



Ministerio de Minas y Energía

RESOLUCION NUMERO **073** DE 19

(**03 DIC 1999**)

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo previsto en la Ley 143 de 1994, Artículos 11 y 23 literal i), corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica;

Que la Ley 143 de 1994, Artículo 33, dispuso que *“la operación del Sistema Interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”*;

Que según lo establecido en la Ley 143 de 1994, Artículo 23, Literal a), es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *“crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. . .”*;

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Que en virtud de lo dispuesto por la Ley 143 de 1994, Artículo 23, Literal n), la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad de *“definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía”*;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG-024 de 1995, reglamentó los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, a través de la cual previó un régimen transitorio de asignación de los costos de la generación fuera de mérito;

Que mediante la Resolución CREG-099 de 1996, fueron modificadas las normas relativas a la asignación de los costos de la generación fuera de mérito, estableciendo una división entre restricciones de origen regional y de origen global;

Que dada la complejidad del tema, la Comisión de Regulación de Energía y Gas adelantó, con asesoría externa, un estudio sobre Restricciones de Transmisión y Servicios Complementarios de Generación, con el fin de evaluar la conveniencia de modificar, precisar o complementar las normas expedidas sobre la materia;

Que evaluados los resultados del estudio, se encuentra necesario establecer unas bases metodológicas para identificar y clasificar las restricciones y las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, así como los criterios generales y procedimientos para evaluar la relación Beneficio/Costo de levantar las distintas restricciones del Sistema de Transmisión Nacional;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por la Resolución CREG-004 de 1999, aprobó los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema;

Que conforme a lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación expresó sus opiniones sobre los aspectos contenidos en la presente Resolución;

Que mediante Resolución CREG-035 de 1999 la Comisión sometió a consideración de los agentes y terceros interesados, una propuesta regulatoria sobre las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad del Sistema Interconectado Nacional;

Que teniendo en cuenta el concepto del Consejo Nacional de Operación y los comentarios y observaciones remitidos por agentes y terceros interesados sobre la propuesta mencionada, la Comisión de regulación de Energía y Gas

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

RESUELVE:

Artículo 1o. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Activos de Conexión. Son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al STN, a un STR, o a un SDL. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

Activos de Uso del STN. Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son de uso común, se clasifican en Unidades Constructivas y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

Área Operativa. Conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de una Sub-Área Operativa, presentan alguna restricción en la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional, que exige generaciones forzadas en el Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Las Áreas deberán tener Activos del STN no asociados con alguna de las Sub-Áreas contenidas en el Área.

Generación de Seguridad. Generación forzada que se requiere para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN.

Interconexiones Internacionales. Conjunto de líneas y/ o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación.

Restricciones. Limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (STR's y/o SDL's, Activos de Conexión al STN, Activos de Uso del STN o Interconexiones Internacionales), o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Eléctricas y Operativas.

Restricción Eléctrica. Limitación en el equipamiento del STN, o en los Activos de Conexión al STN, o de los STR's y/o SDL's, o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos.

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Restricción Operativa. Exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en Sub-Áreas o Áreas Operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Sub-Área Operativa. Conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad regional, presentan alguna restricción en la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional o en los Activos de Conexión al mismo, que exige generaciones forzadas en la Sub-Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Ningún Activo del STN o de Conexión al STN, podrá estar asociado a más de una Sub-Área Operativa.

Artículo 20. Ámbito de Aplicación. Esta Resolución aplica a todos los agentes económicos que hacen uso del SIN.

Artículo 30. El Centro Nacional de Despacho (CND) identificará, clasificará y asignará cada una de las Restricciones que se presenten en el SIN, así como la Generación de Seguridad requerida para suplirlas. Serán responsabilidades del CND las siguientes:

- a) Elaborar y mantener una Base de Datos del SIN para estudios de Restricciones.

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

- b) Efectuar estudios técnicos y económicos del SIN, teniendo en cuenta los criterios de planeación y operación del Sistema, en cuanto condicionan el surgimiento de Restricciones Eléctricas u Operativas.
- c) Recomendar la definición y adopción de Sub-Áreas y Áreas Operativas, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 50. de la presente Resolución.
- d) Realizar estudios técnicos de identificación y clasificación de Restricciones.
- e) Elaborar un Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones y de inversiones alternativas o recomendaciones, para la eliminación de las mismas a nivel del STN.

En desarrollo de sus funciones, el CND deberá coordinar con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) aquellos aspectos asociados con las Restricciones, que inciden en la planeación de la expansión de dicho Sistema. Para tal efecto, el CND será miembro del CAPT con voz pero sin voto.

Artículo 40. Base de Datos de Evaluación de Restricciones. El CND deberá elaborar y mantener una base de datos para el estudio de Restricciones. Esta base debe representar el sistema existente y su crecimiento futuro, tanto en cuanto predicciones de demanda, como incorporación de nuevos equipos. Esta base debe ser coherente con aquellas utilizadas en otros ámbitos de la operación del SIN, en particular con el Plan de Expansión de Referencia del STN y las proyecciones de demanda definidas por la UPME. La base de datos debe ser coherente, en lo que corresponda, con aquella utilizada en la determinación de los cargos por uso del STN.

Esta base debe actualizarse por lo menos cada tres (3) meses y estar disponible para los agentes del mercado.

Artículo 50. Criterios de Planeación y Operación de Corto Plazo; Sub-Áreas y Áreas Operativas. El CND identificará las Restricciones y los requerimientos de Generación de Seguridad en las Sub-Áreas y Áreas Operativas del SIN. Los criterios, el procedimiento y los estándares en materia de confiabilidad y seguridad en el suministro de electricidad aplicables, se describen a continuación:

- a) *Disponibilidad Probabilística de los Subsistemas Eléctricos.* Para cada Subsistema Eléctrico cuya indisponibilidad ocasione racionamientos, se calculará semanalmente la variable "Disponibilidad Esperada del Subsistema (Do)" de acuerdo con el procedimiento establecido en el Anexo No 1 de la presente Resolución.
- b) *Probabilidad Esperada de Falla de los Subsistemas Eléctricos a nivel del STN.* Se calcula semanalmente esta variable por Subsistema Eléctrico como: $p = 1 - Do$.

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

- c) *Generación de Seguridad por Restricciones.* Para el cálculo e identificación de las Generaciones de Seguridad asociadas con Restricciones, exceptuando las Generaciones de Seguridad asociadas con la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, se aplicaran los criterios y el procedimiento establecido en el Anexo No 2 de la presente Resolución.

El CND hará explícita la forma de aplicar estos criterios en los estudios estáticos y dinámicos del Sistema. Así mismo, recomendará al Consejo Nacional de Operación (CNO) y este último a la CREG, para su aprobación, los criterios aplicables para la definición de las Sub-Áreas y Áreas Operativas del SIN, así como para la modificación de las mismas.

La definición de cada Sub-Área y Área Operativa debe ser justificada técnicamente, especificando cuales fueron los criterios subyacentes tenidos en cuenta en materia de Restricciones Eléctricas y Operativas, durante el proceso de definición.

Artículo 60. Estudios Técnicos. El CND realizará los estudios técnicos de identificación, clasificación y asignación de las Restricciones y de las Generaciones de Seguridad asociadas. Estos estudios deben comprender análisis de flujos de potencia, de estabilidad transitoria (ante fallas predefinidas) y estabilidad permanente, y de confiabilidad, según metodologías a determinar por el CND. Los estudios técnicos deberán ser reproducibles por terceros y la información deberá estar disponible para estos efectos.

Artículo 70. Identificación, Clasificación y Asignación de Restricciones y de las Generaciones de Seguridad Asociadas. El CND, como resultado de los Estudios Técnicos, deberá establecer el carácter de cada Restricción, las condiciones operativas en que se presenta, la razón o razones por la cual es requerida una Generación de Seguridad y la forma en que se debe concretar dicha generación. Similar análisis debe realizarse con relación a los límites de intercambio entre Sub-Áreas y Áreas Operativas (Ver Numeral 2. del Anexo 20. de la presente Resolución).

Artículo 80. Levantamiento de Restricciones. El CND deberá definir un procedimiento de evaluación técnica y económica de soluciones específicas que permitan levantar Restricciones. El procedimiento deberá ser compatible con los análisis y estudios que efectúe la UPME con el apoyo del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.

Artículo 90. Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones. El CND emitirá un Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones. Este informe debe contener información sobre capacidades de transmisión disponibles y su evolución en el tiempo, las Restricciones identificadas y las inversiones alternativas factibles o las recomendaciones operativas para el levantamiento de ellas.


Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Para la preparación del Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones, el CND debe considerar lo definido en el Plan de Expansión de Referencia del STN, así como la información entregada por los Generadores, los Transmisores, los Distribuidores y los Comercializadores. El CND creará para estos efectos un mecanismo regular de recolección de información de los agentes.

Artículo 100. Vigencia. La presente Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial. Las disposiciones que contiene entrarán a regir a partir del 30 de junio del año 2000. A partir de esta fecha deroga las normas que le sean contrarias, en especial las Resoluciones CREG-051 de 1995 y CREG-031 de 1996.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santa Fe de Bogotá, D. C., el día 03 DIC 1999


FELIPE RIVEIRA HERRERA
Viceministro de Energía Delegado
por el Ministro de Minas y Energía
Presidente


JOSE CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

ANEXO No 1

DISPONIBILIDAD ESPERADA DE LOS SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS

A continuación se establecen los criterios y el algoritmo para el cálculo semanal de la Disponibilidad Esperada de Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión a este Sistema:

1. Para los Activos de Conexión al STN y para los siguientes Activos de Uso del STN, se llevan estadísticas de Eventos con una ventana de 8760 horas. Sólo se excluyen de la estadística aquellos Eventos que hayan tenido su origen en el Programa Anual de Mantenimiento, en Indisponibilidades Programadas de activos debidas a trabajos de expansión de la red y en Eventos de fuerza mayor.

Activos

Activos de Conexión al STN

Bahías de Línea

Bahías de Transformación

Autotransformador

Bahías y Módulos de Compensación

Circuitos de 500 kV

Circuitos de 220 o 230 kV Longitud \leq 100 km

Circuitos de 220 o 230 kV Longitud $>$ 100 km

2. Se agrupan los Activos especificados en el Numeral anterior en Subsistemas Eléctricos. Se define como Subsistema Eléctrico el conjunto de Activos conectados físicamente entre sí, con disponibilidades interdependientes. Es decir, la indisponibilidad de uno de ellos, implica la indisponibilidad de los Activos restantes que conforman el Subsistema Eléctrico. En otras palabras, la indisponibilidad de cualquiera de los Activos que conforman el Subsistema Eléctrico, origina la misma magnitud y el mismo Evento de Racionamiento.
3. Para cada Subsistema Eléctrico se registra la siguiente información: Identificación de los Activos que conforman el Subsistema, Eventos de cada uno de los Activos que conforman el Subsistema, Fecha y Hora de Inicio de los Eventos, Duración de los Eventos (corresponde al tiempo transcurrido en horas y minutos desde el Inicio de cada Evento, hasta el momento en que el activo respectivo le es reportado al CND como Disponible):

Subsistema (s)	Evento	Fecha y Hora del Evento (F_{Ei})	Duración del Evento (D_E)
Activo _j	i	dd/mm/yyyy hh:mm	Duración: hh:mm

Cada Evento deberá estar asociado con un único Activo.

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

4. Para los cálculos que se efectúan a continuación por Subsistema, se considera un período móvil semanal de un año (8760 horas). Se tiene entonces para este período:

(FI): Fecha y Hora de Inicio del período.

(FF) : Fecha y Hora de Finalización del período.

Si se trata de un Subsistema nuevo, y éste entró en operación comercial en una fecha posterior a la fecha de inicio del período, se toma como Fecha de Inicio del período, la fecha y hora en que entró en operación comercial el Subsistema correspondiente.

Si se trata de un Activo nuevo, que entre a formar parte de un Subsistema existente, no se modifican las fechas **(FI)** y **(FF)** asignadas al respectivo Subsistema.

5. Para cada Subsistema Eléctrico se calcula el Tiempo entre Fallas (**T**), como se muestra a continuación:

- Si la fecha en que ocurrió el primer Evento (F_{E_1}), coincide con la Fecha de Inicio del período, o si en la Fecha de Inicio del período alguno de los Activos del Subsistema está en medio de un Evento, la fecha del primer Evento será igual a la Fecha de Inicio del período ($F_{E_1} = F_I$).
- Si la fecha en que ocurrió el último Evento (F_{E_n}), coincide con la Fecha de Finalización del período, o si la fecha en que ocurrió el último Evento (F_{E_n}), es inferior a la Fecha de Finalización del período y el Evento no ha terminado, se define $A = 0$.
- Si la fecha en que ocurrió el último Evento (F_{E_n}), es inferior a la Fecha de Finalización del período y el Evento ya finalizó, se calcula:

$$\Delta = \frac{(F_F - F_{E_n} - D_{E_n})}{n},$$

donde:

n Número de Eventos ocurridos durante el período.

D_{E_n} Duración del n-ésimo Evento.

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

El Tiempo entre Fallas (T), para el primer Evento del Subsistema se calcula como:

$$T = F_{E_1} - F_I + A$$

El Tiempo entre Fallas (T), para los siguientes Eventos del Subsistema se calcula como:

$$T = F_{E_i} - F_{E_{i-1}} - D_{E_{i-1}} + \Delta, \quad i = 2, \dots, n$$

El conjunto de Eventos del Subsistema, corresponde a la unión de los Eventos registrados en cada uno de los Activos que lo conforman.

6. Se asume que la variable Tiempo entre Fallas (T), sigue una distribución de probabilidad Weibull con parámetros α (parámetro de forma), β (parámetro de escala) y c (parámetro de localización).

Cuando el Subsistema presente tres o más Eventos ($n \geq 3$) durante el período de análisis, la estimación de los parámetros se realiza aplicando el método de máxima verosimilitud y haciendo $c = 0$.

Cuando el Subsistema presente menos de tres Eventos ($n < 3$) durante el período de análisis, los parámetros se igualan a:

Para $n = 1$ ó 2

$$\alpha = \frac{n}{(F_F - F_I - Dc)}$$

$$\beta = 1$$

$$c = 0$$

$$Dc = \sum_{i=1}^n D_{E_i},$$

Para $n = 0$

$$\alpha = \frac{1}{(F_F - F_I - Dc)}$$

$$\beta = 1$$


$$c = 0$$

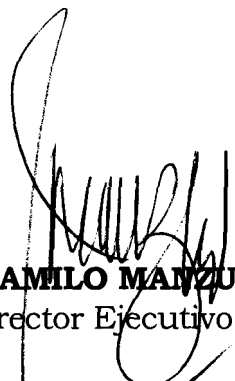
$$Dc = 0$$

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

7. Con los parámetros estimados en el Numeral anterior, se calcula la Disponibilidad Esperada del Subsistema Eléctrico (D_0), mediante la expresión:

$$D_0 = \frac{\int_0^{168} \exp(-\alpha t^\beta) dt}{168}$$


FELIPE RÍVEIRA HERRERA
Viceministro de Energía Delegado
por el Ministro de Minas y Energía
Presidente


JOSE CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

ANEXO No 2

GENERACIONES DE SEGURIDAD POR RESTRICCIONES

Es función del Centro Nacional de Despacho (CND) identificar y clasificar las Restricciones del SIN, así como, definir las Generaciones de Seguridad asociadas con dichas Restricciones en cada Sub-Área y Área Operativa del Sistema.

1. Cálculo de la Generaciones de Seguridad

Diariamente el CND realizará el siguiente proceso, para determinar las Generaciones de Seguridad y los límites de intercambio que definen el Despacho Programado.

a) Información Requerida

Demanda

Pérdidas

Base de Datos de Evaluación de Restricciones Eléctricas

Base de Datos de Características Técnicas de Unidades y Plantas

Precios de Ofertas

Disponibilidades Declaradas

Generación de Menores

Generación de Seguridad solicitada por Operadores de Red (Ver Literal b) del siguiente Numeral)

Mantenimientos de Equipos del STN y de Equipos de STR's a Nivel IV

b) Fredespacho Ideal

El CND encontrará para cada una de las veinticuatro (24) horas del Despacho, sin tener en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y sin considerar las Restricciones del SIN, un Predespacho Ideal tal que:

$$\text{Min}_{Q_{it}} \sum_i P_{ofit} \times Q_{it}$$

Sujeto a:

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

e) *Despacho Programado Preliminar*

El CND encontrará para cada una de las veinticuatro (24) horas del Despacho, tomando como dado el Predespacho Programado, un Despacho Programado Preliminar tal que:

$$\text{Min } \left[\text{Max } \text{VERPC}_{sa/a} \right]$$

Para cada Sub-Área y Área Operativa del SIN se calcula el VERPC siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

1. Se toman los Subsistemas Eléctricos definidos de acuerdo con lo establecido en el Anexo No 1 de la presente Resolución.
2. Se asocia a cada Subsistema Eléctrico la Probabilidad Esperada de Falla, calculada de acuerdo con lo establecido en el Literal b) del Artículo 50. de la presente Resolución.
3. Para cada Subsistema se asigna el Racionamiento Asociado con el mismo.
4. Se calcula el VERPC en cada Sub-Área Operativa como:

Subsistema	Probabilidad de Falla	Racionamiento Asociado
S ₁	p ₁	r ₁
:	:	:
:	:	:
S _i	p _i	r _i
:	:	:
:	:	:
S _n	p _n	r _n

$$\text{VERPC} = \left[\sum_{i=1}^n r_i p_i \right]$$

donde:

- i: i-ésimo Subsistema de la Sub-Área o Área Operativa
n: Número de Subsistemas de la Sub-Área o Área Operativa

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

- r: Racionamiento Asociado al i-ésimo Subsistema
p: Probabilidad Esperada de Falla del i-ésimo Subsistema

f) Despacho Programado

El CND encontrará para cada una de las veinticuatro (24) horas del Despacho, tomando como dado el Despacho Programado Preliminar, el Despacho Programado que cumpla con las inflexibilidades de las plantas y/o unidades de generación programadas y con los requerimientos de AGC según la reglamentación vigente.

2. Identificación de Generaciones de Seguridad

El CND deberá identificar y considerar las siguientes Generación de Seguridad:

- a) Para los análisis se debe considerar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (Ver Parágrafo lo. del presente Anexo).
- b) Se debe determinar la generación forzada requerida por la existencia de restricciones en la infraestructura de los STR's y/o SDL's, o por requerimientos de soporte de reactivos en dichos Sistemas.

Para la definición de la Generación de Seguridad asociada con Restricciones Eléctricas en la infraestructura de Nivel IV de los STR's y/o SDL's, o requerimientos de soporte de reactivos en estos Sistemas, se calculan los flujos de carga en estado estable del Sistema, simulando la infraestructura de transporte disponible con tensión de operación igual o superior al Nivel IV.

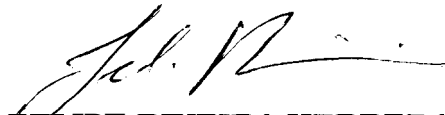
La Generación de Seguridad requerida por Restricciones en la infraestructura de los STR's y/o SDL's, o requerimientos de soporte de reactivos en estos Sistemas, con tensión de operación inferior al Nivel IV, deben ser propuestas al CND por el OR del respectivo STR y/o SDL, debiendo ser avaladas por dicha entidad quien podrá ajustarlas con el debido soporte.

- c) Se debe considerar la generación forzada requerida por restricciones en activos de interconexión internacional.
- d) Se debe considerar la generación forzada requerida por consideraciones de soporte de reactivos o estabilidad del STN.
- e) Se debe considerar la generación forzada requerida por exigencia adicional atribuible a una exportación internacional.

Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Parágrafo 1o. El CNO propondrá a la CREG, antes del 31 de Marzo del año 2000, un esquema regulatorio que permita hacer uso efectivo de la obligación vigente de prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, por parte de los generadores, en cada Sub-Área y Área Operativa del SIN.

Parágrafo 20. La necesidad de forzar generación por requerimiento de reactivos en desarrollo de lo establecido en los Literales b) y d) arriba mencionados, debe determinarse luego de agotar las fuentes de suministro de reactivos disponibles, incluyendo las que provienen de generación despachada por seguridad de suministro.



FELIPE RIVEIRA HERRERA
Viceministro de Energía Delegado
por el Ministro de Minas y Energía
Presidente



JOSE CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo