

**REGLAMENTO DE TRASMISIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA  
ANEXOS**

## INDICE

<b>ANEXO I. BASE DE DATOS TÉCNICA DEL SISTEMA.....</b>	<b>1</b>
TÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
TÍTULO II. BASE DE DATOS.....	1
TÍTULO III. IDENTIFICACIÓN.....	1
TÍTULO IV. SUMINISTRO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS.....	2
TÍTULO V. DATOS BÁSICOS.....	2
<i>CAPÍTULO I. TIPO DE DATOS TÉCNICOS.....</i>	<i>2</i>
<i>CAPÍTULO II. REQUISITOS.....</i>	<i>3</i>
TÍTULO VI. DATOS PARA ESTUDIOS DE LA RED.....	3
<i>CAPÍTULO I. ACCESO A LA RED.....</i>	<i>3</i>
<i>CAPÍTULO II. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN.....</i>	<i>3</i>
<i>CAPÍTULO III. INTERRUPTORES DE POTENCIA.....</i>	<i>4</i>
<i>CAPÍTULO IV. GENERADORES.....</i>	<i>4</i>
<i>CAPÍTULO V. SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN (GENERADORES).....</i>	<i>6</i>
<i>CAPÍTULO VI. SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE VELOCIDAD (GENERADORES).....</i>	<i>6</i>
<i>CAPÍTULO VII. SUBESTACIONES.....</i>	<i>6</i>
<i>CAPÍTULO VIII. DESCARGADORES.....</i>	<i>7</i>
<i>CAPÍTULO IX. DISPOSITIVOS DE RECIERRE DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN.....</i>	<i>7</i>
<i>CAPÍTULO X. EQUIPO DE COMPENSACIÓN DE REACTIVA.....</i>	<i>8</i>
<i>CAPÍTULO XI. SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....</i>	<i>8</i>
TÍTULO VII. AGENTE PRODUCTOR.....	8
TÍTULO VIII. AGENTE CONSUMIDOR.....	10

<b>ANEXO II. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ACCESO Y AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>ANEXO III. METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>ANEXO IV. DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA.....</b>	<b>16</b>
TÍTULO I. ALCANCE .....	16
TÍTULO II. NORMAS DE DISEÑO .....	16
TÍTULO III. CRITERIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO DE LA TRASMISIÓN.....	19
TÍTULO IV. ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO .....	22
TÍTULO V. RESERVA.....	23
TÍTULO VI. REGULACIÓN DE FRECUENCIA.....	23
TÍTULO VII. CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA .....	24
TÍTULO VIII. ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO (ECS).....	25
TÍTULO IX. ARRANQUE EN NEGRO .....	26
<b>ANEXO V. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (COMUNICACIÓN CON EL DNC).....</b>	<b>27</b>
<b>ANEXO VI. ENSAYOS Y ADITORÍAS .....</b>	<b>29</b>
TÍTULO I. ACCESO A LAS INSTALACIONES.....	29
TÍTULO II. ENSAYOS EN PUNTOS DE CONEXIÓN .....	30
TÍTULO III. CONTROL DE UNIDADES GENERADORAS Y EQUIPOS DE TRASMISIÓN .....	32
TÍTULO IV. INCUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE COORDINACIÓN .....	32
<b>ANEXO VII. CONVENIO DE USO DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN .....</b>	<b>33</b>
<b>ANEXO VIII. RÉGIMEN DE COMPENSACIONES.....</b>	<b>35</b>
<b>ANEXO IX. DETERMINACIÓN DEL PRECIO NODAL.....</b>	<b>38</b>
<b>ANEXO X. DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE TRASMISIÓN.....</b>	<b>40</b>
<b>ANEXO XI. REMUNERACIONES TRANSITORIAS DE LAS INSTALACIONES DE TRASMISIÓN Y SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>47</b>
TÍTULO I. INSTALACIONES DE TRASMISIÓN Y SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y USUARIOS .....	47
TÍTULO II. ETAPAS DEL SISTEMA.....	47
CAPÍTULO I. MALLA CENTRAL .....	47

<i>CAPÍTULO II. SISTEMAS ZONALES</i> .....	47
<i>CAPÍTULO III. TRANSFORMACIÓN 150/60-30 KV EN ESTACIONES DE TRASMISIÓN</i> .....	48
<i>CAPÍTULO IV. SUBTRASMISIÓN EN LÍNEAS DE 60 - 30 kV</i> .....	48
<b>TÍTULO III. USUARIOS DE LAS ETAPAS</b> .....	48
<i>CAPÍTULO I. MALLA CENTRAL</i> .....	48
<i>CAPÍTULO II. SISTEMAS ZONALES, TRANSFORMACIÓN 150/60-30 KV Y SUBTRASMISIÓN</i> .....	50
<b>TÍTULO IV. POTENCIA REPRESENTATIVA DEL USO DE CADA ETAPA</b> .....	50
<i>CAPÍTULO I. GENERADORES</i> .....	50
<i>CAPÍTULO II. DEMANDAS</i> .....	50
<i>CAPÍTULO III. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES</i> .....	51
<b>TÍTULO V. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES</b> .....	51
<b>TÍTULO VI. PEAJES UNITARIOS Y PERÍODOS REPRESENTATIVOS</b> .....	52

## ANEXO I. BASE DE DATOS TÉCNICA DEL SISTEMA

### TÍTULO I. INTRODUCCIÓN

**Artículo 1.** Este Anexo contiene los procedimientos para la colección de los datos técnicos relativos al sistema eléctrico, que serán suministrados al DNC por cada Agente.

### TÍTULO II. BASE DE DATOS

**Artículo 2.** La información técnica del sistema eléctrico estará organizada en una base de datos, que almacenará la información técnica suministrada al DNC por los Agentes o sus Comercializadores. La información de la base de datos técnicos será pública.

**Artículo 3.** La información técnica se utilizará para evaluar la seguridad de la operación del sistema eléctrico, desarrollar los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico necesarios para establecer sus Criterios de Desempeño Mínimo y dar sustento técnico a las normas de operación, dentro de las cuales se enmarcará la operación en tiempo real del sistema.

**Artículo 4.** Cada Agente deberá informar al DNC los datos técnicos correspondientes a sus equipos e instalaciones en un formato estándar desarrollado para tal fin por el DNC.

### TÍTULO III. IDENTIFICACIÓN

**Artículo 5.** El DNC es responsable de acordar con los Agentes la nomenclatura a emplear para identificar cada tipo de Agente y la nomenclatura para identificar los equipos y puntos de conexión con la red de transmisión.

El objetivo de la nomenclatura es uniformizar la identificación de las subestaciones, líneas de transmisión, puntos de conexión y equipos en general, a través de una clave de combinaciones alfanuméricas.

**Artículo 6.** Todos los Agentes deberán emplear la nomenclatura establecida en la información que suministren al DNC.

**Artículo 7.** El tipo de codificación de los datos a proporcionar será el siguiente:

- a) Código alfanumérico para Agentes
- b) Código numérico y código alfabético para subestaciones y centrales
- c) Código numérico de líneas de transmisión
- d) Código numérico para nivel de voltaje
- e) Código numérico para interruptores y seccionadores

## TÍTULO IV. SUMINISTRO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS

**Artículo 8.** Cada Agente debe suministrar al DNC la información técnica indicada en este Anexo. Deberá informar asimismo cualquier modificación que surja de dicha información suministrada.

**Artículo 9.** Los nuevos Agentes deberán presentar, a más tardar tres meses antes de la fecha de inscripción en el DNC, la información de los grupos de datos asignados. Una vez que la información haya sido validada, el DNC entregará al nuevo Agente un informe con todos los datos técnicos correspondientes a sus equipos e instalaciones.

**Artículo 10.** Siempre que sea posible, la información estará estructurada en formatos estándar para presentarla al DNC, por escrito y en archivos en medios magnéticos.

**Artículo 11.** Siempre que un Agente notifique un cambio o modificación de uno de los datos técnicos registrados en la base de datos del DNC, lo debe notificar al DNC.

**Artículo 12.** Si un Agente falta al suministro de algún dato técnico, el DNC estimará el dato faltante, cuando lo considere necesario. Los datos estimados pueden estar basados en datos suministrados previamente o corresponder a los de una central o equipo similar, o emplear datos típicos. El DNC notificará al Agente cuando esté estimando uno de los datos técnicos que lo relacionen directamente.

## TÍTULO V. DATOS BÁSICOS

### CAPÍTULO I. TIPO DE DATOS TÉCNICOS

**Artículo 13.** La información técnica comprende los siguientes tipos de datos:

- a) **Datos Técnicos de Generadores.** Datos o parámetros eléctricos de los equipos, para estudios eléctricos. Identificación de puntos de conexión a la red.
- b) **Parámetros de operación para unidades generadoras.** Parámetros requeridos para la planificación del arranque o parada de unidades generadoras y las restricciones operativas de las unidades generadoras.
- c) **Datos de Equipos de transmisión:** Parámetros eléctricos de los equipos e instalaciones conectadas que conforman la red de transmisión.
- d) **Consumo:** Información relativa a la demanda por punto de conexión y energía tomada (consumo) de la red. Puntos de conexión de cada Agente Consumidor. Proyección de demanda y consumo, curvas típicas.
- e) **Programa Anual de Mantenimientos:** información de los mantenimientos mayores de equipos de generación y equipamientos de transmisión.

Los grupos de datos asignados a cada Agente dependerán de la clase de instalaciones de las que sea propietario.

## CAPÍTULO II. REQUISITOS

**Artículo 14.** Antes de ingresar como Agente, se deberá suministrar al DNC la información técnica que se indica en este Anexo con una anticipación no inferior a 3 (tres) meses al ingreso al Mercado.

**Artículo 15.** Un Agente que quiera ingresar nuevas instalaciones o nuevas demandas o adiciones o realizar cambios en instalaciones existentes, deberá suministrar la correspondiente información técnica al DNC, de acuerdo a lo definido en el presente Anexo, con una anticipación no inferior a 3 (tres) meses.

La información deberá ser entregada al DNC, impresa y en copia electrónica, con la identificación de la empresa correspondiente.

**Artículo 16.** Toda modificación en la información técnica correspondiente a los datos básicos sólo podrá ser solicitada por un Agente con la correspondiente justificación técnica y deberá ser suministrada al DNC con una anticipación no menor que 15 (quince) días hábiles previo a su entrada en vigencia.

## TÍTULO VI. DATOS PARA ESTUDIOS DE LA RED

### CAPÍTULO I. ACCESO A LA RED

**Artículo 17.** Los Agentes Trasmisores deberán suministrar la información de su equipamiento para estudios de redes.

**Artículo 18.** El Usuario deberá suministrar los estudios y datos correspondientes a la autorización de acceso a la red.

### CAPÍTULO II. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

**Artículo 19.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los equipos de transformación que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Capacidad Nominal (MVA)
- b) Impedancia de secuencia positiva
- c) Impedancia de secuencia cero
- d) Razón de Transformación, Voltajes Nominales
- e) Grupo de conexión
- f) Pérdidas en vacío
- g) Pérdidas a plena carga
- h) Método de puesta a tierra
- i) Tipo de cambiador de derivaciones (con o sin carga), pasos y rango de regulación

- j) Máxima sobrecarga, curva de daño
- k) Sistemas de protecciones y ajustes

### CAPÍTULO III. INTERRUPTORES DE POTENCIA

**Artículo 20.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los interruptores de potencia que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Tensión nominal
- b) Corriente nominal
- c) Capacidad de interrupción, simétrica y asimétrica
- d) Capacidad de cierre en cortocircuito
- e) Ciclo de operación nominal
- f) Tiempo de operación
- g) Tipo (aceite, neumático, SF<sub>6</sub>, vacío, etc.)
- h) Modo de accionamiento (monopolar o tripolar)

### CAPÍTULO IV. GENERADORES

**Artículo 21.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los equipos de generación que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Potencia aparente nominal
- b) Voltaje nominal
- c) Factor de potencia nominal
- d) Conexión
- e) Método de puesta a tierra
- f) Reactancia síncrona de eje directo,  $x_d$
- g) Reactancia síncrona de eje en cuadratura,  $x_q$
- h) Límite inferior de potencia reactiva (capacitiva)
- i) Límite superior de potencia reactiva (inductiva)
- j) Reactancia de secuencia cero,  $x_0$
- k) Resistencia de secuencia cero,  $r_0$



- l) Reactancia de secuencia negativa,  $x_2$
- m) Resistencia de secuencia negativa,  $r_2$
- n) Reactancia subtransitoria saturada,  $x''_{dsat}$
- o) Resistencia del estator
- p) Corriente de cortocircuito trifásico permanente
- q) Corriente de cortocircuito bifásico permanente
- r) Corriente de cortocircuito monofásico permanente
- s) Razón de cortocircuito
- t) Constante de inercia
- u) Tipo de rotor (polos salientes, polos lisos)
- v) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo,  $T'_d$
- w) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura,  $T'_q$
- x) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo,  $T''_d$
- y) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura,  $T''_q$
- z) Reactancia transitoria de eje directo,  $x'_d$
- aa) Reactancia transitoria de eje en cuadratura,  $x'_q$
- bb) Reactancia subtransitoria de eje directo,  $x''_d$
- cc) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura,  $x''_q$
- dd) Reactancia de saturación de Potier,  $x_p$
- ee) Curva de saturación de la corriente de campo con generador en circuito abierto a las siguientes condiciones:
  - i. 120% del voltaje terminal nominal
  - ii. 110% del voltaje terminal nominal
  - iii. 50% del voltaje terminal nominal
- ff) Sistemas de protecciones y ajustes

## **CAPÍTULO V. SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN (GENERADORES)**

**Artículo 22.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de su sistema de regulación automática de tensión que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Modelo, Diagrama de bloques
- b) Ganancia
- c) Corrientes máximas y mínimas de excitación
- d) Velocidad de respuesta
- e) Sistema de protecciones y ajustes

## **CAPÍTULO VI. SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE VELOCIDAD (GENERADORES)**

**Artículo 23.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de su sistema de regulación automática de velocidad que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Modelo, Diagrama de bloques
- b) Estatismo
- c) Ganancia
- d) Límite rampa de variación de carga (Incremento o decremento de carga)
- e) Velocidad de respuesta
- f) Sistemas de protecciones y ajustes

## **CAPÍTULO VII. SUBESTACIONES**

**Artículo 24.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de las subestaciones que le correspondan, incluyendo diagrama unifilar de las mismas, y mostrando los siguientes equipos con sus principales especificaciones técnicas:

- a) Barras colectoras
- b) Equipo de transformación
- c) Interruptores
- d) Seccionadores
- e) Conexiones de puesta a tierra

- f) Equipo de medición
- g) Equipos de sincronización
- h) Equipos de comunicaciones
- i) Sistemas de protección
- j) Transformadores de corriente y voltaje
- k) Pararrayos

#### **CAPÍTULO VIII. DESCARGADORES**

**Artículo 25.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los descargadores que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Tensión nominal de operación
- b) Tipo
- c) Máximo voltaje en la ubicación del descargador
- d) Características nominales de los descargadores (COV, TOV, Máxima Tensión Residual, tensión de cebado si corresponde)
- e) Tensión de flameo del aislador
- f) Energía máxima de disipación

#### **CAPÍTULO IX. DISPOSITIVOS DE RECIERRE DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN**

**Artículo 26.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los dispositivos de recierre de líneas de transmisión que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Tipo de dispositivo
- b) Tipo de operación (monofásico, trifásico, instantáneo, sincroverificado, etc.)
- c) Tiempo de recierre
- d) Número de intentos de recierre

## CAPÍTULO X. EQUIPO DE COMPENSACIÓN DE REACTIVA

**Artículo 27.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los equipos de compensación de reactiva que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Tipo de equipo
- b) Capacidad nominal
- c) Rango de operación
- d) Características del control automático
- e) Puntos de conexión

## CAPÍTULO XI. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

**Artículo 28.** El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los sistemas de protección que le correspondan y que se detallan a continuación:

- a) Tipo de relé
- b) Características de operación
- c) Rangos de operación
- d) Ubicación
- e) Ajustes
- f) Procedimiento de lectura y significado de cada mensaje o indicación

## TÍTULO VII. AGENTE PRODUCTOR

**Artículo 29.** Cada Agente Productor deberá suministrar información sobre las características técnicas de cada central, identificando su nodo de conexión, las unidades dentro de cada central y sus características. Dicha información debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Identificación de las centrales de su propiedad, indicando para cada una nombre, tipo, localización y características generales
- b) Para cada central, número de unidades generadoras y agrupamiento en Grupos a Despachar (GD)
- c) Puntos de conexión a la red a través de los cuales inyecta energía
- d) Para cada unidad y Grupo a Despachar (GD):
  - i. Capacidad máxima, potencia neta efectiva (MW)

- ii. Mínimo técnico (MW)
- iii. Tasa de indisponibilidad forzada prevista
- iv. Mantenimientos típicos previstos
- e) Regulación de tensión:
  - i. Márgenes de subexcitación y sobreexcitación
  - ii. Curva de Capacidad de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del equipamiento u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora siguiendo procedimientos normalizados internacionalmente. En caso de no hacerlo, el DNC la fijará de acuerdo a curvas de capacidad estándar y considerará como disponible la potencia reactiva indicada por dicha curva.
- f) Zonas prohibidas de generación de potencia activa y reactiva
- g) Consumos propios (consumos auxiliares)
- h) Capacidad de arranque en negro
- i) Para unidades generadoras térmicas:
  - i. Tipos de combustible que puede consumir y condiciones de almacenamiento
  - ii. Restricciones de arranque y parada: Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga, tiempo mínimo entre arranque y parada. Tiempos para arranque en caliente.
  - iii. Velocidad de toma de carga: Rampa máxima de toma de carga y de reducción de carga
- j) Para centrales hidroeléctricas:
  - i. Característica de los embalses
  - ii. Topología de la cuenca, vertimiento y derivación: central aguas abajo para vertimiento, central aguas abajo para turbinado, central aguas abajo para filtración.
  - iii. Tipo (de embalse, compensador o regulador, de pasada, etc.)
  - iv. Cotas mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria)
  - v. Curva de volumen embalsado
  - vi. Datos de evaporación o filtración, cuando corresponda
  - vii. Estación hidrológica de caudales

- viii. Registros históricos de afluentes
- ix. Requerimientos aguas abajo que afectan su despacho
- x. Coeficiente de producción (MW/m<sup>3</sup>/s), de acuerdo al estado del embalse o erogación y coeficiente promedio
- xi. Caudal turbinable, mínimo y máximo (m<sup>3</sup>/s), por unidad y por central

#### **TÍTULO VIII. AGENTE CONSUMIDOR**

**Artículo 30.** El Agente Consumidor suministrará su pronóstico de demanda para los meses restantes del año, y los dos años subsiguientes, incluyendo:

- a) Puntos de conexión a la red a través de los cuales retira energía
- b) Capacidad de sus instalaciones para el Control de Tensión
- c) Consumo de energía y potencia previstos en períodos mensuales, semanales y diarios, bajo diferentes hipótesis (más probable, alta y baja)
- d) Características de las curvas de carga típicas
- e) Demanda de punta
- f) Posibilidades de demanda flexible (interrumpible)

## ANEXO II. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ACCESO Y AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

**Artículo 1.** Los objetivos de este Anexo son el de establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia, que todo interesado en acceder al Sistema de Trasmisión, debe presentar para la evaluación de:

- a) Solicitud de Acceso a la Capacidad de Trasmisión Existente, presentada por un interesado que requiera conectar sus instalaciones eléctricas, de manera que implique una modificación de la potencia intercambiada en el sistema, en los términos estipulados en el Reglamento de Trasmisión
- b) Solicitud de Ampliación de la Capacidad de Trasmisión del sistema, presentada por uno o más Agentes, en los términos estipulados en el Reglamento de Trasmisión

**Artículo 2.** El solicitante debe tener presente que el Regulador podrá requerir información adicional respecto a lo indicado en estas normas en la medida que así lo considere conveniente.

**Artículo 3.** Los estudios a presentar deberán permitir la verificación de:

- a) El funcionamiento del SIN o sistemas aislados, en estado estático
- b) Los límites de trasmisión de energía eléctrica en los Sistemas de Trasmisión afectados
- c) El funcionamiento del sistema estudiado ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos como resultado de diferentes perturbaciones y maniobras

**Artículo 4.** El DNC y el Trasmisor involucrado procederán a verificar que:

- a) La Base de Datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuados, así como el origen y adecuación de la información complementaria proveniente de otras fuentes que no sea la Base de Datos del DNC
- b) Los estados y escenarios analizados sean los requeridos
- c) Los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema y de los efectos de la nueva instalación sobre el mismo
- d) Antes de los cambios propuestos no existen limitaciones en el sistema

**Artículo 5.** El solicitante debe verificar que la nueva instalación no producirá efectos adversos en el sistema o en caso de producirlos, proceder a su evaluación, señalando las posibles correcciones que se necesiten realizar con el fin de viabilizar el acceso de nuevos Agentes.

**Artículo 6.** El solicitante deberá estudiar los efectos de los nuevos Agentes sobre el sistema, y como mínimo analizar si la incorporación de nuevas instalaciones:

- a) Cumple con los Criterios de Desempeño Mínimo
- b) Produce corrientes de cortocircuito excesivas u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes o requerir su adecuación o reemplazo
- c) Incrementa los costos de operación del sistema, incluyendo la energía no suministrada (ENS) del sistema
- d) Introduce perturbaciones inadecuadas en armónicas y flicker

**Artículo 7.** Los criterios de modelado y herramientas a utilizar deben ser los siguientes:

- a) Usar preferentemente programas que son utilizados habitualmente por el DNC y los Trasmisores para realizar estudios operativos. En caso de utilizar otro programa, el responsable técnico del estudio deberá avalar bajo su responsabilidad que tal programa es de características iguales o superiores y que los datos y sus resultados han sido verificados. Se deberá indicar el nombre de la empresa y de las personas responsables de los estudios. El interesado debe solicitar la aprobación de los programas a utilizar.
- b) Para la verificación de los modelos o programas que sean diferentes a los que ha aprobado el Regulador, se debe utilizar la o las bases de datos normalizadas y los resultados (como referencia), que están aprobados por el Regulador.
- c) La información básica a considerar será aquella disponible en la Base de Datos del DNC, quien la suministrará al solicitante. Todos aquellos datos que no provinieren de esa Base de Datos, deberán explicarse particularmente en el estudio, incluyendo sus fuentes y la calidad atribuida.
- d) Los estudios deberán considerar e incluir todas aquellas ampliaciones o incorporaciones que contaren con autorización del Regulador a la fecha de presentación de la solicitud, pudiendo el Regulador requerir al solicitante la adecuación de éstos en función de las eventuales autorizaciones durante el proceso de evaluación de la misma.
- e) Los estudios a presentar por el solicitante deberán tener el detalle necesario para poder demostrar que la conexión o instalación propuesta cumple con los Criterios de Desempeño Mínimo en el marco del sistema existente o con adecuaciones.
- f) El solicitante deberá considerar despachos de carga típicos del DNC, en condiciones estacionales de demanda máxima y mínima e hidrología media para los años segundo y cuarto, contados a partir de la fecha prevista para la puesta en servicio comercial de la instalación propuesta, considerando inclusive escenarios de exportación e importación de energía eléctrica, si ese fuere el caso. Se deben considerar situaciones excepcionales previsibles en el SIN dentro de un horizonte de 5 (cinco) años, contados a partir de la puesta en servicio comercial, asociados a condiciones extremas de máximos y mínimos, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia o restricciones en la Red de Transmisión.



- g) Al respecto debe tenerse presente que los datos y parámetros referidos a las nuevas instalaciones, a utilizar en los estudios, serán los definitivos y garantizados para las mismas, no admitiéndose bajo ninguna condición la presentación de estudios que se aparten de este criterio. En los estudios se podrá presentar más de un escenario, pero en cualquiera de ellos los datos y parámetros son los definitivos.

**Artículo 8.** El informe de los estudios eléctricos debe contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que reseñe los motivos de la solicitud, los resultados más importantes de los estudios y el impacto resultante de la obra propuesta, sobre toda la infraestructura eléctrica asociada al sistema de transporte existente
- b) Descripción resumida del proyecto nuevo o de la modificación propuesta
- c) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo de los estudios
- d) Exposición detallada de los resultados de los estudios realizados, separando apropiadamente los correspondientes a cada análisis, según el tipo de instalación, tipo de estudio y escenarios considerados
- e) Base de datos utilizada, indicando su fuente
- f) Criterios adoptados para realizar las simulaciones
- g) Premisas de los estudios
- h) Memoria de cálculo
- i) Requerimientos del Sistema de Trasmisión
- j) Modelos de prueba de los programas utilizados

**Artículo 9.** En el caso de ser evidente o demostrarse un impacto no significativo en el comportamiento dinámico del sistema de trasmisión existente, ante determinadas perturbaciones, el interesado de nueva instalación o de ampliación del Sistema de Trasmisión, podrá no realizar estos estudios justificándolo adecuadamente.

### **ANEXO III. METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN**

**Artículo 1.** La elaboración del «Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión» a realizar por UTE como Trasmisor deberá incluir los siguientes análisis:

- a) Evaluación de la operación del Sistema de Trasmisión en condiciones medias y extremas y ante eventos esperables, en un horizonte de 5 (cinco) años, para determinar un diagnóstico sobre la operación prevista
- b) Identificación de las expansiones necesarias para mantener los niveles de confiabilidad objetivo para un horizonte de 5 (cinco) años
- c) Elaboración de estudios eléctricos detallados de flujos de carga, cortocircuitos y estabilidad, que permitan identificar en detalle los equipamientos necesarios para mantener los Criterios de Desempeño Mínimo
- d) Formulación de las recomendaciones sobre expansiones del Sistema de Trasmisión y evaluación del funcionamiento esperado del Sistema de Trasmisión a mediano plazo (cinco años)

Se deberá emplear la siguiente información:

- a) Proyecciones de la demanda y sus características en los nodos más importantes del Sistema de Trasmisión, para los próximos 10 (diez) años, sobre la base de la información suministrada por los Agentes del mercado y la que provenga de los estudios de largo plazo que realice el MIEM. La consolidación estará a cargo del DNC. Esta proyección deberá incluir las previsiones de exportaciones e importaciones.
- b) Identificación de las expansiones de la generación previstas por los Agentes, incluyendo aquellas cuyo requerimiento al Sistema de Trasmisión exige algún compromiso firme. Identificación de retiros o modificaciones a la generación existente.
- c) Evaluación de si es necesaria generación adicional para atender la demanda.

**Artículo 2.** El DNC formulará un Procedimiento Técnico detallado sobre la elaboración del «Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión»

**Artículo 3.** El DNC formulará el «Estudio de mediano y corto plazo del Sistema Interconectado Nacional» cuyos objetivos desde el punto de vista de la Trasmisión serán:

- a) Análisis del impacto de nuevas instalaciones previstas
- b) Análisis de la seguridad de suministro
- c) Restricciones de Trasmisión: probabilidad de congestión
- d) Requerimientos de Generación Forzada

- e) Requerimientos de empleo de Esquemas de Control Suplementario (ECS)
- f) Evaluación de la calidad de servicio
- g) Análisis de escenarios extremos

**Artículo 4.** El DNC formulará el «Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión», que deberá:

- a) Planificar la expansión del Sistema de Trasmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas (que hayan asumido los compromisos correspondientes)
- b) Identificar restricciones en la Red de Interconexión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda
- c) Identificar las ampliaciones de los Sistemas de Trasmisión Zonales, excepto en el caso de expansiones requeridas para uso exclusivo de un Agente o Gran Consumidor
- d) Identificar las ampliaciones para asegurar el suministro a la demanda cumpliendo con los Criterios de Desempeño Mínimo de la Trasmisión Central de acuerdo al despacho de la generación prevista existente con compromiso firme de conexión
- e) Determinar una lista de soluciones propuestas y alternativas evaluadas, y la comparación económica y operativa de las mismas, que muestren la conveniencia de aquellas recomendadas

**Artículo 5.** El DNC analizará las observaciones de los Agentes y enviará el informe con las mismas al Regulador.

## ANEXO IV. DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA

### TÍTULO I. ALCANCE

**Artículo 1.** En éste Anexo se establecen:

- a) Las normas de diseño
- b) Los Criterios de Desempeño Mínimo

### TÍTULO II. NORMAS DE DISEÑO

**Artículo 2.** Los equipamientos a instalar en el Sistema de Trasmisión, incluidos aquéllos de los puntos de conexión, deberán cumplir con los siguientes criterios de diseño general en el orden de prelación indicado:

- a) Lo establecido en la presente norma
- b) Las normas vigentes o aplicadas por UTE a diciembre de 2001 para el diseño de los equipamientos en cada nivel de tensión
- c) Los criterios de diseño y proyecto utilizados para la construcción del sistema existente

**Artículo 3.** UTE deberá presentar al Regulador una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al Sistema de Trasmisión dentro del plazo de un año a partir de la puesta en funcionamiento del MMEE.

**Artículo 4.** Los equipamientos a instalar en el Sistema de Trasmisión, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas y condiciones de diseño:

- a) Deberán permitir la operación del Sistema de Trasmisión de acuerdo a las normas y procedimientos de seguridad que cada Trasmisor deberá someter a la aprobación del Regulador
- b) El equipamiento del Sistema de Trasmisión en el punto de conexión, deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que se produzca en la natural evolución del Sistema de Trasmisión. Cuando éste represente un cambio en los niveles de cortocircuito nominales del sistema se deberá analizar su autorización con los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación de Beneficio General
- c) Los neutros de los transformadores de alta tensión deberán contar con puesta a tierra. Cualquier desviación de esta especificación deberá contar con aprobación del Regulador.
- d) El nivel de aislación del equipamiento del Sistema de Trasmisión en los puntos de conexión debe estar coordinado teniendo prioridad lo establecido por el Trasmisor para su equipamiento

- e) El equipamiento del Sistema de Trasmisión deberá operar dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo
- f) Las instalaciones y equipamientos vinculados al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes
- g) El tiempo máximo para despeje de fallas, entendiéndose por tal al transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, que ocurran en los equipos del Usuario directamente conectados al Sistema de Trasmisión y para las que ocurran en los equipos del Sistema de Trasmisión directamente conectados a los del Usuario, deberá ser determinado por el Trasmisor en forma previa a la conexión del Agente
- h) El Usuario u otro Trasmisor conectados deberán disponer de protección de respaldo para fallas en el Sistema de Trasmisión y, el Trasmisor deberá disponer de tal protección para fallas en el sistema de los primeros. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre las partes
- i) El Usuario u otro Trasmisor y el Trasmisor deberán coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión, debiéndose garantizar que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos
- j) Todos los Usuarios deberán integrarse a los ECS que con criterio técnico y económico el DNC juzgue necesario implementar para preservar la seguridad del Sistema Interconectado Nacional o de la mayor parte del mismo
- k) Los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores, deben tener el equipamiento de comunicación con el DNC y con el Trasmisor indicado en el Anexo: Operación en Tiempo Real
- l) Las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los siguientes requerimientos:
  - i. Los interruptores del punto de conexión entre un Generador y el Trasmisor deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en medición de las corrientes. Los requerimientos de la protección de falla de interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser establecidos por el Trasmisor
  - ii. Disponer, con anterioridad a la conexión al Sistema de Trasmisión, del equipamiento de control de la tensión y de amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico que éste pueda requerir para su estabilidad. Cuando se requiera la instalación de un nuevo equipamiento su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por todos los Agentes Consumidores dentro de los Cargos de Trasmisión
  - iii. Contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en cada conexión entre un generador y el Sistema de Trasmisión y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiere el sistema eléctrico

- iv. Disponer con anterioridad a su conexión al Sistema de Trasmisión de las instalaciones de arranque en negro que el DNC establezca como necesarias para cada área. Para ello el DNC deberá formular un procedimiento técnico donde se establezcan las necesidades de arranque en negro para los nuevos generadores. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los Agentes Consumidores dentro de los Cargos de Trasmisión
  - v. Permanecer sincronizadas al SIN ante la ocurrencia de los eventos en frecuencia y tensión establecidos en el presente Reglamento
  - vi. Soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.
  - vii. Disponer, con anterioridad a la conexión al Sistema de Trasmisión, de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación de ser requerido por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión, su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los Agentes Consumidores dentro de los Cargos de Trasmisión.
  - viii. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente la frecuencia podría sobrepasar 53.0 Hz y caer por debajo de 47.5 Hz. La unidad deberá poder mantener estos valores extremos no menos de 3 (tres) segundos.
  - ix. Estos criterios de diseño serán de obligatorio cumplimiento para toda nueva unidad generadora que se quiera conectar al sistema. Las unidades existentes a la puesta en marcha del MMEE deberán cumplir los requisitos de diseño que se les establecieron al momento de decidir su incorporación al sistema.
- m) Los distribuidores y grandes consumidores vinculados directa o indirectamente al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los siguientes requerimientos generales:
- i. Cuando el Trasmisor no cuente con interruptor en el nivel de tensión de conexión del Usuario, éste deberá suministrar al Trasmisor los medios para aislar las fallas o anormalidades del Sistema de Trasmisión. Ante fallas en el sistema del Usuario, su protección deberá disparar los interruptores de mayor tensión del Trasmisor.
  - ii. Cuando se requiera el recierre automático de los interruptores del Trasmisor después de fallas en el sistema del Usuario u otro Trasmisor, los equipos de interrupción serán suministrados de acuerdo a lo que estipulen las partes entre sí.
  - iii. Los neutros de los transformadores y de los bancos de los transformadores y reactores, conectados al Sistema de Trasmisión deberán contar con puesta a tierra rígida. El Trasmisor deberá acordar cualquier desviación de esta

especificación, en especial en el caso de reactores de neutro asociados a la desconexión y recierre unipolar de líneas aéreas.

- iv. Cumplir con las disposiciones de desconexión automática de la carga por baja frecuencia requerida por el SIN, de acuerdo a las metodologías establecidas en el presente Reglamento.

### **TÍTULO III. CRITERIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO DE LA TRASMISIÓN**

**Artículo 5.** EL SIN deberá tener el nivel de calidad establecido en el presente Anexo. Para ello se deberá propender a una calidad homologable, donde el nivel que se utilice en todas las etapas de programación y operativas sea el mismo. Para ello, la actividad del DNC y de los Agentes deberá ser consistente con lo establecido por el presente Anexo, considerando inclusive el control requerido para asegurar la calidad.

**Artículo 6.** Para su cumplimiento los Agentes deberán cumplir con los requerimientos técnicos aquí establecidos y los requerimientos establecidos para los servicios auxiliares en el Reglamento de Operación.

Se deberán cumplir:

- a) Los criterios de planificación del Sistema de Trasmisión que establecen los requerimientos de expansión
- b) Los criterios de planificación del despacho
- c) Los criterios de operación del SIN

**Artículo 7.** Los Criterios de Desempeño Mínimo establecen:

- a) Los criterios de seguridad estática
- b) Los criterios de seguridad dinámica
- c) Los criterios para la regulación de frecuencia
- d) Los requisitos para las plantas generadoras
- e) Los criterios para la asignación de la reserva operativa
- f) Las medidas de salvaguarda y el plan de defensa
- g) La recomposición del sistema regional a partir de un apagón

**Artículo 8.** Los criterios de seguridad estática son:

- a) La operación en estado permanente en condiciones normales deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,95 y 1,05 por unidad para 500 kV, y entre 0,93 y 1,07 por unidad para 150 kV o menor de tensión nominal. Dentro de esas condiciones la potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de Trasmisión

- b) La operación en condiciones posteriores a contingencias simples deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,93 y 1,07 por unidad para 500 kV, y entre 0,9 y 1,1 por unidad para 150 kV o menor de tensión nominal
- c) La operación en condiciones posteriores a cualquier contingencia deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,85 y 1,20 por unidad de la tensión nominal. Estos niveles de tensión no podrán tener una duración mayor que 60 (sesenta) segundos contados a partir de la contingencia
- d) El DNC es responsable de determinar los niveles de tensión en cada subestación que forme parte del Sistema de Trasmisión para una operación segura del SIN, de comunicarlos a los Agentes responsables y a los conectados directamente a cada una de ellas y de operar el SIN de manera que esos niveles se mantengan. En los casos de la red de Trasmisión que formen parte de una red de distribución, el Distribuidor definirá y el DNC aprobará, los niveles de tensión de las mismas para una operación segura de dicha red. Los Agentes del MMEE a cuyo cargo estén los equipos de control mencionados anteriormente deberán acatar las instrucciones para su operación que reciban del DNC. Cualquier problema que impida cumplir con los requerimientos del DNC deberá ser comunicado de inmediato a éste.
- e) Los Distribuidores y Grandes Consumidores deberán tener un factor de potencia superior a 0,95 reactivo, no debiendo superar el factor de potencia unitario en horas de valle. Los Generadores se deben comprometer a entregar su curva de capacidad de reactivo. Los Trasmisores deberán cumplir con los niveles de tensión establecidos

**Artículo 9.** Los criterios de seguridad dinámica son que el SIN, en condiciones normales y frente a contingencias simples, deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda. Además en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar las contingencias simples sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico. A ese respecto las contingencias simples que se deben considerar son:

- a) Sobre líneas de interconexión no radiales: cortocircuito monofásico, desconexión sin desconexión automática de carga o generación, y cortocircuito trifásico con apertura exitosa
- b) Sobre líneas de interconexión radiales: cortocircuito monofásico y recierre exitoso sin desconexión automática de carga o generación, cortocircuito monofásico y apertura, y cortocircuito trifásico con apertura exitosa
- c) Inicialmente se mantendrán los ECS vigentes a la puesta en marcha del MMEE. Toda modificación o eliminación de algún esquema vigente o el agregado de un nuevo esquema requerirá un estudio del DNC que justifique dicho cambio, y su aprobación por el Regulador

**Artículo 10.** Los criterios para la regulación de frecuencia son:

- a) La frecuencia nominal del SIN es 50 Hz. Los equipamientos del SIN deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de los límites de  $\pm 0,2$  Hz en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos  $+3/-2,5$  Hz durante 3 (tres) segundos



- b) A fin de suministrar una base de tiempo confiable para equipos que utilizan la frecuencia de línea a tal efecto, el DNC procurará que el error de tiempo tienda a cero. La corrección se iniciará cuando la desviación sea de 30 (treinta) segundos
- c) A fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, un porcentaje de la carga del SIN debe estar controlada por equipos de desconexión automática por baja frecuencia. Sólo las cargas esenciales no formarán parte de este ECS, al que se denominará esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia. La selección de su ajuste y otras características será realizada por el DNC. Ante contingencias simples no se deberá superar un porcentaje de la desconexión de carga que propondrá el DNC y aprobará el Regulador.

**Artículo 11.** El DNC deberá formular los requisitos para las plantas generadoras directamente vinculadas a la red de transmisión mediante un procedimiento técnico que complemente lo establecido en el capítulo Normas de Diseño, y en el presente Anexo. Dichos requisitos deberán establecer:

- a) Los sistemas de regulación, control y protección mínimos con que deberán equiparse las plantas generadoras
- b) El desempeño dinámico del sistema de excitación
- c) El desempeño dinámico del sistema de regulación de velocidad de turbina
- d) El desempeño dinámico del generador en carga

**Artículo 12.** Para realizar una asignación eficiente de la Reserva Operativa entre las unidades generadoras del SIN, se deben establecer, mediante estudios de desempeño mínimo:

- a) Las respuestas requeridas de los diferentes sistemas de control de generación
- b) Una relación de compromiso entre niveles de reserva y de desconexión de cargas por baja frecuencia
- c) Las reservas primarias requeridas y su óptima asignación
- d) Las reservas secundarias requeridas y su óptima asignación

**Artículo 13.** El DNC deberá diseñar un Plan de Defensa para fallas que están caracterizadas por perturbaciones múltiples de alta severidad que afectan al sistema en su conjunto, que compatibilice las siguientes cuestiones:

- a) Programas de desconexión automática de cargas por mínima frecuencia y mínima tensión
- b) Acciones automáticas para el desmembramiento controlado del sistema regional formando islas eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva
- c) Acciones automáticas destinadas al aislamiento de los generadores preservando la alimentación de sus servicios auxiliares

**Artículo 14.** El DNC establecerá las medidas de salvaguarda y el plan de defensa por medio de un procedimiento técnico que será de cumplimiento obligatorio luego de su aprobación por el DNC y su notificación al Regulador.

**Artículo 15.** Cuando las acciones automáticas previstas en el plan de defensa no han sido suficientes o han fallado en su operación, se deberá contar con mecanismos que permitan de una manera segura, confiable y organizada, restablecer el suministro en aquellas partes afectadas y recomponer el sistema regional en el menor tiempo posible. Para lograr estos objetivos, el DNC deberá elaborar un procedimiento técnico de recomposición del sistema regional a partir de un apagón, que será de cumplimiento obligatorio luego de su aprobación por el DNC y su notificación al Regulador. Dicho procedimiento deberá:

- a) Definir las plantas generadoras a las que se asigna el servicio de arranque en negro y son las responsables de proveerlo ante una emergencia
- b) Identificar a los Agentes que intervienen en el proceso de recomposición (centros de control, centros operativos, centrales de generación, distribuidores, etc.) y definir sus roles y responsabilidades en el proceso de recomposición
- c) Elaborar procedimientos que permitan realizar un rápido diagnóstico del estado operacional del sistema a continuación de un colapso
- d) Elaborar procedimientos para la reposición de cargas críticas y la reconstitución de la red
- e) Elaborar procedimientos operativos especialmente adaptados para superar situaciones de emergencia determinadas.

#### TÍTULO IV. ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO

**Artículo 16.** Los estudios para modificar los parámetros y Criterios de Desempeño Mínimo se deberán realizar teniendo en cuenta las premisas que se indican en el presente Anexo. Se podrá realizar un estudio particular, para un parámetro o criterio específico, o un estudio general que abarque el conjunto de todos los criterios de calidad, seguridad y parámetros de desempeño mínimo.

**Artículo 17.** El modelo de flujo de carga y estabilidad utilizado para los estudios deberá ser tal que pueda ser adquirido libremente por los Usuarios y que pueda representar el SIN y los sistemas de países vecinos que pueden influir en el comportamiento del sistema.

**Artículo 18.** Se deberán modelar los elementos indicados en el Anexo: «Base de Datos Técnicos del Sistema».

**Artículo 19.** Se modelarán escenarios de demanda probables y analizarán condiciones extremas, incluyendo hipótesis de demandas mínimas y máximas previstas.

**Artículo 20.** Se analizarán las distintas condiciones posibles de generación e intercambio en interconexiones internacionales con el objeto de determinar la representación de estas variables a considerar como escenarios más críticos.

**Artículo 21.** Los estudios deberán modelar:

- a) Características técnicas del equipamiento de la red de transmisión.
- b) Entre las características de la red a tener en cuenta en los estudios de desempeño mínimo se deberá incluir la actuación de protecciones por sobrecarga de transformadores y autotransformadores ante una contingencia simple de generación.
- c) Características técnicas de los equipos de generación, en particular la capacidad de suministrar potencia activa y reactiva de las unidades generadoras de acuerdo a los límites técnicos definidos por las curvas de capacidad.
- d) Las características activa y reactiva de la carga.

**Artículo 22.** Los estudios deberán proponer los parámetros de desempeño mínimo y requisitos para que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Que la desviación de la tensión en las barras del Sistema de Transmisión se mantenga dentro del rango definido en este Anexo en condiciones de operación normal, y dentro del rango definido para condición de emergencia ante una contingencia simple en los elementos que integran el Sistema de Transmisión
- b) Que la frecuencia se mantenga dentro del rango indicado en este Anexo
- c) Que el SIN permanezca en condición estable transitoria y ante las contingencias definidas en este Anexo

## **TÍTULO V. RESERVA**

**Artículo 23.** Los siguientes requerimientos serán establecidos mediante procedimientos técnicos del DNC:

- a) Reserva Operativa (rotante),
- b) Reserva Fría de respuesta rápida y,
- c) Reserva para respaldo de áreas,

La magnitud requerida para estas reservas se determinará mediante estudios de desempeño mínimo.

## **TÍTULO VI. REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

**Artículo 24.** Los reguladores de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:

- a) Estatismo con valores entre 0% y 10% (cero y diez por ciento), cambiable bajo carga, con excepción de unidades térmicas con turbinas de vapor las cuales podrán requerir máquina parada para cambiar el estatismo
- b) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 (treinta) segundos para máquinas térmicas y 60 (sesenta) segundos para máquinas hidráulicas. Se define el tiempo de

establecimiento como aquel del lazo de regulación de velocidad necesario para ingresar en la banda  $\pm 10\%$  (diez por ciento) del valor final deseado ante una perturbación de tipo escalón.

c) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación

**Artículo 25.** Todas las unidades generadoras que se encuentren sincronizadas al SIN deberán estar libres de tomar o reducir carga, automáticamente, por acción del regulador ante variaciones de frecuencia en el SIN. En este régimen de operación las unidades podrán estar limitadas solamente por sus límites de operación. Se exceptúa de lo indicado a las unidades térmicas con calderas que debido a sus constantes térmicas podrán tener límites menores que el límite de operación, debiendo informar al DNC los límites adoptados ante cada condición de carga y la correspondiente justificación técnica.

**Artículo 26.** El estatismo que cada generador seleccione para su regulador estará dado por la cantidad de reserva que le corresponda aportar para la Regulación Primaria de Frecuencia.

Ninguna unidad podrá estar limitada por «debajo», entendiéndose por esto que cada unidad deberá reducir carga de acuerdo al estatismo de sus reguladores cuando la frecuencia suba arriba de 50.1 Hz.

**Artículo 27.** La Regulación Secundaria tiene como objetivo corregir el error de frecuencia.

**Artículo 28.** El aporte máximo de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia de una unidad generadora es igual al aumento de la potencia generada que resultaría para dicha unidad si la frecuencia bajase a un valor de 49.5 Hz, teniendo en cuenta el estatismo de su regulador y las limitaciones existentes en la unidad generadora.

**Artículo 29.** El requerimiento de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia se considera responsabilidad de todas las unidades generadoras sincronizadas al SIN de manera proporcional a su generación.

**Artículo 30.** El requerimiento de reserva para Regulación Secundaria será cubierto en primer lugar por unidades hidráulicas.

**Artículo 31.** Para condiciones de emergencia donde la frecuencia cae por debajo del primer escalón del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, actuarán los correspondientes relés de desconexión. Esta carga asignada al esquema de desconexión se considera como reserva de emergencia para la Regulación Primaria de Frecuencia.

## TÍTULO VII. CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA

**Artículo 32.** El control se realizará despachando las reservas de reactiva de manera que se minimicen las pérdidas del SIN y se respeten los niveles de desempeño mínimo de voltajes establecidos.

**Artículo 33.** Para el caso en que alguna contingencia produzca niveles excesivamente bajos de voltajes en partes de la red y de existir un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, se procederá a disparar carga, automáticamente, utilizando relés de bajo

voltaje. El esquema de relés y los niveles de disparo serán establecidos de acuerdo a estudios que el DNC realice al efecto, de acuerdo a lo que define el presente Anexo.

**Artículo 34.** Una unidad generadora está obligada a aportar: en condición de operación normal, hasta el 90% (noventa por ciento) de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva, y en la operación de emergencia, hasta el 100% (cien por ciento).

**Artículo 35.** El factor de potencia que deberán tener los Agentes consumidores será superior a 0.95 reactivo en cada nodo de conexión de carga a la red de interconexión, no debiendo superar el factor de potencia unitario en horas de valle.

## TÍTULO VIII. ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO (ECS)

**Artículo 36.** Los esquemas de desconexión de carga tienen por objeto la desconexión automática de carga para prevenir el colapso del sistema por caída de frecuencia o de voltaje.

Los esquemas de desconexión de carga serán, dentro de lo posible, rotativos.

**Artículo 37.** El esquema de desconexión por baja frecuencia utilizará relés de baja frecuencia, organizados en un esquema multietapas. Tanto la carga como el valor de frecuencia de cada etapa serán determinados por el DNC de acuerdo a estudios al efecto. La desconexión de las interconexiones internacionales resultará de acuerdos regionales y estudios coordinados con el resto de los países interconectados.

La carga total del SIN a ser incluida en el esquema de desconexión por baja frecuencia y la desconexión máxima ante las fallas más frecuentes del sistema, expresadas como porcentaje de la demanda, serán propuestas por el DNC y aprobadas por el Regulador.

El esquema de desconexión por baja frecuencia se establecerá por medio de estudios de desempeño mínimo

**Artículo 38.** El esquema de desconexión por bajo voltaje estará organizado en un esquema multietapas. Tanto la carga como el valor de voltaje de cada etapa serán determinados por el DNC de acuerdo a estudios al efecto.

Inicialmente y en tanto no se realicen los estudios necesarios que establezcan dicho esquema con la correspondiente justificación, no existirá un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje.

El esquema que determinará el DNC de acuerdo a los estudios requeridos deberá indicar:

- a) Magnitud y ubicación de la carga a desconectar
- b) Voltaje inicial de disparo
- c) Número de pasos o etapas del esquema
- d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo
- e) Tiempo de operación de los interruptores de potencia

**Artículo 39.** Los esquemas de disparo de generación tienen por objeto la desconexión automática de generación para evitar sobrecargas en elementos de transmisión que conlleven a la participación o colapso del sistema. Mediante un procedimiento técnico se deberá establecer la máxima magnitud aceptable para los mismos.

#### **TÍTULO IX. ARRANQUE EN NEGRO**

**Artículo 40.** Los estudios de desempeño mínimo deberán determinar la cantidad y localización de arranques en negro requeridos.

**Artículo 41.** Para habilitar una unidad o central para prestar el servicio de arranque en negro deberá suministrar la información y documentación que demuestra que cuenta con el equipamiento necesario. Asimismo, deberá tener la capacidad de arrancar en 10 (diez) minutos sin alimentación del sistema, alcanzar plena carga en 10 (diez) minutos más y mantener esta condición con permanencia no menor a 2 (dos) horas. De acuerdo al punto de conexión y de existir problemas de sobretensión, podrá ser necesario contar además con un reactor propio.

## **ANEXO V. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (COMUNICACIÓN CON EL DNC)**

**Artículo 1.** Este Anexo define las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los Agentes.

**Artículo 2.** Todo Agente deberá disponer, como mínimo, de los medios de comunicación siguientes:

- a) Un canal dedicado para comunicación de datos en tiempo real para monitoreo, control y secuencia de eventos
- b) Un canal para comunicación de voz con el despacho

**Artículo 3.** Las comunicaciones a través del canal de voz serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas a través de dicho medio serán registradas por el DNC y reconocidas como tales por los Agentes.

**Artículo 4.** El canal de voz no podrá ser utilizado para comunicaciones que no estén relacionadas con la operación del sistema. La marca del tiempo de las comunicaciones grabadas estará sincronizada con el registro de tiempo del centro de control del DNC.

**Artículo 5.** El centro de control del DNC tendrá la responsabilidad de conservar el registro de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de 6 (seis) meses. En caso de que en una investigación de un evento el registro de comunicaciones se vuelva evidencia del proceso, éste se deberá conservar hasta que la investigación haya concluido.

**Artículo 6.** Cada Agente deberá notificar al DNC la lista del personal autorizado a comunicarse a través de los canales de comunicación oficiales, para tomar decisiones e instrucciones en nombre de éste.

**Artículo 7.** En condiciones de operación normal de la red, los Agentes podrán comunicarse libremente con el DNC y entre sí para intercambiar información relacionada con la operación del Sistema de Trasmisión.

**Artículo 8.** Cuando el DNC considere que la red se encuentra en condiciones que pueden poner en peligro la seguridad del sistema, informará a los Agentes que la red se encuentra en condición de alerta. En tal situación, los Agentes se abstendrán de utilizar los canales para comunicación de voz entre los sellos, ocupándolos únicamente con el DNC y por cuestiones relacionadas con la operación en tiempo real.

**Artículo 9.** Cuando el DNC considere que el Sistema de Trasmisión se encuentra en condición de emergencia, lo informará a los Agentes. En tal condición, los Agentes se abstendrán de utilizar los canales de voz y solamente se comunicarán con el DNC cuando éste se lo requiera o a juicio del Agente si la información está relacionada con la condición de emergencia.

**Artículo 10.** El Agente que no respete las condiciones estipuladas anteriormente e interfiera con la operación del Sistema de Trasmisión, será penalizado.



## ANEXO VI. ENSAYOS Y ADITORÍAS

### TÍTULO I. ACCESO A LAS INSTALACIONES

**Artículo 1.** El DNC y el Regulador podrán en cualquier momento decidir la inspección de los equipos de un Usuario cuyas instalaciones estén conectadas al SIN con alguno de los siguientes objetivos:

- a) Verificar el cumplimiento de las disposiciones del Reglamento de Trasmisión
- b) Investigar cualquier amenaza pasada o potencial a la seguridad del SIN
- c) Verificar el cumplimiento de rutinas periódicas asociadas a los requisitos operativos de los equipos

**Artículo 2.** Cualquier Trasmisor podrá en cualquier momento decidir la inspección de los equipos de un Usuario cuyas instalaciones estén conectadas con las suyas si creyera razonablemente que existe alguna amenaza a la seguridad de sus instalaciones por incumplimiento de alguna de las disposiciones del Reglamento de Trasmisión por parte del Usuario.

**Artículo 3.** El DNC o el Trasmisor notificará al Usuario de su intención de inspeccionar con una anticipación no inferior a 2 (dos) días hábiles, indicando:

- a) Nombre de la persona que lo representará, que deberá estar adecuadamente calificada
- b) Día y hora de la inspección y duración esperada, que no superará las 24 (veinticuatro) horas
- c) Detalle de las causas de la inspección

**Artículo 4.** El Usuario que recibiera una notificación en tal sentido del Trasmisor tendrá derecho a requerir que la inspección sea efectuada en presencia de un representante del DNC. En este caso el Trasmisor será responsable de comunicar al DNC la información mencionada en el párrafo anterior, de coordinar el día y hora de la inspección y de notificar cualquier modificación al Usuario.

**Artículo 5.** La inspección no deberá repetirse por la misma causa dentro de los seis meses siguientes, salvo que los resultados hubieran indicado el incumplimiento de las obligaciones del Usuario inspeccionado en relación con el Reglamento de Trasmisión y fuera necesario verificar la ejecución de las correcciones necesarias.

**Artículo 6.** Ningún Usuario podrá negar el ingreso a sus instalaciones de los representantes del DNC o del Trasmisor con instalaciones conectadas a las suyas para llevar a cabo una inspección.

**Artículo 7.** El DNC o el Trasmisor asegurarán que la inspección se desarrollará dentro de las siguientes pautas:

- a) No se causarán daños a los equipos del Usuario
- b) El estacionamiento o almacenamiento de equipos, vehículos o materiales necesarios tendrá carácter temporario
- c) Sólo se producirán las interferencias imprescindibles y aceptadas por el Usuario con la operación de los equipos de éste, quien no deberá negar ni demorar tal aceptación
- d) Se cumplirán todos los requisitos razonables del Usuario en materia de seguridad, salud y normas laborales
- e) Se cumplirán todas las normas del Usuario relativas a permisos de trabajo y disponibilidad de los equipos, siempre que no sean utilizadas para demorar el acceso

**Artículo 8.** El Usuario inspeccionado deberá designar una persona calificada para acompañar al representante del DNC o del Trasmisor dentro de sus instalaciones.

**Artículo 9.** Los costos de la inspección efectuada por el Trasmisor estarán a su cargo, salvo que encontrara deficiencias en las instalaciones de la otra parte, en cuyo caso los costos quedarán a cargo de ésta.

## **TÍTULO II. ENSAYOS EN PUNTOS DE CONEXIÓN**

**Artículo 10.** Cuando el DNC o el Trasmisor vinculado a otro Trasmisor o a un Usuario, en un punto de conexión, tuvieran suficientes fundamentos para suponer que alguno de los equipos de este último no cumpliera con las disposiciones del Reglamento de Trasmisión, podrá solicitarle por escrito la ejecución de ensayos sobre los equipos mencionados.

**Artículo 11.** El Trasmisor o Usuario así notificado deberá ejecutar los ensayos requeridos en fecha a convenir con el requirente.

**Artículo 12.** Ambas partes deberán adoptar todas las medidas razonables para cooperar en la ejecución de los ensayos.

**Artículo 13.** Los costos de los ensayos estarán a cargo de la parte que los haya requerido, salvo que su resultado indicara que los equipos no cumplieran con el Reglamento de Trasmisión, en cuyo caso los costos quedarán a cargo de la otra parte.

**Artículo 14.** El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que la parte requirente deberá minimizar. El tiempo de ejecución no será computado como indisponibilidad del equipo.

**Artículo 15.** Los ensayos deberán efectuarse según procedimientos a acordar entre las partes, las cuales no deberán negar o demorar ese acuerdo sin razón válida. Si no se obtuviera acuerdo los procedimientos serán establecidos por la parte requirente según las prácticas usuales.

**Artículo 16.** La parte requirente deberá asegurarse de que los ensayos sean dirigidos por personal capacitado y con experiencia.

**Artículo 17.** La parte que no realice los ensayos podrá designar un representante para presenciarlos, lo cual deberá ser permitido por la otra parte.

**Artículo 18.** La parte que realice los ensayos deberá:

- a) Informar con suficiente anticipación al DNC y ejecutarlos en el horario que éste autorice
- b) Presentar sus resultados y todo otro informe relativo a ellos a la otra parte en un tiempo razonable
- c) Conectar sus instrumentos de ensayo o control a los equipos operados por la otra parte o requerir que ésta conecte los suyos
- d) Asegurarse de que los equipos bajo ensayo se comporten en todo momento según los requisitos del Reglamento de Trasmisión y del Convenio de Conexión.

**Artículo 19.** El ensayo del comportamiento de unidades generadoras y equipos de transmisión podrá ser realizado en los siguientes casos:

- a) A solicitud del DNC, en cualquier momento y sujeto a ciertas restricciones, para confirmar los valores de las características operativas registradas
- b) A solicitud del DNC si, en base al control del comportamiento, considerara razonablemente que el equipo no pudiera cumplir con sus características operativas, incluyendo su capacidad para arranque en negro, toma de carga aislada y las funciones de regulación de frecuencia y de tensión
- c) A solicitud del generador, una vez corregido el problema que hubiera obligado a una modificación temporaria de alguna característica operativa
- d) A solicitud del Trasmisor, una vez corregido el problema observado por el DNC

**Artículo 20.** El Usuario que solicite el ensayo deberá presentar su solicitud al DNC indicando:

- a) Fecha más temprana en la cual podrá iniciarse el ensayo, la cual deberá ser, como mínimo, posterior en 3 (tres) días hábiles a la fecha de la solicitud
- b) Identificación del equipo a ensayar
- c) Características operativas a ensayar
- d) Valores de las características operativas que deberán verificarse

**Artículo 21.** Los ensayos deberán ser efectuados por un laboratorio calificado por el DNC, salvo que éste acepte expresamente su ejecución por el Agente.

**Artículo 22.** El costo de los ensayos ejecutados por un laboratorio independiente será asumido por la parte solicitante. No obstante, si el resultado de un ensayo requerido por el DNC indicara que alguna de las características operativas registradas no fuera más válida, su costo estará a cargo del Agente.

**Artículo 23.** El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que el DNC se compromete a minimizar. El tiempo de ejecución no será computado como indisponibilidad del equipo.

**Artículo 24.** Durante los ensayos el DNC llevará un registro del comportamiento del equipo y, de ser necesario, de la tensión y frecuencia del sistema, a fin de permitir una verificación independiente de los resultados.

### **TÍTULO III. CONTROL DE UNIDADES GENERADORAS Y EQUIPOS DE TRASMISIÓN**

**Artículo 25.** El DNC podrá controlar en cualquier momento, mediante el sistema de control y supervisión, el comportamiento de unidades generadoras y equipos de transmisión, comparando su potencia o respuesta real con los valores registrados.

**Artículo 26.** Si el DNC detectare el incumplimiento de alguna característica registrada, notificará esta situación al Agente correspondiente, adjuntando los registros obtenidos.

**Artículo 27.** Recibida la notificación anterior, el Agente deberá entregar al DNC a la mayor brevedad:

- a) una explicación del problema;
- b) valores corregidos de la característica operativa que proponga registrar; o
- c) propuesta para solucionar el inconveniente.

**Artículo 28.** El DNC y el Agente deberán tratar de alcanzar un acuerdo sobre las propuestas de éste y los nuevos valores de la característica operativa. Si el acuerdo no se obtuviera dentro de 3 (tres) días hábiles, el DNC efectuará nuevas verificaciones y las partes deberán someterse a los nuevos resultados que se obtengan.

### **TÍTULO IV. INCUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE COORDINACIÓN**

**Artículo 29.** Toda vez que el DNC detecte que un Agente no cumple con alguna de sus obligaciones establecidas en el Reglamento de Trasmisión, elevará las actuaciones al Regulador para su evaluación y eventual aplicación de penalidades.

## ANEXO VII. CONVENIO DE USO DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

**Artículo 1.** El Convenio de Uso del Sistema de Trasmisión, deberá definir como mínimo los siguientes elementos esenciales:

- a) El o los puntos de recepción o de entrega propios de cada Usuario
- b) Las instalaciones del Usuario afectadas a la conexión
- c) Las instalaciones del Usuario y del Trasmisor que se utilizarán en forma recíproca
- d) La operación y mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a un punto de conexión
- e) Los equipamientos de control y operación que son requeridos para el sistema
- f) Los puntos de medición y las responsabilidades de las partes
- g) Las especificaciones del diseño de las instalaciones afectadas a la conexión
- h) Las condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes
- i) La determinación de la vinculación física removible que servirá de límite entre las instalaciones de las partes
- j) El límite de responsabilidad de las partes, no pudiendo, en el caso del Trasmisor, exceder del definido en el Reglamento de Trasmisión.

**Artículo 2.** El Convenio de Conexión deberá incluir, como referencia, los siguientes puntos:

- a) Las partes
- b) Definiciones
- c) Objeto, estableciendo que el Convenio de Uso tiene por objeto definir los límites de propiedad en los puntos de conexión entre las partes y regular los derechos y obligaciones asumidas por cada una de ellas.
- d) Marco normativo a aplicar:
  - i. Ley N° 14.694
  - ii. Ley N° 16.832
  - iii. Reglamento General
  - iv. Reglamento de Trasmisión y su Anexo

v. Las resoluciones del Regulador que sean de aplicación

vi. El Convenio de Uso

- e) El o los puntos de conexión de cada Usuario, las instalaciones del Usuario afectadas a la conexión y la determinación de la vinculación física removible, que servirá de límite entre las instalaciones de las partes
- f) Las instalaciones que se utilizarán en forma recíproca
- g) Propiedad de las instalaciones
- h) Operación y mantenimiento, responsabilidades y límites
- i) Programación del mantenimiento
- j) Ajuste de protecciones y elementos de control
- k) Derechos de acceso
- l) Intercambio de información
- m) Remuneración
- n) Penalidades
- o) Responsabilidades de las partes por accidentes, responsabilidades operativas y de mantenimiento
- p) Facturación
- q) Incumplimientos
- r) Solución de divergencias
- s) Jurisdicción
- t) Vigencia
- u) Domicilio

## ANEXO VIII. RÉGIMEN DE COMPENSACIONES

**Artículo 1.** El control de la calidad de servicio se llevará a cabo en períodos anuales continuos (periodo de control).

**Artículo 2.** Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que signifique indisponibilidad de líneas, cables y transformadores, la indisponibilidad del equipo de compensación de reactiva, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte. Para efectos de este Anexo no serán consideradas las indisponibilidades relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados por el Regulador.

**Artículo 3.** La calidad de servicio del Trasmisor respecto de la indisponibilidad forzada de equipamiento serie (líneas de transmisión, cables o transformadores), dependerá de la tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o indisponibilidad forzada, y la duración total de la indisponibilidad forzada de cada línea.

**Artículo 4.** A los efectos de medir la calidad de servicio del Trasmisor se definen los siguientes conceptos:

- a) La frecuencia total de indisponibilidades o salidas forzadas del equipamiento serie  $i$  ( $FTIFS_i$ ), como la sumatoria de todas las indisponibilidades forzadas de tal equipamiento, en el período de control.
- b) La duración total de indisponibilidades forzadas del equipamiento serie  $i$  ( $DTIFS_i$ ), como la sumatoria de la duración de las indisponibilidades forzadas de tal equipamiento, durante el período de control.  $DTIFS_i$  que se expresa en minutos por año.

**Artículo 5.** La frecuencia de indisponibilidad forzada de referencia, para cada uno de los equipamientos dependerá del nivel de tensión y su longitud. Será determinada por el Regulador considerando las estadísticas de los Trasmisores y las estadísticas internacionales de instalaciones equivalentes operadas y mantenidas eficientemente.

**Artículo 6.** La duración total de indisponibilidad forzada de referencia, para cada uno de los equipamientos, en función del nivel de tensión, será determinada por el Regulador considerando las estadísticas de los Trasmisores y las estadísticas internacionales de instalaciones equivalentes operadas y mantenidas eficientemente

**Artículo 7.** Para cada equipamiento  $i$ , se define la compensación base individual, como:

$$CBI_i = DTIFS_i \times K_{i,x} \frac{RHT}{60} \quad (\text{en } \$)$$

**Artículo 8.** La Compensación Base total, se define como:

$$CB = 2 \sum_i CBI_i \quad (\text{en } \$)$$

**Artículo 9.** Para cada equipamiento, las compensaciones a los Usuarios por frecuencia de indisponibilidad forzada y por duración de indisponibilidad forzada, se determinarán de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

- a) En función de la frecuencia total de indisponibilidades forzadas, la compensación por frecuencia de indisponibilidad forzada ( $CFTIFS_i$ ) para cada equipamiento  $i$ , es igual a:

$$CFTIFS_i = \frac{FTIFS_i}{FTIFS} \times DTIFS \times K_i \times \frac{RHT}{60} \quad (\text{en } \$)$$

- b) En función de la duración total de indisponibilidad forzada, la compensación por duración de indisponibilidad forzada ( $CDTIFS_i$ ), para cada equipamiento  $i$ , es igual a:

$$CDTIFS_i = DTIFS_i \times K_i \times \frac{RHT}{60} \quad (\text{en } \$)$$

- c) La compensación total, para el período de control será:

$$CT = \sum_i CFTIFS_i + \sum_i CDTIFS_i \quad (\text{en } \$)$$

Siendo:

$FTIFS$  : la frecuencia total de indisponibilidades forzadas de referencia para el tipo de equipamiento correspondiente

$DTIFS$  : la duración total de indisponibilidad forzada de referencia para el tipo de equipamiento correspondiente, en minutos por año

$RHT$  : la remuneración horaria del Trasmisor, en \$(pesos uruguayos) por hora.

$K_i$ : la constante a determinar por el Regulador, para cada equipamiento, que será determinada de modo que los apartamientos máximos de calidad que pueden esperarse en una empresa razonablemente operada y mantenida no superen el 10% (diez por ciento) de la remuneración reconocida por la operación y mantenimiento de esos equipamientos.

**Artículo 10.** Cuando existan reducciones de la capacidad de transmisión, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transmisión de un equipamiento, debido a la indisponibilidad propia o de un equipo asociado, se aplicarán las compensaciones por el tiempo de duración total de reducción a la capacidad. La compensación será la correspondiente a la que resulta de la expresión definida en el literal b del Artículo 9, afectada por un coeficiente de reducción. Éste, se calcula como la



unidad menos el cociente entre la capacidad reducida (es decir la capacidad de transmisión remanente luego de la reducción) y la capacidad máxima correspondiente con el equipo totalmente disponible.

**Artículo 11.** En caso de indisponibilidad forzada del equipo de compensación de reactiva por encima del valor de referencia, se calculará la compensación correspondiente, de la misma forma que las determinadas para cualquier otro equipamiento.

**Artículo 12.** La compensación por indisponibilidad programada será equivalente al 10% (diez) de la correspondiente a indisponibilidades forzadas.

## ANEXO IX. DETERMINACIÓN DEL PRECIO NODAL

**Artículo 1.** El precio de la energía en un nodo «i» estará dado por:

$$PN_i = PM \times FN_i$$

siendo:

PN<sub>i</sub>: el precio de la energía en el nodo «i»

PM: el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción

**Artículo 2.** El Factor de Nodo (FN<sub>i</sub>) de un nodo «i», con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo «i» el costo marginal incorpora las pérdidas del Sistema de Trasmisión al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de trasmisión.

**Artículo 3.** El Factor de Nodo (FN) del nodo «i» se determina como:

$$FN_i = 1 + (\partial \text{Perd} / \partial Pd_i)$$

siendo:

$\partial \text{Perd} / \partial Pd_i$  : la derivada de las pérdidas del Sistema de Trasmisión con respecto a la potencia de demanda del nodo «i».

Para su cálculo se modela la red de trasmisión mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda ( $\Delta Pd_i$ ), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ( $\Delta \text{Perd}$ ), tomando como barra flotante el nodo de referencia «barra Montevideo A»

**Artículo 4.** En la Programación Estacional de Largo Plazo y en cada Programación Semanal, el DNC deberá calcular los Factores de Nodo para cada período trimestral/semanal para cada banda horaria en todos los nodos «i» de Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al Sistema de Trasmisión o el correspondiente a aquellos Generadores y Distribuidores conectados a sistemas de distribución. El cálculo de los FN se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

- a) **Generación:** Se utiliza la generación media prevista en el período estacional para cada central.
- b) **Demanda:** Se calcula la potencia media satisfecha en todos los nodos de las instalaciones superiores de vinculación eléctrica de cada Agente demandante, en base a las previsiones de demanda de la base de datos estacional. A partir de estas

potencias el DNC determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva demanda - duración) de 3 (tres) bloques donde:

- cada bloque representa una banda horaria;
- la potencia del bloque corresponde a la demanda media estacional de la banda horaria, descontando la energía no suministrada (ENS) si esta existiese;
- la duración del bloque está dado por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del período trimestral considerado.

**Artículo 5.** En la programación estacional determinará, para cada banda horaria, el Factor de Nodo,  $FN_i$ , en todos los nodos «*i*» de Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al Sistema de Trasmisión o el correspondiente a aquellos generadores conectados a sistemas de distribución.

## ANEXO X. DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE TRASMISIÓN

**Artículo 1.** Los Cargos de Conexión se definirán por equipamiento típico  $t$  y serán determinados a partir de la remuneración asignada a cada conexión:

- campo de salida de 30 kV (\$/salida)
- campo de salida de 60 kV (\$/salida)
- campo de salida de 150 kV (\$/salida)
- campo de salida de 500 kV (\$/salida)
- campo de salida de otras tensiones (22 kV, 15 kV) (\$/salida)
- transformador reductor (\$/MVA)

En el caso de que en algunas de las conexiones definidas existan equipamientos de características diferenciadas podrá realizarse la división correspondiente.

**Artículo 2.** Los Cargos de Conexión a la red de transmisión en cada año se calcularán sobre la base de los activos de conexión puestos a disposición por el Trasmisor y serán pagados por los Usuarios vinculados por esa conexión.

**Artículo 3.** De haber un equipamiento de conexión compartido  $t$ , cada Usuario  $U$  del mismo abonará una proporción ( $PROP_{t,U}$ ) del cargo total por conexión del equipamiento, en función a su potencia requerida. Esta proporción se determinará de la siguiente forma:

a) Si la potencia inyectada/extraída por el Usuario  $U$  no es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento  $t$  luego de su conexión, entonces:  
 $PROP_{t,U} = 0$

b) Si la potencia inyectada/extraída por el Usuario  $U$  es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento  $t$  luego de su conexión, entonces:

$$PROP_{t,U} = \frac{Cef_U}{\sum_g Cef_g}, \text{ de ser los Agentes Productores los que producen el máximo requerimiento.}$$

$$PROP_{t,U} = \frac{Pm_U}{\sum_d Pm_d}, \text{ de ser los Agentes Consumidores los que producen el máximo requerimiento.}$$

Siendo:

$Cef_U$  : la capacidad efectiva (potencia nominal) del Agente Productor  $U$ , en MW.

$\sum_g Cef_g$  : la sumatoria de la capacidad efectiva de cada uno de los Agentes Productores «g» que son Usuarios de la conexión.

$Pm_U$  : la demanda máxima anual del Agente Consumidor  $U$ , en MW.

$\sum_d Pm_d$  : la sumatoria de la demanda máxima anual de cada uno de los Agentes Consumidores  $d$  que son Usuarios de la conexión .

**Artículo 4.** El cargo por conexión de cada Usuario será la sumatoria de los cargos unitarios por los elementos que tiene el Usuario:

$$CCONE_U = \sum_t CXU_t \times NUM_{t,U} \times PROP_{t,U}$$

Siendo:

$CXU_t$  : el cargo unitario correspondiente al equipamiento tipo  $t$

$NUM_{t,U}$  : el número de salidas en la conexión del Usuario  $U$ , o los kilómetros de línea en el caso de que el cargo unitario del equipamiento  $t$  esté definido por kilómetro, o los MVA en el caso de que dicho cargo esté definido por MVA.

**Artículo 5.** El cargo de peaje por localización se basará en un sistema de tarifación nodal que refleja el uso que cada Agente hace de cada equipamiento adaptado de la Trasmisión Central y Zonal. La parte adaptada de un equipamiento es la que corresponde a la relación entre su máximo requerimiento, en los escenarios establecidos para el cálculo tarifario, y su capacidad de trasmisión. De esta forma, se obtiene un cargo, que es igual a la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento. Este cargo se aplicará a:

- a) Los Agentes Productores ubicados en cualquier punto del Sistema de Trasmisión y los Importadores considerados como productores conectados en el nodo frontera.
- b) Los Agentes Consumidores ubicados en cualquier punto de la Trasmisión Central.
- c) Los Exportadores, por la demanda de exportación correspondiente.

Los Agentes Consumidores ubicados en cualquier punto de la Trasmisión Zonal no tendrán asignado un cargo de peaje por localización.

**Artículo 6.** La metodología de cálculo del peaje por localización se aplicará a través de un modelo matemático - en adelante, modelo tarifario nodal de trasmisión - que deberá representar adecuadamente el Sistema de Trasmisión. El modelo deberá tener la configuración del Sistema de Trasmisión programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del SIN. En particular, los intercambios de importación / exportación realizados por medio de contratos firmes darán lugar a intercambios que se simularán constantes en todo el periodo, excepto que el contrato respectivo indique específicamente una particular modalidad de intercambios, siendo en tal caso utilizada esta última.

**Artículo 7.** El cargo de peaje por potencia recuperará:

- a) la remuneración de la Trasmisión Central no recuperada por el cargo de peaje por localización, la cual será asignada a todos los Agentes Consumidores, con excepción de la demanda de exportación, conectados a la Trasmisión Central y a la Trasmisión Zonal.
- b) la remuneración de la Trasmisión Zonal no recuperada por el cargo de peaje por localización, que será asignada a toda la demanda conectada a la Trasmisión Zonal.

**Artículo 8.** El uso de oportunidad por la exportación e importación tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo. El cargo mensual correspondiente al nodo de inyección/extracción de la generación/demanda de oportunidad por unidad de potencia [MW] dividido entre 730 horas será el cargo por unidad de energía [MWh] aplicado a esa generación/demanda de oportunidad. Los ingresos así producidos serán asignados al trasmisor. El uso de oportunidad sólo podrá ser autorizado por el DNC si existe capacidad remanente en el Sistema de Trasmisión.

**Artículo 9.** En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual real de los Agentes consumidores superó la demanda prevista. De ser así, se asignará un cargo a cada uno de esos Agentes consumidores, con los valores del año anterior actualizados, los cuales serán facturados en dicho mes.

Adicionalmente, al final de cada año se verificará si:

- a) los ingresos adicionales por uso de oportunidad recibidos por el Trasmisor fueron diferentes a los previstos
- b) los ingresos tarifarios fueron distintos a los previstos

De ser así, se realizarán las correcciones correspondientes a la recaudación del Trasmisor en el siguiente año.

**Artículo 10.** La metodología de cálculo de los cargos por peaje de la Trasmisión Central y Zonal es la siguiente:

- a) Construcción, para cada año del período tarifario, del modelo del Sistema de Trasmisión que tendrá la misma estructura de la red existente más todos aquellos equipos de trasmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. De ingresar equipamiento durante un año, se definirán tantos modelos para ese año como distintas configuraciones se prevean, hasta un máximo de 3 (tres) por año. Los ingresos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se los considerará como ingresando al mes siguiente.
- b) Cálculo de la matriz de factores de distribución de potencia (matriz  $\beta$ ). Para cada topología resultante del Sistema de Trasmisión se calcularán los flujos incrementales de potencia activa en cada línea o elemento de la Trasmisión Central y Zonal, que resultan de un incremento neto de 1 MW de generación en cada nodo del modelo, el cual es compensado en el nodo de referencia. Se construye así, para cada topología de

red, la denominada matriz  $\beta$  [N° de líneas x N° de nodos] cuyos coeficientes  $\beta_{lk}$  serán iguales al incremento de flujo en la línea o elemento  $l$  producido por la inyección de 1 MW en el nodo  $k$ , totalmente compensado por un incremento de demanda en el nodo de referencia.

- c) Se selecciona como nodo de referencia el nodo Montevideo A 500 kV.
- d) Para el cálculo de los flujos incrementales se utilizará un modelo de flujos de carga de desacoplado rápido, tipo «DC Load Flow», sin resistencias y con todas las tensiones de nodo iguales a 1.0 p.u.
- e) Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.
  - Se considerarán hasta 9 (nueve) escenarios típicos para cada año tarifario, representativos de un año seco, medio y húmedo, y en horas de baja, media y máxima demanda. Estos estados de carga se obtendrán utilizando el modelo de despacho de cargas que se utiliza para la programación de mediano plazo. Se asignará una duración  $T_e$  a cada escenario representativa de su probabilidad de ocurrencia, de forma tal que en conjunto sumen el total de las 8760 horas del año.
  - Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia similar al utilizado para determinar la matriz  $\beta$ . La demanda y la generación deberán estar representadas por separado, tanto para Usuarios Directos como Indirectos del Sistema de Trasmisión. Las pérdidas promedio del Sistema de Trasmisión deberán ser consideradas como una demanda adicional localizada en el nodo de referencia.
  - Los sentidos positivos (+) de los flujos de potencia activa en cada línea deben coincidir con los considerados para determinar los flujos incrementales de la matriz  $\beta$ .
- f) Determinación de la remuneración a considerar para el cálculo tarifario.
  - La remuneración a considerar para el cálculo del peaje (RPEAJE) será igual a la Remuneración por Equipamiento de Interconexión, menos el Ingreso Tarifario y menos los ingresos asignados al Trasmisor por el uso de oportunidad.
  - Esta remuneración (RPEAJE) será repartida entre los equipamientos de la Trasmisión Central y Zonal, en proporción a su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) respecto al VNR de todas las instalaciones que componen dicho sistema (Trasmisión Central y Zonal), de lo cual resultará el Valor Nominal (VN) de cada elemento. Es decir:

$$VN_l = RPEAJE \times \frac{VNR_l}{\sum_l VNR_l}$$

Siendo:

$l$ : cada una de las líneas o elementos de la Trasmisión Central y Zonal.

$VN_l$ : Valor Nominal de  $l$ , en \$.

$VNR_l$ : Valor Nuevo de Reemplazo de  $l$ , en \$.

- g) Se determinará el cargo de peaje por localización correspondiente a la generación y a la demanda de cada nodo  $k$ , de la Trasmisión Central y Zonal, utilizando la siguiente expresión:

$$CPEAJELOC_k(G/D) = \sum_l \left[ VN_l x \left( \frac{ABS(F \max_l)}{CAP_l} \right) x \sum_e \left[ \frac{T_e}{8760} x USO_{lk}(G_e / D_e) \right] \right]$$

Siendo:

$USO_{lk}(G_e) = \frac{FI_{lk}(G_e)}{FIT_{le}}$ , el uso que realiza la generación del nodo  $k$ , del elemento  $l$ , para el estado operativo  $e$

$USO_{lk}(D_e) = \frac{FI_{lk}(D_e)}{FIT_{le}}$ , el uso que realiza la demanda del nodo  $k$ , del elemento  $l$ , para el estado operativo  $e$

$FI_{lk}(G_e) = MAX \left[ 0, G_e x \beta_{lk} x \left( \frac{ABS(F_{le})}{F_{le}} \right) \right]$ , el Flujo de Potencia Activa Incremental, en MW, en el elemento  $l$ , producido por la generación del nodo  $k$ , en el estado operativo  $e$

$FI_{lk}(D_e) = MAX \left[ 0, -D_e x \beta_{lk} x \left( \frac{ABS(F_{le})}{F_{le}} \right) \right]$ , el Flujo de Potencia Activa Incremental, en MW, en el elemento  $l$ , producido por la demanda del nodo  $k$ , en el estado operativo  $e$

$FIT_{le} = \sum_k [FI_{lk}(G_e) + FI_{lk}(D_e)]$ , el Flujo Incremental Total, en MW, en el elemento  $l$ , correspondiente al estado operativo  $e$

Donde:

$e$ : es cada uno de los estados operativos que caracteriza la operación

$T_e$ : es la duración, en horas, asignada a cada estado operativo  $e$

$F_{le}$ : es el flujo de potencia activa, en MW, correspondiente al elemento  $l$  en el estado operativo  $e$

$F \max_l$ : es el máximo flujo de potencia activa, en MW, correspondiente al elemento  $l$



$CAP_l$ : es la capacidad de transporte, en MW, en condición normal, del elemento  $l$ , asociada a límites térmicos, de confiabilidad o estabilidad del Sistema de Transmisión

MAX: es la función matemática que indica el máximo valor de los argumentos pertenecientes a esa función

ABS: es la función matemática, valor absoluto

- h) Los cargos de peaje unitarios por localización del Sistema de Trasmisión, por unidad de potencia, surgen de asignar los cargos de peaje por localización determinados ( $CPEAJLOC_k$ ), en proporción a la potencia de cada Agente consumidor o Productor, de la siguiente forma:

- i. Para el Agente Productor  $p$ , ubicado en el nodo  $k$ :

$$CPEAJEULOC_{kp} = \frac{CPEAJELOC_k(G)}{\sum_i CAPef_{ki}}$$

Siendo:

$CAPef_{ki}$ : la capacidad efectiva del Agente Productor  $i$ , del nodo  $k$ .

- ii. Para los Agentes consumidores  $d$ , ubicados en un nodo  $k$ , de la Trasmisión Central, o para la demanda de exportación:

$$CPEAJEULOC_{kd} = \frac{CPEAJELOC_k(D)}{\sum_i Dmax_{ki}}$$

Siendo:

$Dmax_{ki}$ : la demanda máxima del Agente consumidor  $i$  del nodo  $k$

- i) Los cargos de peaje por potencia del Sistema de Trasmisión, por unidad de potencia, surgen de asignar la remuneración no recuperada por los cargos de localización ni por ingresos tarifarios, de la siguiente forma:

- i. Para los Agentes Consumidores  $d$ , ubicados en un nodo de la Trasmisión Central o Zonal:

$$CPEAJEUPTC_d = \frac{\left[ RPEAJETC - \sum_k \sum_p \left[ CPEAJEULOC_{kp} \times CAPef_{kp} \right] - \sum_k \sum_d \left[ CPEAJEULOC_{kd} \times Dmax_{kd} \right] \right]}{\sum_i \sum_d Dmax_{id}} \text{ Siendo:}$$

$RPEAJETC$ : la Remuneración por Equipamiento de Interconexión de la Trasmisión Central (solamente), menos el Ingreso Tarifario de la Trasmisión Central (solamente), menos los ingresos obtenidos por el Trasmisor por el uso de oportunidad

$k$ : los nodos de la Trasmisión Central

$i$ : los nodos de la Trasmisión Central y Zonal

- ii. Para los Agentes Consumidores  $d$ , ubicados en un nodo de la Trasmisión Zonal:

$$CPEAJEUPTZ_d = \frac{\left[ RPEAJETZ - \sum_k \sum_p [CPEAJEULOC_{kp} \times CAPef_{kp}] \right]}{\sum_k \sum_d D \max_{kd}}$$

Siendo:

$RPEAJETZ$ : la Remuneración por Equipamiento de Interconexión de la Trasmisión Zonal (solamente) menos el Ingreso Tarifario de la Trasmisión Zonal (solamente)

$k$ : los nodos de la Trasmisión Zonal

**Artículo 11.** El cargo de peaje que se asignará a cada Agente Consumidor será la suma del cargo unitario por potencia (Zonal o Central según corresponda) y por localización multiplicada por su demanda máxima anual. El cargo de peaje que se asignará a cada Agente Productor será el cargo unitario por localización multiplicado por su capacidad efectiva.

## **ANEXO XI. REMUNERACIONES TRANSITORIAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

### **TÍTULO I. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y USUARIOS**

El presente Anexo regula los cargos por el uso de las instalaciones de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica que deberán pagar los usuarios de las mismas a su propietario.

Serán usuarios de las instalaciones de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica, en adelante Sistema, los agentes que efectúen retiros o inyecciones de energía en nodos del Sistema en las tensiones de 500, 150, 60 o 30 kV. Quedan excluidas de este pliego las instalaciones correspondientes al cuadrilátero de Salto Grande.

### **TÍTULO II. ETAPAS DEL SISTEMA**

El Sistema se considera integrado por las etapas que se detallan a continuación:

#### **CAPÍTULO I. MALLA CENTRAL**

*i. Subetapa Red de 500 kV*

Líneas San Javier - Palmar 1 y 2, línea Palmar - Montevideo A, línea Palmar - Montevideo B, línea Montevideo A - Montevideo B y línea Montevideo A - Montevideo I.

*ii. Subetapa Transformación 500/150 kV y líneas 150 kV*

Transformación 500/150 kV en las estaciones Salto Grande, San Javier, Palmar, Montevideo A, Montevideo B.

Líneas 150 kV Palmar - Montevideo B, G. Terra - Montevideo A (una terna), Palmar - Baygorria, G. Terra - Baygorria.

#### **CAPÍTULO II. SISTEMAS ZONALES**

Se definen los siguientes sistemas zonales constituidos por las estaciones que se listan a continuación y las líneas que las vinculan entre sí y con la Malla Central.

*i. Sistema zonal 1*

Arapey, Tomás Gomensoro y Artigas.

*ii. Sistema zonal 2*

Tacuarembó, Manuel Díaz y Rivera.

*iii. Sistema zonal 3*

Valentines, Treinta y Tres, Melo y Enrique Martínez.

*iv. Sistema zonal 4*

Pando, Bifurcación, Pan de Azúcar, Maldonado, Punta del Este, Rocha y San Carlos.

*v. Sistema zonal 5*

Salto (Cuatro Bocas), Paysandú, Young, Mercedes, Fray Bentos, Nueva Palmira y Conchillas.

*vi. Sistema zonal 6*

Santiago Vázquez, Libertad, Colonia, Rosario, Rodriguez.

*vii. Sistema zonal 7*

Montevideo A 150 kV, Montevideo B 150 kV, Montevideo C, Montevideo E, Montevideo F, Montevideo H, Montevideo I 150 kV, Montevideo J, Montevideo K, Montevideo L, Montevideo Norte, Las Piedras y Solymar.

*viii. Sistema zonal 8*

Durazno, Florida, Trinidad y Aguas Corrientes.

Se agrega Anexo XI-1 con detalle de las instalaciones que constituyen cada sistema zonal.

**CAPÍTULO III. TRANSFORMACIÓN 150/60-30 KV EN ESTACIONES DE TRASMISIÓN**

Corresponde al conjunto de los transformadores 150/60-30kV y las instalaciones asociadas.

**CAPÍTULO IV. SUBTRASMISIÓN EN LÍNEAS DE 60 - 30 KV**

Corresponde al conjunto de las líneas y equipos asociados que integran las instalaciones de subtrasmisión de 60-30 kV.

**TÍTULO III. USUARIOS DE LAS ETAPAS**

Todo usuario del Sistema con independencia del punto de inyección o retiro de energía, pagará un peaje mínimo que cubre los costos de administración, operación y mantenimiento de la red no adaptada.

Adicionalmente, pagarán los cargos asociados a cada etapa los agentes que la utilicen, de acuerdo con los criterios que se definen a continuación:

**CAPÍTULO I. MALLA CENTRAL**

Los cargos por uso de la Malla Central se aplicarán sobre la Malla Central reconocida como adaptada. Se detalla en Anexo la Malla Central que se reconoce como adaptada.

*i. Red de 500 kV*

Se considerará que un agente utiliza la red de 500 kV de la Malla Central, cuando su inyección o retiro de energía provoca un flujo de potencia por alguna de las líneas de 500 kV de la Malla Central en el sentido predominante.

*ii. Transformación 500/150 kV y red de 150 kV*

Con relación a la subetapa transformación 500/150 kV y red 150 kV, también se considera que un agente utiliza la misma cuando su inyección o retiro de energía provoca un flujo en el sentido predominante por cualquiera de los transformadores de relación 500/150 kV.

*iii. Procedimiento de verificación de uso de la malla central*

A efectos de verificar el uso de la Malla Central por parte de los agentes, se realizará un flujo de cargas correspondiente a la máxima demanda esperada del sistema; la generación y la demanda y los contratos de importación y exportación serán repartidas en proporción a la potencia representativa de cada agente asociada al período representativo de la Malla Central, de acuerdo con la definición de potencia representativa que se detalla en el TÍTULO IV de este Anexo.

A los efectos de la determinación del uso de las distintas etapas del Sistema realizado por los contratos internacionales de importación o exportación, los contratos serán considerados como:

- a) generación vinculada al sistema en el nodo frontera especificado en el contrato respectivo, con la potencia representativa del contrato, para los contratos de importación.
- b) Demanda localizada en el nodo frontera especificado en el contrato respectivo, con la potencia representativa del contrato, para los contratos de exportación.

La configuración de la red considerada para el flujo será la que corresponde a la Malla Central reconocida como adaptada más el total de las líneas correspondientes a los sistemas zonales, sin considerar otras restricciones. Para cada elemento de la Malla Central adaptada, el sentido de flujo de potencia que surge del flujo de cargas antes descrito se define como sentido predominante.

Este flujo de cargas también será la base para determinar si un agente hace uso de cada una de las subetapas de la Malla Central adaptada.

El procedimiento se aplicará para cada generador, para cada contrato de importación o exportación, y para cada demanda a nivel de la estación 150 kV/MT o tensión superior a la cual esté conectada (ya sea directamente, o a través de transformación 150 kV/MT y redes de subtransmisión).

Para cada una de las dos subetapas definidas se establecerán todos los caminos que vinculan la estación 150 kV/MT, el generador, el importador o el exportador, a un nodo de dicha subetapa de la Malla Central.

Tratándose de una demanda o un contrato de exportación, cuando al menos uno de los caminos posibles presenta en todo su recorrido un flujo de extracción respecto de la Malla Central, que colabora con el flujo de sentido predominante en alguno de los elementos relevantes de la subetapa analizada (líneas 500 kV y transformadores 500/150 kV respectivamente), se considerará que la demanda hace uso de la subetapa.

En el caso de los generadores o contratos de importación, el análisis se realizará verificando si alguno de los caminos presenta en todo su recorrido un flujo de inyección respecto de la Malla Central, que colabora con el flujo de sentido predominante en algún elemento relevante perteneciente a la subetapa correspondiente. Se agrega en Anexo XI-2 la matriz de uso de los distintos usuarios del Sistema, de cada subetapa de la Malla Central adaptada en el próximo período reglamentario.

## **CAPÍTULO II. SISTEMAS ZONALES, TRANSFORMACIÓN 150/60-30 KV Y SUBTRASMISIÓN**

Para estas tres etapas, se considerará que el agente hace uso de una de ellas, y por lo tanto pagará sus cargos por uso, cuando debe pasar por la misma para llegar desde su punto de conexión al Sistema hasta algún nodo de la Malla Central (criterio topológico).

### **TÍTULO IV. POTENCIA REPRESENTATIVA DEL USO DE CADA ETAPA**

Cada agente pagará las etapas que utiliza en proporción al grado de uso que haga de las mismas, el cual estará dado por la "Potencia Representativa del Uso" o simplemente Potencia Representativa. Cada agente tendrá definida una potencia representativa para cada etapa que utilice.

#### **CAPÍTULO I. GENERADORES**

La potencia representativa del generador se calculará a partir de su generación esperada para el año, la cual resultará como promedio de las energías anuales con que dicho generador resulta despachado en todas las crónicas hidrológicas registradas. A efectos de calcular estas energías anuales se utilizarán los programas e hipótesis de optimización hidrotérmica vigentes para la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional. Las diferencias entre la disponibilidad real del generador y la prevista al realizar la programación no darán lugar a ajustes en el pago de peajes. La potencia representativa resultará de asociar a la generación esperada una potencia de acuerdo con el factor de carga del Sistema Interconectado Nacional del último año, con máximo igual a la potencia instalada del generador. La potencia representativa de los generadores será la misma para todas las etapas que usen.

#### **CAPÍTULO II. DEMANDAS**

Para las demandas, el parámetro base para la determinación de la potencia representativa del uso de cada etapa será la potencia máxima consumida por el agente durante los últimos doce meses (año móvil), en el período representativo del uso de la etapa correspondiente, excepto para la subtrasmisión en que la potencia representativa será el máximo entre la potencia máxima consumida en el período representativo del uso de esa etapa y el 80% de la potencia contratada por el agente con el distribuidor para el uso de la red de subtrasmisión.

La potencia representativa para distribuidores será determinada a partir de mediciones en las salidas en media tensión de las estaciones de transmisión.

La potencia máxima consumida por un agente vinculado al Sistema a través de la red de un distribuidor será medida en sus bornes de conexión. En este caso la potencia representativa del distribuidor en la salida de media tensión resultará de restar de la potencia máxima de la salida de media tensión en el período representativo, la potencia representativa de los otros agentes incluidos en la misma.

Hasta tanto no se disponga de los equipos de medición necesarios para implementar el procedimiento antedicho, la potencia representativa para el distribuidor en cada estación será medida en el devanado de media tensión de los transformadores de transmisión. En caso que existan agentes del mercado mayorista vinculados al sistema a través del devanado de media tensión, la potencia máxima consumida por cada agente se asumirá igual a la potencia media consumida por el agente en el período representativo. La potencia representativa del distribuidor en la estación resultará de la diferencia entre la potencia máxima de la estación en el período representativo y la de los otros agentes conectados a la misma estación.

### CAPÍTULO III. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Para los importadores o exportadores con contratos internacionales de potencia firme, la potencia representativa del uso de cada etapa será la potencia máxima contratada en los siguientes doce meses en el período representativo del uso de la etapa.

Los intercambios ocasionales no tendrán cargos por concepto de peaje.

### TÍTULO V. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES

El peaje mínimo, que corresponde a los costos de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones no adaptadas de la Malla Central, será pagado por todos los usuarios del Sistema de Transporte en proporción a su potencia representativa en el período representativo de la Malla Central, independientemente de si son o no usuarios de dicha etapa.

Adicionalmente, cada agente usuario de una etapa pagará mensualmente un peaje, calculado como el peaje unitario de la misma afectado por la potencia representativa del usuario en la etapa.

$$Peaje_{m,u,e} = Peajeunit_e \times Potres_{u,e}$$

$Peaje_{m,u,e}$  = Peaje mensual a abonar por el usuario  $u$  para la etapa  $e$

$Peajeunit_e$  = Peaje unitario de la etapa  $e$

$Potres_{u,e}$  = Potencia representativa del usuario  $u$  en la etapa  $e$

Los titulares en Uruguay de los contratos de importación o exportación pagarán los cargos de transporte para el uso de la etapa determinado para dichos contratos, además de los cargos de transporte por el uso de la etapa correspondiente a su naturaleza de agente del mercado (generador, distribuidor o gran consumidor).

## **TÍTULO VI. PEAJES UNITARIOS Y PERÍODOS REPRESENTATIVOS**

Los peajes unitarios y los períodos representativos de cada zona se detallan en el Anexo XI-3