tiempos de retardo.
- Tiempo de operación de los interruptores de potencia

Esquemas Iniciales de Desconexión de Cargas por Baja Tensión:

A partir de la interconexión Honduras - El Salvador la coordinación deberá establecerse entre los seis sistemas interconectados, siendo los valores a adoptar los resultantes de los estudios correspondientes.

SISTEMAS DE PROTECCIÓN ESPECIALES

1. Un sistema de protección especial está diseñado para detectar condiciones anormales de operación del sistema y tomar acción correctiva previamente planificada, adicional a la desconexión y aislamiento del elemento con falla. De esta manera se logran condiciones de operación aceptables. Estos sistemas especiales de protección, incluyen entre otras acciones, cambios en la demanda (desconexión de cargas), en la generación, o en la configuración del sistema para mantener estabilidad, perfiles de tensión o valores aceptables de carga para los equipos. En virtud de la importancia de su acción, estos sistemas deben asegurar una alta confiabilidad en su operación.
2. Estos sistemas deben cumplir con las siguientes especificaciones:
 - La falla de un componente simple no debe impedir su operación cuando la misma es necesaria
 - Una operación indebida o incorrecta de un sistema de protección especial, por su sola acción, no debe impedir que se cumplan los criterios de diseño, correspondientes, de los sistemas interconectados.
 - Todas las instalaciones de protecciones especiales estarán coordinadas con otros sistemas y esquemas de protección y control.
 - Todas las operaciones de sistemas especiales de protección serán analizadas para determinar su correcta actuación y documentadas.

ANEXO B - Informes y Análisis de Perturbaciones que Afecten al Sistema Eléctrico Regional

MODELO DEL PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

El PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACION será un documento en cual se informarán los hechos sucedidos, las actuaciones de protecciones durante la perturbación y las cargas que se hubieren cortado. También incluirá las maniobras de reposición del sistema.

Este PARTE contendrá la cronología de eventos, las señalizaciones de las protecciones que hayan actuado en la perturbación, indicando claramente cuáles emitieron disparo a su interruptor asociado. Contendrá, además, el listado de las Subestaciones involucradas, la carga y generación pérdida en cada una de ellas, la causa del corte y la hora de reposición de la misma ya sea parcial o total según corresponda.

El PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACION debe seguir el siguiente modelo:

REFERENCIAS

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título o nombre asignado a la perturbación.

CONFIGURACIÓN PRE-FALLA

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

DESCRIPCIÓN DE LOS SUCESOS EN ORDEN CRONOLÓGICO

En este punto se debe indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las señalizaciones de las protecciones y las causas de cada desconexión de equipos, todas en orden cronológico, indicando horario de ocurrencia de cada evento.

CONFIGURACIÓN POST-FALLA

Debe incluirse la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR EL SERVICIO.

En este punto se deberán indicar las principales maniobras realizadas para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se pudiesen presentar en la normalización del sistema que hayan ocasionado retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada ENS (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Subestación.

MEDIDAS ADOPTADAS

Si dentro del tiempo requerido para realizar el PARTE surgen medidas correctivas a adoptar como consecuencia inmediata de la perturbación, deben ser incluidas en este ítem. De implementarse estas medidas luego de confeccionado el mismo y antes del INFORME FINAL DE PERTURBACIONES, deberán ser comunicadas al EOR mediante nota.

NOTAS

1. Todos los puntos indicados deberán constar en el informe. En caso de no disponerse información para alguno de ellos, se lo hará constar.
2. Este informe se enviará al EOR mediante correo electrónico a la casilla de correos que se informará oportunamente por circular, utilizando como base el utilitario WORD 6.0 o inferior.

MODELO DE INFORME FINAL DE PERTURBACIONES

El INFORME FINAL de PERTURBACIONES será un documento en el cual se tendrá una explicación clara de la perturbación, es decir, sus causas y consecuencias. También deberá contener las acciones tomadas o a tomar en los casos en que se registren incorrectos desempeños de los sistemas de protección, control y maniobra con el objeto de mejorar la calidad de servicio. Deberá estar disponible en el EOR dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.

Este informe deberá incluir toda la información registrada entre aquellas requeridas según el apartado "Información a Registrar" del Reglamento Transitorio, debidamente procesada para su utilización en el análisis y estadística de la perturbación.

Se deberá realizar una descripción pormenorizada de la perturbación, el equipamiento afectado, cronología de eventos, causas de cada uno de los eventos, los mecanismos de normalización utilizados, tiempos de ocurrencia de todos los eventos y estimación de energía no suministrada ENS.

Este informe deberá contener un ítem relativo a las medidas correctivas implementadas o a implementar, si corresponden, para evitar en el futuro situaciones semejantes.

Quedan comprendidos en este último aspecto casos donde se requieran estudios del sistema eléctrico para determinar el origen de la perturbación y las medidas correctivas a adoptar. En algunos casos particulares en que sean necesarios estudios adicionales, el INFORME será considerado como informe final provisorio, debiendo el OS presentar el informe final definitivo dentro de los 7 días hábiles posteriores a la presentación provisorio.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN debe seguir el siguiente modelo:

B1 REFERENCIAS

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título o nombre asignado a la perturbación.

B2 SÍNTESIS

Es el resumen del informe en el cual se debe indicar:

- a) Presentación del evento.
- b) Conclusiones
- c) Acciones tomadas o a tomar.

B3 CONFIGURACIÓN PRE-FALLA

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red y los flujos de cargas reales previos a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

B4 DESCRIPCIÓN DE LOS SUCESOS EN ORDEN CRONOLÓGICO

En este punto se deben indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico (aún cuando las diferencias de tiempos entre eventos sean del orden de milisegundos), e indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos. Se adjunta planilla titulada DESCRIPCION DE EVENTOS, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

Cuando la perturbación involucre equipamientos de distintos sistemas nacionales, el OS responsable de la confección del INFORME FINAL deberá detallar en una única cronología, todos los eventos producidos en la perturbación.

En la misma se deberán destacar las modificaciones respecto a lo informado en la "Descripción de los sucesos en orden cronológico" del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

B5 CONFIGURACIÓN POST-FALLA

Debe incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

B6 MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR EL SERVICIO

En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas en las redes de Alta Tensión y las principales en las de tensiones menores para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron en la normalización del sistema y que ocasionaron retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento. Se adjunta planilla titulada NORMALIZACION DEL SERVICIO, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

Cuando como consecuencia de la perturbación se hubiera producido la actuación de relés de baja frecuencia, las circunstancias de la normalización deberán registrarse en la planilla titulada ACTUACION DE RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA, asentando esa novedad en la planilla citada previamente.

B7 ANÁLISIS DE LAS ACTUACIONES DE PROTECCIONES

Se debe realizar un análisis de los eventos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, consecuencias de la perturbación en las protecciones si las hubiera, incluyendo una estimación de energía no suministrada ENS a los usuarios del sistema eléctrico por efecto de la mala actuación de los mismos.

B8 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada ENS (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Subestación. A esos efectos se adjunta la planilla titulada CORTES PRODUCIDOS que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

En los casos en que todo o parte de esa energía no suministrada ENS hubiera resultado de la actuación de relevadores de baja frecuencia, deberá registrarse la correspondiente información mediante la planilla ACTUACION DE RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

B9 MEDIDAS ADOPTADAS

Medidas correctivas adoptadas como consecuencia inmediata de la perturbación.

B10 CONCLUSIONES Y ACCIONES TOMADAS O A TOMAR

Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el incorrecto funcionamiento de equipos, de elementos de protección, de maniobra o automatismos, para evitar su repetición y lograr así una mejora en la calidad de servicio. Además se indicará todas las medidas a adoptar para obtener la información faltante o soluciones a los problemas de comunicaciones.

B11 ANEXOS

Deberán adjuntarse al informe registros, oscilogramas y documentos de las perturbaciones.

NOTAS

1. Todos los puntos indicados deberán constar en el INFORME. En caso de no disponerse información para alguno de ellos, se lo hará constar.
2. Este informe se enviará al EOR mediante correo electrónico a la casilla de correos que se informará oportunamente por circular, utilizando como base el utilitario WORD 6.0 o inferior. Los anexos (oscilogramas, registros de frecuencia, etc.), podrán ser enviados vía Fax o Correo.

El informe será publicado para conocimiento de todos los OS por medio a establecer con las observaciones que realice el EOR al mismo.

PLANILLAS

Se adjuntan a continuación las planillas modelo a utilizar para el envío de la información requerida en cada caso.

PLANILLAS

DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS

Falla:

Fecha:

Hora:

Hr.	Hora		mseg.	Equipo		Protección		Dispara	Observaciones
	Min.	Seg.		Nombre	ID	Tipo	Señaliza		

CORTES PRODUCIDOS

Falla:

Fecha:

Hora:

Subestación	P cortada (MW)	Tiempo (min.)	ENS (MWh)	Causa (*)	Observaciones

(*) Sin voltaje ($V = 0$)

Bajo voltaje ($V < V$ nominal)

Baja frecuencia ($f < f$ nominal)

ACTUACION DE RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA

Falla:

Fecha:

Hora:

Subestación		Escalón 1 ... Hz			Escalón 2 ... Hz			Escalón 3 ... Hz			Escalón 4 ... Hz			Escalón 5 ... Hz			
Nombre	Demanda (MW)	Salida	Carga Cortada	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.
Demanda total antes de falla (MW)																	

ANEXO C - Solicitud de mantenimiento en los equipos de las interconexiones

Anexo D – Nodos habilitados de la RTR

DEFINICION DE NODOS HABILITADOS DE LA RTR

Definición de la Red de Transmisión Regional

La definición de la red esqueleto se hace para identificar los elementos de transmisión del Sistema Eléctrico Regional que son afectados por los intercambios de electricidad entre los países. Esta red esqueleto está formada por las líneas y transformadores que reciben un tratamiento común (regional) en las pruebas de cumplimiento de los criterios de seguridad regional.

La red esqueleto para los estudios del 2001 fue identificada comparando soluciones de flujos de potencia para condiciones con intercambios regionales y condiciones sin intercambios regionales.

Se analizaron condiciones de demanda máxima y mínima en verano e invierno:

Caso base	Caso con intercambio
Invierno, demanda máxima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras
Invierno, demanda mínima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras
Verano, demanda máxima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras
Verano, demanda mínima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras

El criterio para la identificación de los elementos a incluir en la RTR es: $\text{delta}(\text{flujo})/\text{delta}(\text{intercambio}) > 10\%$, i.e. si el intercambio es de 10 MW, las líneas y transformadores cuya diferencia de flujo entre los casos comparados (con y sin intercambio) es mayor que 1.0 MW.

Los intercambios simulados son obtenidos escalando la producción de todos los generadores en línea (países importador y exportador en cada caso).

Los elementos de la red esqueleto para el año 2001 se listan a continuación:

NODOS EN LA RED DE TRANSMISION REGIONAL RTR

DE NODO	A NODO	PAIS	DE NODO	A NODO	PAIS
[ALB-230 230]	[ESC-231 230]	GUAT	[BRM-138 138]	[CIR-138 138]	NICARAG
[ALB-230 230]	[ESC-231 230]	GUAT	[CMY-138 138]	[PAZ-138 138]	NICARAG
[ALB-230 230]	[SID-230 230]	GUAT	[CRL-138 138]	[RLN-138 138]	NICARAG
[ALB-230 230]	[SJO-230 230]	GUAT	[CRL-138 138]	[SGT-138 138]	NICARAG
[CHX-230 230]	[LVE-230F 230]	GUAT	[PAZ-138 138]	[SGT-138 138]	NICARAG
[CHX-230 230]	[LVE-230 230]	GUAT	[TPT-138 138]	[MSY-138 138]	NICARAG
[ENR-230 230]	[SID-230 230]	GUAT	[PSB-138 138]	[MLP-138 138]	NICARAG
[ESC-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[MLP-138 138]	[LNI-138 138]	NICARAG
[ESC-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[LNI-138 138]	[LNI-230 230]	NICARAG
[GES-231 230]	[GNO-231 230]	GUAT	[LNI-138 138]	[LNI-230 230]	NICARAG
[GES-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[LNI-138 138]	[LN2-138 138]	NICARAG
[GES-231 230]	[AHUA-230 230]	INTERCON	[LBS-138 138]	[MMT-138 138]	NICARAG
[GNO-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[MMT-138 138]	[LN2-138 138]	NICARAG
[GNO-231 230]	[LVE-230F 230]	GUAT	[LNI-230 230]	[PNI-230 230]	NICARAG
[GNO-231 230]	[LVE-230 230]	GUAT	[PNI-230 230]	[LBS-230 230]	NICARAG
[LVE-230 230]	[REN-230 230]	GUAT	[LBS-230 230]	[MSY-230 230]	NICARAG
[AHUA-FIC46.0]	[AHUA-115 115]	EL SALV	[MSY-138 138]	[MSY-230 230]	NICARAG
[AHUA-FIC46.0]	[AHUA-230 230]	EL SALV	[MSY-138 138]	[MSY-230 230]	NICARAG
[SANA-115 115]	[AHUA-115 115]	EL SALV	[MSY-230 230]	[LIB-230 230]	INTERCON
[SANA-115 115]	[OPIC-115 115]	EL SALV	[RCL-230 230]	[SIS-230 230]	COSTA R
[AHUA-115 115]	[SONS-115 115]	EL SALV	[RCL-230 230]	[PRO230 230]	INTERCON
[AHUA-115 115]	[AHUA-FI246.0]	EL SALV	[SIS-230 230]	[RMA-230 230]	COSTA R
[SONS-115 115]	[ATEO-115 115]	EL SALV	[RMA-230 230]	[RMA-138 138]	COSTA R
[SONS-115 115]	[OPIC-115 115]	EL SALV	[RMA-230 230]	[RMA-138 138]	COSTA R
[ACAJ-115 115]	[NCUS-115 115]	EL SALV	[RMA-230 230]	[SMI-230 230]	COSTA R
[ATEO-115 115]	[NCUS-115 115]	EL SALV	[SMI-230 230]	[BEL-230 230]	COSTA R
[NCUS-115 115]	[STOM-115 115]	EL SALV	[SMI-230 230]	[LIN-230 230]	COSTA R
[NCUS-115 115]	[SANT-115 115]	EL SALV	[SMI-230 230]	[TOR-230 230]	COSTA R
[STOM-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[BEL-230 230]	[LIN-230 230]	COSTA R
[NEJA-115 115]	[CGRA-115 115]	EL SALV	[LIN-230 230]	[BAR-230 230]	COSTA R
[NEJA-115 115]	[CGRA-115 115]	EL SALV	[LIN-230 230]	[BAR-230 230]	COSTA R
[NEJA-115 115]	[SOYA-115 115]	EL SALV	[CAJ-230 230]	[BAR-230 230]	COSTA R
[NEJA-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[BAR-230 230]	[CAS-230 230]	COSTA R
[NEJA-115 115]	[OPIC-115 115]	EL SALV	[BAR-230 230]	[ARE-230 230]	COSTA R
[CGRA-115 115]	[5NOV-115 115]	EL SALV	[BAR-230 230]	[ARE-230 230]	COSTA R
[5NOV-115 115]	[SRAF-115 115]	EL SALV	[CAS-230 230]	[LIB-230 230]	COSTA R
[SRAF-115 115]	[15SE-115 115]	EL SALV	[CAS-230 230]	[COR-230 230]	COSTA R
[SRAF-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[LIB-230 230]	[MIR-230 230]	COSTA R
[SRAF-115 115]	[TECO-115 115]	EL SALV	[COR-230 230]	[ARE-230 230]	COSTA R
[15SE-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[ARE-230 230]	[MIR-230 230]	COSTA R
[15SE-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[ARE-230 230]	[CQU-230 230]	COSTA R
[15SE-115 115]	[15SE-FIC46.0]	EL SALV	[CQU-230 230]	[TOR-230 230]	COSTA R
[15SE-115 115]	[15SE-FI246.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[CAC115 115]	PANAMA
[SMIG-115 115]	[OZAT-115 115]	EL SALV	[PAN115 115]	[CH115A 115]	PANAMA
[SOYA-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[PAN115 115]	[LM2115 115]	PANAMA
[TECO-115 115]	[OZAT-115 115]	EL SALV	[CAC115 115]	[LM1115 115]	PANAMA
[AHUA-230 230]	[AHUA-FI246.0]	EL SALV	[CAC115 115]	[LM1115 115]	PANAMA
[15SE-230 230]	[15SE-FIC46.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[PAN230 230]	PANAMA
[15SE-230 230]	[15SE-FI246.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[PAN230 230]	PANAMA
[15SE-230 230]	[PVN-230 230]	INTERCON	[PAN115 115]	[PAN230 230]	PANAMA
[AMT-230 230]	[CJN-230 230]	HOND	[CH115A 115]	[LM2115 115]	PANAMA
[AMT-230 230]	[SYP-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[CHO230 230]	PANAMA
[CJN-230 230]	[PGR-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[CHO230 230]	PANAMA
[CJN-230 230]	[PGR-230 230]	HOND	[BAY230 230]	[COPE230 230]	PANAMA
[CJN-230 230]	[SYP-230 230]	HOND	[BAY230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[GUY-230 230]	[PGR-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[GUY-230 230]	[TEL-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[LUF-230 230]	[PVN-230 230]	HOND	[CHO230 230]	[LSA230 230]	PANAMA
[PGR-230 230]	[PGR-138 138]	HOND	[CHO230 230]	[LSA230 230]	PANAMA
[PGR-230 230]	[PGR-138 138]	HOND	[CHO230 230]	[PAN-AM23 230]	PANAMA
[PRA-230 230]	[PVN-230 230]	HOND	[LSA230 230]	[M.N230 230]	PANAMA
[PRA-230 230]	[LNI-230 230]	INTERCON	[LSA230 230]	[M.N230 230]	PANAMA
[PVN-230 230]	[SYP-230 230]	HOND	[M.N230 230]	[FOR230 230]	PANAMA
[AMT-138 138]	[CMY-138 138]	NICARAG	[M.N230 230]	[FOR230 230]	PANAMA
[AMT-138 138]	[STF-138 138]	NICARAG	[M.N230 230]	[PRO230 230]	PANAMA
[BRM-138 138]	[CIR-138 138]	NICARAG	[COPE230 230]	[PII230 230]	PANAMA

(Texto conforme Resolución N° CRIE –NP-02-2004)

En tanto se utilicen las curvas semanales de CVT, los nodos habilitados para la realización de ofertas en el MER son las barras de 230 kV de las siguientes subestaciones:

- Guatemala – Este
- Ahuachapan
- 15 de Septiembre
- Pavana
- *LOS PRADOS*
- León
- Masaya
- Liberia
- Río Claro
- Progreso.

Anexo E – Sistema de Medición Comercial

OBJETO

Definir las características del sistema de medición comercial que deberán instalarse en los interconectores , para que los OM&S puedan intercambiar los datos con el EOR y poder realizar la conciliación de los desvíos de las transacciones en el MER.

SISTEMA DE MEDICIÓN

2.1 REQUISITOS

2.1.1 Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares y de solo lectura, es decir que las mediciones no podrán ser alteradas.

2.1.2 Cada sistema de medición contará por lo menos con:

a) Un medidor principal y un medidor de respaldo, de iguales características.

b) Los transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.

2.1.3 Los medidores (principal y de respaldo) deberán estar conectados en el punto de interconexión al cual inyectan o retiran energía del sistema de transmisión.

2.1.4 Los medidores serán del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16, con módulo de comunicación asíncrono (módem), módulo de entrada y salida, con alimentación independiente.

2.1.5 La precisión requerida para el sistema de medición comercial y el porcentaje de error para los transformadores de instrumento, para la carga conectada en los secundarios de estos, será la indicada en la tabla siguiente:

EQUIPO	PRECISION
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de corriente	0.3
Transformador de potencial	0.3

Las precisiones están basadas de acuerdo a las normas ANSI C12.16 y ANSI C57.13.

- 2.1.6 Para cada instalación será obligatorio presentar el cálculo de la carga, en VA, que será conectada a los transformadores de corriente y potencial, asociados al sistema de medición oficial y de respaldo. Con el cálculo se adjuntarán datos garantizados por los fabricantes de los equipos que estarán conectados en la cadena de medición (medidores, graficadores, cables, etc.) no pudiendo en ningún momento sobrepasar el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en la norma ANSI C57.13, para la exactitud requerida.
- 2.1.7 La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) destinados a la medición comercial, deberá de estar comprendido dentro de límite inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo a lo estipulado en la norma ANSI C57.13.
- 2.1.8 No se deberá sobredimensionar la corriente primaria de los transformadores de corriente con respecto a la carga máxima. Para futuros sistemas de medición se utilizarán transformadores de corriente con multirelación, debiendo poseer la mejor exactitud en el devanado donde se estime que el medidor operara nominalmente.
- 2.1.9 El sistema de medición contará con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificación en el lugar y/o reemplazo sin afectar los elementos restantes.
- 2.1.10 El incumplimiento en las normas y clases de los equipos componentes del sistema de medición comercial será sujeto a penalización.

2.2 CARACTERISTICAS GENERALES DEL MEDIDOR

- 2.2.1 Todos los medidores deberán disponer de registradores integrados al mismo, que obtendrán y almacenarán los valores a registrar, los que serán periódicamente extraídos en forma remota por cada OS&M y remitidos al EOR .
- 2.2.2 Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables conforme a los requerimientos.
- 2.2.3 El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem y la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá de la posibilidad de extracción local. Esta extracción esta a cargo de cada OS&M.

2.2.4 Como referencia de tiempo, los registradores utilizarán sincronización externa.

2.2.5 La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria masiva no volátil o alimentación asegurada, palabra clave y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos, respectivamente.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE REGISTRO

2.3.1 El módulo de registros del medidor multifunción de estado sólido se ajustará a las siguientes características:

- a) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de un minuto hasta una hora, en intervalos que contemplen todos los submúltiplos de 60 minutos.
- b) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de 60 días como mínimo, con 10 ó más canales activos y un período de integración fijado por el EOR que inicialmente será de 30 minutos.
- c) La asignación de las variables a ser registradas será definida por el EOR.
- d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismo, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas, con baterías para 30 días de duración como mínimo u otro sistema no volátil.
- e) El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de puertos de acceso (cable óptico y conector RS-232), y lectura remota, para lo que deberá incluir el correspondiente módem, con una velocidad de transmisión de 300 bps o mayor.

2.4 EQUIPAMIENTO EXISTENTE

2.4.1 Para los sistemas de medición actualmente instalados que no cumplan con los requisitos mencionados en el punto anterior, deberá presentarse un informe en el cual se mencione las características técnicas de los mismos y de sus equipos auxiliares con el propósito de habilitarlos.

2.4.2 Esta disposición es de carácter transitorio; los equipos que no cumplan deberán ser reemplazados antes del 31 de diciembre de 2002.

2.4.3 A partir de la fecha indicada, un OS&M que no cumpla con los reemplazos pertinentes no podrá participar en el Mercado con las instalaciones afectadas por tal equipamiento de medición.

3. RESPONSABILIDADES DE CADA OS&M

- 3.1 Cada OS&M es responsable por el correcto funcionamiento de sus sistemas de medición y por el mantenimiento de la hora del medidor dentro de un rango de un (± 1) minuto cada mes, cuando falla la sincronización externa.
- 3.2 Toda intervención a realizar por un OS&M sobre componentes de la cadena de medición, que implique cambio o alteraciones de las condiciones de diseño, requerirá la autorización previa del EOR y deberá ser certificada por un Auditor Técnico aprobado por el EOR.
- 3.3 Posterior a la intervención, el OS&M deberá presentar al EOR un informe sobre lo actuado, incluyendo toda la información que corresponda. Tal informe deberá ser firmado por el Auditor Técnico. En los casos que el Auditor Técnico no avale lo ejecutado por el OS&M, el EOR ordenará la inmediata inhabilitación del punto de conexión del OS&M

4. LECTURA DE LOS MEDIDORES

4.1 MEDICIÓN REMOTA

- 4.1.1 La interrogación remota de los medidores será realizada por el OS&M propietario del sistema de medición.
- 4.1.2 Cada OS&M deberá proporcionar a el EOR la información con la periodicidad establecida en el reglamento. El formato de deberá ser en texto (ASCII) u en el formato hoja electrónica o base de datos comerciales.

4.2 MEDICIÓN LOCAL

- 4.2.1 En caso de indisponibilidad temporal de alguna medición remota, la medición oficial será realizada localmente por los OS&M y enviada al EOR en formato electrónico.
- 4.2.2 Para tal procedimiento el OS&M contará con un máximo de 2 días después de finalizar el mes.

5. PERDIDA DE REGISTRO EN MEDICIONES COMERCIALES.

5.1 ERROR DE MEDICIÓN.

- 5.1.1 Cuando el valor medido supere el error teórico de clase de la medición, computado en la memoria de cálculo de la medición, se aplicará un ajuste igual a la valorización del desvío de medición detectado, aplicado a la energía medida, con retroactividad a la última lectura enviada al EOR, con un máximo de 2 meses, y hasta tanto sea corregido el error.
- 5.1.2 No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejores clases que las requeridas.

5.2 INDISPONIBILIDAD DE LA MEDICIÓN.

- 5.2.1 En caso de que un medidor principal falle pero no el de respaldo, el equipo fallado deberá ser rehabilitado dentro de los 3 días hábiles siguientes de darse la indisponibilidad. Transcurrido tal plazo, se considerará que se está ante un caso de Error de Medición desde el instante del comienzo de la indisponibilidad y hasta su rehabilitación.
- 5.2.2 En caso de falta total de la medición, se tomará como Error de Medición a partir del inicio de la indisponibilidad.

6. AUDITORÍAS Y FALTA DE MEDICIÓN

- 6.1 Para la realización de las auditorías de verificación y ensayo, el OS&M responsable deberá permitir el acceso de los auditores y la realización de las tareas en el sitio sobre el equipamiento de medición (transformador de intensidad, transformador de tensión, medidores, cableado, módem y sistema de comunicación según corresponda).
- 6.2 Cuando sea necesario retirar instrumental para su contraste en laboratorio, el OS&M responsable deberá reemplazar los elementos a ensayar. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, deberá ser sometido a los ensayos de habilitación.
- 6.3 Cuando el EOR, en sus verificaciones rutinarias y/o auditorías, detecte que el medidor oficial no cumple con la exactitud especificada, se deberá de tomar como oficial la lectura del medidor de respaldo. En caso de que este último no esté disponible o se detecte que no cuenta con la exactitud requerida, se sustituirán las mediciones rechazadas por el promedio de los valores históricos del medidor en períodos similares al cual se esta sustituyendo, mientras el OS&M soluciona el problema que originó la falta de medición o la pérdida de exactitud.
- 6.4 Toda revisión rutinaria programada del sistema de medición comercial, requerirá la autorización del EOR, debiendo ésta notificarla por escrito al OS&M.
- 6.5 Los medidores serán sometidos a revisión por lo menos cada 2 años; los costos de dicha revisión serán cubiertos por el propietario del medidor.
- 6.6 El OS&M propietario del medidor podrá solicitar una revisión del medidor en cualquier tiempo, cargando con los gastos que ocasione dicha revisión.

7. REGISTRO DEL SIMEC

- 7.1 El EOR llevará el registro de todos los equipamientos que pertenezcan al SIMEC, así como de las modificaciones que se hagan a los mismos, sus configuraciones o sus programas, así como de los resultados de las auditorías o ensayos que se les hagan. Para tal efecto, el EOR podrá solicitar toda la información relacionada con los equipos de medición para su verificación y actualización.
- 7.2 La información estará integrada en una base de datos, la cual podrá ser consultada por cada OS&M para verificar el registro de sus equipos.

Anexo F – Peaje Operativo

CUADRO DE PEAJES OPERATIVOS

CUADRO DE PEAJES OPERATIVOS (Cuadro conforme Resolución N° CRIE-NP-02-2004)

Línea	Costo Unitario Actual Miles \$/km	Long kms	Secc. Líneas	Costo Unitario Miles \$	VNR Miles \$	Anualidad VNR Miles \$	Capacidad MW	Costo unitario \$/MWh	\$/MWh	
GES-FE3GU	51.33	87	2	581	8,141	827	300	0.36	0.35	GU
AHU-FE3GU	68	14.8	2	581	1,980	298	300	0.11		
158-FHOE8	120	94	2	581	12,442	1,646	300	0.58	0.70	E8
PAV-FHOE8	108.73	64	1	581	8,462	801	300	0.30		
PRO-FNIHO	12	23.3	1	581	1,284	428	300	0.08	0.36	HO
LN1-FNIHO	14.28	76.8	1	581	1,868	648	300	0.21		
M3Y-FCRNI	38.2	111.17	1.5	581	5,228	881	300	0.34	0.54	NI
RCL-FPACR	54.1	30	1	581	2,204	343	300	0.13		
LIB-FCRNI	54.1	77	1	581	4,747	738	300	0.28	0.41	CR
PRO-FPACR	47.87	8.7	1.5	581	1,334	201	300	0.08	0.08	PA
									2.44	

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-02-2004)

Los costos unitarios a que refiere la tabla de peajes, fueron suministrados por las Empresas Transmisoras de cada país y corresponden a la longitud de la línea (\$/ Km.) y al costo de las secciones de línea (Miles \$).

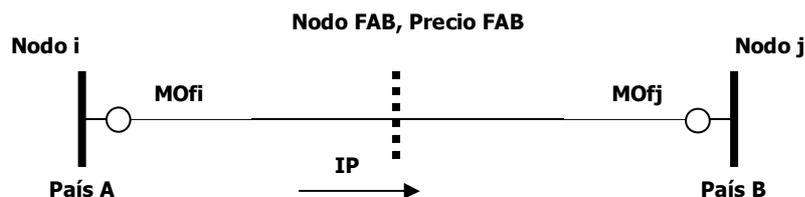
**Anexo G – Formulas utilizadas en
los cálculos de la Conciliación
Regional de Transacciones**

Formulas utilizadas en los cálculos de la Conciliación Regional de Transacciones

OBJETO

Detallar la formulación matemática para la realización del cálculo de los diferentes rubros del sistema de cobros y pagos, para cada uno de los productos y servicios que se comercializan en el MER.

1. Energía - Valorización de los Desvíos de Control y Fallas Leves



$$MO_{f_{FAB}} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KMa}{KMa + KMb} \right) \right]$$

Donde,

- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
 MO_{fi} : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
 MO_{fj} : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
 MO_{f_{FAB}}¹ : Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
 IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
 KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB
 KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

Operación	Formula
Desviación OM Exportador	Desviación de Control [MWh] = IP - MO _{f_{FAB}} Valoración del Desvío [\$] = Precio FAB * (IP - MO _{f_{FAB}})
Desviación OM Importador	Desviación de Control [MWh] = MO _{f_{FAB}} - IP Valoración del Desvío [\$] = Precio FAB * (MO _{f_{FAB}} - IP)

[+]:Cargo [-]:Abono

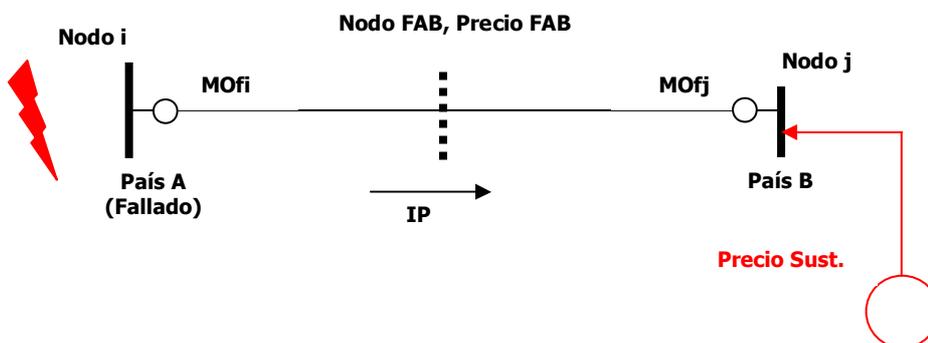
¹ El uso de la medición en FAB hace que ambos interconectores compartan la pérdida de transmisión de la línea de interconexión.

Para cada OM de cada país, se integraran los cargos y abonos resultantes de las desviaciones economicas en cada uno de los nodos asociados a las lineas de interconexion que lo unen a los sistemas vecinos. La integraci3n de estas cantidades determinara su condicion deudora o acreedora.

2. Energía - Valorizaci3n de Fallas Severas

Las compensaciones por fallas ser3n valoradas entre parejas de OM's, basados en el lugar de ocurrencia de las fallas y la direcci3n del flujo programado. Las desviaciones entre los paíes no vecinos al fallado, ser3n tratados de acuerdo al numeral 1 de este anexo.

a) Falla en el Sistema Exportador (8.4.3 i,ii)



Donde,

- Precio Sust : Precio de Sustituci3n del País B [\$/MWh]
- MOfi : Medici3n Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- MOj : Medici3n Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO_{fPRM} : Medici3n Oficial Promedio [MWh]
- MO_{fFAB} : Medici3n Calculada en el Nodo FAB [MWh]
- IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KMa : Distancia de la subestaci3n i a la frontera FAB
- KMb : Distancia de la subestaci3n j a la frontera FAB

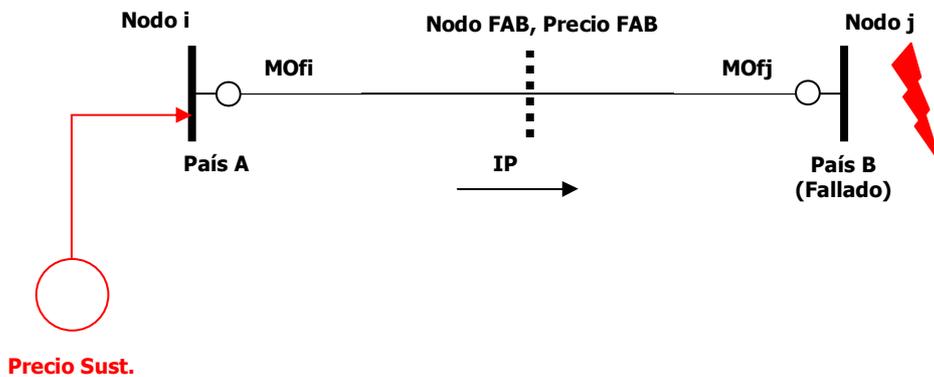
i) $IP > MO_{fFAB}$

Operaci3n	Formula
Cargo al OM Exportador	Energía de Compensaci3n i [MWh] = 0 (CERO)
	Compensaci3n monetaria i [\$] = Precio Sust. * (IP - MO _{fFAB})
Abono al OM Importador	Energía de Compensaci3n j [MWh] = 0 (CERO)
	Compensaci3n monetaria j [\$] = Precio Sust. * (IP - MO _{fFAB})

ii) $IP < MO_{FAB}$

Operación	Formula
Cargo al OM Exportador	Compensación i [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación i [\$] = 0 (CERO)
Abono al OM Importador	Compensación j [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación j [\$] = 0 (CERO)

b) Falla en el Sistema Importador (8.4.3 iii,iv)



$$MO_{FAB} = MO_i - \left[(MO_i - MO_j) * \left(\frac{KMa}{KMa + KMb} \right) \right]$$

Donde,

- Precio Sust : Precio de Sustitución del País A [\$/MWh]
- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
- MO_i : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- MO_j : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO_{PRM} : Medición Oficial Promedio [MWh]
- IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB
- KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

iii) $IP < MO_{FAB}$

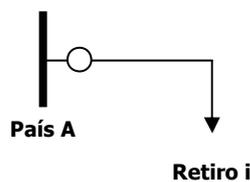
Operación	Formula
Cargo al OM Importador	Compensación j [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación j [\$] = Precio Sust. * ($MO_{FAB} - IP$)
Abono al OM Exportador	Compensación i [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación i [\$] = Precio Sust. * ($MO_{FAB} - IP$)

iv) $IP > MO_{FAB}$ ²

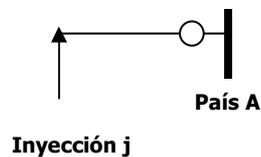
Operación	Formula
Cargo al OM Importador	Compensación j [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación j [\$] = Precio FAB * ($MO_{FAB} - IP$)
Abono al OM Exportador	Compensación i [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación i [\$] = Precio FAB * ($MO_{FAB} - IP$)

3. Energía - Valorización del Mercado de Oportunidad

Nodo i, Precio i



Nodo j, Precio j



Donde,

Precio i,j : Precio Nodal Horario en el Nodo i,j [\$/MWh]

Retiro i : Retiro Programado en el Nodo i [MWh]

Inyección j : Inyección Programada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro I
	Compra i [\$] = Precio i * Retiro i
Abono	Venta j [MWh] = Inyección j
	Venta j [\$] = Precio j * Inyección j

² Ver redacción del art. 8.4.3 literal iii) del RTMER.

4. Energía - Valorización del Mercado de Oportunidad en Caso de Fallas en el Sistema de Transmisión

En el caso de fallas de transmisión, las transacciones serán distribuidas proporcionalmente en la dirección del flujo dominante del intercambio programado.

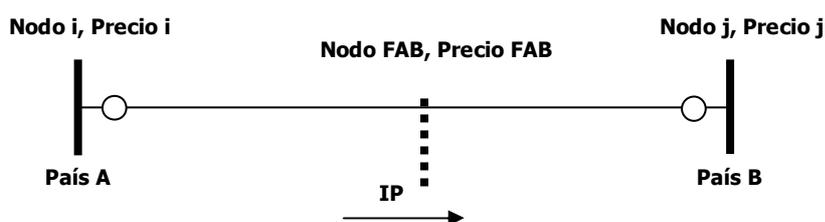


Donde,

Precio i,j : Precio Nodal Horario en el Nodo i,j [\$/MWh]
 Retiro i : Retiro Asignado en el Nodo i [MWh]
 Inyección j : Inyección Asignada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro i
	Compra i [\$] = Precio i * Retiro i
Abono	Venta j [MWh] = Inyección j
	Venta j [\$] = Precio j * Inyección j

5. Servicio de Transmisión Regional – Peaje Operativo



Donde,

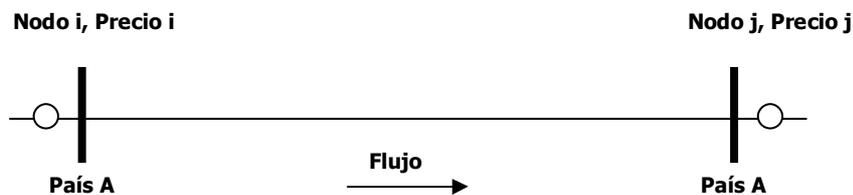
Precio i : Precio Nodal Horario en el Nodo i [\$/MWh]
 Precio j : Precio Nodal Horario en el Nodo j [\$/MWh]
 Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
 IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]

Operación	Formula
-----------	---------

Cargo	Compra del Servicio de transmision por peaje [MWh] = IP
	Compra del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * IP$
Abono	Venta del Servicio de transmision por peaje [MWh] = IP
	Venta del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * IP$

Los montos recolectados por los peajes serán distribuidos entre los países frontera, de manera que el país A por ejemplo recibe: $(\text{Precio FAB} - P_i) * IP$, y el país B: $(\text{Precio } j - \text{Precio FAB}) * IP$.

6. Servicio de Transmisión Regional – Cargo Variable de Transporte



Donde,

Precio i : Precio Nodal Horario en el Nodo i [\$/MWh]

Precio j : Precio Nodal Horario en el Nodo j [\$/MWh]

Flujo : Flujo Programado en las Redes Internas del País A [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra del Servicio [MWh] = Flujo
	Compra del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * \text{Flujo}$
Abono	Venta del Servicio [MWh] = Flujo
	Venta del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * \text{Flujo}$

El flujo puede estar compuesto por una combinación de energía de oportunidad y/o de contratos.

7. Servicio de Operación del Sistema y Administración del MER

El cargo por este servicio se hará proporcionalmente a la energía correspondiente a cada operación tanto de compra como de venta, tanto en el mercado de contratos como en el mercado de oportunidad..



Donde,

Precio Servicio : Precio del Servicio [\$/MWh]

Retiro i : Retiro Programado en el Nodo i [MWh]

Inyección j : Inyección Programada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro i
	Compra i [\$] = Precio Servicio * Retiro i
Cargo	Compra j [MWh] = Inyección j
	Compra j [\$] = Precio Servicio * Inyección j
Abono	La suma de todos los cargos colectados para que el EOR pague los servicios por administración del sistema y operación del MER

El flujo puede estar compuesto por una combinación de energía de oportunidad y/o de contratos.

Anexo H – Calculo de Precios Nodales

Calculo de Precios Nodales

Cálculo de precios nodales

Los precios nodales horarios se determinarán utilizando curvas de CVT calculadas semanalmente por el EOR de acuerdo a la metodología descrita a continuación. Los OM remitirán la información al EOR para la actualización de los CVT en un formato definido, para este cálculo la semana esta comprendida de Lunes a Domingo. Los valores de CVT que resulten negativos serán considerados cero. Las curvas de CVT serán discretizadas por bloques horarios de demanda, magnitud y dirección del flujo. En el calculo se modelara cada sistema hidrotérmico considerando todo el sistema de transmisión.

El precio nodal en el nodo k (ρ_k) se define como el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía en dicho nodo k; i.e. ρ_k es el incremento en el costo total en que se incurre (generación y transmisión) para satisfacer un incremento marginal de la demanda en el nodo k, manteniendo las condiciones de optimalidad y factibilidad (tomando en cuenta los ajustes necesarios para que el re-despacho continúe siendo óptimo y factible).

Los ρ_k 's son un subproducto del siguiente despacho del MER:

$$\text{Maximizar } \sum (\text{Precio}_{\text{transacción},i} * P_{\text{transacción},i}) - \sum \text{Costo}_{\text{transmisión},k}(f_k)$$

Sujeto a

Ecuaciones de balance nodal

$$[Pg - Pd] = \sum ([IT_{\text{transacción},i}] * P_{\text{transacción},i})$$
$$[B][\theta] = [Pg - Pd]$$

Limites de ofertas

$$P_{\text{transacción},i} \leq (P_{\text{transacción},i})^{\text{max}}$$

Limites de transmisión

$$(-f_k)^{\text{max}} \leq f_k \leq (f_k)^{\text{max}}$$

Donde:

- Precio_{transacción, i}: precio de la oferta i (\$/MWh).
 - Si la transacción i es una oferta de extracción, el precio (positivo) será el precio máximo que el oferente está dispuesto a pagar por la compra de energía al MER.
 - Si la transacción i es una oferta de inyección, el precio (negativo) será el precio mínimo que el oferente está dispuesto a recibir por la venta de energía al MER.
 - Si la transacción i es una solicitud de servicios de transmisión entre dos nodos, el precio (positivo) será el precio máximo que

el oferente esta dispuesto a pagar por los servicios de transmisión solicitados.

- $P_{\text{transacción},i}$: Potencia aceptada de la oferta i (extracción, inyección, servicio de transmisión)
- $f_k, (f_k)^{\text{max}}$: flujo en el enlace k , y límite de transmisión del enlace k
- $\text{Costo}_{\text{transmisión},k}(f_k)$: costo de la transmisión del enlace k :
 - a. Curvas de CVTs para los sistemas nacionales calculadas entre fronteras políticas y,
 - b. Peaje operativo para las líneas de interconexión.
- $(P_{\text{transacción},i})^{\text{max}}$: cantidad máxima de MWh solicitados (compra), ofertados (venta), o requeridos para ser transportados.
- $P_g - P_d$: Potencia neta en los nodos (potencia generada menos potencia demandada).
- $[IT_{\text{transacción},i}]$: vector de incidencia de la transacción que define las inyecciones y retiros de energía eléctrica asociados a la transacción i .
 - Si la transacción i es una oferta de extracción, $[IT_{\text{transacción},i}]$ es un vector nulo, excepto $[IT_{\text{transacción},i}]_x = -1$, donde x es el nodo en el que se realiza la oferta de extracción.
 - Si la transacción i es una oferta de inyección, $[IT_{\text{transacción},i}]$ es un vector nulo, excepto $[IT_{\text{transacción},i}]_x = +1$, donde x es el nodo en el que se realiza la oferta de inyección.
 - Si la transacción i es una solicitud de servicios de transmisión entre dos nodos x y y , $[IT_{\text{transacción},i}]$ es un vector nulo, excepto $[IT_{\text{transacción},i}]_x = +1$, y $[IT_{\text{transacción},i}]_y = -1$, donde x e y son los nodos en el que se realiza la inyección / extracción de servicios de transmisión solicitados.

(Texto conforme Resolución N° CRIE-05-2003) La suma de las transacciones de exportación menos la suma de transacciones de importación debe ser menor o igual a la máxima exportación definida para cada uno de los sistemas.

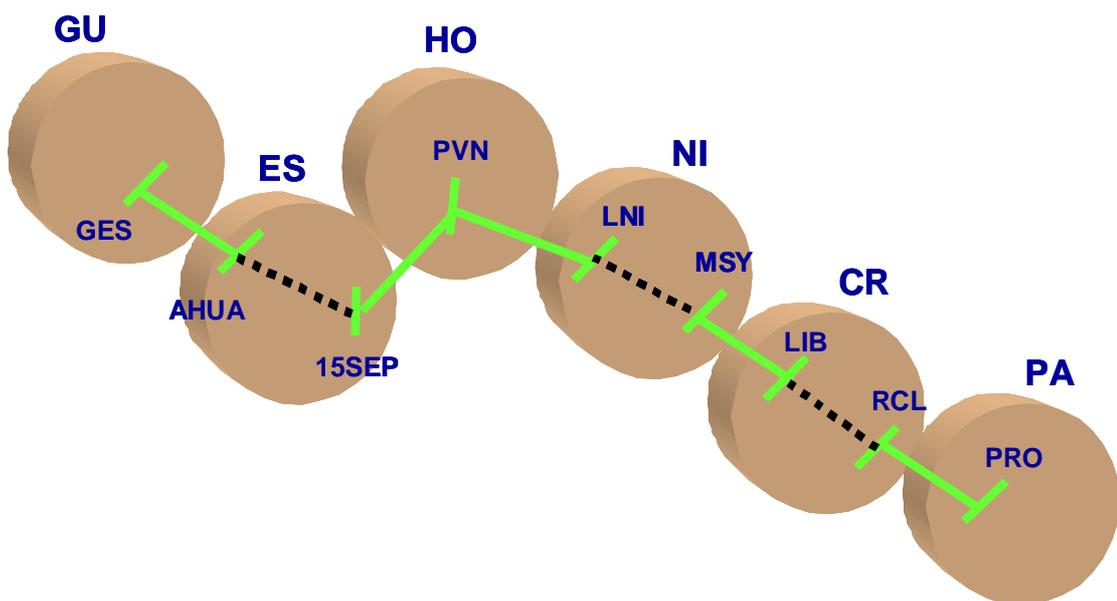
El algoritmo determina el despacho óptimo de las ofertas de oportunidad y la asignación óptima de los servicios de transmisión, y produce los precios de compraventa de energía de oportunidad (precios nodales) y de servicios de transmisión (diferencias de precios nodales).

De ésta manera, se asegura que no exista discriminación, en la asignación y el precio de los servicios de transmisión, entre los contratos (que solicitarían únicamente los servicios de porteo entre los puntos de envío y recepción) y las ofertas de compra (cantidad y precio máximo que se está dispuesto a pagar por energía en el punto de extracción) y venta (cantidad y precio mínimo que se está dispuesto a recibir por energía en el punto de inyección) al mercado de oportunidad.

La aplicación del esquema propuesto a los países de América Central, es equivalente a plantear un “despacho optimo” (o un problema de transporte) de

ofertas de inyección y extracción de energía, individuales (ofertas de compraventa de energía de oportunidad) o “en parejas” (solicitudes de servicios de porteo requeridos por contratos). **(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP- 02-2004)** Una vez obtenidas las curvas de CVTs para cada semana (período de demanda, dirección y nivel de transacción de porteo) + peaje operativo (interconectores únicamente), el planteamiento del despacho conjunto de energía (de oportunidad) y de servicios de porteo para los seis países de América Central, se reduce a un problema de:

- 15 nodos (10 subestaciones a 230 kV y 5 fronteras).
- 14 enlaces (5*2 secciones de interconectores con costos = pérdidas marginales + peaje operativo, y 4 sistemas nacionales con costos = curvas de CVTs para El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica).



II.

El EOR deberá presentar a CRIE en un término no mayor de seis meses contados a partir de la firma de esta resolución, una propuesta definitiva sobre el tema de contratos firmes en el Mercado Eléctrico Regional para ser incluido en el reglamento

III.

Este Reglamento entrará en vigor el día 1 de Septiembre del presente año y tendrá vigencia hasta tanto no se apruebe la normativa definitiva.

Dada en la ciudad de Tegucigalpa, República de Honduras, a los veintitrés días del mes de Agosto de dos mil dos.

Lic. José Luis Trigueros Gómez
Comisionado CRIE por El Salvador

Ing. Gonzalo Alberto Pérez Noguera
Comisionado CRIE por Nicaragua

Lic. Álvaro Barrantes Chaves
Comisionado CRIE por Costa Rica

Ing. Isaac Arcadio Castillo Rodríguez
Comisionado CRIE por Panamá

Lic. Edgar Humberto Navarro Castro
Comisionado CRIE por Guatemala

Ing. Filadelfo Canales Munguía
Comisionado CRIE por Honduras