

INFORME DE REVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA: POR BAJA FRECUENCIA Y POR BAJO VOLTAJE – EL SALVADOR

ÍNDICE DE TABLAS	3
ÍNDICE DE FIGURAS	3
1 SIGLAS.....	5
2 ANTECEDENTES.....	5
3 OBJETIVOS.....	7
4 DATOS UTILIZADOS.....	7
4.1 DEMANDA POR PUNTO DE ENTREGA	7
4.2 DESPACHO DE GENERACIÓN	7
5 REVISIÓN DEL EDCBF	7
5.1 CRITERIOS UTILIZADOS	7
5.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	9
5.3 RESULTADOS.....	11
6 REVISIÓN DEL EDCBV.....	19
6.1 CRITERIOS UTILIZADOS	19
6.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	20
6.3 RESULTADOS.....	29
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	42
8 REFERENCIAS.....	43
9 ANEXOS.....	44
9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN PARA LOS ESCENARIOS DE 2023	44
9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E	50
9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA.....	51
9.4 ANEXO IV – CURVAS QV.....	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Ajustes del EDCBF actual.	8
Tabla 5.2. Descripción de los escenarios analizados.	9
Tabla 5. 3. Máquinas desconectadas por escenario para la contingencia F12_300.	9
Tabla 5. 4. Monto de generación perdida (MW) por contingencia y escenario.	10
Tabla 5. 5. Valor mínimo y valor final de la frecuencia (Hz) obtenidos durante la simulación, en los nodos monitoreados.	13
Tabla 5.6. Etapas y montos de cargas (MW) disparados por el EDCBF actual.	15
Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.	20
Tabla 6.2. Resumen del análisis de estabilidad de voltaje mediante las curvas Q-V.	29
Tabla 6. 3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.	40
Tabla 9. 1. Demanda de potencia activa por punto de entrega.	44
Tabla 9. 2. Demanda de potencia reactiva por punto de entrega.	45
Tabla 9. 3. Perfil de Generación época seca.	46
Tabla 9. 4. Perfil de Generación época húmeda.	48
Tabla 9. 5. Implementación del EDCBF en el PSS/E.	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Configuración EDACBF y EDALTIBF solicitada por EOR.	6
Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 300.6 MW de generación para el escenario de demanda mínima del segundo semestre.	16
Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 352.3 MW de generación por disparo de la Planta EDP para el escenario de demanda mínima del primer semestre.	16
Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 267.97 MW de generación para el escenario de demanda mínima del primer semestre.	17
Figura 5.4. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 347.5 MW de generación por el disparo de planta EDP para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.	17
Figura 5.5. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 299.08 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.	18
Figura 5.6. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 298.3 MW de generación para el escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre.	18
Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	34
Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	35

Figura 6.3. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 120 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	35
Figura 6.4. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 120 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	36
Figura 6.5. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	36
Figura 6.6. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	37
Figura 6.7. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 120 MW desde el norte, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	37
Figura 6.8. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 120 MW desde el norte, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.	38
Figura 6.9. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia 15SE-BERL y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.....	38
Figura 6.10. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia 15SE-BERL y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.....	39
Figura 6.11. Curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva.....	40
Figura 6.12. Mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada.	41

1 SIGLAS

EDACBF: Esquema de Desconexión de Carga Automática por Baja Frecuencia (con estas siglas se conoce a nivel regional).

EDCBF: Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (con estas siglas se conoce a nivel nacional).

EDCBV: Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje.

EOR: Ente Operador Regional.

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador.

OS/OM: Operadores del Sistema /Operadores del Mercado

PM: Participante del Mercado.

PMs: Plural de PM.

PSS/E: Simulador de Sistemas de Potencia (Power System Simulator for Engineering)

ROBCP: Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SER: Sistema Eléctrico Regional.

2 ANTECEDENTES

Para la revisión del EDCBF, el ROBCP establece que “Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia en la red serán implementados de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.” [1]

El 7 de abril de 2017 el EOR solicitó a todos los operadores de sistemas de la región que la tercera etapa del EDCBF se estableciera en 58.9 Hz, esto a raíz de los eventos regionales con gran desbalance carga/generación que ocurrieron en los meses de enero y marzo de 2017. Por lo que, la tercera etapa del EDCBF pasó de 58.8 Hz a 58.9 Hz.

El 24 de febrero de 2020 el EOR, a partir de los resultados de la consultoría “Asesoría técnica al EOR y los OS/OM, para mejorar la operación del EDACBF regional y del EDALTIBF”, solicitó a todos los operadores de sistemas de la región implementar la configuración detallada en la figura 2.1.

A raíz de dicha solicitud, entre los meses de marzo y noviembre de 2020 se realizó una reconfiguración del EDACBF para el SEP, en coordinación con las distribuidoras y ETESAL. La tabla 5.1. muestra el esquema actual para El Salvador, donde se puede observar el monto supuesto a descargar por cada etapa, así como el porcentaje acumulado.

Ajustes del EDACBF y EDALTIBF para el SER

Área de control	Frecuencias [Hz] Etapas [1, 2, 3]	Tiempo de retraso [s]	Corte de carga [%] Etapas [1, 2, 3]
Guatemala	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
El Salvador	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Honduras	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Nicaragua	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Costa Rica	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Panamá	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
EDALTIBF: Apertura de interconexiones en 58.8 Hz			
Tiempos de retraso [s]: [[G,S], [G,H], [S,H], [H,N], [N,CR], [CR,P]] = [1, 1, 1, 0.2, 0.6, 1]			

Figura 2.1. Configuración EDACBF y EDALTIBF solicitada por EOR.

En junio de 2022 el EOR solicitó a los OS/OM de El Salvador, Guatemala y Honduras, habilitar una etapa adicional al EDALTIBF entre estas áreas de control, **con una frecuencia de disparo de 58.65 Hz y sin retardo adicional**. Esta modificación tenía como objetivo evitar efectos negativos ante un evento en el SER que provoque una pendiente pronunciada de caída de la frecuencia. Luego de realizar las verificaciones respectivas, en este mismo mes se habilitó la etapa solicitada.

En febrero de 2023 el EOR, solicitó a todos los OS/OM de la región una revisión de los casos con operación no satisfactoria del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) y un plan de trabajo con las acciones correctivas.

A partir de este requerimiento se modificaron varios de los circuitos de distribución y transmisión que pertenecían al EDCBF, con el objetivo de cumplir con el porcentaje de demanda requerido, evitar la desconexión de carga considerada crítica y descartar alimentadores en los cuáles pudiera fallar el relé de frecuencia. Este trabajo se realizó de febrero a septiembre de 2023.

El presente informe se elaboró tomando como referencia el EDCBF definido en el año 2008 en el estudio “Revisión del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia – El Salvador”, en el cual, luego de desarrollar la metodología establecida, se definió el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia para ese año [2].

En cuanto a la revisión del EDCBV, el ROBCP establece que “Los esquemas de desconexión de carga por bajo voltaje en la red serán implementados de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.” [3]

El fenómeno de colapso de voltaje de sistemas de transmisión es el más común de las formas de “blackout” hoy en día [4]; con la interconexión de los sistemas de transmisión, el colapso por déficit de

generación se ha vuelto poco probable ya que el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia, también es una forma común de protección.

La aplicación de un EDCBV al sistema eléctrico salvadoreño se propuso por primera vez en las recomendaciones del estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión del 2007 [5], a pesar de que “en general, sobre la base del análisis de los resultados de las curvas P – V no se encuentran problemas de voltaje por el incremento en la demanda del sistema salvadoreño, teniéndose una cargabilidad de 1,020 MW para demanda máxima sin colapso de voltaje” [6].

En el estudio “REVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA: POR BAJA FRECUENCIA Y POR BAJO VOLTAJE – EL SALVADOR”, realizado el 2023, se concluyó que no había necesidad de implementar un EDCBV.

3 OBJETIVOS

1. “Revisar el desempeño del actual EDCBF, verificando que sus ajustes son los adecuados para la operación segura del sistema eléctrico salvadoreño y proponer modificaciones en el caso que sean necesarias.”
2. “Realizar un análisis de las condiciones operativas del sistema de transmisión nacional, para determinar si existen situaciones que pudieran ocasionar un colapso de voltaje y de ser necesario proponer un EDCBV que permita llevar al SEP a un estado seguro de operación.”

4 DATOS UTILIZADOS

4.1 DEMANDA POR PUNTO DE ENTREGA

En las tablas 9.1 y 9.2 del anexo I se encuentra el detalle de la distribución de la demanda activa y reactiva por punto de entrega, respectivamente.

4.2 DESPACHO DE GENERACIÓN

Los despachos de generación utilizados se muestran en las tablas 9.3 y 9.4 del anexo I, estos consideran el 3% de reserva primaria y 4% de reserva secundaria, para cumplir con el 7% de reserva rodante.

5 REVISIÓN DEL EDCBF

5.1 CRITERIOS UTILIZADOS

5.2.3 MÍNIMA FRECUENCIA PERMISIBLE [7]

El rango de frecuencia permisible para operación continua de sistemas eléctricos es de 59.5 a 60.5 Hz; y el rango de frecuencia permisible para operar dentro del estándar de calidad en condiciones estables es de $\pm 0.2 \%$ (59.88 a 60.12 Hz).

La banda de variación en la frecuencia del $\pm 1\%$ está asociada a un estado temporal de emergencia, ocasionada por un desequilibrio entre generación y demanda, lo cual lleva al sistema a una condición alejada de la operación normal. La reserva rodante debe asegurar que es posible llegar a esta situación “estable” pero no ideal, y a su vez, que el sistema empezará a actuar para volver a una situación estable “normal”. El límite inferior del rango de frecuencia de emergencia está determinado principalmente por el riesgo de resonancia en los alabes de turbinas de vapor, y al operar los sistemas fuera de este rango, se tendría efectos de fatiga acumulados sobre estos componentes, con la consiguiente disminución de la vida útil.

La banda grave de fluctuación 57.8 a 59.4 Hz, es un rango aplicable a un estado transitorio de emergencia (el estado post-contingencia en el que se ha producido un desequilibrio carga – generación) que permita por un lado asegurar que no se producirán disparos de generación, que no se llegara a colapsos de frecuencia y que el sistema responde para llegar a una situación “estable” dentro de la emergencia (59.5 a 60.5 Hz).

Por tanto, el EDCBF debe coordinarse con todos los criterios durante el transitorio, primero hay que asegurar que no se superan los límites graves (57.8 Hz, 58.1 Hz, ...) después con el comportamiento de la frecuencia asegurar que se puede llegar a trabajar en una banda de emergencia (>59.4 Hz) y por último que exista la posibilidad en el parque de generación de empezar a volver a tener una situación normal de seguimiento de la carga (59.88 Hz). Por lo tanto, la frecuencia mínima permisible estará determinada por la frecuencia mínima controlable por regulación primaria y un margen adicional de tolerancia.

5.1.2 AJUSTES DEL EDCBF ACTUAL

Como se mencionó anteriormente, el análisis se desarrolló sobre los ajustes actuales del EDCBF [2], cuyos valores de los parámetros se indican en la tabla 5.1. En el anexo II se encuentra la información para implementar el EDCBF en PSS/E.

Tabla 5.1. Ajustes del EDCBF actual.

Etap	f paso (Hz)	Retraso de Tiempo (Ciclos)	Carga a desconectar (%)
1¹	59.3	6	3
2²	59.1	6	4
3³	58.9	6	5
4	58.5	0	19

¹ Coordinado a nivel regional, tanto monto de carga a desconectar como frecuencia de disparo.

² Idem.

³ Idem.

Etapa	f paso (Hz)	Retraso de Tiempo (Ciclos)	Carga a desconectar (%)
5	58.2	0	7
6	57.9	0	5
Total			43

5.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN

5.2.3 ESCENARIOS ANALIZADOS

En la tabla 5.2 se describen los escenarios que fueron analizados en el estudio.

Tabla 5.2. Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Descripción
MaxDiu1Sem25	Escenario de demanda máxima diurna en época seca para el año 2025.
MaxNoc1Sem25	Escenario de demanda máxima nocturna en época seca para el año 2025.
Min1Sem25	Escenario de demanda mínima en época seca para el año 2025.
MaxDiu2Sem25	Escenario de demanda máxima diurna en época húmeda para el año 2025.
MaxNoc2Sem25	Escenario de demanda máxima nocturna en húmeda para el año 2025.
Min2Sem25	Escenario de demanda mínima en época húmeda para el año 2025.

5.2.2 SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS A EVALUAR

Las contingencias simuladas para realizar la revisión del EDCBF, son aquellas contingencias simples (evento que dispara un solo elemento de la red) que causan una pérdida de generación mayor a 60 MW en alguno de los escenarios evaluados (F01 a F06); además seis contingencias de baja probabilidad de ocurrencia, pero que causan una pérdida de generación de gran magnitud (F07 a F12); estas se detallan a continuación:

- 1) Disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre (F01_15seU1);
- 2) Disparo de una unidad de la planta Cerrón Grande (F02_CgraU1);
- 3) Disparo de la planta Termopuerto (F03_Tpto)
- 4) Disparo de las plantas Albireo I y Albireo II (F04_Albi);
- 5) Disparo del grupo 1 de la planta Energía del Pacífico (F05_EDP1);
- 6) Disparo de la central 3 de Febrero (F06_3Feb);
- 7) Disparo de las dos unidades de la planta 15 de Septiembre (F07_15se);
- 8) Disparo de las dos unidades de la planta Cerrón Grande (F08_Cgra);
- 9) Disparo de las tres unidades de la central geotérmica Ahuachapán (F09_Ahua);
- 10) Disparo de las cuatro unidades de la central geotérmica Berlín (F10_Berl);
- 11) Disparo de todas las unidades de la planta Energía del Pacífico (F11_EDP); y
- 12) Disparo aproximadamente de 300 MW de generación (F12_300), que corresponde a la suma del monto de generación según las máquinas mostradas en la tabla 5.3.

Tabla 5. 3. Máquinas desconectadas por escenario para la contingencia F12_300.

Escenario	Máquinas
MaxDiu1Sem	Disparo de la planta Ahuachapán, disparo de la planta Berlín, disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre y disparo del grupo 1 de la planta Energía del Pacífico.
MaxDiu2Sem MaxNoc1Sem MaxNoc2Sem	Disparo de la planta Ahuachapán, disparo de la planta 3 de Febrero, disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre y disparo del grupo 1 de la planta Energía del Pacífico.
Min1Sem	Disparo de la planta Ahuachapán, disparo de la planta Berlín y disparo de la planta Termopuerto.
Min2Sem	Disparo de la planta Cerrón Grande, disparo de la planta 3 de Febrero y disparo de la planta Ahuachapán.

Los montos de generación perdidos por escenario y contingencia se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5. 4. Monto de generación perdida (MW) por contingencia y escenario.

Contingencia / Escenario	MaxDiu1sem	MaxDiu2sem	MaxNoc1sem	MaxNoc2sem	Min1Sem	Min2Sem
F01_15seU1	50.4	86.3	86.3	86.3	0.0	85.8
F02_CgraU1	70.0	80.4	80.4	80.4	0.0	80.4
F03_Tpto	14.6	0.0	0.0	0.0	48.5	0.0
F04_Albi	97.3	97.5	0.0	0.0	0.0	0.0
F05_EDP1	67.3	67.3	67.1	68.2	68.6	67.6
F06_3FEB	0.0	61.4	61.4	61.4	0.0	61.4
F07_15se	50.4	172.6	140.0	172.6	0.0	172.1
F08_Cgra	70.0	160.7	140.0	160.7	0.0	160.7
F09_Ahua	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5
F10_Berl	99.2	106.0	99.2	106.0	99.9	106.0
F11_EDP	348.7	165.3	348.2	352.6	354.1	92.5
F12_300	289.35	287.45	287.26	288.41	289.44	294.54

El objetivo de analizar el efecto de las contingencias F11_EDP y F12_300MW es conocer la respuesta del EDCBF ante una condición extrema de pérdida de las interconexiones regionales con un monto elevado de importación de energía. Se sabe que ante estas condiciones el comportamiento de la frecuencia no es el único problema y hay otras variables que observar, que exceden el alcance del presente estudio. Por lo que, aunque se obtenga una frecuencia temporal menor a 57.8 Hz, se considera que el desempeño del EDCBF es adecuado puesto que logra llevar la frecuencia arriba del límite de 59.4 Hz.

5.2.3 METODOLOGÍA

Asumiendo que el sistema eléctrico de El Salvador se encuentra aislado de los países vecinos (las 4 líneas de interconexión abiertas), en cada uno de los escenarios analizados, se simuló la ocurrencia de las contingencias mencionadas en 5.2.2, ya con el EDCBF implementado, y se obtuvieron los valores de frecuencia mínima y la frecuencia al final de la simulación (60 segundos después del evento).

Estos escenarios plantean una exigencia elevada al sistema eléctrico de El Salvador, ya que no cuenta con el aporte que brindan las demás áreas de control del SER ante eventos de pérdida de generación.

Con estos valores se verifica que se cumple con el criterio de frecuencia mínima permisible establecido en 5.1.1, específicamente en asegurarse que la frecuencia mínima no supere los límites graves (no debe alcanzarse 57.8 Hz) y que posteriormente a la desconexión de carga la frecuencia pueda alcanzar la banda de emergencia (> 59.4 Hz).

5.3 RESULTADOS

En la tabla 5.5 se muestra el valor mínimo de frecuencia y el valor de frecuencia al final de la simulación para cada una de las contingencias en cada uno de los escenarios, **como se puede notar en ningún caso se alcanzan valores de frecuencia menores a 58.1 Hz.**

En todos los casos **se obtiene al final de la simulación una frecuencia mayor a 59.672 Hz** la cual es mayor a la banda de emergencia establecida (El límite mínimo de frecuencia en condiciones de emergencia es de 59.40 Hz [3]). En la tabla 5.6 se indica las etapas disparadas del EDCBF y el monto total de carga desconectado por este, en cada falla y escenario simulado.

El menor valor de frecuencia se obtiene del disparo de **354.1 MW**, producto de la desconexión de la planta Energía del Pacífico, en el escenario de demanda mínima en el primer semestre, alcanzando un valor de **58.293 Hz** y luego de la desconexión de **344.57 MW** de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) la frecuencia alcanza un valor de 60.335 Hz. Ver figura 5.1.

De los 72 casos analizados (combinación de escenarios de demanda y contingencias), en 30 (41.17%) se alcanzaron valores de frecuencia que accionaron el EDCBF. El único caso en el que se produce la activación de más de cuatro etapas del EDCBF es en segundo semestre en el escenario de mínima donde la **F12_300MW** causa la activación de cinco etapas con una desconexión de carga de 349.85 MW. Ver figura 5.2.

Otros casos relevantes que valen la pena mencionar:

1. Disparo de la planta EDP con 352.6 MW de generación en demanda nocturna del segundo semestre, se obtiene una frecuencia mínima de 58.41 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 432.43 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 60.249 Hz. Ver figura 5.3.
2. Disparo de la planta EDP con 348.2 MW de generación en demanda nocturna del primer semestre, se obtiene una frecuencia mínima de 58.469 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 460.97 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 60.335 Hz. Ver figura 5.4.

3. Disparo de 289.35 MW de generación en demanda máxima diurna del primer semestre, se obtiene una frecuencia mínima de 58.478 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 436.99 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 60.62Hz. Ver figura 5.5.
4. Disparo de 287.26 MW en demanda máxima nocturna del segundo semestre, se obtiene una frecuencia mínima de 58.512 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 216.98 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 59.706 Hz. Ver figura 5.6.

Nota: El valor de la frecuencia en los nodos monitoreados puede ser distinto que en los nodos donde se ha simulado el EDACBF, por lo que en algunas ocasiones la frecuencia puede ser menor en estos últimos.

Las gráficas del comportamiento de la frecuencia de todas las simulaciones realizadas se encuentran en el anexo III.

Tabla 5. 5. Valor mínimo y valor final de la frecuencia (Hz) obtenidos durante la simulación, en los nodos monitoreados.

Contingencia	Nodo	MaxDiu1Sem		MaxNoc1Sem		Min1Sem		MaxDiu2Sem		MaxNoc2Sem		Min2Sem	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F01_15seU	HZ AHUA-230	59.691	59.859	59.519	59.785	ND	ND	59.276	59.831	59.432	59.758	59.243	59.789
F01_15seU	HZ NEJA-230	59.69	59.859	59.519	59.785	ND	ND	59.275	59.831	59.432	59.758	59.243	59.789
F01_15seU	HZ 15SE-230	59.69	59.859	59.518	59.785	ND	ND	59.275	59.831	59.432	59.758	59.243	59.789
F01_15seU	HZ EDP-230	59.691	59.859	59.519	59.785	ND	ND	59.276	59.831	59.432	59.758	59.243	59.789
F01_15seU	HZ NCUS-115	59.69	59.859	59.519	59.785	ND	ND	59.275	59.831	59.432	59.758	59.243	59.789
F02_CgraU	HZ AHUA-230	59.591	59.801	59.565	59.799	ND	ND	59.318	59.733	59.495	59.773	59.273	59.808
F02_CgraU	HZ NEJA-230	59.591	59.801	59.565	59.799	ND	ND	59.319	59.733	59.495	59.773	59.273	59.808
F02_CgraU	HZ 15SE-230	59.591	59.801	59.565	59.799	ND	ND	59.319	59.733	59.495	59.773	59.272	59.808
F02_CgraU	HZ EDP-230	59.591	59.801	59.565	59.799	ND	ND	59.318	59.733	59.495	59.773	59.273	59.808
F02_CgraU	HZ NCUS-115	59.591	59.801	59.565	59.799	ND	ND	59.319	59.733	59.495	59.773	59.273	59.808
F03_Tpto	HZ AHUA-230	59.919	59.961	ND	ND	59.674	59.85	ND	ND	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ NEJA-230	59.919	59.961	ND	ND	59.674	59.85	ND	ND	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ 15SE-230	59.919	59.961	ND	ND	59.674	59.85	ND	ND	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ EDP-230	59.919	59.961	ND	ND	59.675	59.85	ND	ND	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ NCUS-115	59.919	59.961	ND	ND	59.674	59.85	ND	ND	ND	ND	ND	ND
F04_Albi	HZ AHUA-230	59.442	59.735	ND	ND	ND	ND	59.272	59.809	ND	ND	ND	ND
F04_Albi	HZ NEJA-230	59.441	59.735	ND	ND	ND	ND	59.272	59.809	ND	ND	ND	ND
F04_Albi	HZ 15SE-230	59.44	59.735	ND	ND	ND	ND	59.271	59.809	ND	ND	ND	ND
F04_Albi	HZ EDP-230	59.442	59.735	ND	ND	ND	ND	59.272	59.809	ND	ND	ND	ND
F04_Albi	HZ NCUS-115	59.441	59.735	ND	ND	ND	ND	59.272	59.809	ND	ND	ND	ND
F05_EDP1	HZ AHUA-230	59.583	59.803	59.568	59.832	59.538	59.792	59.377	59.773	59.538	59.806	59.284	59.854
F05_EDP1	HZ NEJA-230	59.583	59.803	59.571	59.832	59.537	59.792	59.376	59.773	59.538	59.806	59.284	59.854
F05_EDP1	HZ 15SE-230	59.583	59.803	59.582	59.832	59.537	59.792	59.376	59.773	59.538	59.806	59.284	59.854
F05_EDP1	HZ EDP-230	59.584	59.803	59.575	59.832	59.538	59.792	59.377	59.773	59.538	59.806	59.284	59.854
F05_EDP1	HZ NCUS-115	59.583	59.803	59.566	59.832	59.537	59.792	59.376	59.773	59.538	59.806	59.284	59.854
F06_3FEB	HZ AHUA-230	ND	ND	59.667	59.846	ND	ND	59.482	59.788	59.609	59.822	59.401	59.767

Contingencia	Nodo	MaxDiu1Sem		MaxNoc1Sem		Min1Sem		MaxDiu2Sem		MaxNoc2Sem		Min2Sem	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F06_3FEB	HZ NEJA-230	ND	ND	59.667	59.846	ND	ND	59.482	59.788	59.609	59.822	59.401	59.767
F06_3FEB	HZ 15SE-230	ND	ND	59.667	59.846	ND	ND	59.482	59.788	59.609	59.822	59.401	59.767
F06_3FEB	HZ EDP-230	ND	ND	59.667	59.846	ND	ND	59.482	59.788	59.609	59.822	59.401	59.767
F06_3FEB	HZ NCUS-115	ND	ND	59.667	59.846	ND	ND	59.482	59.788	59.609	59.822	59.401	59.767
F07_15seP	HZ AHUA-230	59.691	59.859	59.227	59.744	ND	ND	58.874	60.163	59.01	59.761	58.838	59.909
F07_15seP	HZ NEJA-230	59.69	59.859	59.224	59.744	ND	ND	58.872	60.163	59.007	59.761	58.837	59.909
F07_15seP	HZ 15SE-230	59.69	59.859	59.223	59.744	ND	ND	58.871	60.163	59.005	59.761	58.837	59.909
F07_15seP	HZ EDP-230	59.691	59.859	59.228	59.744	ND	ND	58.875	60.163	59.011	59.761	58.838	59.909
F07_15seP	HZ NCUS-115	59.69	59.859	59.224	59.744	ND	ND	58.87	60.163	59.006	59.761	58.836	59.909
F08_CgraP	HZ AHUA-230	59.591	59.801	59.255	59.743	ND	ND	58.95	59.723	59.079	59.796	58.872	59.953
F08_CgraP	HZ NEJA-230	59.591	59.801	59.253	59.743	ND	ND	58.949	59.723	59.077	59.796	58.87	59.953
F08_CgraP	HZ 15SE-230	59.591	59.801	59.252	59.743	ND	ND	58.95	59.723	59.076	59.796	58.869	59.953
F08_CgraP	HZ EDP-230	59.591	59.801	59.255	59.743	ND	ND	58.95	59.723	59.08	59.796	58.872	59.953
F08_CgraP	HZ NCUS-115	59.591	59.801	59.253	59.743	ND	ND	58.948	59.723	59.077	59.796	58.87	59.953
F09_AhuaP	HZ AHUA-230	59.536	59.775	59.578	59.807	59.48	59.764	59.325	59.746	59.504	59.781	59.267	59.823
F09_AhuaP	HZ NEJA-230	59.535	59.775	59.578	59.807	59.479	59.764	59.325	59.746	59.504	59.781	59.268	59.823
F09_AhuaP	HZ 15SE-230	59.535	59.775	59.577	59.807	59.478	59.764	59.325	59.746	59.504	59.781	59.268	59.823
F09_AhuaP	HZ EDP-230	59.536	59.775	59.578	59.807	59.48	59.764	59.325	59.746	59.504	59.781	59.267	59.823
F09_AhuaP	HZ NCUS-115	59.535	59.775	59.578	59.807	59.479	59.764	59.325	59.746	59.504	59.781	59.268	59.823
F10_Berl	HZ AHUA-230	59.329	59.672	59.389	59.723	59.253	59.747	59.188	59.765	59.285	59.817	59.075	59.847
F10_Berl	HZ NEJA-230	59.329	59.672	59.389	59.723	59.252	59.747	59.188	59.765	59.285	59.817	59.074	59.847
F10_Berl	HZ 15SE-230	59.329	59.672	59.389	59.723	59.252	59.747	59.188	59.765	59.285	59.817	59.074	59.847
F10_Berl	HZ EDP-230	59.33	59.672	59.389	59.723	59.254	59.747	59.188	59.765	59.286	59.817	59.075	59.847
F10_Berl	HZ NCUS-115	59.329	59.672	59.389	59.723	59.252	59.747	59.187	59.765	59.285	59.817	59.074	59.847
F11_EDP	HZ AHUA-230	58.555	60.277	58.473	60.335	58.307	59.955	58.871	60.18	58.412	60.249	59.123	59.762
F11_EDP	HZ NEJA-230	58.545	60.277	58.471	60.335	58.302	59.955	58.87	60.18	58.414	60.249	59.123	59.762
F11_EDP	HZ 15SE-230	58.532	60.277	58.474	60.335	58.293	59.955	58.87	60.18	58.418	60.249	59.124	59.762
F11_EDP	HZ EDP-230	58.557	60.277	58.473	60.335	58.307	59.955	58.871	60.18	58.411	60.249	59.123	59.762

Contingencia	Nodo	MaxDiu1Sem		MaxNoc1Sem		Min1Sem		MaxDiu2Sem		MaxNoc2Sem		Min2Sem	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F11_EDP	HZ NCUS-115	58.55	60.277	58.469	60.335	58.304	59.955	58.87	60.18	58.41	60.249	59.123	59.762
F12_300	HZ AHUA-230	58.497	60.62	58.741	59.771	59.033	59.728	58.528	60.452	58.515	59.706	58.321	60.282
F12_300	HZ NEJA-230	58.486	60.62	58.738	59.771	59.029	59.728	58.519	60.452	58.514	59.706	58.322	60.282
F12_300	HZ 15SE-230	58.478	60.62	58.734	59.771	59.028	59.728	58.513	60.452	58.514	59.706	58.322	60.282
F12_300	HZ EDP-230	58.503	60.62	58.742	59.771	59.035	59.728	58.532	60.452	58.517	59.706	58.32	60.282
F12_300	HZ NCUS-115	58.486	60.62	58.736	59.771	59.029	59.728	58.518	60.452	58.512	59.706	58.32	60.282

ND: Unidad o planta no despachada

Tabla 5.6. Etapas y montos de cargas (MW) disparados por el EDCBF actual.

Contingen cia / Escenario	MaxDiu1Sem		MaxNoc1Sem		Min1Sem		MaxDiu2Sem		MaxNoc2Sem		Min2Sem	
	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga
F01_15se U1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	I	29.32	N/A	N/A	I	29.32
F02_Cgra U1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	I	29.32
F03_Tpto	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
F04_Albi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	I	38.62	N/A	N/A	N/A	N/A
F05_EDP1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	I	29.32
F06_3FEB	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
F07_15se	N/A	N/A	I	42.93	N/A	N/A	I, II y III	227.88	I y II	94.36	I, II y III	152.44
F08_Cgra	N/A	N/A	I	42.93	N/A	N/A	I, II	88.62	I y II	94.36	I, II y III	152.44
F09_Ahua	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	I	29.32
F10_Berl	N/A	N/A	N/A	N/A	I	29.32	I	38.62	I	42.93	I y II	105.84
F11_EDP	I, II, III y IV	436.39	I, II, III y IV	460.97	I, II, III y IV	344.57	I, II y III	227.88	I, II, III y IV	432.43	I	29.32
F12_300	I, II, III y IV	436.99	I, II y III	219.14	I y II	64.27	I, II, III y IV	410.43	I, II y III	216.98	I, II, III, IV y V	349.85

NA: No Aplica, no hubo desconexión de carga.

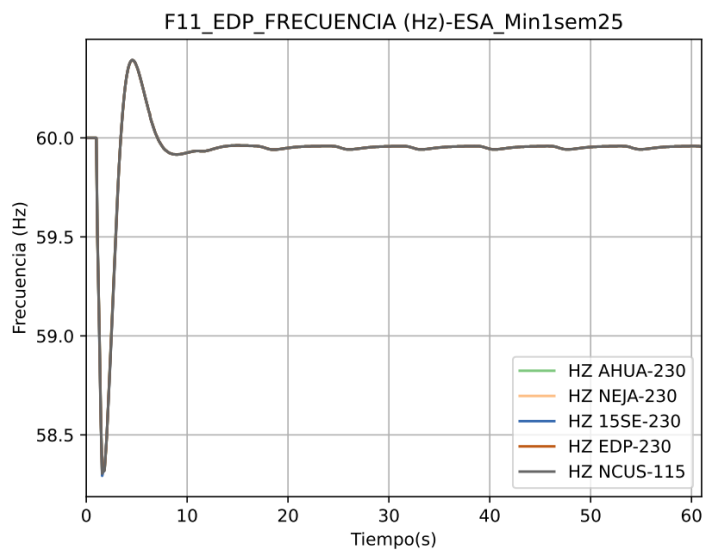


Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 354.1 MW de generación para el escenario de demanda mínima del primer semestre.

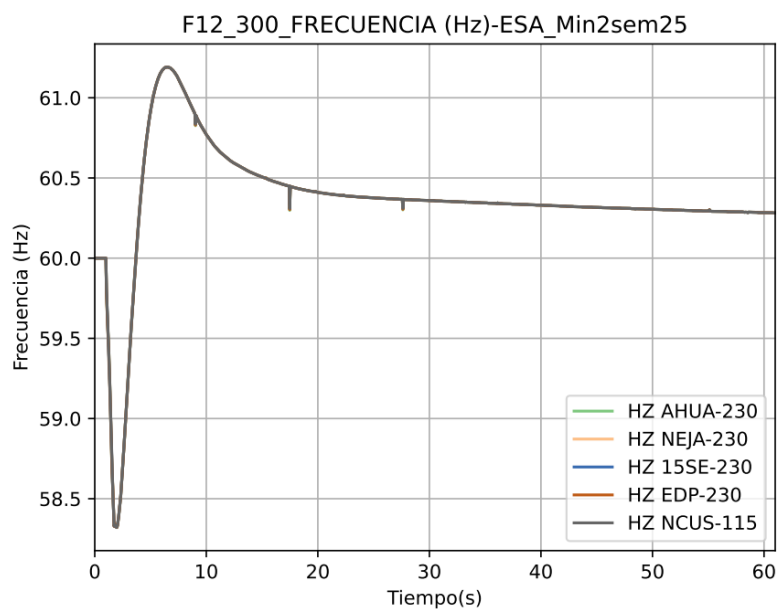


Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 294.54 MW de generación para el escenario de demanda mínima del segundo semestre.

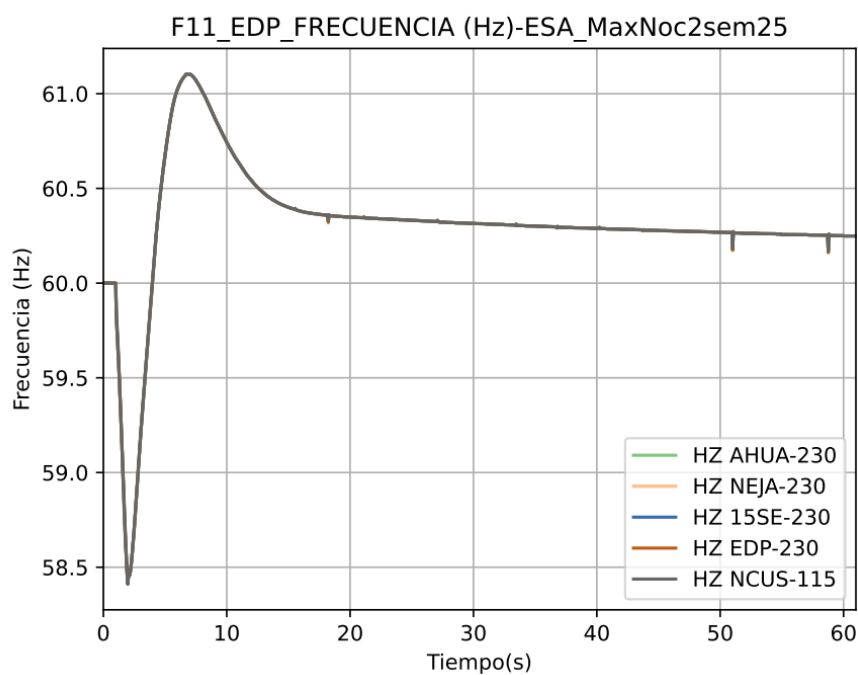


Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 352.6 MW de generación por el disparo de planta EDP para el escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre.

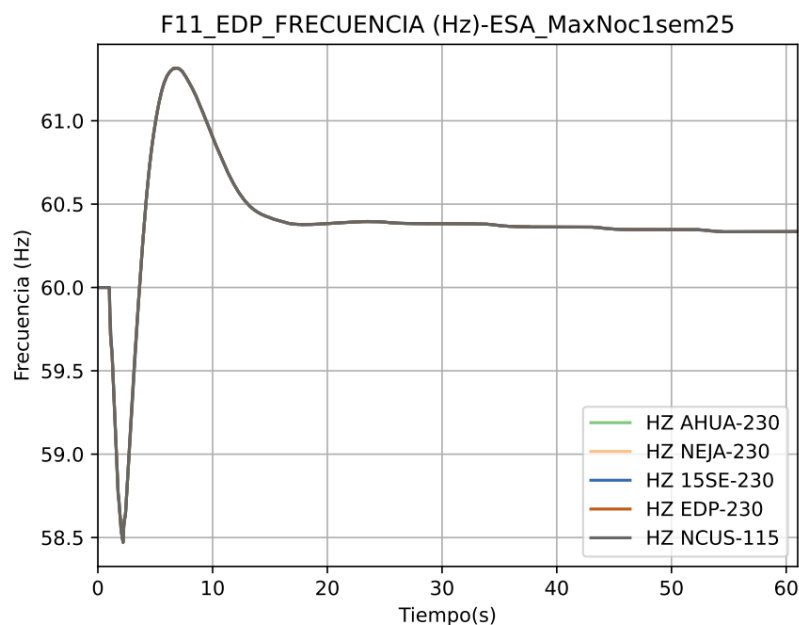


Figura 5.4. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 348.2 MW de generación por el disparo de planta EDP para el escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre.

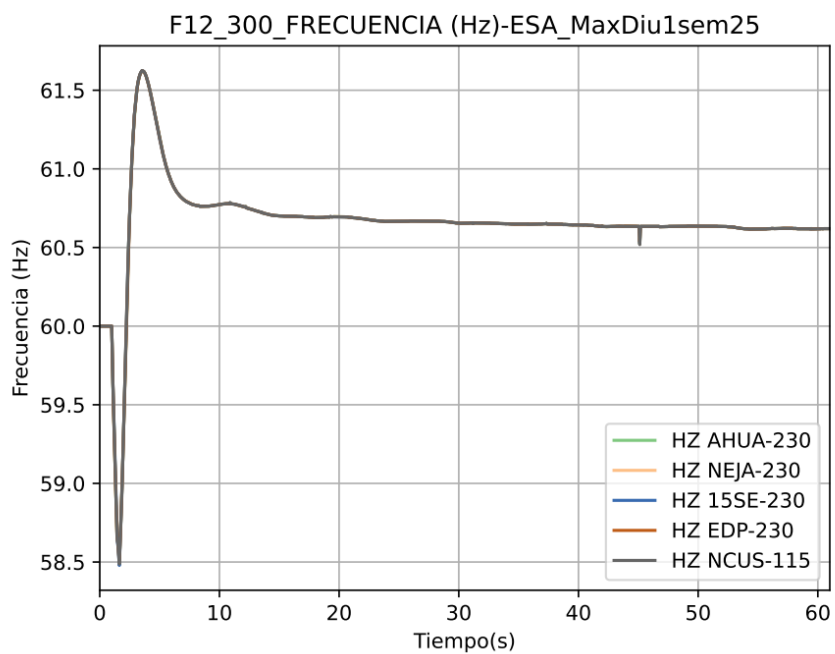


Figura 5.5. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 289.35 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.

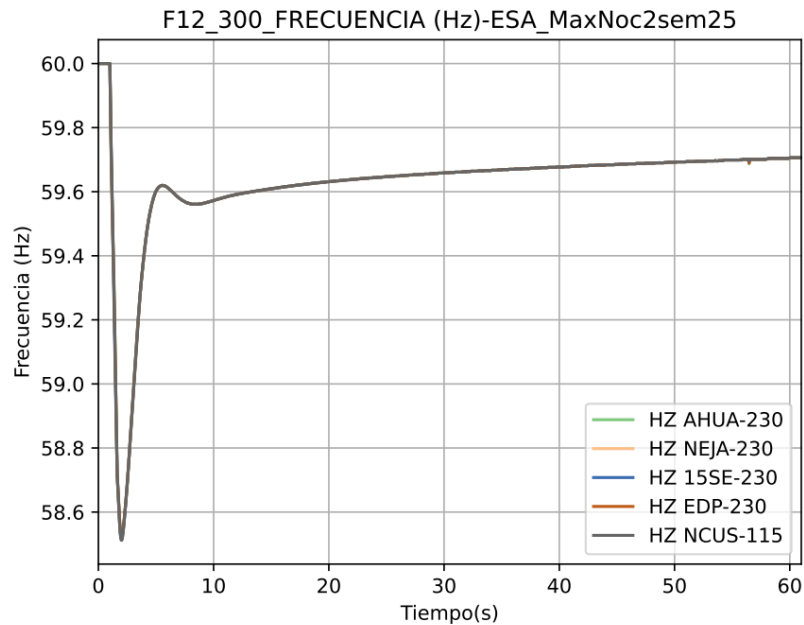


Figura 5.6. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 287.26 MW de generación para el escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre.

6 REVISIÓN DEL EDCBV

6.1 CRITERIOS UTILIZADOS

6.1.1 CRITERIOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD EMPLEADOS

Los criterios de seguridad y calidad utilizados en el presente estudio son los establecidos en el reglamento de Operación de la UT [8], relacionados con regulación de tensión, para los fines del estudio y de manera resumida se presentan a continuación:

- Rango de operación normal de tensión: 95% a 105% de la tensión nominal.
- Rango de operación de emergencia: 90% a 110% de la tensión nominal.
- La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación.
- El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de Mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.

6.1.2 SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS A EVALUAR

Las simulaciones se han realizado asumiendo que el sistema se encuentra en estado N-1, es decir en un estado post-contingencia. Las líneas consideradas son aquellas que en el estudio de restricciones de transmisión de 2024-2025 resultaron ser las que provocan mayor impacto en la estabilidad de voltaje, es decir, que ciertas barras del sistema resultan con las menores reservas de reactivos ante su ocurrencia [9], sin incluir las contingencias dobles.

El listado de estas líneas se muestra a continuación:

1. Disparo de la línea 15SE-BERL-01, 115 kV.
2. Disparo de la línea 5NOV-CGRA-01, 115 kV.
3. Disparo de la línea 5NOV-SRAF-01, 115 kV.
4. Disparo de la línea ACAJ-ATEO-01, 115 kV.
5. Disparo de la línea AHUA-SANA-01, 115 kV.
6. Disparo de la línea BERL-SMIG-01, 115 kV.
7. Disparo de la línea CGRA-NEJA-01, 115 kV.
8. Disparo de la línea NEJA-SMAT-01, 115 kV.
9. Disparo de la línea SANT-NEJA-01, 115 kV.
10. Disparo de la línea SMAR-STOM-01, 115 kV.
11. Disparo de la línea SMAT-OPIC-01, 115 kV.
12. Disparo de la línea SRAF-SMAR-01, 115 kV.
13. Disparo de la línea TECO-OZAT-01, 115 kV.
14. Disparo de la línea VOLC-NCUS-01, 115 kV.

Luego se simula una segunda contingencia, la cual es una de las listadas anteriormente. Con esto nos aseguramos de que se evalúan condiciones realmente exigentes desde el punto de vista de control de tensión.

6.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN

ESCENARIOS ANALIZADOS

En la tabla 6.1 se describen los escenarios que fueron analizados, se asumió una importación de 120 MW y de 180 MW para primero y segundo semestre, respectivamente, ambos en demanda máxima diurna, ya que se considera que es la condición que mayores problemas de regulación de tensión podría ocasionar al SEP. Los montos de importación son representativos de las transferencias típicas esperadas para cada uno de los semestres.

Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_5NOV-CGRA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_5NOV-SRAF	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_AHUA-SANA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_CGRA-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_NEJA-SMAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SRAF-SMAR	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_VOLC-NCUS	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época húmeda para el año 2025, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS

6.2.1 METODOLOGÍA

El objetivo de la metodología desarrollada es hacer una evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador, en las condiciones operativas estimadas para los escenarios de demanda máxima diurna de 2023 con una importación de 230 MW para el primer semestre y de 180 MW para el segundo semestre.

Asumiendo que el sistema eléctrico de El Salvador se encuentra importando y en condición de post-contingencia (N-1), se simula una segunda falla; posteriormente a este segundo evento se procede a obtener la curva Q-V en los nodos que se detallan a continuación:

1. GUAJ-115(27111).
2. ACAJ-115(27131)
3. CHIN-115(27281).
4. SOYA-115(27301).
5. SMIG-115(27341).
6. SANA-115(27351).
7. SANT-115(27361).
8. NEJA-115(27371)
9. OPIC-115(27381).
10. TECO-115(27391).
11. OZAT-115(27401).
12. NCUS-115(27421).
13. SMAR-115(27431).
14. ATEO-115(27441).
15. SBAR-115(27451).
16. STOM-115(27461).
17. PEDR-115(27471).

18. TALN-115(27481).
19. LUNI-115(27491).
20. SMAT-115(27501).
21. HAVI-115(27511).
22. CHAL-115(27531).
23. VOLC-115(27551).
24. APOP-115(27561).

El valor de voltaje en el cual se tiene el punto mínimo dentro de la curva Q–V (donde $dQ/dV = 0$) es el punto de colapso de voltaje (punto crítico). Los puntos en la curva al lado izquierdo del punto crítico representan condiciones inestables de operación, los puntos a la derecha representan condiciones estables. El punto de intersección de la curva Q–V con el eje horizontal indica el voltaje del bus analizado sin compensación reactiva. La distancia vertical entre el eje horizontal y el punto crítico es el margen de potencia reactiva, el cual es negativo por encontrarse por debajo del eje de las abscisas. La reserva de potencia reactiva es un parámetro importante en el análisis de la estabilidad de voltaje, ya que permite evaluar la capacidad de un sistema para mantener un voltaje estable ante la condición evaluada.

Si el punto mínimo de la curva Q–V está por encima del eje horizontal, el sistema presenta una deficiencia de potencia reactiva en el bus analizado y una fuente adicional de potencia reactiva es necesaria para prevenir el colapso de voltaje. Si el punto crítico está por debajo del eje horizontal, el sistema tiene margen de potencia reactiva (caso deseado).

Luego de revisar los resultados de todas las simulaciones se analiza el riesgo de problemas de estabilidad de voltaje con las condiciones simuladas, concluyéndose si existe o no la necesidad de implementar un EDCBV.

6.3 RESULTADOS

En el anexo IV se encuentran todas las curvas Q-V generadas, así como un resumen con los valores de la reserva de reactivos y voltaje de colapso para cada una de ellas.

En la tabla 6.2 se encuentra el resumen de los casos más críticos para cada uno de los escenarios evaluados, en esta tabla se encuentra el nodo con menor valor de reserva reactiva, la contingencia que provoca esta condición, el valor de reserva en dicho nodo y el voltaje de colapso.

Tabla 6.2. Resumen del análisis de estabilidad de voltaje mediante las curvas Q-V.

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	46.36	0.76
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.83	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.51	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.38	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	12.68	0.65

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	33.72	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.69	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	17.78	0.66
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.53	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.52	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	12.67	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.63	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	33.72	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_120NS_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.8	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	46.24	0.76
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.68	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.37	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.27	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	13.07	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	33.56	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.55	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	18.19	0.66
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.35	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.36	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	13.06	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.48	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	33.57	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_120SN_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.67	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	46.23	0.76
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.68	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.37	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.25	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	12.21	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	33.57	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.55	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	17.09	0.66
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.37	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.38	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	12.2	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.48	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	33.57	0.8

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_MaxDiu1sem25_180NS_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.66	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	45.92	0.76
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.3	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	50.98	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	50.91	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	12.79	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	33.15	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.16	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	17.86	0.66
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	50.93	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	50.96	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	12.79	0.65
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.08	0.75
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	33.16	0.8
ESA_MaxDiu1sem25_180SN_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	51.29	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	31.13	0.77
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.73	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.8	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.77	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	13.17	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	11.35	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.15	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	15.98	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.16	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.66	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	13.17	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.12	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	11.23	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_120NS_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	37.09	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	30.54	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.16	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.14	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.25	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	13.29	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	11	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.57	0.76

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	16.08	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.59	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.03	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	13.29	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.64	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	11	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_120SN_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.77	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	31.01	0.77
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.53	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.63	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.71	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	11.62	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	11.29	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.98	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	14.17	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.9	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.47	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	11.62	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36	0.75
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	11.16	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_180NS_VOLC-NCUS	SANT-NEJA	27361_SANT-115	36.82	0.67
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	29.99	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_5NOV-CGRA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.44	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_5NOV-SRAF	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	34.53	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_ACAJ-ATEO	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.61	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_AHUA-SANA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	11.86	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	10.55	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_CGRA-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	34.92	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	14.46	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SANT-NEJA	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	34.74	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SMAR-STOM	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	35.33	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	11.86	0.65
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_SRAF-SMAR	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	34.87	0.76
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	10.56	0.78
ESA_MaxDiu2sem25_180SN_VOLC-NCUS	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	36.1	0.75

En la tabla 6.2 se observa que todos los nodos cuentan con reserva de potencia reactiva luego de ocurrida una segunda contingencia y en la mayoría de los nodos críticos su voltaje de colapso es menor que 0.70 p.u., los cinco casos con menor reserva de potencia reactiva son los siguientes:

1. El nodo OZAT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 10.55 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.78 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia que abre la línea BERL-SMIG-01 y posteriormente la contingencia TECO-OZAT-01 (sucede lo mismo cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.65 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 104.17 Mvar; a excepción de SMIG-115, HAVI-115 y LUNI-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con OZAT-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.1 y 6.2.
2. El nodo OZAT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 11 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.78 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2025, con una importación de 120 MW desde el sur, ante la contingencia que abre la línea BERL-SMIG-01 y posteriormente la contingencia TECO-OZAT-01 (sucede lo mismo cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.65 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 108.76 Mvar; a excepción de SMIG-115, HAVI-115 y LUNI-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con OZAT-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.3 y 6.4.
3. El nodo OZAT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 11.16 Mvar y un voltaje de colapso de 0.78 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia que abre la línea TECO-OZAT-01 y posteriormente la contingencia BERL-SMIG-01 (se observa un comportamiento similar cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa su voltaje de colapso es menor a 0.65 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 105.2 Mvar, a excepción de SMIG-115, HAVI-115 y LUNI-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con TECO -115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.5 y 6.6.
4. El nodo OZAT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 11.23 Mvar y un voltaje de colapso de 0.78 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2025, con una importación de 120 MW desde el norte, ante la contingencia que abre la línea TECO-OZAT-01 y posteriormente la contingencia BERL-SMIG-01 (se observa un comportamiento similar cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa su voltaje de colapso es menor a 0.65 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 108.99 Mvar, a excepción de SMIG-115, HAVI-115 y LUNI-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con TECO -115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.7 y 6.8.
5. El nodo GUAJ-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 11.62 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.65 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia que abre la línea AHUA-SANA-01 y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC-01 (sucede lo mismo cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa un

voltaje de colapso menor a 0.65 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 92.99 Mvar; a excepción de SANA-115 y OPIC-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con GUAJ-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.9 y 6.10.

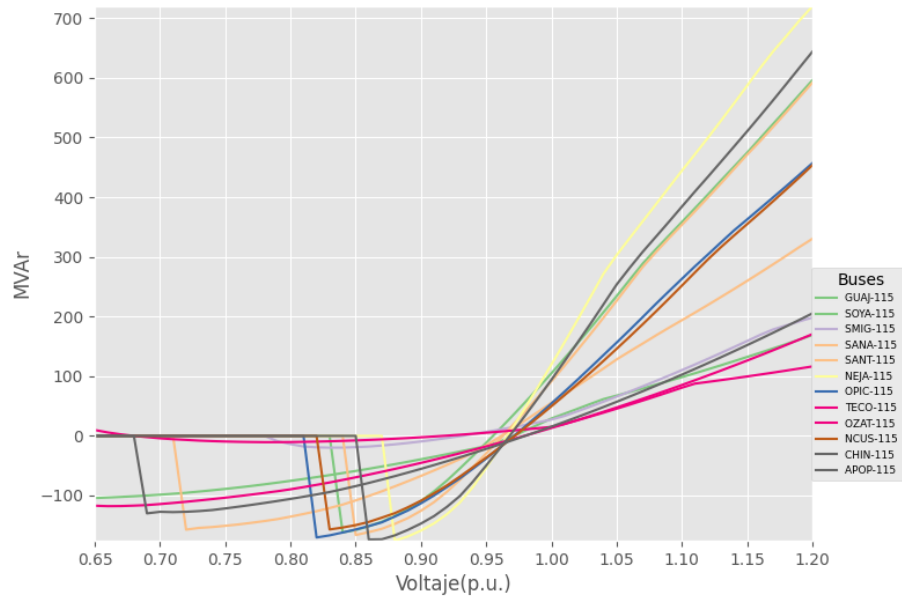


Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.

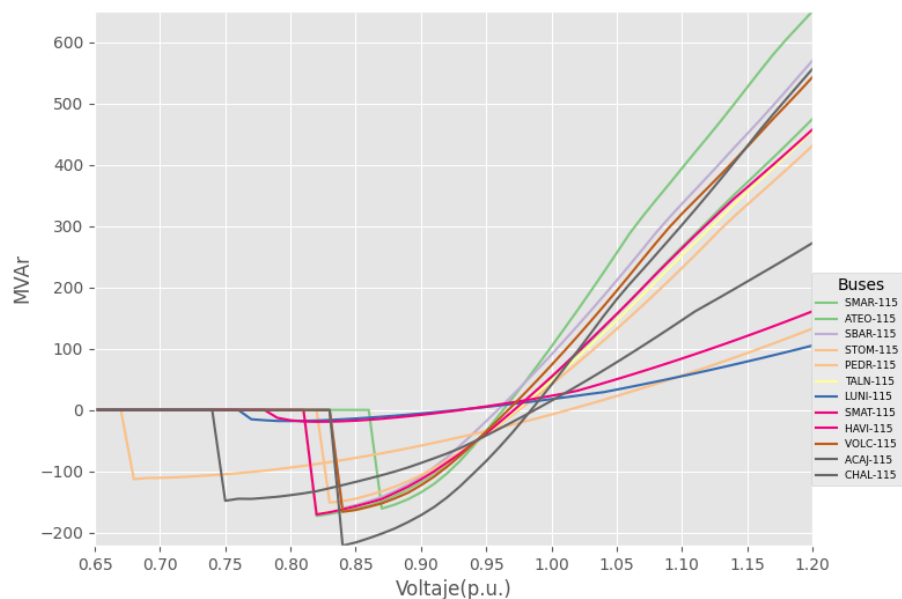


Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.

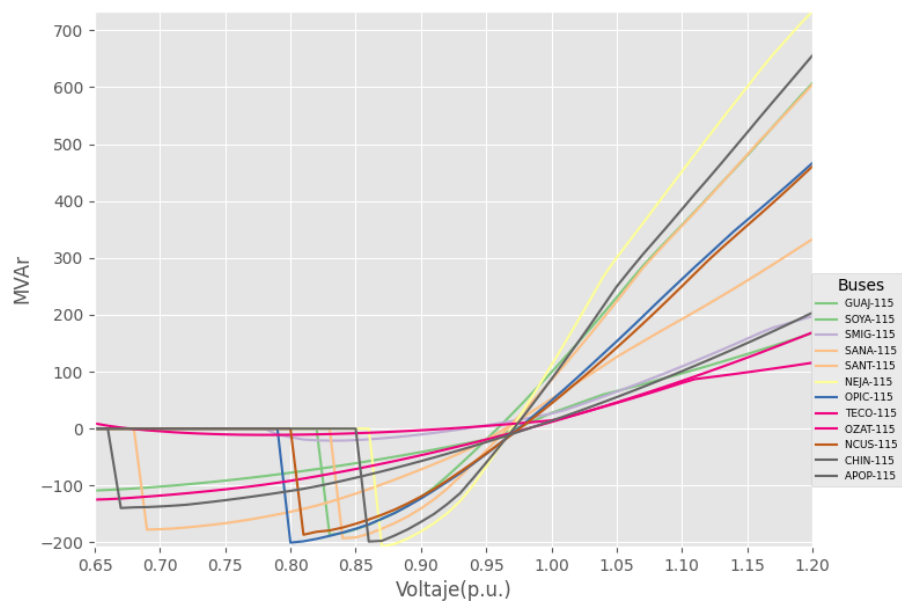


Figura 6.3. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 120 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.

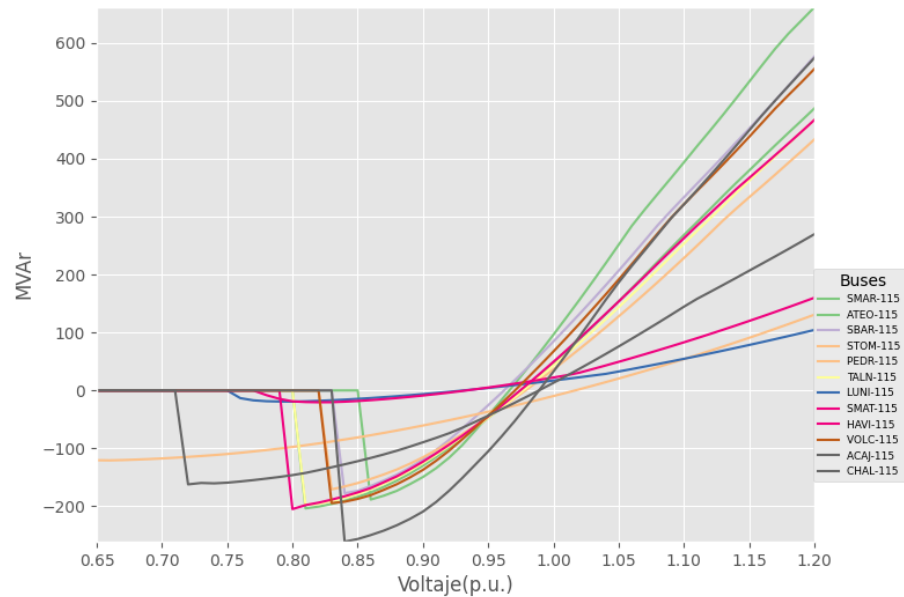


Figura 6.4. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 120 MW desde el sur, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.

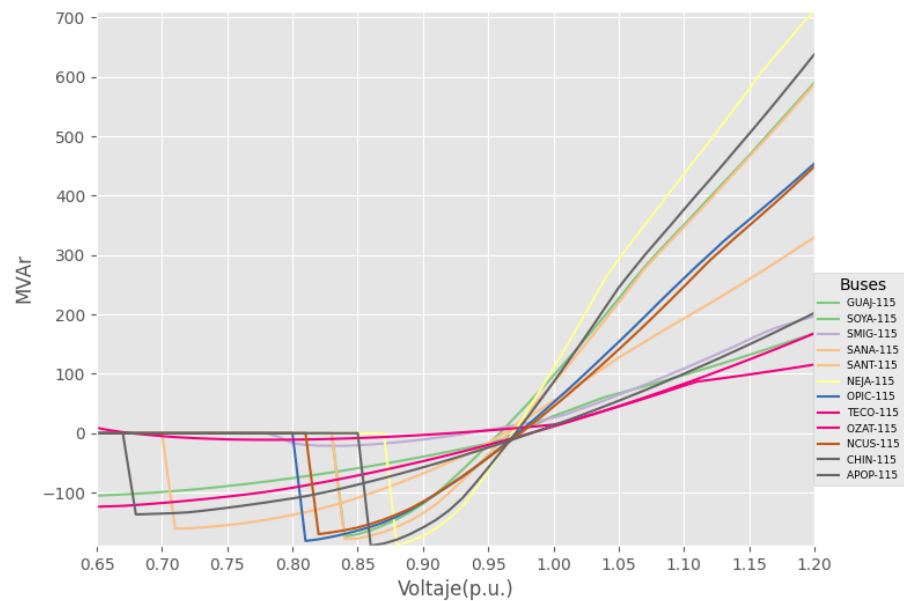


Figura 6.5. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia TECO-OZAT y posteriormente la contingencia BERL-SMIG.

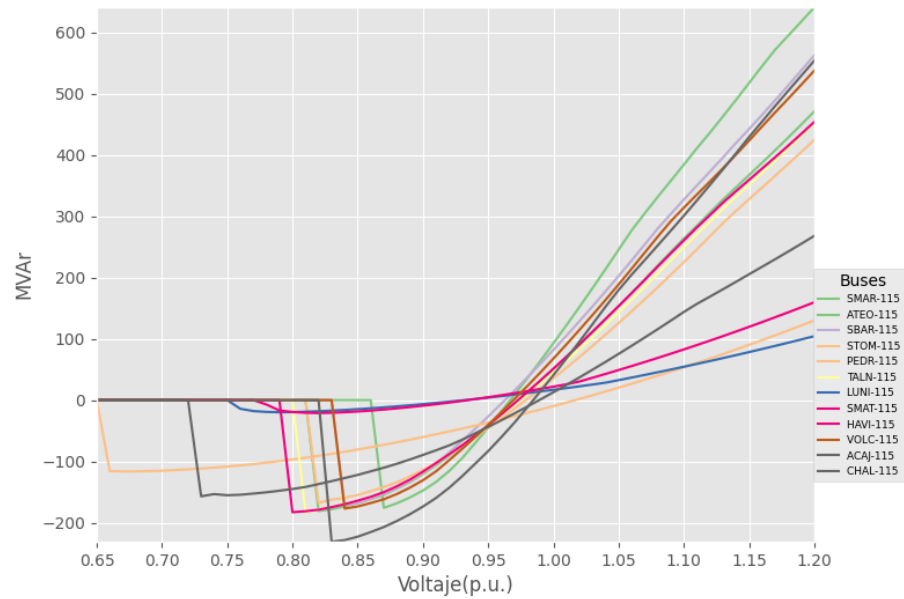


Figura 6.6. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia TECO-OZAT y posteriormente la contingencia BERL-SMIG.

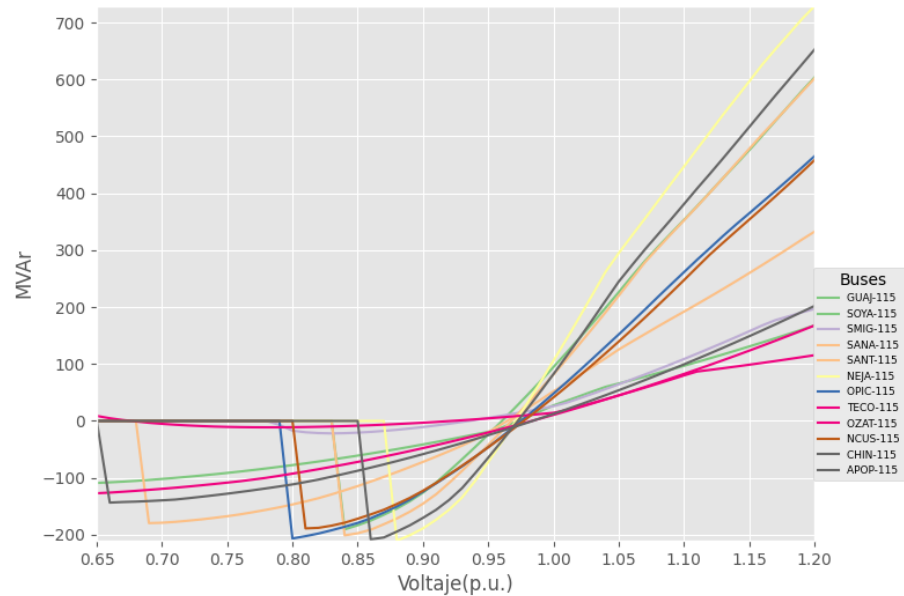


Figura 6.7. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024, con una importación de 120 MW desde el norte, ante la contingencia BERL-SMIG y posteriormente la contingencia TECO-OZAT.

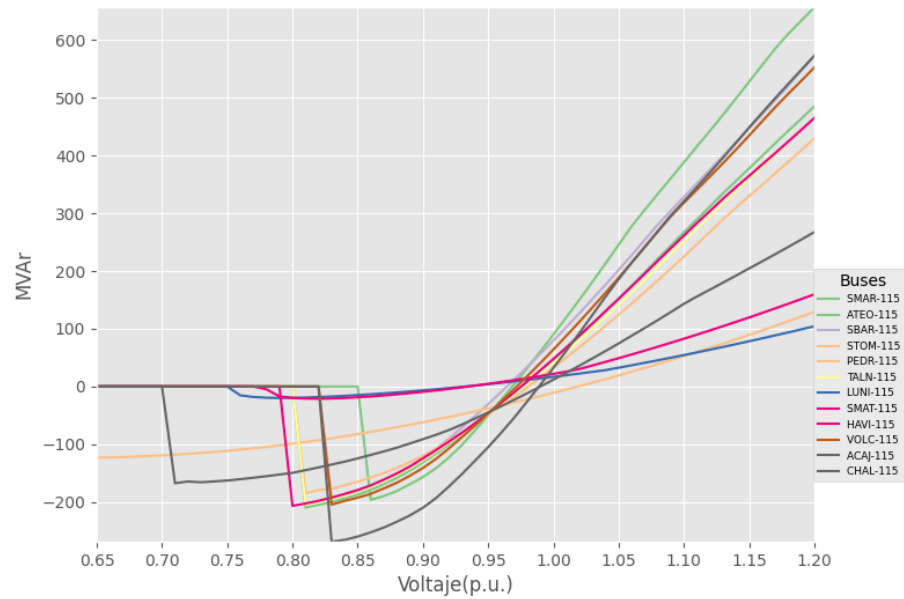


Figura 6.8. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 120 MW desde el norte, ante la contingencia TECO-OZAT y posteriormente la contingencia BERL-SMIG.

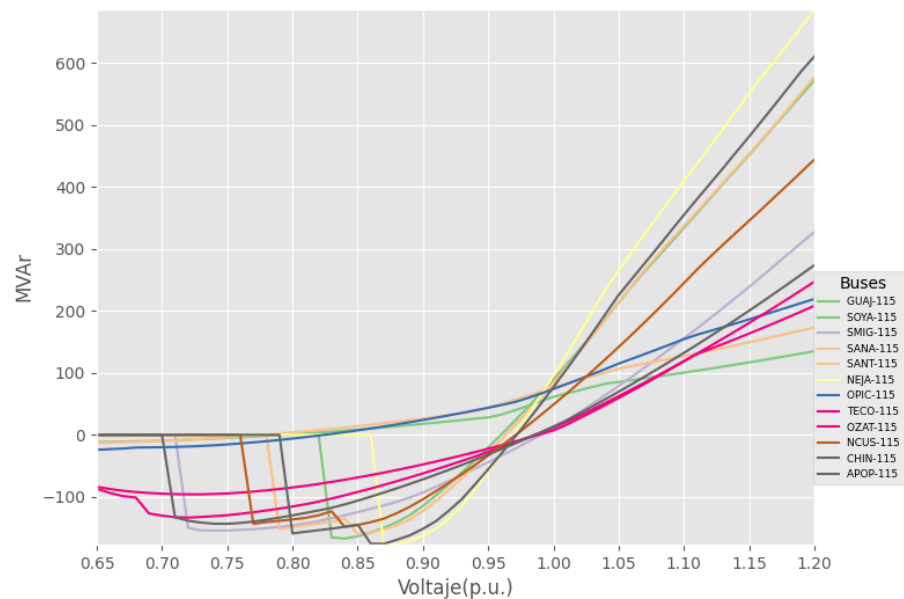


Figura 6.9. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

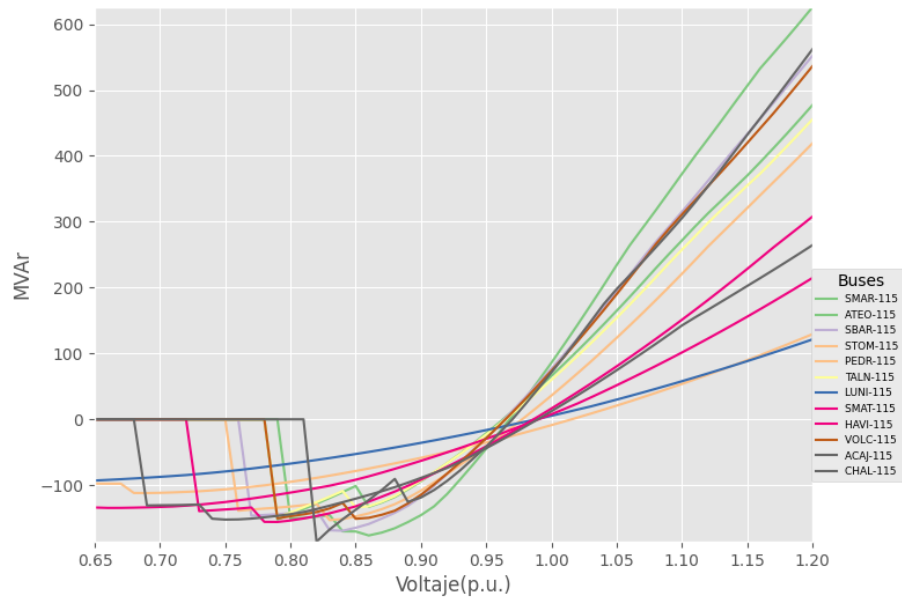


Figura 6.10. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

Además de los resultados indicados anteriormente es importante destacar lo siguiente:

De los resultados obtenidos se encontró que únicamente el 1% de los casos tienen una reserva de reactivos menor o igual a 43.51 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 0.44 Mvar, como se muestra en figura 6.11 y se resume en la tabla 6.3.

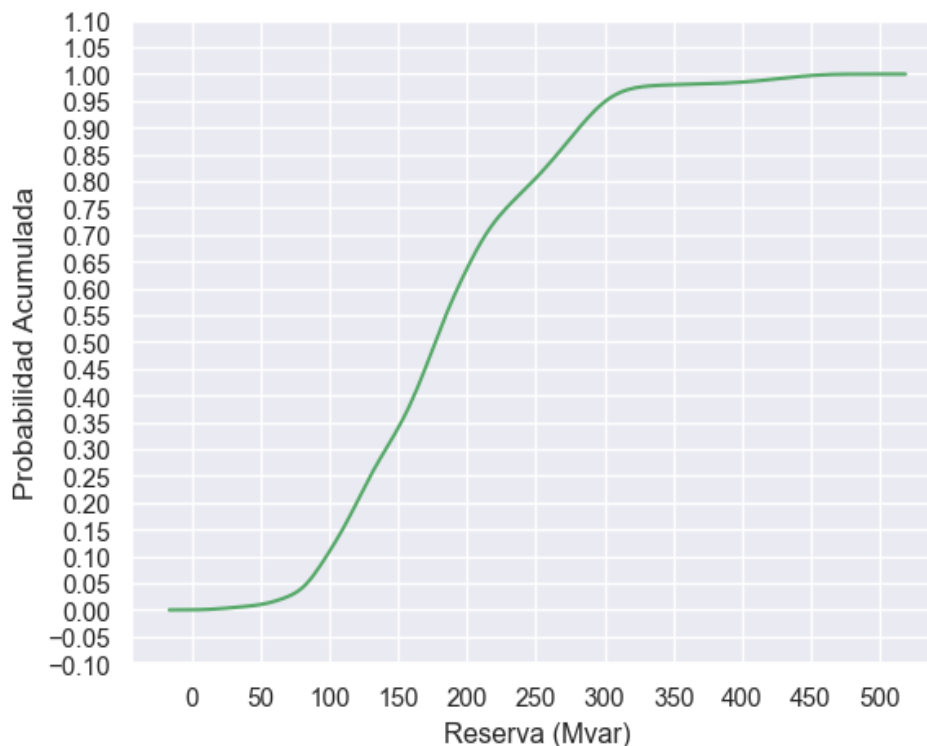


Figura 6.11. Curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva.

Tabla 6. 3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.

Estadístico	Reserva (Mvar)
Min	10.55
0.5%	35.75
1%	51.76
5%	87.03
95%	300.54
99%	423.16
99.5%	438.95
Max	491.88

En la figura 6.12 se muestra un mapa de calor con la reserva de potencia reactiva, para cada nodo y contingencia analizada. Los colores oscuros representan las condiciones con mayor reserva de potencia reactiva y los colores claros los de menor.

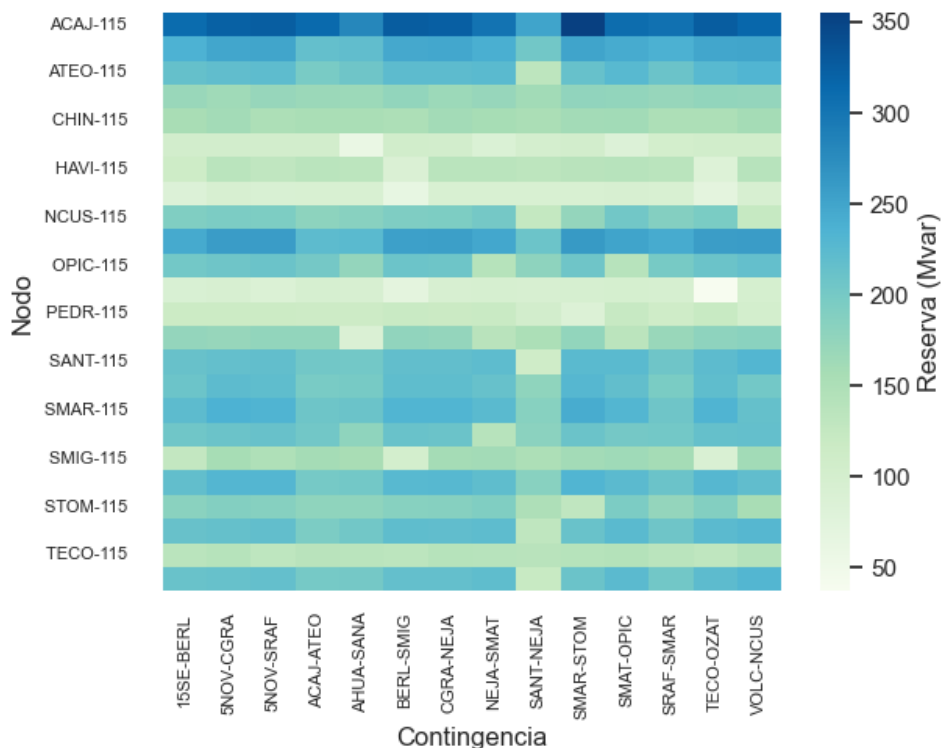


Figura 6.12. Mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada.

En el listado siguiente se muestran los 5 nodos con menor reserva de potencia reactiva, para encontrar de una forma estadística estos nodos se calculó la mediana (percentil 50) del valor de reserva de potencia reactiva para cada uno de estos, en todas las condiciones simuladas:

1. LUNI-115
2. OZAT-115
3. GUAJ-115
4. PEDR-115
5. HAVI-115

En el listado siguiente se muestran las 5 contingencias con menor reserva de potencia reactiva, para encontrar de una forma estadística estas contingencias se calculó la mediana (percentil 50) del valor de reserva de potencia reactiva para cada una de estas, en todas las condiciones simuladas:

1. SANT-NEJA
2. AHUA-SANA
3. NEJA-SMAT
4. SRAF-SMAR
5. ACAJ-ATEO

En varias de las simulaciones se da la condición de que algunos nodos quedan en isla, en estos casos la curva QV se muestra como una línea constante y en los archivos “*.xlsx” aparecen con una reserva de potencia reactiva igual a 0 Mvar. Estos nodos son los siguientes:

1. NCUS-115(27421), STOM-115(27461) Y PEDR-115(27471), cuando se combina la apertura de las líneas NCUS-VOLC-01 y SMAR-STOM-01.
2. TECO-115(27391), cuando se combina la apertura de las líneas SRAF-CHIN-01 y TECO-OZAT-01, SRAF-CHIN-01 y SMIG-OZAT-01, TECO-CHIN-01 y TECO-SMIG-01 o las líneas TECO-CHIN-01 y TECO-OZAT-01.
3. SMAT-115(27501), cuando se combina la apertura de las líneas SMAT-OPIC-01 y SMAT-NEJA-01

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de revisar la información obtenida de las simulaciones realizadas, podemos concluir:

Para el EDCBF:

1. Aun cuando se evalúan condiciones operativas desfavorables, la actuación del EDCBF evita que se alcancen valores críticos de la frecuencia (menores a 57.8 Hz), como puede observarse, en ningún caso la frecuencia fue menor a 58.1 Hz.
2. La actuación del EDCBF permite que la frecuencia se recupere por sobre el límite de emergencia (59.4 Hz), en todos los casos la frecuencia se recuperó a valores mayores o iguales a 59.672 Hz.
3. El desempeño actual del EDCBF permite que, ante contingencias de grandes pérdidas de generación, se logre alcanzar una condición estable desde la cual se pueden tomar las acciones operativas pertinentes para llevar al sistema a un estado de operación normal.
4. No es necesario realizar modificaciones a los ajustes actuales del EDCBF.

Para el EDCBV:

1. En más del 95% de los casos analizados, los nodos cuentan con una reserva de potencia reactiva cercana o mayor que 87.03 Mvar, la cual se considera adecuada para condiciones N-2 (luego de la ocurrencia de 2 contingencias) como las que se analizaron.
2. Se encontró que únicamente el 1% de los casos tienen una reserva de potencia reactiva menor o igual a 51.76 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 10.55 Mvar, el cual representa una disminución de 11.16 Mvar respecto al estudio de 2023.
3. No se considera necesaria la implementación del EDCBV.

Debido a lo anterior se recomienda:

1. Mantener los ajustes actuales del EDCBF.
2. Realizar una nueva revisión del desempeño del EDCBF, el próximo año en el periodo establecido por el ROBCP para los escenarios de operación previstos para el año 2025.

3. Realizar el próximo año en el periodo establecido por el ROBCP para los escenarios de operación previstos para el año 2025 un nuevo análisis para determinar si existe la necesidad de implementar un EDCBV.

8 REFERENCIAS

- [1] Unidad de Transacciones, “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, pp. 175, 2023.
- [2] Unidad de Transacciones, “Revisión del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia – El Salvador”, pp. 27 y 33, 2008.
- [3] Unidad de Transacciones, “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, pp. 177, 2023.
- [4] Charles J. Mozina (Beckwith Electric Co., Inc.); UNDERVOLTAGE LOAD SHEDDING, IEEE, Protective Relay 2007.
- [5] Unidad de Transacciones, “Estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión – 2007”, pp. 49, 2007.
- [6] Eduardo A. Perez, Evaluación de la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Salvadoreño –Primer Semestre 2006”; Documento UT, octubre 2005.
- [7] Unidad de Transacciones, “Revisión del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia – El Salvador”, pp. 7, 2008.
- [8] Unidad de Transacciones, “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, pp. 170-171, 2023.
- [9] Unidad de Transacciones, “Estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión – 2024- 2025”, pp. 125-132, 2024.

9 ANEXOS

9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN PARA LOS ESCENARIOS DE 2023

Tabla 9. 1. Demanda de potencia activa por punto de entrega.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,100.0	1,100.0	1,132.0	1,132.0	834.0	834.0
Subestación	Nodo	Voltaje	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)
SOYA-23	22301	23	113.9	113.9	84.9	84.9	56.2	56.2
SANT-23	22361	23	133.7	119.2	102.7	88.3	55.0	46.8
NEJA-23	22371	23	90.7	83.3	120.7	110.8	101.0	92.8
NCUS-23	22421	23	89.7	89.7	76.9	76.9	49.5	49.5
SMAR-23	22431	23	5.1	27.8	7.2	28.0	4.5	21.8
SBAR-23	22451	23	82.2	59.6	80.8	60.0	64.1	46.8
VOLC-23	22551	23	31.7	46.3	27.6	42.0	16.9	25.0
APOP-23	22561	23	0.0	7.4	0.0	9.8	0.0	8.2
TAMA-23	22571	23	0.0	8.0	0.0	12.7	0.0	9.6
ACAJ-34	23131	34	9.6	9.6	7.6	7.6	7.3	7.3
ATEO-34	23441	34	0.6	0.6	5.5	5.5	4.4	4.4
GUAJ-46	24111	46	18.1	18.1	13.5	13.5	19.1	19.1
ACAJ-46	24131	46	12.4	12.4	15.7	15.7	13.3	13.2
AHUA-46	24161	46	17.7	17.6	15.9	15.9	11.8	11.8
CGRA-46	24171	46	11.5	5.9	10.0	5.2	7.1	3.7
15SE-46	24181	46	12.8	12.8	14.3	14.3	9.9	9.9
SOYA-46	24301	46	15.5	15.5	13.0	13.0	9.1	9.1
SRAF-46	24321	46	31.3	31.3	33.2	33.2	22.0	22.0
SMIG-46	24341	46	63.0	63.0	75.3	75.3	58.9	58.9
SANA-46	24351	46	60.2	60.2	70.3	70.3	46.5	46.5
OPIC-46	24381	46	41.9	38.0	42.2	38.2	39.1	35.3
TECO-46	24391	46	23.8	23.8	22.2	22.2	17.1	17.1
OZAT-46	24401	46	22.2	22.1	24.4	24.4	21.1	21.1
SONS-46	24411	46	18.5	18.5	27.4	27.4	17.7	17.7
ATEO-46	24441	46	37.4	37.4	64.0	63.9	45.4	45.4
STOM-46	24461	46	77.1	77.1	60.8	60.8	41.4	41.3
PEDR-46	24471	46	27.6	19.6	43.8	31.1	33.1	23.5
TALN-46	24481	46	12.1	12.1	14.5	14.5	12.2	12.2

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,100.0	1,100.0	1,132.0	1,132.0	834.0	834.0
Subestación	Nodo	Voltaje	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)	Pload (MW)
LUNI-46	24491	46	16.8	16.7	30.7	30.7	29.1	29.1
SMAT-46	24501	46	22.9	22.9	27.2	27.1	21.5	21.5
CHAL-46	24531	46	0.0	9.5	0.0	8.9	0.0	7.1

Tabla 9. 2. Demanda de potencia reactiva por punto de entrega.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (Mvar)			393.49	395.89	265.13	267.53	190.89	191.30
Subestación	Nodo	Voltaje	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)
SOYA-23	22301	23	38.32	38.32	23.48	23.48	17.23	17.23
SANT-23	22361	23	35.31	35.31	24.03	24.03	12.13	12.13
NEJA-23	22371	23	49.57	45.54	42.23	38.80	40.28	37.01
NCUS-23	22421	23	15.45	15.45	7.54	7.54	1.36	1.36
SMAR-23	22431	23	2.01	10.31	2.43	8.69	1.75	7.90
SBAR-23	22451	23	32.43	22.12	27.35	18.66	24.87	16.97
VOLC-23	22551	23	3.62	3.62	1.40	1.40	0.26	0.26
APOP-23	22561	23	0.00	4.03	0.00	3.43	0.00	3.28
TAMA-23	22571	23	0.00	4.72	0.00	3.11	0.00	2.28
ACAJ-34	23131	34	2.77	2.77	1.76	1.76	1.85	1.85
ATEO-34	23441	34	0.07	0.07	1.31	1.31	1.05	1.05
GUAJ-46	24111	46	3.36	3.36	1.64	1.64	0.34	0.34
ACAJ-46	24131	46	6.57	6.57	5.17	5.17	4.02	4.02
AHUA-46	24161	46	2.90	2.90	1.82	1.82	0.89	0.89
CGRA-46	24171	46	4.71	2.43	3.79	1.96	2.72	1.41
15SE-46	24181	46	5.16	5.16	4.60	4.60	3.26	3.26
SOYA-46	24301	46	3.75	3.75	2.17	2.17	1.55	1.55
SRAF-46	24321	46	10.51	10.51	9.06	9.06	5.59	5.59
SMIG-46	24341	46	26.34	26.34	17.44	17.44	10.21	10.21
SANA-46	24351	46	34.26	34.26	21.95	21.95	14.31	14.31
OPIC-46	24381	46	10.37	9.38	8.70	7.87	4.72	4.27
TECO-46	24391	46	5.95	5.95	3.71	3.71	3.36	3.36

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (Mvar)			393.49	395.89	265.13	267.53	190.89	191.30
Subestación	Nodo	Voltaje	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)	Qload (MVar)
OZAT-46	24401	46	10.12	10.12	4.66	4.66	3.64	3.64
SONS-46	24411	46	17.52	17.52	11.61	11.61	8.25	8.25
ATEO-46	24441	46	19.70	19.70	9.25	9.25	6.34	6.34
STOM-46	24461	46	22.07	22.07	10.08	10.08	6.33	6.33
PEDR-46	24471	46	12.10	8.59	6.59	4.68	3.82	2.71
TALN-46	24481	46	3.64	3.64	3.58	3.58	3.51	3.51
LUNI-46	24491	46	10.47	10.47	6.37	6.37	5.93	5.93
SMAT-46	24501	46	6.45	6.45	3.84	3.84	3.07	3.07
CHAL-46	24531	46	0.00	4.47	0.00	3.86	0.00	1.02

Tabla 9. 3. Perfil de Generación época seca.

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					4%	4%	4%	3%	4%	5%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					1156.16	106.66	1124.93	69.63	850.16	182.46
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
GUAJOYO	21111	1	19.8	1	15.79	4.01	0.00	0.00	0.00	0.00
CERRÓN GRANDE	21171	1	86.4	0	80.35	6.05	70.00	16.40	0.00	0.00
	21172	2	86.4	0	59.65	26.75	0.00	0.00	0.00	0.00
5 DE NOVIEMBRE	21101	1	20	1	15.97	4.03	16.08	3.92	17.44	2.56
	21102	2	20	1	15.97	4.03	16.08	3.92	17.44	2.56
	21103	3	20	1	15.97	4.03	16.08	3.92	17.44	2.56
	21104	4	18	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21105	5	21	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21106	6	40.07	1	34.64	5.43	0.00	0.00	0.00	0.00
	21107	7	40.07	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15 DE SEPTIEMBRE	21181	1	92.76	0	86.27	6.49	50.00	42.76	0.00	0.00
	21182	2	92.76	0	53.73	39.03	0.00	0.00	0.00	0.00
3 DE FEBRERO	21081	1	20	0	30.69	2.31	0.00	0.00	0.00	0.00
	21082	1	20	0	30.69	2.31	0.00	0.00	0.00	0.00
ACAJUTLA	VAPOR	21131	1	24.7	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Escenario de demanda						Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)						AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
						4%	4%	4%	3%	4%	5%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)						1156.16	106.66	1124.93	69.63	850.16	182.46
Planta		nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
	GAS	21132	2	24.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21135	5	64.3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21134	4	27.9	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	MOTOR	21136	1-3	49.1	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21137	4-6	48.9	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21138	7-9	24	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENERGIA DEL PACIFICO		21311	1-4	73.6	1	67.13	6.47	67.25	6.35	68.61	4.99
		21312	5-8	74.4	1	67.13	7.27	67.25	7.15	68.61	5.79
		21313	9 y TV	46.7	1	44.80	1.90	44.80	1.90	44.80	1.90
		21314	10-12	55.8	1	49.69	6.11	49.81	5.99	51.17	4.63
		21315	13-15	55.8	1	52.32	3.48	52.32	3.48	52.32	3.48
		21316	16-19	74.4	1	67.13	7.27	67.25	7.15	68.61	5.79
SOYAPANGO		20301	1-3	15	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AHUACHAPÁN		21161	1	23.4	0	20.66	2.74	20.66	2.74	20.66	2.74
		21162	2	23.6	0	18.92	4.68	18.92	4.68	18.92	4.68
		21163	3	33	0	32.88	0.12	32.88	0.12	32.88	0.12
BERLÍN		21211	1	27.5	0	26.29	1.21	26.29	1.21	26.29	1.21
		21212	2	26.5	0	26.38	0.12	26.38	0.12	26.38	0.12
		21213	3	41	0	40.16	0.84	40.16	0.84	40.16	0.84
		21214	4	7.9	0	6.40	1.50	6.40	1.50	6.40	1.50
NEJAPA		21371	1-8	44	8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21372	9-17	49.5	9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21373	18-27	55	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HOLCIM		21191	1-5	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CASSA		21411	1-2	29.9	0	25.00	0.77	25.00	0.77	25.00	0.77
TALNIQUE		21481	1-9	100.5	2	18.60	14.80	46.05	4.05	46.05	4.05
TERMOPUERTO		21139	1-4	72	1	0.00	0.00	14.60	21.40	48.48	23.52
EL ANGEL		21071	7-8	73.58	0	42.00	1.30	42.00	1.30	42.00	1.30
CHAPARRASTIQUE		21521	1	62.4	0	33.57	1.04	33.57	1.04	33.57	1.04
HILCASA		21061	1-4	6.4	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LA CABAÑA		21381	1	12.37	0	12.00	0.37	12.00	0.37	12.00	0.37
		21381	2	5.00	0	0.00	0.00	4.16	0.00	0.00	0.00

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					4%	4%	4%	3%	4%	5%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					1156.16	106.66	1124.93	69.63	850.16	182.46
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
TEXTUFIL -1	21304	1-5	19.1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -2	21451	6-7	14.4	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BOREALIS	21051	1-8	12.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GECSA	21061	1-3	6.4	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ANTARES	20202	1	60	0	0.00	0.00	35.21	1.09	0.00	0.00
JIBOA	21291	1	34.9	0	24.00	0.74	24.00	0.74	24.00	0.74
	21291	2	8.17	1	0.00	0.00	4.24	0.00	0.00	0.00
TRINIDAD	20221	1	6	0	0.00	0.00	5.42	0.17	0.00	0.00
	20222	1	8	0	0.00	0.00	7.39	0.23	0.00	0.00
	20223	1	20	1	0.00	0.00	18.96	0.59	0.00	0.00
	20224	1	10	2	0.00	0.00	6.94	0.21	0.00	0.00
CAPELLA SOLAR	20401	1	100	0	0.00	0.00	97.30	3.01	0.00	0.00
ECOSOLAR	20251	1	9.9	1	0.00	0.00	9.57	0.00	0.00	0.00
VENTUS	20241	1	54	2	41.38	1.55	41.27	1.55	40.93	1.55
TAS	20483	1	13.2	1	0.00	0.00	8.64	0.00	0.00	0.00

Tabla 9. 4. Perfil de Generación época húmeda.

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					4%	4%	4%	3%	4%	5%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					1159.27	109.77	1128.48	73.18	852.84	185.14
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
GUAJOYO	21111	1	19.8	1	16.88	2.92	15.94	3.86	0.00	0.00
CERRÓN GRANDE	21171	1	86.4	0	80.35	6.05	80.35	6.05	80.35	6.05
	21172	2	86.4	0	80.35	6.05	80.35	6.05	80.35	6.05
5 DE NOVIEMBRE	21101	1	20	1	17.07	2.93	16.12	3.88	16.46	3.54
	21102	2	20	1	17.07	2.93	16.12	3.88	16.46	3.54
	21103	3	20	1	17.07	2.93	16.12	3.88	16.46	3.54
	21104	4	18	1	15.21	2.79	14.26	3.74	14.60	3.40
	21105	5	21	1	18.00	3.00	17.05	3.95	17.39	3.61
	21106	6	40.07	1	35.73	4.34	34.79	5.28	35.12	4.95

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					4%	4%	4%	3%	4%	5%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					1159.27	109.77	1128.48	73.18	852.84	185.14
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
	21107	7	40.07	1	35.73	4.34	34.79	5.28	35.12	4.95
15 DE SEPTIEMBRE	21181	1	92.76	0	86.27	6.49	86.27	6.49	86.27	6.49
	21182	2	92.76	0	86.27	6.49	86.27	6.49	86.27	6.49
3 DE FEBRERO	21081	1	33	0	30.69	2.31	30.69	2.31	30.69	2.31
	21082	1	33	0	30.69	2.31	30.69	2.31	30.69	2.31
ACAJUTLA	VAPOR	21131	1	28.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21132	2	30.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	GAS	21135	5	63.7	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21134	4	27.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	MOTOR	21136	1-3	48.3	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21137	4-6	47.7	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21138	7-9	24	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENERGIA DEL PACIFICO	21311	1-4	75.024	1	68.23	6.79	67.28	7.74	67.62	7.40
	21312	5-8	75.024	1	68.23	6.79	67.28	7.74	18.20	19.31
	21313	9 y TV	46.116	1	44.80	1.32	21.90	24.22	6.69	20.67
	21314	10-12	56.268	1	50.79	5.48	8.85	9.91	0.00	0.00
	21315	13-15	56.268	1	52.32	3.95	0.00	0.00	0.00	0.00
	21316	16-19	75.024	1	68.23	6.79	0.00	0.00	0.00	0.00
SOYAPANGO	20301	1-3	15.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AHUACHAPÁN	21161	1	21.3	0	20.66	0.64	20.66	0.64	20.66	0.64
	21162	2	19.5	0	18.92	0.58	18.92	0.58	18.92	0.58
	21163	3	33.9	0	32.88	1.02	32.88	1.02	32.88	1.02
BERLÍN	21211	1	27.1	0	26.29	0.81	26.29	0.81	26.29	0.81
	21212	2	27.2	0	26.38	0.82	26.38	0.82	26.38	0.82
	21213	3	41.4	0	40.16	1.24	40.16	1.24	40.16	1.24
	21214	4	6.6	0	6.40	0.20	6.40	0.20	6.40	0.20
	21215	5	6.79	0	6.79	0.21	6.79	0.21	6.79	0.21
NEJAPA	21371	1-8	42.4	8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21372	9-17	47.7	9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21373	18-27	53	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HOLCIM	21191	1-5	6.7	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CASSA	21411	1-2	45	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					4%	4%	4%	3%	4%	5%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					1159.27	109.77	1128.48	73.18	852.84	185.14
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
TALNIQUE	21481	1-9	99.3	2	26.95	6.05	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOPUERTO	21139	1-4	71.6	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL ANGEL	21071	7-8	73.58	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHAPARRASTIQUE	21521	1	62.4	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HILCASA	21061	1-4	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LA CABAÑA	21381	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21381	2	5.00	0	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -1	21304	1-5	19.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -2	21451	6-7	14.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BOREALIS	21051	1-8	12.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GECSA	21061	1-3	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ANTARES	20202	1	60	0	0.00	0.00	33.12	1.02	0.00	0.00
JIBOA	21291	1	34.9	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21291	2	8.17	1	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00
TRINIDAD	20221	1	6	0	0.00	0.00	5.31	0.16	0.00	0.00
	20222	1	8	0	0.00	0.00	7.22	0.22	0.00	0.00
	20223	1	20	1	0.00	0.00	17.70	0.55	0.00	0.00
	20224	1	10	2	0.00	0.00	6.36	0.20	0.00	0.00
CAPELLA SOLAR	20401	1	100	0	0.00	0.00	97.48	3.01	0.00	0.00
ECOSOLAR	20251	1	9.9	1	0.00	0.00	8.75	0.00	0.00	0.00
VENTUS	20241	1	199.8	2	33.86	1.55	28.98	1.55	35.62	1.55
TAS	20483	1	13.2	1	0.00	0.00	8.64	0.00	0.00	0.00

9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E

Tabla 9. 5. Implementación del EDCBF en el PSS/E.

Bus	f1 (Hz)	t1 (s)	frac1	f2 (Hz)	t2 (s)	frac2	f3 (Hz)	t3 (s)	frac3
22301 [SOYA-23 23.000]	59.3	0.04	59.1	0.14	58.9	0.82	59.3	0.04	59.1
22371 [NEJA-23 23.000]	58.9	0.22	58.5	0.78	54	0	58.9	0.22	58.5
22421 [NCUS-23 23.000]	58.5	0.67	58.2	0.33	54	0	58.5	0.67	58.2
22451 [SBAR-23 23.000]	57.9	1	55	0	54	0	57.9	1	55
23441 [ATEO-34 34.500]	58.5	0.18	58.2	0.1	57.9	0.72	58.5	0.18	58.2

Bus	f1 (Hz)	t1 (s)	frac1	f2 (Hz)	t2 (s)	frac2	f3 (Hz)	t3 (s)	frac3
24131 [ACAJ-46 46.000]	58.5	1	55	0%	54	0	58.5	1	55
24321 [SRAF-46 46.000]	58.5	0.7	58.2	0.3	55	0	58.5	0.7	58.2
24341 [SMIG-46 46.000]	59.3	0.5	59.1	0.5	54	0	59.3	0.5	59.1
24351 [SANA-46 46.000]	58.9	1	55	0	54	0	58.9	1	55
24391 [TECO-46 46.000]	59.3	0.18	59.1	0.18	58.2	0.64	59.3	0.18	59.1
24401 [OZAT-46 46.000]	58.9	0.1	58.2	0.25	57.9	0.65	58.9	0.1	58.2
24441 [ATEO-46 46.000]	59.3	0.04	59.1	0.14	58.9	0.82	59.3	0.04	59.1

9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

Ver Archivo: ["AnexoIII GráficasFrecuencia.pdf"](#).

9.4 ANEXO IV – CURVAS QV

Ver Archivo: ["AnexoIV ResumenQV.pdf"](#).