

REPORTE DEL ANALISIS DE SEGURIDAD OPERATIVA DE LA SEMANA 01

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 01 (Litra_Semana 01).

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 01, 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 enero de 2024.

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:
 - Cero (0) 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:
 - Cero (0) 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:
 - Cuatro (4) 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:
 - Dos (2) 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 2+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
$D \leq 950$	510
$950 < D \leq 1000$	550
$1000 < D \leq 1050$	590
$1050 < D \leq 1150$	670
$1150 < D \leq 1250$	830
$1250 < D \leq 1350$	875
$1350 < D \leq 1450$	935
$1450 < D \leq 1550$	965
$1550 < D \leq 1650$	1010
$1650 < D \leq 1750$	1040
$1750 < D \leq 1850$	1075

Tabla #1

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 #2**, 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
$1750 < D \leq 1850$	940

Tabla #2

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 #3

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.