

REPORTE DEL ANALISIS DE SEGURIDAD OPERATIVA DE LA SEMANA 51

Los criterios con los que se elabora este reporte son los normados en el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación y los establecidos en los Análisis de Seguridad Operativa conforme al Informe de Seguridad Operativa (ISO) vigente, así como las correspondientes actualizaciones de estos criterios en el horizonte de estudio del presente reporte.

TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

Información incluida en el Listado de Trabajos Programados de la Semana 51 (Litra_Semana 51).

ANALISIS

En coordinación con ETESA, los análisis realizados son considerando el límite térmico de operación en emergencia de las líneas que conforman la red de transmisión.

Los análisis de seguridad operativa realizados para la semana 51, indican que el sistema se mantiene operando conforme a los criterios de calidad y seguridad establecidos.

CONDICIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Este reporte fue actualizado con las condiciones de red, a las 14:00 horas del jueves 21 de diciembre de 2023.

1. Se consideraron operativos los siguientes equipos de compensación:
 - a. Subestación Llano Sánchez en 230 kV:
 - Cuatro (4) bancos disponibles, de cuatro (4) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - Dos (2) reactores disponibles, de tres (3) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - Statcom, ± 120 Mvars.
 - b. Subestación Llano Sánchez en 34.5 KV:
 - Un (1) reactor disponible de (1) reactor instalado, con capacidad de 20 Mvars.
 - c. Subestación Panamá en 115 kV:
 - Cinco (5) bancos de capacitores disponibles de seis (6) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.

- d. Subestación Panamá 2 en 115 kV:
 - Cinco (5) bancos de capacitores disponibles de seis (6) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - e. Subestación Panamá 2 en 230 kV:
 - Cinco (5) bancos de capacitores disponibles, de seis (6) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - Statcom, ± 120 Mvars.
 - f. Subestación Veladero en 230 kV:
 - Tres (3) bancos de capacitores disponibles, de tres (3) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - Tres (3) reactores disponibles, de tres (3) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - g. Subestación Chorrera en 230 kV:
 - Tres (3) bancos de capacitores disponibles, de tres (3) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - h. Subestación Mata de Nance en 34.5 kV:
 - Un (1) reactor disponible, de dos (2) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
 - i. Subestación San Bartolo 230 kV:
 - Dos (2) bancos de capacitores disponibles, de dos (2) bancos de capacitores instalados, cada uno con capacidad de 30 Mvars.
 - j. Subestación Changuinola 230 kV:
 - Dos (2) reactores disponibles, de dos (2) reactores instalados, cada uno con capacidad de 20 Mvars.
2. Durante la operación en tiempo real, pueden presentarse sobrecargas en la línea 115-37 (Subestación Panamá – Subestación Cáceres); por lo cual se requiere el monitoreo permanente del flujo que se presenta en dicha línea.

3. Durante la operación en tiempo real, es requerido el monitoreo del flujo de potencia a través de las líneas 115-7 (Subestación Panamá – Subestación Santa María) y 115-5 (Subestación Miraflores – Subestación Cáceres), ya que ante la condición n-1 asociada a la línea de transmisión 115-7, se pueden presentar sobrecargas en las líneas de transmisión 115-37 (Subestación Panamá – Subestación Cáceres) y 115-5 (Subestación Miraflores – Subestación Cáceres).
4. Durante la operación en tiempo real, pueden presentarse sobrecargas en la línea 230-9A (Subestación Mata de Nance – Subestación Boquerón III), en escenarios donde el flujo a través de la línea 230-10 (Subestación Progreso – Subestación Río Claro) hacia el SER, es mínimo; por lo cual se requiere el monitoreo del flujo que se presenta en dicha línea, el cual no debe sobrepasar 224 MVA, aproximadamente 90% del Rate A, el cual es de 249 MVA.

CONTINGENCIAS CONTEMPLADAS EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN ESPECIAL CON ACCIONES REMEDIALES (SPEAR).

| Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR) | |
|--|---|
| Contingencia | Descripción |
| C1 | Panamá - Cáceres, LT 115-12 |
| C2 | Panamá - Cáceres, LT 115-37 |
| C3 | El Coco - Panamá II, LT 230-12A |
| C4 | El Coco - Panamá II, LT 230-13A |
| C5 | Llano Sánchez - Chorrera, LT 230-49 o 230-50 |
| C6 | Llano Sánchez - El Higo, LT 230-3C o 230-4C |
| C7 | Pérdida de MVAR - PAN II, Grupo de Cap. 1 o 2 |
| C8 | Interconexión con Costa Rica |
| SPE-C1 | Pérdida de Generación Solar Penonomé |

LIMITES DE OCCIDENTE

Los límites de transferencia de potencia desde occidente al centro de carga, ante una alta hidrología, medidos en la subestación Llano Sánchez (en las líneas 230-49B, 230-50, 230-3C y 230-4C) y en Subestación El Coco (en las líneas 230-12A y 230-13A) se establecen en los valores de las tablas a continuación, los mismos han sido calculados considerando en operación el Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR), y el Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de la central Pan Am (EDCxPG_Pan-Am).

Considerando la operación del ciclo combinado de la central Costa Norte en configuración 3+1, los rangos de demanda como se indica en la **Tabla #1**, el flujo de occidente se establece en los siguientes valores:

| Demanda (MW) | Límites de Occidente |
|----------------------|----------------------|
| $D \leq 950$ | 500 |
| $950 < D \leq 1000$ | 540 |
| $1000 < D \leq 1050$ | 580 |
| $1050 < D \leq 1150$ | 660 |
| $1150 < D \leq 1250$ | 825 |
| $1250 < D \leq 1350$ | 865 |
| $1350 < D \leq 1450$ | 930 |
| $1450 < D \leq 1550$ | 930 |
| $1550 < D \leq 1650$ | 930 |
| $1650 < D \leq 1750$ | 965 |
| $1750 < D \leq 1850$ | 1000 |

Tabla #1

CONTINGENCIAS SIMPLES MODELADAS

| CONTINGENCIA | NODOS | | | ID | FALLA DE EQUIPO |
|--------------|-------|-------|--|----|------------------|
| C1 | 6096 | 6098 | | T2 | FORG2 |
| C2 | 6100 | 6102 | | T2 | BAYG2 |
| C3 | 6265 | 6263 | | T2 | CHIG2 |
| C4 | 6005 | 6105 | | 11 | 230-11 |
| C5 | 6808 | 6804 | | T1 | CNOG1 |
| C6 | 6808 | 6807 | | T2 | CNOV2 |
| C7 | 6783 | 6830 | | 26 | 230-26 |
| C8 | 6755 | 6756 | | T1 | COBG1 |
| C9 | 6461 | 6460 | | T1 | T1 SE El Coco |
| C10 | 6380 | 6381 | | T1 | T1 SE Boquerón 3 |
| C11 | 6178 | 6179 | | 19 | 230-19 |
| C12 | 6179 | 6360 | | 22 | 230-22 |
| C13 | 6759 | 6760 | | T1 | T1 SE Penonomé 2 |
| C14 | 6607 | 6891 | | 6B | 115-56B |
| C15 | 6000 | 6014 | | 1 | 230-10 |
| | 6000 | 56050 | | 1 | |
| C16 | 6440 | 6500 | | 5B | 230-25B |
| | 6500 | 56052 | | 1 | |
| C17 | 6260 | 6400 | | 21 | 230-21 |
| | 6400 | 58350 | | 1 | |
| C18 | 6011 | 6096 | | 7 | 230-7 |
| C19 | 6179 | 6182 | | 16 | 230-16 |
| C20 | 6096 | 6179 | | 18 | 230-18 |
| C21 | 6014 | 6330 | | 27 | 230-27 |
| C22 | 6340 | 6401 | | 29 | 230-29 |
| C23 | 6260 | 6340 | | 30 | 230-30 |
| C24 | 6008 | 6753 | | 41 | 230-41 |
| C25 | 6753 | 6755 | | 43 | 230-43 |
| C26 | 6001 | 6005 | | 48 | 230-48 |
| C27 | 6005 | 6830 | | 9A | 230-49A |
| C28 | 6008 | 6830 | | 9B | 230-49B |
| C29 | 6005 | 6008 | | 50 | 230-50 |
| C30 | 6008 | 6182 | | 52 | 230-52 |

| | | | | | |
|-----|------|------|--|----|---------|
| C31 | 6803 | 6808 | | 55 | 230-55 |
| | 6003 | 6803 | | 55 | |
| C32 | 6100 | 6171 | | 1A | 230-1A |
| C33 | 6003 | 6171 | | 1B | 230-1B |
| C34 | 6001 | 6003 | | 1C | 230-1C |
| C35 | 6100 | 6243 | | 2A | 230-2A |
| | 6243 | 6470 | | 2A | |
| C36 | 6003 | 6470 | | 2B | 230-2B |
| C37 | 6001 | 6005 | | 3A | 230-3A |
| C38 | 6005 | 6240 | | 3B | 230-3B |
| C39 | 6008 | 6240 | | 3C | 230-3C |
| C40 | 6008 | 6182 | | 5A | 230-5A |
| C41 | 6011 | 6182 | | 5B | 230-5B |
| C42 | 6008 | 6550 | | 6A | 230-6A |
| C43 | 6182 | 6550 | | 6B | 230-6B |
| C44 | 6011 | 6380 | | 9A | 230-9A |
| C45 | 6014 | 6380 | | 9B | 230-9B |
| C46 | 6003 | 6713 | | 2A | 230-12A |
| | 6460 | 6713 | | 2A | |
| C47 | 6003 | 6460 | | 3A | 230-13A |
| C48 | 6008 | 6460 | | 3B | 230-13B |
| C49 | 6008 | 6520 | | 5A | 230-15A |
| C50 | 6182 | 6520 | | 5B | 230-15B |
| C51 | 6096 | 6263 | | 0A | 230-20A |
| C52 | 6260 | 6263 | | 0B | 230-20B |
| C53 | 6182 | 6440 | | 5A | 230-25A |
| C54 | 6014 | 6510 | | 8A | 230-28A |
| C55 | 6330 | 6510 | | 8B | 230-28B |
| C56 | 6018 | 6123 | | 5 | 115-5 |
| C57 | 6018 | 6027 | | 6 | 115-6 |
| C58 | 6002 | 6036 | | 7 | 115-7 |
| C59 | 6018 | 6032 | | 8 | 115-8 |
| C60 | 6002 | 6210 | | 9 | 115-9 |
| C61 | 6002 | 6055 | | 10 | 115-10 |
| C62 | 6019 | 6040 | | 11 | 115-11 |
| C63 | 6002 | 6018 | | 12 | 115-12 |

| | | | | | |
|-----|-------------------------------|------|------|----|--|
| C64 | 6012 | 6087 | | 15 | 115-15 |
| C65 | 6027 | 6032 | | 21 | 115-21 |
| C66 | 6002 | 6027 | | 22 | 115-22 |
| C67 | 6004 | 6019 | | 28 | 115-28 |
| C68 | 6059 | 6066 | | 31 | 115-31 |
| C69 | 6036 | 6123 | | 35 | 115-35 |
| C70 | 6002 | 6018 | | 37 | 115-37 |
| C71 | 6027 | 6230 | | 40 | 115-40 |
| C72 | 6040 | 6230 | | 41 | 115-41 |
| C73 | 6210 | 6211 | | 42 | 115-42 |
| | 6055 | 6211 | | 42 | |
| C74 | 6170 | 6280 | | 43 | 115-43 |
| C75 | 6173 | 6290 | | 1B | 115-1B |
| C76 | 6018 | 6173 | | 2A | 115-2A |
| C77 | 6059 | 6173 | | 2B | 115-2B |
| C78 | 6002 | 6024 | | 3A | 115-3A |
| C79 | 6024 | 6060 | | 3B | 115-3B |
| C80 | 6002 | 6170 | | 4A | 115-4A |
| C81 | 6060 | 6170 | | 4B | 115-4B |
| C82 | 6001 | 6002 | 6082 | T1 | T1 SE Panamá |
| C83 | 6001 | 6002 | 6083 | T2 | T2 SE Panamá |
| C84 | 6001 | 6002 | 6084 | T3 | T3 SE Panamá |
| C85 | 6001 | 6002 | 6084 | T5 | T5 SE Panamá |
| C86 | REDUCE BUS 6754 LOAD BY 90 MW | | | | Pérdida de 90MW de carga en SE Botija. |

Tabla #2

ANEXO A

Del Informe de Seguridad Operativa (ISO)

2023

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

I. Introducción

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es una red eléctrica conformada por un conjunto de equipos, cuya definición según el Capítulo III (Terminología y Definiciones) Tomo I del Reglamento de Operación es la siguiente: “Es el conjunto de centrales de generación, líneas y redes de transmisión y distribución de electricidad y sus instalaciones complementarias que se encuentran interconectadas, en un solo sistema a nivel nacional, sin distinción de las personas públicas y privadas a quienes pertenezcan”.

La red eléctrica del SIN está formada por una red al nivel más alto de tensión que es de 230 kV, cuyos componentes principales de transmisión son:

- Un doble circuito que se extiende desde la Central Hidroeléctrica Bayano hasta la Central Hidroeléctrica Fortuna.
- Un circuito sencillo que se extiende desde la Subestación Mata de Nance hasta la Subestación Boquerón 3 y desde ésta última hasta la Subestación Progreso, ubicada en el extremo hacia la frontera con Costa Rica.
- Un circuito sencillo que une a las subestaciones Guasquitas y Fortuna.
- Un doble circuito que conecta las subestaciones Guasquitas y Panamá II.
- Un circuito sencillo que inicia en la Subestación Fortuna y conecta a las subestaciones La Esperanza y Changuinola.
- Un circuito sencillo que inicia en la Subestación Guasquitas y conecta a las subestaciones Cañazas y Changuinola.
- Un doble circuito con capacidad térmica de transmisión de 500 MVA por cada circuito, que tiene un recorrido entre las subestaciones Veladero, Llano Sánchez, Chorrera y Panamá, para complementar de esta manera la red eléctrica de 230 kV.
- El SIN está provisto de tres líneas de interconexión con el Sistema Eléctrico Regional (SER), conectándose al sistema eléctrico de Costa Rica, a nivel de 230 kV, las cuales son: la línea 230-10, que une las subestaciones Progreso y Rio Claro (Costa Rica), la línea 230-21 que conecta las subestaciones Changuinola y Cahuita (Costa Rica) y la línea de transmisión 230-25B, que conecta la Subestación Dominical con la Subestación Rio Claro (Costa Rica).

La red de transmisión eléctrica también contiene circuitos con niveles de voltaje de operación en 115 kV en las áreas de Panamá, Colón, y Chiriquí, integrando de esta forma algunas centrales de generación al SIN, así como los puntos de entrega a los distribuidores a través de las diferentes subestaciones.

II. Objetivo de los Criterios

1. Definir las condiciones generales y particulares que deberán ser tomadas en consideración para el desarrollo de estudios sobre el SIN.
2. Desarrollar un documento que permita al Centro Nacional de Despacho (CND) y a los Agentes del Mercado la realización de estudios eléctricos.
3. Definir las contingencias y condiciones aceptables para la operación del SIN en cualquier momento.

III. Criterios Generales

1. Horizonte de las Simulaciones y Análisis.

Deberá hacerse énfasis en evaluar el desempeño del SIN bajo condiciones actuales de operación normal y durante las contingencias que sean definidas como relevantes para el estudio. En cada caso se definirá el horizonte del estudio, de tal forma que este cubra como mínimo el período de un año, a menos que por requerimientos del CND o disposiciones contenidas en las Reglamentaciones Nacionales y Regionales se deba cubrir un horizonte mayor.

2. Topología de la Red

Para el desarrollo de los distintos análisis se tomará en cuenta la configuración que presenta el SIN en el momento. Deberán ser también incluidas aquellas obras que se encuentren ya en ejecución o de las cuales haya suficiente evidencia de que están comprometidas y que se materializarán en un plazo no superior al horizonte contemplado en el estudio.

3. Base de Datos

La base de datos del SIN debe estar construida en formato de archivo binario compatible con el programa PSS/E™ versión 33 o superior y deberá contar con la representación necesaria para flujo de carga, modelo dinámico de los generadores, datos de secuencia negativa, datos para representación inercial y modelo de los relevadores de desconexión de carga.

Esta base de datos deberá contar con la representación más actualizada que se tenga del Sistema Eléctrico Regional (SER), suministrada oportunamente por el Ente Operador Regional (EOR).

4. Estado del Sistema

4.1 Estado Normal o Condiciones Normales de Operación.

Se encuentran en servicio todos los elementos del SIN que son necesarios para satisfacer la demanda, cumpliendo con la seguridad, continuidad y calidad establecidos en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operación.

En otras palabras, es un estado donde no hay presencias de fallas, y de presentarse una condición de falla simple el SIN continuará operando de acuerdo a los criterios establecidos en este documento.

4.2 Estado de Alerta.

El SIN opera en forma insegura por alguna contingencia o ha sido desarticulado de tal forma que ha llegado a una Interrupción Parcial del suministro eléctrico.

4.3 Estado Crítico.

El SIN ha sido desarticulado de tal forma que ha llegado a una Interrupción Total del suministro eléctrico.

5. **Niveles de Tensión a ser considerados.**

Para efecto de las distintas simulaciones y análisis, se tendrán en consideración todos los elementos del sistema de transmisión y sub- transmisión dentro del rango de tensión comprendido entre 230 kV y los voltajes correspondientes a las barras de distribución de los transformadores de potencia. Lo anterior también incluye los voltajes asociados a las unidades de generación. Las cargas conectadas en el lado de baja tensión de las subestaciones de potencia se simularán en forma puntual.

6. **Condiciones del Sistema.**

Se analizará el comportamiento del sistema para condiciones normales de operación, así como durante contingencias. Los escenarios de simulación a ser estudiados deberán ser representativos de las condiciones reales de operación del sistema.

Los flujos de carga consideran que todas las acciones de control ya han ocurrido y que, por lo tanto, el sistema se encuentra en una condición de estado estable.

7. **Generación y demanda.**

Se tendrá en cuenta el despacho típico de la generación, de acuerdo con los resultados estocásticos más recientes previos al inicio del estudio. Los escenarios de generación podrán ser variados para considerar situaciones especiales de despacho, o relacionados al estudio que se realiza. Se modelarán escenarios de demanda mínima, media y máxima previstas. La demanda será calculada en base a la demanda esperada para el período de estudio según el Informe Indicativo de Demandas vigente al momento de inicio del estudio y segregada por puntos de carga modelados en la base de datos, de forma tal que representen el comportamiento de tiempo real.

Se considera que las unidades de generación cumplen con la potencia reactiva definida en la curva de capacidad (PQ) declarada por cada planta.

IV. Criterios Técnicos

1. **Criterios de Funcionamiento**

1.1 Limites Térmicos.

Todos los elementos del SIN deben estar operando dentro de los rangos establecidos, esto es sin presentar sobrecargas de potencia activa y reactiva.

1.2 Límites de Voltaje.

Los voltajes en las subestaciones del SIN deben estar dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Trasmisión, este rango corresponde a +/- 5% del voltaje nominal.

1.3 Estabilidad Transitoria.

Los generadores que operan en el SIN, deben mantenerse en sincronismo ante la ocurrencia de una falla trifásica despejada en 4 ciclos mediante la apertura del o los interruptores correspondientes. Este criterio debe cumplirse igualmente para falla trifásica despejada en 12 ciclos mediante la operación de una protección de respaldo local.

1.4 Desconexión de Carga.

Se entiende como carga la potencia demandada en todo momento por cada usuario.

En estado normal, el Sistema debe ser capaz de atender la totalidad de la demanda sin perder ninguna carga.

Ante la ocurrencia de la mayor falla simple, como consecuencia de una contingencia única, se permite la desconexión de carga en forma controlada (disparo automático de carga por baja frecuencia, disparo automático de carga por bajo voltaje, disparo manual de carga, controles de emergencia para disparar carga y generación, etc.).

1.5 Reserva Rodante.

Ante una contingencia única, el SIN debe contar con una capacidad de reserva rodante que permita asumir la potencia perdida y mantener el Sistema operando normalmente, con la ayuda de la desconexión de carga. Esta reserva rodante debe tener capacidad de regulación primaria. Su magnitud mínima dependerá de acuerdos regionales, pero podría ser mayor a este mínimo como resultado de los estudios. Además, la magnitud requerida podría variar a lo largo del día. Este valor se encuentra fijado en 5% de la demanda.

1.6 Colapso de Voltaje.

Es la salida total o parcial del SIN debido a la disminución de voltajes, producto de la falta de una reserva de potencia reactiva que evitaría que dichos voltajes cayeran a niveles no permitidos. En estado normal de operación no deben originarse este tipo de eventos. Ante contingencias sencillas se acepta la desconexión de cargas en forma controlada (EDCxBV), con tal de mantener los voltajes dentro de los límites establecidos y evitar un colapso de voltaje. Ante contingencias múltiples o extremas se acepta el uso de controles suplementarios por bajo voltaje, el disparo carga-generación, separación en islas, etc., para evitar el colapso de voltaje.

2. Criterios de Seguridad

2.1 Condiciones Normales de Operación.

El SIN deberá disponer de suficiente capacidad de generación y de transmisión para abastecer la demanda local manteniendo perfiles adecuados de voltaje y sin causar degradación de los parámetros de operación que ponga en peligro la seguridad del mismo. En el anterior sentido y para efecto de las evaluaciones que forman parte de los estudios, el SIN deberá ser modelado con todos sus elementos en servicio (N-0) y en estado estable, con los niveles de demanda y despacho de la generación típico para una época determinada.

2.2 Fallas.

Para los estudios del SIN se considerará un criterio de fallas y condiciones aceptables ante estas fallas como sigue:

| FALLAS | CONDICIONES ACEPTABLES |
|--------|------------------------|
| GF1 | CAGF1 |
| GF2 | CAGF2 |
| GF3 | CAGF3 |
| GF4 | CAGF4 |

Condiciones de pre-falla: ningún elemento fuera de servicio.

Grupos de Fallas Considerados

GF1 1. Para las interconexiones y las líneas más importantes en cada caso, falla monofásica con recierre exitoso. Apertura en 4 ciclos y recierre en 30 ciclos adicionales.

GF2 1. Pérdida de unidad generadora.
2. Pérdida de carga.
3. Pérdida de elemento en paralelo (banco de capacitores o reactores).

Falla inicial: Ninguna.

GF3 1. Pérdida de línea.
2. Pérdida de transformador.
3. Pérdida de unidad generadora.

Falla inicial: cortocircuito trifásico permanente liberado en 4 ciclos.

GF4 1. Pérdida de barra.
2. Todas las unidades de una misma planta generadora.

3. Línea de interconexión.

Falla inicial: cortocircuito trifásico permanente liberado en 4 ciclos.

Consecuencias Aceptables

- CAGF1**
1. No se tienen consecuencias.
 2. El sistema debe permanecer estable.
 3. No se permite desconexión de carga.
- CAGF2**
1. El sistema permanece estable.
 2. Voltaje permanece estable. Se evalúan curvas V-Q y V-P para nodos críticos.
 3. Límites al impacto en la red:
 - i. Fluctuaciones de voltaje = $\pm 10\%$.
 - ii. Flujo máximo en líneas y transformadores (MVA) = 10% por encima del límite térmico o límite de transmisión.
 4. Se permite la desconexión de carga por esquemas automáticos, se acepta la separación del SIN en islas eléctricas.
 5. El sistema debe poder ser normalizado en un tiempo de 15 minutos.
- CAGF3**
1. Iguales a CAGF2.
- CAGF4**
1. Desconexión de carga por esquemas automáticos.
 2. Límites al impacto en la red:
 - i. Fluctuaciones del voltaje = $\pm 10\%$
 - ii. Flujo máximo en líneas y transformadores (MVA) = 10% por encima del límite térmico o límite de transmisión.
 3. Se permite la desconexión de carga por esquemas automáticos, se acepta la separación del SIN en islas eléctricas.
 4. Se permite la desconexión de carga / generación por el CND o por el Agente a solicitud del CND.

2.3 Rangos Admisibles del Voltaje.

2.3.1 Condiciones Normales

Cuando el sistema se encuentre operando bajo condiciones normales, con todos los elementos del sistema en servicio (N-0), las fluctuaciones del voltaje en todas las barras del sistema deben de permanecer dentro de $\pm 5\%$ en relación con las tensiones nominales de la red.

La indisponibilidad de componentes por mantenimiento programado no se considera como contingencia y el SIN debe operar bajo condiciones normales.

2.3.2 Contingencia Sencilla

Durante la ocurrencia de una contingencia simple, las fluctuaciones del voltaje en todas las barras del sistema deben de permanecer dentro de $\pm 10\%$ del voltaje nominal.

2.3.3 Post Contingencia

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia sencilla en el SIN y una vez el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, el voltaje en todas las barras del sistema debe de permanecer dentro de $\pm 7\%$ del voltaje nominal. Se establece una reserva reactiva igual o mayor a 10 MVar.

2.4 Cargabilidad Aceptable de Líneas y Transformadores.

2.4.1 Líneas de Transmisión

Con el fin de contribuir al despacho óptimo de la generación, en condiciones normales de operación, las líneas de transmisión, incluyendo las interconexiones, podrán ser cargadas en forma permanente hasta el 100% de su capacidad térmica nominal. Las líneas que operan en paralelo o en forma de malla, deberán transportar una carga tal que la salida de servicio de una línea no ocasione sobrecargas inadmisibles en las otras líneas que permanecen en servicio. El tiempo de sobrecarga permitido será de 15 minutos.

2.4.2 Transformadores de Potencia

En condiciones de operación normal, los transformadores de potencia serán operados en forma permanente hasta el 100% de su capacidad nominal de carga. Durante emergencias operativas, el porcentaje de sobrecarga, y la duración de éstas, estarán determinados por la información provista por el fabricante del equipo. Para efectos de los estudios, una sobrecarga del 110% se considerará aceptable.

2.5. Márgenes de Variación de la Frecuencia

2.5.1. Condiciones Normales

La frecuencia, en condiciones de normales de operación, podrá oscilar entre 59.9 Hz y 60.1 Hz.

2.5.2. Contingencia Sencilla

La frecuencia, en contingencia sencilla deberá mantenerse en un rango entre 58.9 Hz y 61 Hz.

2.5.3. Post Contingencia

La frecuencia, en condiciones de post-falla, podrá oscilar en un rango de $\pm 1.0\%$. La duración de las oscilaciones por debajo de este límite estará determinada por las frecuencias de operación admisibles por las turbinas de vapor conectadas al sistema.