

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	18
6.1 CRITERIOS UTILIZADOS	18
6.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	19
6.3 RESULTADOS.....	25
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
8 REFERENCIAS.....	37
9 ANEXOS.....	38
9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN PARA LOS ESCENARIOS DE 2023	38
9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E	44
9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA	44
9.4 ANEXO IV – CURVAS QV	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Ajustes del EDCBF actual.	8
Tabla 5.2. Descripción de los escenarios analizados.	9
Tabla 5.3. Monto de generación perdida (MW) por contingencia y escenario.....	10
Tabla 5.4. Valor mínimo y valor final de la frecuencia (Hz) obtenidos durante la simulación, en los nodos monitoreados.....	12
Tabla 5.56. Etapas y montos de cargas (MW) disparados por el EDCBF actual.	14
Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.	19
Tabla 6.2. Resumen del análisis de estabilidad de voltaje mediante las curvas Q-V.	25
Tabla 6.3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.	34
Tabla 9. 1. Demanda por punto de entrega para el escenario de época seca.	38
Tabla 9. 2. Demanda por punto de entrega para el escenario de época húmeda.	39
Tabla 9. 3. Perfil de Generación por unidad para la época seca.	40
Tabla 9. 4. Perfil de Generación para la época húmeda.....	42
Tabla 9. 5. Implementación del EDCBF en el PSS/E.....	44

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 296.43 MW de generación para el escenario de demanda mínima de la época húmeda.	15
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.....	15
Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 353 MW de generación por el disparo de planta EDP para el escenario de demanda máxima de la época húmeda.	16
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.	16
Figura 5.5. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 296.49 MW de generación para el escenario de demanda mínima de la época seca.	17
Figura 5.6. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 286.83 MW de generación para el escenario de demanda media de la época seca.....	17
Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época húmeda de 2026, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia SMAR-STOM y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.....	29
Figura 6.2. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150MW desde el norte, ante la contingencia SMAT-OPIC y posteriormente la contingencia AHUA-SANA.	30
Figura 6.3. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150MW desde el norte, ante la contingencia SMAT-OPIC y posteriormente la contingencia AHUA-SANA.	30

Figura 6.4. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el sur, ante la contingencia SANT-NEJA y posteriormente la contingencia SMAR-STOM.	31
Figura 6.5. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el sur, ante la contingencia SANT-NEJA y posteriormente a contingencia SMAR-STOM.....	31
Figura 6.6. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia NEJA-SMAT.....	32
Figura 6.7. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia NEJA-SMAT.....	32
Figura 6.8. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda media en época húmeda de 2026, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia TECO-OZAT y posteriormente la contingencia BERL-SMIG.....	33
Figura 6.9. 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.....	33
Figura 6.10. Curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva.....	34
Figura 6.11. Mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada.	35

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.

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 2024, 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, para los escenarios analizados.

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.

Etapas	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
5	58.2	0	7
6	57.9	0	5
Total			43

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

² Idem.

³ Idem.

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
MaxSeca26	Escenario de demanda máxima en época seca para el año 2026.
MedSeca26	Escenario de demanda media en época seca para el año 2026.
MinSeca26	Escenario de demanda mínima en época seca para el año 2026.
MaxHume26	Escenario de demanda máxima en húmeda para el año 2026.
MedHume26	Escenario de demanda media en época húmeda para el año 2026.
MinHume26	Escenario de demanda mínima en época húmeda para el año 2026.

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 del siguiente listado de máquinas:
 - a. Disparo de la planta Ahuachapán;
 - b. Disparo de la planta Berlín;
 - c. Disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre; y
 - d. disparo del grupo 1 de la planta Energía del Pacífico.

Los montos de generación perdidos por escenario y contingencia se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Monto de generación perdida (MW) por contingencia y escenario.

Contingencia/ Escenario	MaxSeca26	MedSeca26	MinSeca26	MaxHume26	MedHume26	Mi_Hume26
F01_15seU1	90.9	80.4	84.8	90.8	90.5	90.4
F02_CgraU1	72.6	68.0	0.0	84.8	83.9	83.8
F03_Tpto	33.5	0.0	69.4	30.4	0.0	0.0
F04_Albi	0.0	66.7	0.0	0.0	50.7	0.0
F05_EDP1	68.0	68.0	68.1	68.4	68.4	70.5
F06_3FEB	53.0	66.0	0.0	63.2	63.2	63.1
F07_15se	180.5	152.5	154.6	181.2	182.9	180.7
F08_Cgra	145.2	135.5	0.0	169.3	167.9	167.8
F09_Ahua	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5
F10_Berl	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1
F11_EDP	353.0	276.4	353.6	358.1	283.3	277.2
F12_300	284.32	286.83	225.43	294.88	294.54	296.49

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 5.4 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 58.148 Hz.**

En todos los casos **se obtiene al final de la simulación una frecuencia mayor a 59.687 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 5.5 se indican 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 **296.43 MW**, producto de la contingencia **F12_300**, en el escenario de demanda mínima en la época húmeda, alcanzando un valor de **58.148 Hz** y luego de la desconexión de **393.76 MW** de carga (que corresponden a 5 etapas del EDCBF) la frecuencia alcanza un valor de **60.255 Hz**. Ver figura 5.1.

De los 72 casos analizados (combinación de escenarios de demanda y contingencias), en 26 (36.11%) se alcanzaron valores de frecuencia que accionaron el EDCBF. Únicamente en dos ocasiones se produce la activación de más de cuatro etapas del EDCBF, el primero es en el descrito en el párrafo anterior y el segundo es en la época húmeda en el escenario de media donde la **F12_300MW** causa la activación de cinco etapas con una desconexión de carga de **346.47 MW**. Ver figura 5.2.

Otros casos relevantes que valen la pena mencionar:

1. Disparo de la planta EDP con **353 MW** de generación en demanda máxima de la época húmeda, se obtiene una frecuencia mínima de **58.268 Hz** y la frecuencia, luego de la desconexión de **327.36 MW** de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de **59.846 Hz**. Ver figura 5.3.
2. Disparo de **284.32 MW** de generación en demanda máxima de la época húmeda, se obtiene una frecuencia mínima de **58.309 Hz** y la frecuencia, luego de la desconexión de **327.36 MW** de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de **59.927 Hz**. Ver figura 5.4.
3. Disparo de **296.49 MW** de generación en demanda mínima de la época seca, se obtiene una frecuencia mínima de **58.381 Hz** y la frecuencia, luego de la desconexión de **340.37 MW** de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de **60.046 Hz**. Ver figura 5.5.
4. Disparo de **286.83 MW** en demanda media de la época seca, se obtiene una frecuencia mínima de **58.395 Hz** y la frecuencia, luego de la desconexión de **354.47 MW** de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de **60.097 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 EDCBF, 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 5.4. Valor mínimo y valor final de la frecuencia (Hz) obtenidos durante la simulación, en los nodos monitoreados.

Contingencia	Nodo	MaxSeca		MedSeca		MinSeca		MaxHume		MedHume		MinHume	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F01_15seU	HZ AHUA-230	59.522	59.781	59.485	59.774	59.555	59.792	59.441	59.757	59.291	59.837	59.296	59.822
F01_15seU	HZ NEJA-230	59.522	59.781	59.485	59.774	59.555	59.792	59.441	59.757	59.291	59.837	59.296	59.822
F01_15seU	HZ 15SE-230	59.521	59.781	59.485	59.774	59.554	59.792	59.44	59.757	59.29	59.837	59.296	59.822
F01_15seU	HZ EDP-230	59.522	59.781	59.486	59.774	59.556	59.792	59.441	59.757	59.291	59.837	59.296	59.822
F01_15seU	HZ NCUS-115	59.522	59.781	59.485	59.774	59.555	59.792	59.441	59.757	59.291	59.837	59.296	59.822
F02_CgraU	HZ AHUA-230	59.635	59.826	59.576	59.807	ND	ND	59.506	59.773	59.366	59.73	59.378	59.734
F02_CgraU	HZ NEJA-230	59.635	59.826	59.576	59.807	ND	ND	59.506	59.773	59.367	59.73	59.378	59.734
F02_CgraU	HZ 15SE-230	59.634	59.826	59.576	59.807	ND	ND	59.505	59.773	59.367	59.73	59.378	59.734
F02_CgraU	HZ EDP-230	59.635	59.826	59.576	59.807	ND	ND	59.506	59.773	59.366	59.73	59.378	59.734
F02_CgraU	HZ NCUS-115	59.635	59.826	59.576	59.807	60	60.005	59.506	59.773	59.366	59.73	59.378	59.734
F03_Tpto	HZ AHUA-230	59.834	59.923	ND	ND	59.647	59.829	59.826	59.922	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ NEJA-230	59.834	59.923	ND	ND	59.648	59.829	59.826	59.922	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ 15SE-230	59.833	59.923	ND	ND	59.648	59.829	59.826	59.922	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ EDP-230	59.834	59.923	ND	ND	59.647	59.829	59.826	59.922	ND	ND	ND	ND
F03_Tpto	HZ NCUS-115	59.834	59.923	ND	ND	59.648	59.829	59.826	59.922	ND	ND	ND	ND
F04_Albi	HZ AHUA-230	ND	ND	59.597	59.822	ND	ND	ND	ND	59.634	59.847	ND	ND
F04_Albi	HZ NEJA-230	ND	ND	59.597	59.822	ND	ND	ND	ND	59.634	59.847	ND	ND
F04_Albi	HZ 15SE-230	ND	ND	59.597	59.822	ND	ND	ND	ND	59.634	59.847	ND	ND
F04_Albi	HZ EDP-230	ND	ND	59.598	59.822	ND	ND	ND	ND	59.634	59.847	ND	ND
F04_Albi	HZ NCUS-115	ND	ND	59.597	59.822	ND	ND	ND	ND	59.634	59.847	ND	ND
F05_EDP1	HZ AHUA-230	59.635	59.834	59.546	59.806	59.65	59.834	59.567	59.813	59.445	59.779	59.432	59.773
F05_EDP1	HZ NEJA-230	59.635	59.834	59.546	59.806	59.65	59.834	59.567	59.813	59.445	59.779	59.432	59.773
F05_EDP1	HZ 15SE-230	59.634	59.834	59.547	59.806	59.65	59.834	59.567	59.813	59.445	59.779	59.432	59.773
F05_EDP1	HZ EDP-230	59.635	59.834	59.546	59.806	59.65	59.834	59.567	59.813	59.445	59.779	59.432	59.773
F05_EDP1	HZ NCUS-115	59.635	59.834	59.546	59.806	59.65	59.834	59.567	59.813	59.445	59.779	59.432	59.773
F06_3FEB	HZ AHUA-230	59.727	59.871	59.594	59.813	60	60.005	59.621	59.825	59.531	59.792	59.534	59.794

Contingencia	Nodo	MaxSeca		MedSeca		MinSeca		MaxHume		MedHume		MinHume	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F06_3FEB	HZ NEJA-230	59.727	59.871	59.594	59.813	ND	ND	59.621	59.825	59.531	59.792	59.534	59.794
F06_3FEB	HZ 15SE-230	59.727	59.871	59.594	59.813	ND	ND	59.621	59.825	59.531	59.792	59.534	59.794
F06_3FEB	HZ EDP-230	59.727	59.871	59.594	59.813	ND	ND	59.621	59.825	59.532	59.792	59.534	59.794
F06_3FEB	HZ NCUS-115	59.727	59.871	59.594	59.813	ND	ND	59.621	59.825	59.532	59.792	59.534	59.794
F07_15seP	HZ AHUA-230	59.087	59.778	59.131	59.687	59.178	59.696	58.997	59.74	58.883	59.864	58.877	59.82
F07_15seP	HZ NEJA-230	59.086	59.778	59.131	59.687	59.177	59.696	58.994	59.74	58.881	59.864	58.875	59.82
F07_15seP	HZ 15SE-230	59.086	59.778	59.131	59.687	59.176	59.696	58.993	59.74	58.881	59.864	58.874	59.82
F07_15seP	HZ EDP-230	59.088	59.778	59.131	59.687	59.179	59.696	58.999	59.74	58.884	59.864	58.878	59.82
F07_15seP	HZ NCUS-115	59.086	59.778	59.13	59.687	59.177	59.696	58.993	59.74	58.88	59.864	58.874	59.82
F08_CgraP	HZ AHUA-230	59.263	59.735	59.22	59.716	ND	ND	59.075	59.772	58.984	59.723	58.973	59.687
F08_CgraP	HZ NEJA-230	59.262	59.735	59.218	59.716	ND	ND	59.071	59.772	58.981	59.723	58.971	59.687
F08_CgraP	HZ 15SE-230	59.261	59.735	59.217	59.716	ND	ND	59.07	59.772	58.978	59.723	58.971	59.687
F08_CgraP	HZ EDP-230	59.263	59.735	59.22	59.716	ND	ND	59.076	59.772	58.985	59.723	58.973	59.687
F08_CgraP	HZ NCUS-115	59.262	59.735	59.218	59.716	ND	ND	59.071	59.772	58.98	59.723	58.971	59.687
F09_AhuaP	HZ AHUA-230	59.612	59.817	59.503	59.777	59.616	59.812	59.548	59.795	59.39	59.747	59.413	59.754
F09_AhuaP	HZ NEJA-230	59.612	59.817	59.503	59.777	59.616	59.812	59.548	59.795	59.39	59.747	59.413	59.754
F09_AhuaP	HZ 15SE-230	59.611	59.817	59.503	59.777	59.616	59.812	59.548	59.795	59.39	59.747	59.413	59.754
F09_AhuaP	HZ EDP-230	59.612	59.817	59.503	59.777	59.616	59.812	59.548	59.795	59.39	59.747	59.413	59.754
F09_AhuaP	HZ NCUS-115	59.612	59.817	59.503	59.777	59.616	59.812	59.548	59.795	59.39	59.747	59.413	59.754
F10_Berl	HZ AHUA-230	59.435	59.734	59.291	59.818	59.44	59.726	59.334	59.704	59.249	59.786	59.25	59.768
F10_Berl	HZ NEJA-230	59.435	59.734	59.291	59.818	59.44	59.726	59.333	59.704	59.249	59.786	59.249	59.768
F10_Berl	HZ 15SE-230	59.435	59.734	59.291	59.818	59.439	59.726	59.333	59.704	59.247	59.786	59.247	59.768
F10_Berl	HZ EDP-230	59.436	59.734	59.291	59.818	59.441	59.726	59.334	59.704	59.25	59.786	59.25	59.768
F10_Berl	HZ NCUS-115	59.435	59.734	59.291	59.818	59.44	59.726	59.334	59.704	59.249	59.786	59.249	59.768
F11_EDP	HZ AHUA-230	58.437	59.918	58.493	60.224	58.397	59.955	58.272	59.846	58.427	60.169	58.431	60.143
F11_EDP	HZ NEJA-230	58.437	59.918	58.493	60.224	58.398	59.955	58.272	59.846	58.427	60.169	58.431	60.143
F11_EDP	HZ 15SE-230	58.441	59.918	58.493	60.224	58.4	59.955	58.275	59.846	58.431	60.169	58.434	60.143
F11_EDP	HZ EDP-230	58.437	59.918	58.493	60.224	58.398	59.955	58.271	59.846	58.426	60.169	58.431	60.143

Contingencia	Nodo	MaxSeca		MedSeca		MinSeca		MaxHume		MedHume		MinHume	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F11_EDP	HZ NCUS-115	58.435	59.918	58.493	60.224	58.396	59.955	58.268	59.846	58.425	60.169	58.429	60.143
F12_300	HZ AHUA-230	58.448	59.987	58.402	60.097	58.397	60.046	58.321	59.927	58.26	59.972	58.152	60.255
F12_300	HZ NEJA-230	58.442	59.987	58.399	60.097	58.39	60.046	58.314	59.927	58.26	59.972	58.151	60.255
F12_300	HZ 15SE-230	58.44	59.987	58.395	60.097	58.381	60.046	58.31	59.927	58.264	59.972	58.152	60.255
F12_300	HZ EDP-230	58.451	59.987	58.403	60.097	58.4	60.046	58.325	59.927	58.261	59.972	58.153	60.255
F12_300	HZ NCUS-115	58.44	59.987	58.398	60.097	58.392	60.046	58.309	59.927	58.237	59.972	58.148	60.255

ND: Unidad o planta no despachada

Tabla 5.5. Etapas y montos de cargas (MW) disparados por el EDCBF actual.

Contingencia / Escenario	MaxSeca		MedSeca		MinSeca		MaxHume		MedHume		MinHume	
	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_15seU1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	41.38	1	34.80
F02_CgraU1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
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	N/A	N/A	1	38.62	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	N/A	N/A
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	1, 2	94.91	1	42.51	1	36.63	1, 2	92.25	1, 2, 3	146.92	1, 2, 3	130.23
F08_Cgra	1	41.36	1	42.51	N/A	N/A	1, 2	92.25	1, 2	90.94	1, 2	76.28
F09_Ahua	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
F10_Berl	N/A	N/A	1	42.51	N/A	N/A	N/A	N/A	1	41.38	1	34.80
F11_EDP	1, 2, 3, 4	336.82	1, 2, 3, 4	354.47	1, 2, 3, 4	340.37	1, 2, 3, 4	327.36	1, 2, 3, 4	344.96	1, 2, 3, 4	323.39
F12_300	1, 2, 3, 4	336.82	1, 2, 3, 4	354.47	1, 2, 3, 4	340.37	1, 2, 3, 4	327.36	1, 2, 3, 4, 5	346.47	1, 2, 3, 4, 5	393.76

N/A: No Aplica, no hubo desconexión de carga.

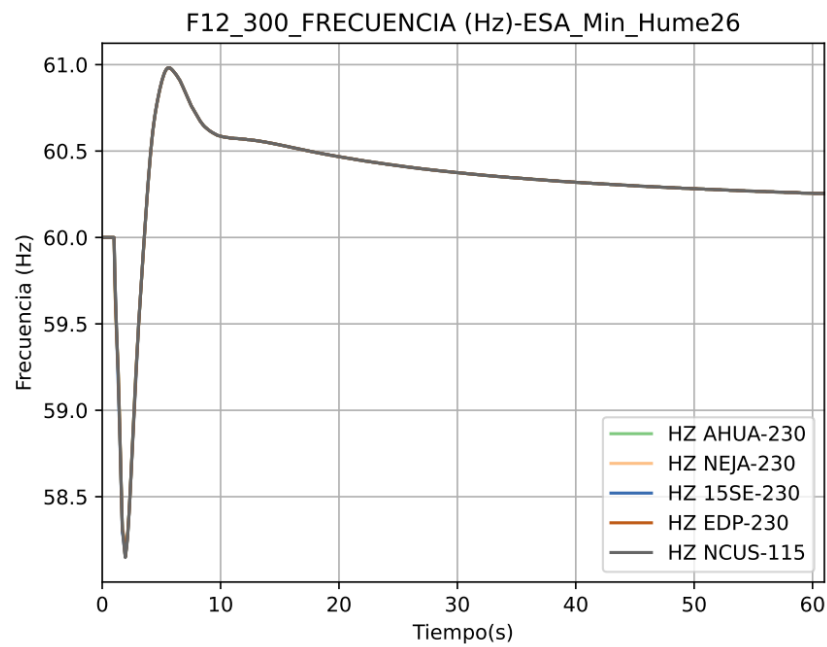


Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 296.43 MW de generación para el escenario de demanda mínima de la época húmeda.

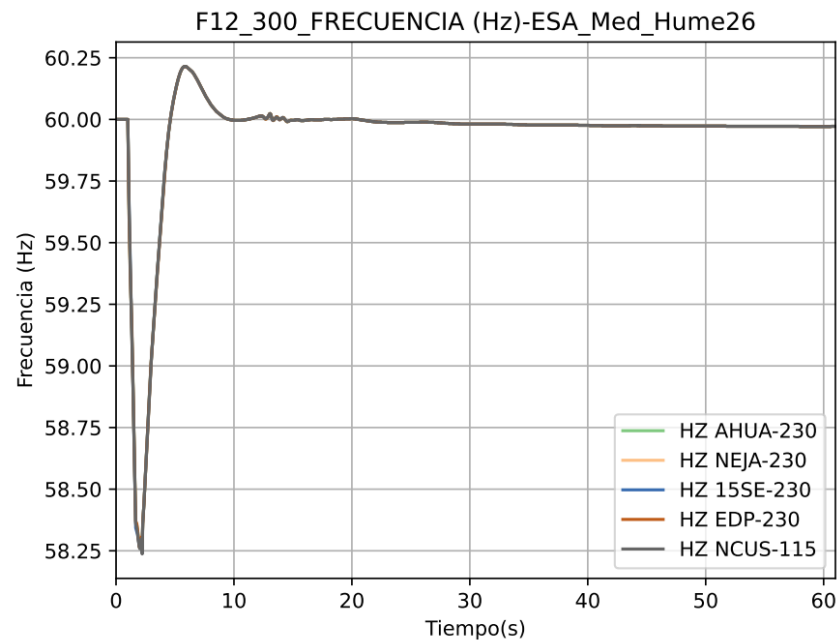


Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 294.54 MW de generación para el escenario de demanda mínima del segundo semestre.

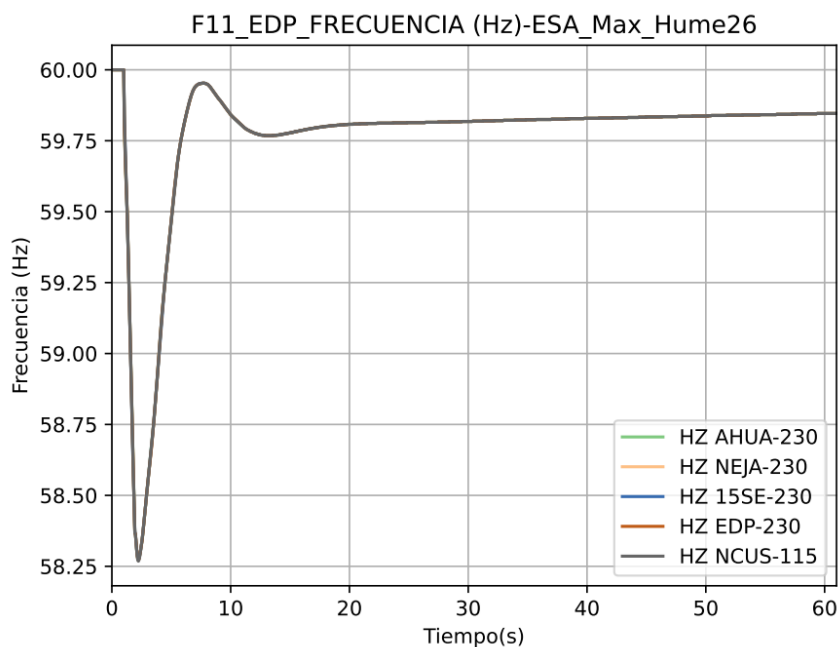


Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 353 MW de generación por el disparo de planta EDP para el escenario de demanda máxima de la época húmeda.

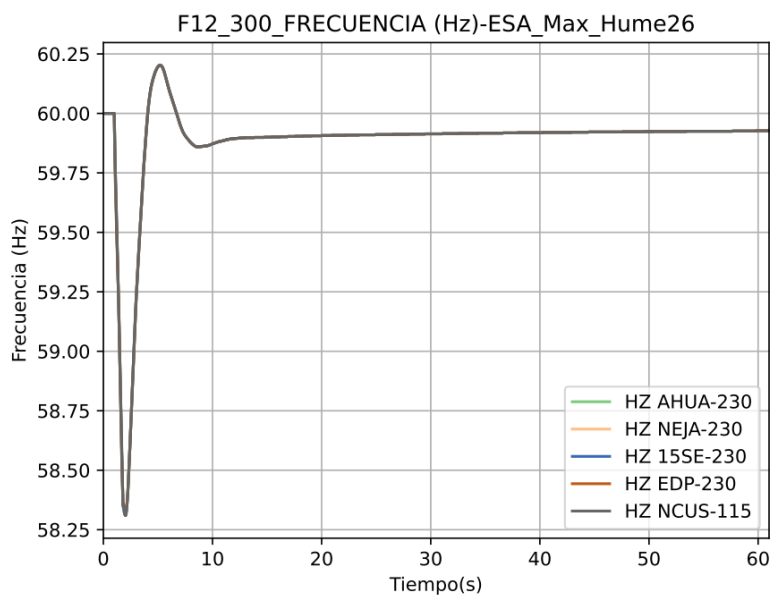


Figura 5.4. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 348.2 MW de generación por el disparo de planta EDP para el escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre.

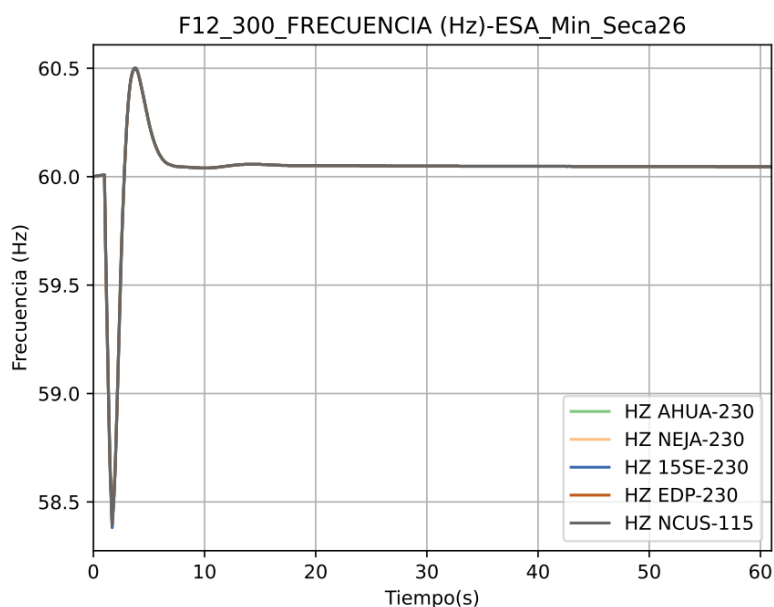


Figura 5.5. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 296.49 MW de generación para el escenario de demanda mínima de la época seca.

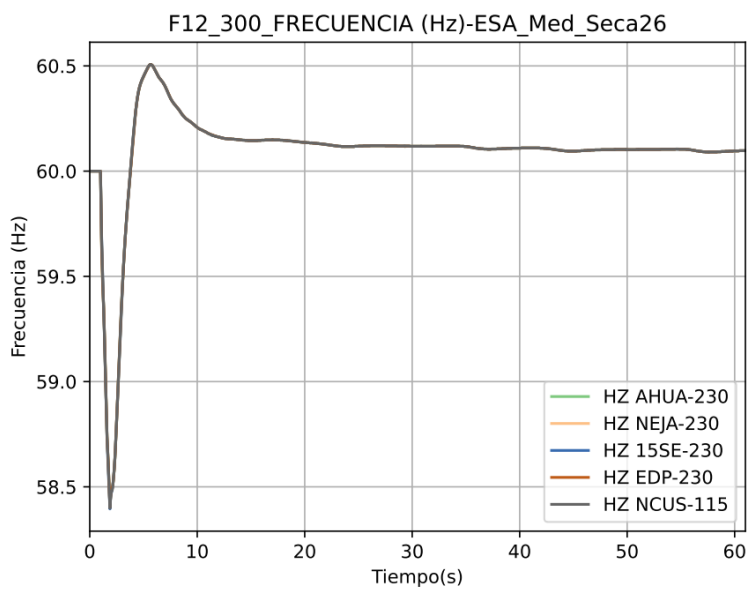


Figura 5.6. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 286.83 MW de generación para el escenario de demanda media de la época seca.

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 2025-2026 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 SMIG-OZAT-01, 115 kV.
13. Disparo de la línea SRAF-SMAR-01, 115 kV.
14. Disparo de la línea TECO-OZAT-01, 115 kV.
15. 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 la regulación de la 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 150 MW y de 180 MW para las épocas seca y húmeda, respectivamente, ambos en demanda media, 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 exigentes para el SEP en cada una de las épocas analizadas.

Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Descripción
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_15SE-BERL	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_5NOV-CGRA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_5NOV-SRAF	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_AHUA-SANA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_BERL-SMIG	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_CGRA-NEJA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_NEJA-SMAT	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SANT-NEJA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SMAR-STOM	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM

Escenario	Descripción
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SMAT-OPIC	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SMIG-OZAT	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMIG-OZAT
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SRAF-SMAR	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_TECO-OZAT	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_VOLC-NCUS	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_15SE-BERL	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_5NOV-CGRA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_5NOV-SRAF	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_AHUA-SANA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_CGRA-NEJA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_NEJA-SMAT	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM

Escenario	Descripción
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SMIG-OZAT	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMIG-OZAT
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SRAF-SMAR	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_VOLC-NCUS	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época húmeda para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_15SE-BERL	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_5NOV-CGRA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_5NOV-SRAF	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_AHUA-SANA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_BERL-SMIG	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_CGRA-NEJA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_NEJA-SMAT	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SANT-NEJA	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SMAR-STOM	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM

Escenario	Descripción
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SMAT-OPIC	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SMIG-OZAT	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMIG-OZAT
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SRAF-SMAR	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_TECO-OZAT	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_VOLC-NCUS	Escenario de demanda media con importación norte-sur en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea VOLC-NCUS
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_15SE-BERL	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_5NOV-CGRA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-CGRA
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_5NOV-SRAF	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea 5NOV-SRAF
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_ACAJ-ATEO	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea ACAJ-ATEO
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_AHUA-SANA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea AHUA-SANA
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_CGRA-NEJA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea CGRA-NEJA
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_NEJA-SMAT	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea NEJA-SMAT
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM

Escenario	Descripción
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SMIG-OZAT	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SMIG-OZAT
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SRAF-SMAR	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-SMAR
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_VOLC-NCUS	Escenario de demanda media con importación sur-norte en época seca para el año 2026, 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 media de 2026 con una importación de 150 MW y de 180 MW para épocas seca y húmeda, respectivamente.

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. GUAI-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_Med_Hume26_Imp180_NS_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	67.99	0.68
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_5NOV-CGRA	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	73.51	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_5NOV-SRAF	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	71.74	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_ACAJ-ATEO	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	73.31	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_AHUA-SANA	NEJA-SMAT	27111_GUAJ-115	24.46	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	44.34	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_CGRA-NEJA	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	73.13	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	24.46	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SANT-NEJA	SMAR-STOM	27471_PEDR-115	17.92	0.84
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SMAR-STOM	SANT-NEJA	27471_PEDR-115	17.92	0.84
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	20.94	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SMIG-OZAT	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	56.05	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_SRAF-SMAR	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	73.74	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	44.34	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_NS_VOLC-NCUS	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	73.88	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_15SE-BERL	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	67.32	0.68
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_5NOV-CGRA	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	72.78	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_5NOV-SRAF	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	70.88	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_ACAJ-ATEO	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	72.62	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_AHUA-SANA	NEJA-SMAT	27111_GUAJ-115	24.54	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	43.76	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_CGRA-NEJA	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	72.41	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	24.54	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SANT-NEJA	SMAR-STOM	27471_PEDR-115	17.24	0.84
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SMAR-STOM	SANT-NEJA	27471_PEDR-115	17.02	0.84
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	21.03	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SMIG-OZAT	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	55.41	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_SRAF-SMAR	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	72.99	0.65

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	43.75	0.65
ESA_Med_Hume26_Imp180_SN_VOLC-NCUS	BERL-SMIG	27491_LUNI-115	72.99	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_15SE-BERL	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.8	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_5NOV-CGRA	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.75	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_5NOV-SRAF	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.63	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_ACAJ-ATEO	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	73.92	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_AHUA-SANA	NEJA-SMAT	27111_GUAJ-115	23.2	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	57.55	0.71
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_CGRA-NEJA	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	73.77	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	23.2	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SANT-NEJA	SMAR-STOM	27471_PEDR-115	23.48	0.81
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SMAR-STOM	SANT-NEJA	27471_PEDR-115	23.96	0.8
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	19.44	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SMIG-OZAT	5NOV-SRAF	27401_OZAT-115	61.48	0.69
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_SRAF-SMAR	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	73.45	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	57.55	0.71
ESA_Med_Seca26_Imp150_NS_VOLC-NCUS	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.51	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_15SE-BERL	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.71	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_5NOV-CGRA	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.65	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_5NOV-SRAF	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.53	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_ACAJ-ATEO	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.02	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_AHUA-SANA	NEJA-SMAT	27111_GUAJ-115	23.36	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_BERL-SMIG	TECO-OZAT	27401_OZAT-115	57.15	0.71
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_CGRA-NEJA	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	73.74	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_NEJA-SMAT	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	23.36	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SANT-NEJA	SMAR-STOM	27471_PEDR-115	22.92	0.81
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SMAR-STOM	SANT-NEJA	27471_PEDR-115	23.39	0.8
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	19.61	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SMIG-OZAT	5NOV-SRAF	27401_OZAT-115	60.97	0.69
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_SRAF-SMAR	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	73.27	0.65
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_TECO-OZAT	BERL-SMIG	27401_OZAT-115	57.15	0.71
ESA_Med_Seca26_Imp150_SN_VOLC-NCUS	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	74.5	0.65

En la tabla 6.2 se observa que todos los nodos cuentan con reserva de potencia reactiva luego de ocurrida una segunda contingencia. El mayor voltaje de colapso es 0.84 p.u. y en el 87% de los nodos críticos su

voltaje de colapso es menor o igual que 0.71 p.u. Los cinco casos con menor reserva de potencia reactiva son los siguientes:

1. El nodo PEDR 115 presenta una reserva de potencia reactiva de 17.02 Mvar y un voltaje de colapso de 0.84 p.u. en el escenario de demanda media en época húmeda de 2026, considerando una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia de apertura de la línea SMAR–STOM-01 seguida de SANT–NEJA-01 (el resultado es equivalente si se invierte el orden de las contingencias). En los demás nodos monitoreados, el voltaje de colapso está en el rango de 0.65 y 0.92 p.u. Asimismo, los nodos STOM 115, NCUS 115, SANT 115, VOLC 115, TALN 115 y ATEO 115 registran reservas de entre 18.19 y 23.27 Mvar, ya que permanecen conectados al sistema únicamente a través del nodo ATEO 115, al igual que PEDR 115, tras la apertura de las líneas mencionadas.

El resto de los nodos presentan reservas superiores a 58.8 Mvar. Estos resultados se muestran en las figuras 6.1 y 6.2. Los resultados para el caso con las mismas contingencias, demanda y época, con importación de 180 MW desde el norte son muy similares a los mostrados en este numeral, por lo que no se retoman estos resultados.

2. El nodo GUAJ 115 presenta una reserva de potencia reactiva de 19.44 Mvar y un voltaje de colapso de 0.65 p.u. en el escenario de demanda media en época seca de 2026, considerando una importación de 150 MW desde el norte, ante la contingencia de apertura de la línea SMAT-OPIC-01 seguida de AHUA-SANA-01 (el resultado es equivalente si se invierte el orden de las contingencias). En los demás nodos monitoreados, el voltaje de colapso está en el rango de 0.65 y 0.83 p.u. Asimismo, los nodos SANA 115 y OPIC 115 registran reservas de 22.97 y 37.54 Mvar respectivamente, ya que permanecen conectados al sistema radialmente desde el nodo SONS 115, al igual que GUAJ 115, tras la apertura de las líneas mencionadas.

El resto de los nodos presentan reservas superiores a 126.93 Mvar. Estos resultados se muestran en las figuras 6.5 y 6.6. Los resultados para el caso con las mismas contingencias, demanda y época, con importación de 150 MW desde el sur son muy similares a los mostrados en este numeral, por lo que no se retoman estos resultados. Además, los resultados para el caso con las mismas contingencias y demanda, en época húmeda, con importación de 180 MW ya sea desde el norte o del sur son muy similares a los mostrados en este numeral, por lo que no se retoman estos resultados.

3. El nodo PEDR 115 presenta una reserva de potencia reactiva de 22.92 Mvar y un voltaje de colapso de 0.81 p.u. en el escenario de demanda media en época seca de 2026, considerando una importación de 150 MW desde el sur, ante la contingencia de apertura de la línea SANT-NEJA-01 seguida de SMAR-STOM-01 (el resultado es equivalente si se invierte el orden de las contingencias). En los demás nodos monitoreados, el voltaje de colapso está en el rango de 0.65 y 0.92 p.u. Asimismo, los nodos STOM 115, NCUS 115, SANT 115, VOLC 115, TALN 115 y ATEO 115 registran reservas entre 25.12 y 34.13 Mvar, ya que permanecen conectados al sistema únicamente a través del nodo ATEO 115, al igual que PEDR 115, tras la apertura de las líneas mencionadas.

El resto de los nodos presenta reservas superiores a 95.11 Mvar. Estos resultados se muestran en las figuras 6.5 y 6.6. Los resultados para el caso con las mismas contingencias, demanda y época, con importación de 150 MW desde el norte son muy similares a los mostrados en este numeral, por lo que no se retoman estos resultados.

4. El nodo GUAJ 115 presenta una reserva de potencia reactiva de 23.2 Mvar y un voltaje de colapso de 0.65 p.u. en el escenario de demanda media en época seca de 2026, considerando una importación de 150 MW desde el norte, ante la contingencia de apertura de la línea AHUA-SANA-01 seguida de NEJA-SMAT-01 (el resultado es equivalente si se invierte el orden de las contingencias). En los demás nodos monitoreados, el voltaje de colapso está en el rango de 0.65 y 0.84 p.u. Asimismo, los nodos SANA 115, OPIC 115 y SMAT 115 registran reservas entre 26.39 y 38.13 Mvar, ya que permanecen conectados al sistema radialmente desde el nodo SONS 115, al igual que GUAJ 115, tras la apertura de las líneas mencionadas.

El resto de los nodos presentan reservas superiores a 126.56 Mvar. Estos resultados se muestran en las figuras 6.7 y 6.8. Los resultados para el caso con las mismas contingencias, demanda y época, con importación de 150 MW desde el sur son muy similares a los mostrados en este numeral, por lo que no se retoman estos resultados. Además, los resultados para el caso con las mismas contingencias y demanda, en época húmeda, con importación de 180 MW ya sea desde el norte o del sur son muy similares a los mostrados en este numeral, por lo que no se retoman estos resultados.

5. El nodo OZAT 115 presenta una reserva de potencia reactiva de 43.75 Mvar y un voltaje de colapso de 0.65 p.u. en el escenario de demanda media en época húmeda de 2026, considerando una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia de apertura de la línea TECO-OZAT-01 seguida de BERL-SMIG-01 (el resultado es equivalente si se invierte el orden de las contingencias). En los demás nodos monitoreados, el voltaje de colapso está en el rango de 0.65 y 0.80 p.u. Asimismo, los nodos SMIG 115, HAVI 115 y LUNI 115 registran reservas entre 54.47 y 76.34 Mvar, ya que permanecen conectados al sistema radialmente desde el nodo 15SE 115, al igual que OZAT 115, tras la apertura de las líneas mencionadas. El resto de los nodos presenta reservas superiores a 121.17 Mvar. Estos resultados se muestran en las figuras 6.9 y 6.10.

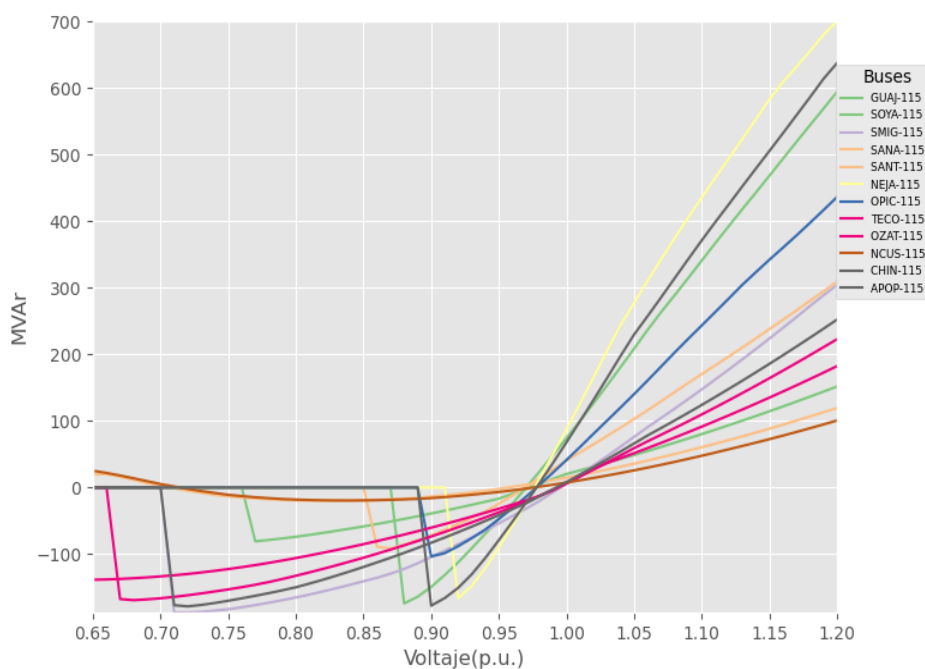


Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época húmeda de 2026, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia SMAR-STOM y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.

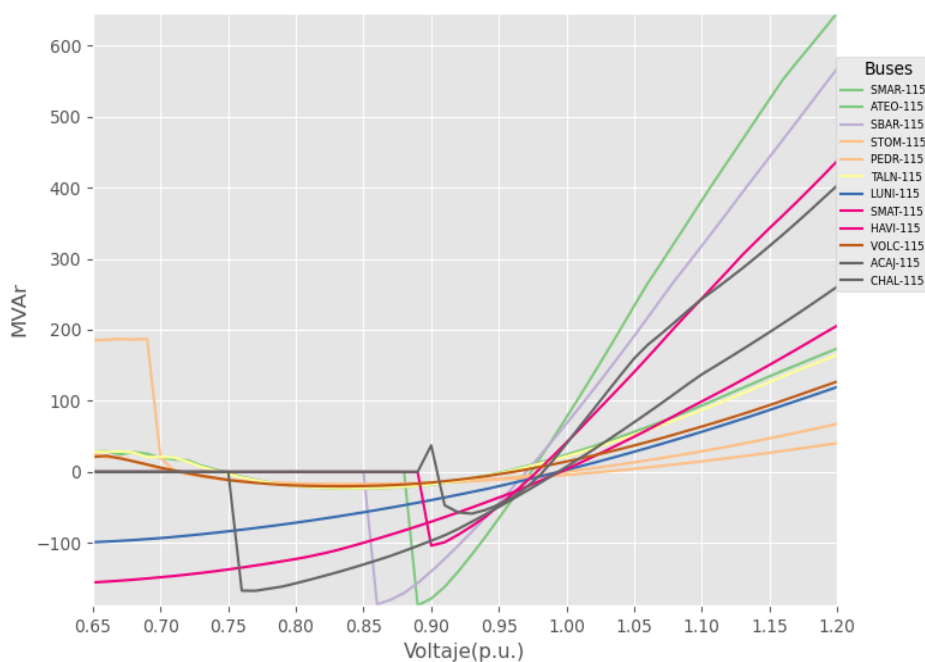


Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época húmeda de 2026, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia SMAR-STOM y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.

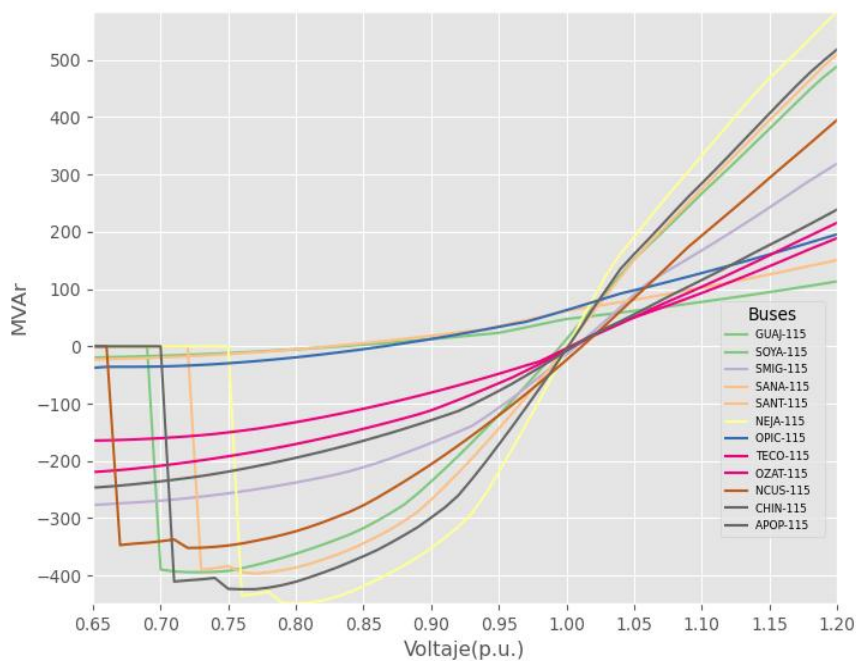


Figura 6.2. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150MW desde el norte, ante la contingencia SMAT-OPIC y posteriormente la contingencia AHUA-SANA.

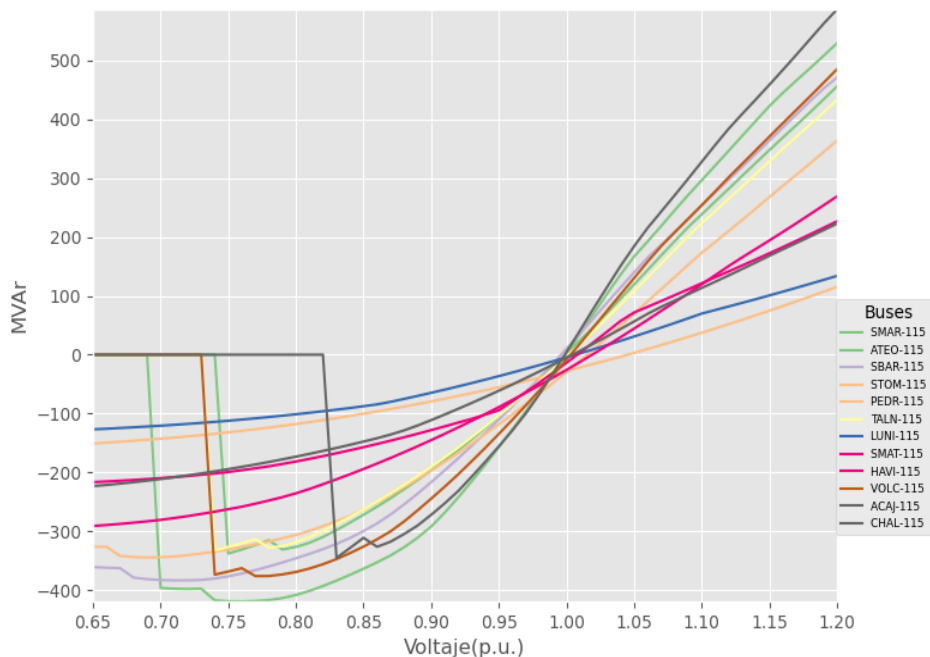


Figura 6.3. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150MW desde el norte, ante la contingencia SMAT-OPIC y posteriormente la contingencia AHUA-SANA.

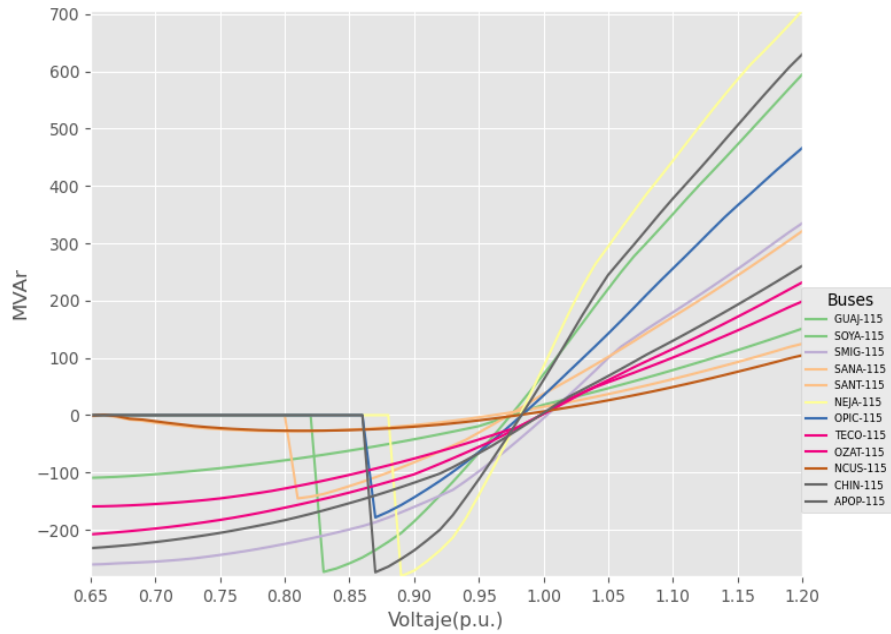


Figura 6.4. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el sur, ante la contingencia SANT-NEJA y posteriormente la contingencia SMAR-STOM.

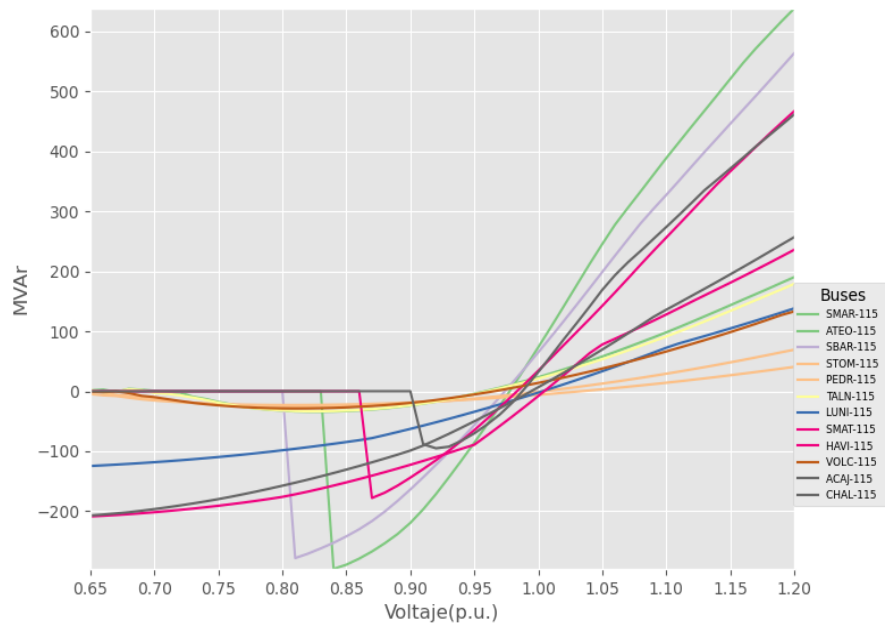


Figura 6.5. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el sur, ante la contingencia SANT-NEJA y posteriormente a contingencia SMAR-STOM.

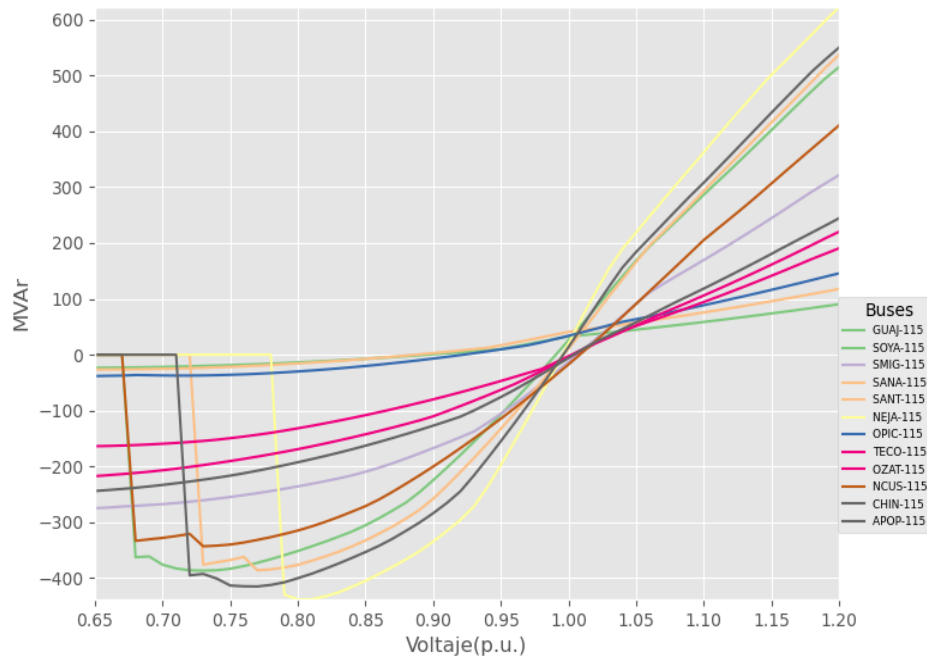


Figura 6.6. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia NEJA-SMAT.

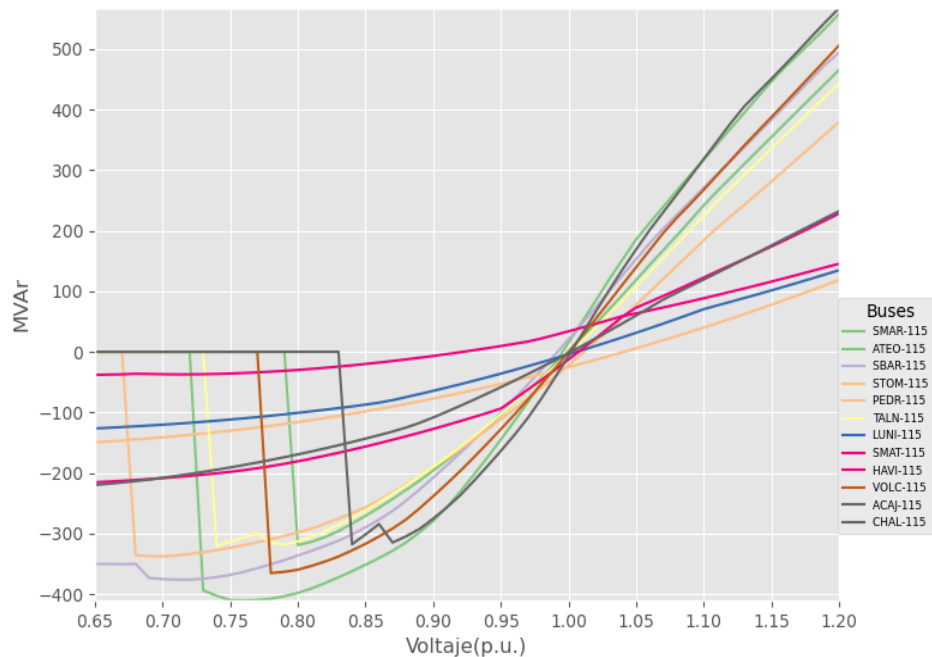


Figura 6.7. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda media en época seca de 2026, con una importación de 150 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia NEJA-SMAT.

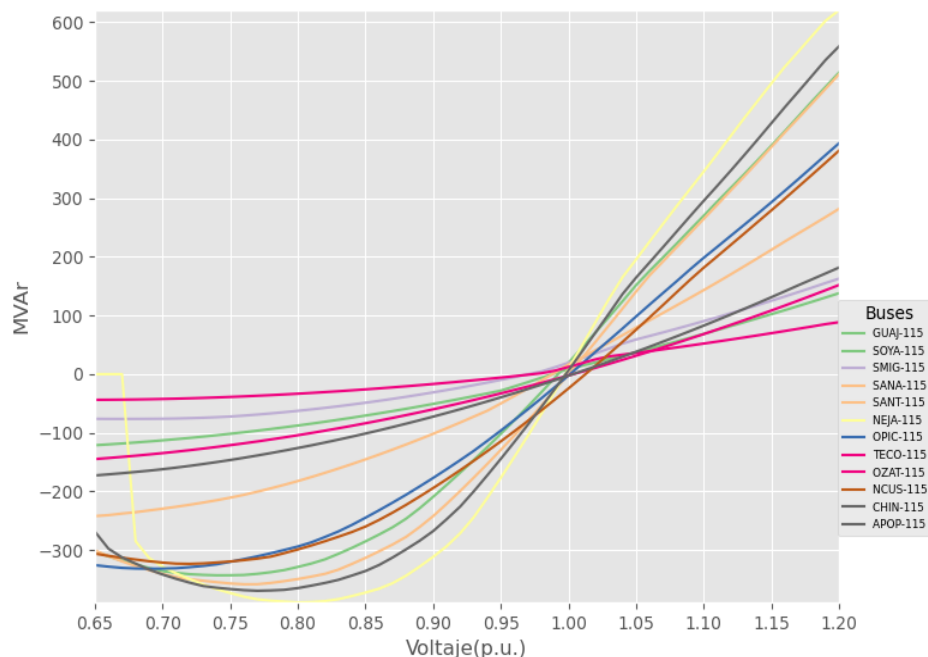


Figura 6.8. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda media en época húmeda de 2026, con una importación de 180 MW desde el sur, ante la contingencia TECO-OZAT y posteriormente la contingencia BERL-SMIG.

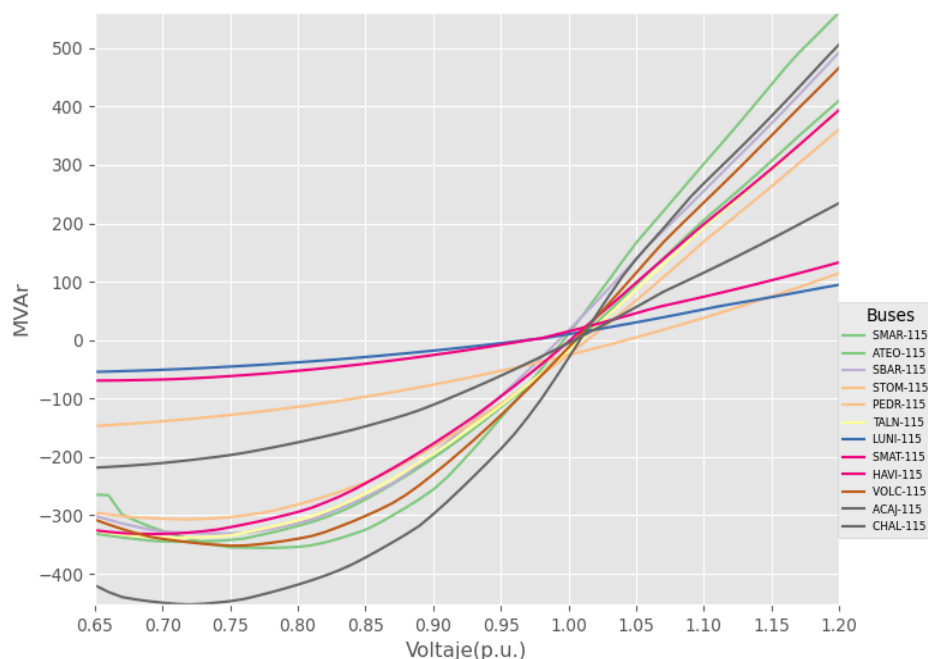


Figura 6.9. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026, con una importación de 180 MW desde el norte, ante la contingencia AHUA-SANA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

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 70.89 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 17.02 Mvar, como se muestra en figura 6.11 y se resume en la tabla 6.3.

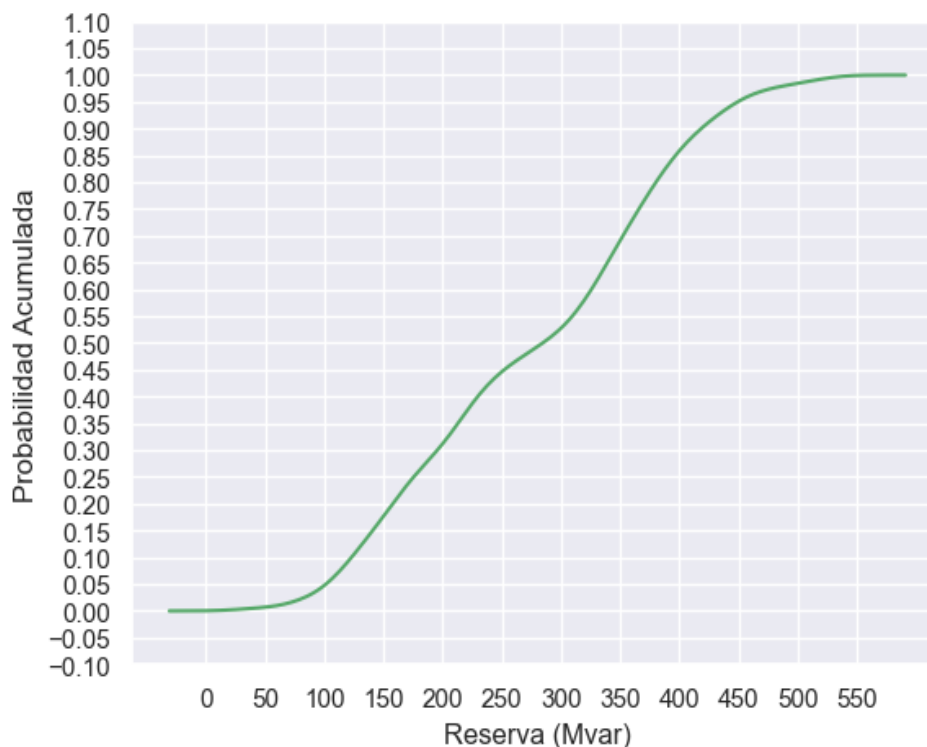


Figura 6.10. Curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva.

Tabla 6.3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.

Estadístico	Reserva (Mvar)
Min	17.02
0.5%	38.37
1%	70.89
5%	103.24
95%	446.03
99%	514.28
99.5%	522.09
Max	542.94

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.

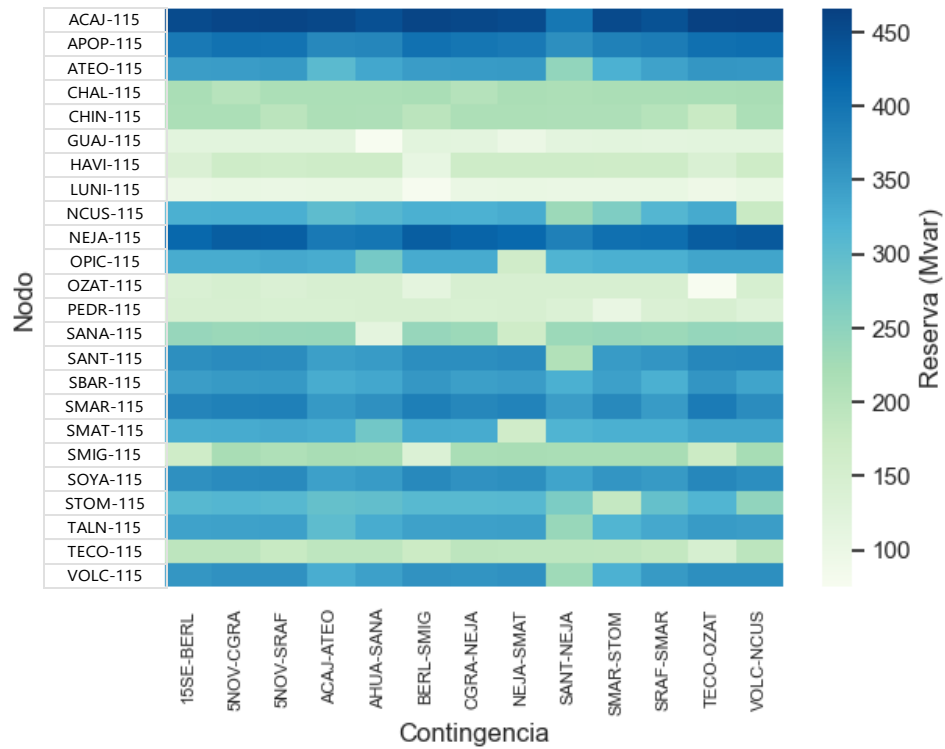


Figura 6.11. Mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada.

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. GUAJ-115
3. PEDR-115
4. OZAT-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. NEJA-SMAT
3. SMAR-STOM
4. VOLC-NCUS
5. AHUA-SANA

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 58.148 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 59.734 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 igual o mayor que 103.24 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 70.89 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 17.02 Mvar, el cual representa un aumento de 6.47 Mvar respecto al estudio realizado en el 2024.
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 2027.

3. Realizar el próximo año en el periodo establecido por el ROBCP para los escenarios de operación previstos para el año 2027 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, 2025.
- [9] Unidad de Transacciones, “Estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión – 2025- 2026”, pp. 122-129, 2024.

9 ANEXOS

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

Tabla 9. 1. Demanda por punto de entrega para el escenario de época seca.

Escenario de Demanda / Subestación			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Subestación	Nodo	Voltaje	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
SOYA-23	22301	23	121.93	41.04	84.09	23.26	70.27	21.53
SANT-23	22361	23	127.61	37.81	87.4	23.8	58.46	15.15
NEJA-23	22371	23	89.2	48.76	109.77	38.42	115.97	46.24
NCUS-23	22421	23	96.01	16.54	76.14	7.47	61.83	1.7
SMAR-23	22431	23	29.73	11.03	27.68	8.61	27.25	9.86
SBAR-23	22451	23	63.8	23.69	59.43	18.48	58.44	21.19
VOLC-23	22551	23	49.56	3.87	41.62	1.4	31.3	0.33
APOP-23	22561	23	7.88	4.31	9.72	3.4	10.26	4.1
ACAJ-34	23131	34	10.28	2.96	7.49	1.74	9.18	2.31
ATEO-34	23441	34	0.65	0.08	5.4	1.3	5.48	1.31
GUAJ-46	24111	46	19.37	3.59	13.35	1.62	23.88	0.44
ACAJ-46	24131	46	13.32	7.04	15.5	5.11	16.54	5.02
AHUA-46	24161	46	18.91	3.1	15.7	1.8	14.71	1.1
CGRA-46	24171	46	6.37	2.62	5.13	1.93	4.57	1.75
15SE-46	24181	46	13.73	5.52	14.15	4.55	12.33	4.06
SOYA-46	24301	46	16.59	4.01	12.88	2.15	11.31	1.92
SRAF-46	24321	46	33.54	11.25	32.93	8.96	27.46	6.99
SMIG-46	24341	46	67.49	28.21	74.59	17.26	73.57	12.76
SANA-46	24351	46	64.42	36.69	69.62	21.73	58.13	17.87
OPIC-46	24381	46	40.65	10.04	37.84	7.8	44.15	5.34
TECO-46	24391	46	25.52	6.37	22.01	3.67	21.39	4.21
OZAT-46	24401	46	23.73	10.85	24.13	4.61	26.39	4.54
SONS-46	24411	46	19.85	18.77	27.18	11.49	22.07	10.32
ATEO-46	24441	46	40.09	21.11	63.34	9.16	56.68	7.92
STOM-46	24461	46	82.53	23.63	60.18	9.99	51.67	7.92
PEDR-46	24471	46	29.59	14.25	43.42	7.73	41.34	6.21
TALN-46	24481	46	12.96	3.9	14.33	3.54	15.24	4.39
LUNI-46	24491	46	17.93	11.21	30.35	6.31	36.33	7.41
SMAT-46	24501	46	24.56	6.91	26.88	3.79	26.89	3.83
CHAL-46	24531	46	10.22	4.8	8.76	3.81	8.9	3.81
Total			1178.02	423.96	1121.01	264.89	1041.99	241.53

Tabla 9. 2. Demanda por punto de entrega para el escenario de época húmeda.

Escenario de Demanda / Subestación			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Subestación	Nodo	Voltaje	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
SOYA-23	22301	23	118.51	39.89	81.83	22.64	66.76	20.45
SANT-23	22361	23	124.03	36.76	85.06	23.16	55.55	14.4
NEJA-23	22371	23	86.7	47.4	106.84	37.39	110.18	43.93
NCUS-23	22421	23	93.33	16.09	74.11	7.28	58.75	1.62
SMAR-23	22431	23	28.89	10.73	26.95	8.38	25.89	9.37
SBAR-23	22451	23	62.02	23.02	57.84	17.98	55.52	20.13
VOLC-23	22551	23	48.17	3.75	40.5	1.36	29.74	0.31
APOP-23	22561	23	7.67	4.19	9.45	3.31	9.75	3.89
ACAJ-34	23131	34	9.99	2.88	7.29	1.69	8.72	2.19
ATEO-34	23441	34	0.63	0.08	5.26	1.25	5.21	1.25
GUAJ-46	24111	46	18.83	3.49	13	1.58	22.69	0.42
ACAJ-46	24131	46	12.95	6.84	15.08	4.98	15.72	4.77
AHUA-46	24161	46	18.37	3.02	15.28	1.75	13.98	1.05
CGRA-46	24171	46	6.19	2.55	4.99	1.89	4.34	1.67
15SE-46	24181	46	13.35	5.37	13.77	4.44	11.72	3.86
SOYA-46	24301	46	16.13	3.89	12.55	2.09	10.75	1.82
SRAF-46	24321	46	32.6	10.94	32.04	8.72	26.09	6.64
SMIG-46	24341	46	65.59	27.42	72.59	16.81	69.9	12.12
SANA-46	24351	46	62.61	35.66	67.75	21.15	55.23	16.98
OPIC-46	24381	46	39.51	9.76	36.83	7.59	41.95	5.07
TECO-46	24391	46	24.8	6.19	21.41	3.57	20.32	4
OZAT-46	24401	46	23.06	10.54	23.48	4.49	25.07	4.32
SONS-46	24411	46	19.3	18.24	26.45	11.19	20.97	9.8
ATEO-46	24441	46	38.96	20.51	61.63	8.92	53.85	7.52
STOM-46	24461	46	80.23	22.98	58.57	9.72	49.09	7.52
PEDR-46	24471	46	28.76	13.86	42.25	7.51	39.28	5.9
TALN-46	24481	46	12.6	3.79	13.95	3.45	14.48	4.17
LUNI-46	24491	46	17.42	10.89	29.54	6.14	34.52	7.04
SMAT-46	24501	46	23.87	6.72	26.17	3.7	25.55	3.64
CHAL-46	24531	46	9.93	4.67	8.54	3.72	8.46	3.62
Total			1145	412.12	1091	257.85	990.03	229.47

Tabla 9. 3. Perfil de Generación por unidad para la época seca.

Escenario de Demanda / Unidad				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Bus	Máquina	ID	Pmax (MW)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
20184	15SEPT_PV2	1	6.3	0	0	1.78	0	0	0
20185	15SEPT_PV1	1	6.93	0	0	1.97	0	0	0
20186	15SEPT_PV3	1	6.93	0	0	1.97	0	0	0
20202	ANTA-FV1	1	60	0	0	16.81	0	0	0
20221	MARQ-FV1	1	6	0	0	3.18	-0.5	0	0
20222	TRIN-FV1	1	8	0	0	4.31	0	0	0
20223	REME-FV1	1	20	0	0	10.63	-1.09	0	0
20224	SSOL-FV1	1	10	0	0	3.29	-0.92	0	0
20225	RAF-FV1	1	6	0	0	1.7	0	0	0
20241	VENT-G1	1	54	22.11	0	24.89	0	15.12	0
20251	ECOS-FV	1	9.9	0	0	6.09	0.77	0	0
20401	ALBI-FV1	1	50	0	0	33.36	1.01	0	0
20402	ALBI-FV2	1	50	0	0	33.36	1.01	0	0
20483	TAS-FV1	1	6.6	0	0	2.12	0	0	0
20484	TAS-FV2	1	6.6	0	0	2.12	0	0	0
21071	LANG-U7	1	21	12	4.69	12	-6.32	12	-0.09
21072	LANG-U8	1	52.58	30	21.61	30	1.58	30	12.91
21081	3FEB-U1	1	34	26.49	-5.83	32.98	-9.42	0	0
21082	3FEB-U2	1	34	26.5	-5.83	32.98	-9.42	0	0
21101	5NOV-U1	1	20	15	7.5	15	3.91	15	6.77
21102	5NOV-U2	2	20	15	7.75	15	3.23	15	6.82
21103	5NOV-U3	3	20	15	9.61	15	2.19	15	8.08
21105	5NOV-U5	5	21	15.5	7.64	15.5	2.04	15.5	6.49
21111	GUAJ-U1	1	19.8	10	6.5	10	-1.41	10	0.16
21138	M7-M9	7	16.6	0	0	0	0	8	6.67
21139	TPTO-G1	1	17.9	17.36	9.58	0	0	17.36	3.68
21139	TPTO-G1	2	17.9	16.12	8.9	0	0	17.36	3.68
21139	TPTO-G1	3	17.9	0	0	0	0	17.36	3.68
21139	TPTO-G1	4	17.9	0	0	0	0	17.36	3.68
21161	AHUA-U1	1	21.3	20.66	4.4	20.66	-4.06	20.66	-0.51
21162	AHUA-U2	2	19.5	18.92	4.2	18.92	-3.97	18.92	-0.54
21163	AHUA-U3	3	33.9	32.88	5.06	32.88	-3.29	32.88	0.22
21171	CGRA-U1	1	86.4	72.63	21.81	68	3.01	0	0
21172	CGRA-U2	2	86.4	72.57	19.31	67.5	1.33	0	0
21181	15SE-U1	1	92.76	90.87	26.26	80.41	9.8	84.84	14.44
21182	15SE-U2	2	92.76	89.67	26.15	66.35	8.79	69.74	13.29
21191	HOLCIM	5	6.7	0	0	0	0	1.03	5.51

Escenario de Demanda / Unidad				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Bus	Máquina	ID	Pmax (MW)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
21211	BERL-U1	1	27.1	26.29	6.31	26.29	1.76	26.29	3.1
21212	BERL-U2	2	27.2	26.38	4.14	26.38	-0.39	26.38	0.95
21213	BERL-U3	3	41.4	40.16	5.14	40.16	0.74	40.16	2.04
21214	BERL-U4	4	6.6	6.4	3.96	6.4	2.19	6.4	2.71
21215	BERL-U5	5	6	5.82	-2.12	5.82	-2.12	5.82	-2.12
21291	JIBO-G1	1	34.9	24	7.74	24	-1.86	24	2.6
21311	CT EDP-01	2	18.76	17.5	2.05	17.5	0.12	17.5	0.86
21311	CT EDP-01	4	18.76	17.5	2.05	17.5	0.12	17.63	0.87
21311	CT EDP-01	3	18.76	17.5	2.05	17.5	0.12	17.5	0.86
21311	CT EDP-01	1	18.76	15.5	1.82	15.5	0.1	15.5	0.76
21312	CT EDP-02	8	18.76	17.5	2.05	17.63	0.12	17.63	0.87
21312	CT EDP-02	6	18.76	15.5	1.82	15.5	0.11	15.5	0.77
21312	CT EDP-02	5	18.76	17.5	2.05	17.5	0.12	17.63	0.87
21312	CT EDP-02	7	18.76	17.5	2.05	17.63	0.12	17.63	0.87
21313	CT EDP-03	9	18.76	17.63	2.05	17.63	-0.51	17.63	0.68
21313	CT EDP-03	TV	33.06	27.36	3.18	21	-0.6	27.36	1.06
21314	CT EDP-04	12	18.76	17.63	3.44	17.63	1.45	17.63	2.22
21314	CT EDP-04	10	18.76	15.5	3.03	15.5	1.28	15.5	1.95
21314	CT EDP-04	11	18.76	17.63	3.44	17.63	1.45	17.63	2.22
21315	CT EDP-05	14	18.76	17.63	3.83	17.63	1.22	17.63	2.27
21315	CT EDP-05	15	18.76	17.63	3.83	0	0	17.63	2.27
21315	CT EDP-05	13	18.76	17.63	3.83	17.63	1.22	17.63	2.27
21316	CT EDP-06	19	18.76	17.63	3.43	0	0	17.63	2.22
21316	CT EDP-06	18	18.76	17.63	3.43	0	0	17.63	2.22
21316	CT EDP-06	17	18.76	17.63	3.43	0	0	17.63	2.22
21316	CT EDP-06	16	18.76	15.5	3.01	15.5	1.5	15.5	1.95
21411	CASA-U1	1	20	10	3.24	10	0.58	10	1.92
21412	CASA-U2	2	25	15	5.92	15	-2	15	2.01
21481	TALN-G1	3	16.5	15.51	5.12	0	0	15.51	1.9
21481	TALN-G1	1	16.5	15.51	5.12	0	0	15.51	1.9
21481	TALN-G1	2	16.5	15.51	5.12	0	0	15.51	1.9
21482	TALN-G2	8	8.3	0	0	0	0	7.8	5.03
21482	TALN-G2	4	8.3	0	0	0	0	7.8	5.03
21482	TALN-G2	5	8.3	0	0	0	0	7.8	5.03
21482	TALN-G2	6	8.3	0	0	0	0	7.8	5.03
21482	TALN-G2	7	8.3	0	0	0	0	7.8	5.03
21482	TALN-G2	9	8.3	0	0	0	0	3.82	2.47
21521	CHAP-G1	1	62.4	33.57	10.75	33.57	-1.73	33.57	2.68

Escenario de Demanda / Unidad				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Bus	Máquina	ID	Pmax (MW)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Total				1206.46	295.62	1144.79	3.38	1063.65	174.43

Tabla 9. 4. Perfil de Generación para la época húmeda.

Escenario de Demanda / Unidad				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Bus	Máquina	ID	Pmax (MW)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
20184	15SEPT_PV2	1	6.3	0	0	0.64	0	0	0
20185	15SEPT_PV1	1	6.93	0	0	0.71	0	0	0
20186	15SEPT_PV3	1	6.93	0	0	0.71	0	0	0
20202	ANTA-FV1	1	60	0	0	12.58	0	0	0
20221	MARQ-FV1	1	6	0	0	2.1	-0.54	0	0
20222	TRIN-FV1	1	8	0	0	2.92	0	0	0
20223	REME-FV1	1	20	0	0	7.32	-1.55	0	0
20224	SSOL-FV1	1	10	0	0	2.58	-0.85	0	0
20225	RAF-FV1	1	6	0	0	2.02	0	0	0
20241	VENT-G1	1	54	13.94	0	18.37	0	10.91	0
20251	ECOS-FV	1	9.9	0	0	4.01	0.51	0	0
20401	ALBI-FV1	1	50	0	0	25.34	0.5	0	0
20402	ALBI-FV2	1	50	0	0	25.34	0.5	0	0
20483	TAS-FV1	1	6.6	0	0	1.42	0	0	0
20484	TAS-FV2	1	6.6	0	0	1.42	0	0	0
21081	3FEB-U1	1	34	31.59	-5.16	31.54	-9.71	31.52	-7.21
21082	3FEB-U2	1	34	31.65	-5.16	31.61	-9.71	31.6	-7.21
21101	5NOV-U1	1	20	15	6.49	15	2.72	15	4.9
21102	5NOV-U2	2	20	15	6.48	15	1.73	15	4.48
21103	5NOV-U3	3	20	15	7.52	15	0	15	4.24
21105	5NOV-U5	5	21	15.5	6.06	15.5	0.19	15.5	3.59
21106	5NOV-U6	6	40.07	32.5	12.37	32.5	5.06	32.5	9.3
21107	5NOV-U7	7	40.07	32.5	12.37	32.5	5.06	32.5	9.3
21111	GUAJ-U1	1	19.8	10	7.21	10	-1.88	10	2.31
21139	TPTO-G1	1	17.9	17.36	10.4	0	0	0	0
21139	TPTO-G1	2	17.9	12.99	9.83	0	0	0	0
21161	AHUA-U1	1	21.3	20.66	5.81	20.66	-4.68	20.66	1.63
21162	AHUA-U2	2	19.5	18.92	5.56	18.92	-4.56	18.92	1.53
21163	AHUA-U3	3	33.9	32.88	6.45	32.88	-3.89	32.88	2.33
21171	CGRA-U1	1	86.4	84.75	23.86	83.85	1.49	83.83	14.81

Escenario de Demanda / Unidad				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Bus	Máquina	ID	Pmax (MW)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
21172	CGRA-U2	2	86.4	84.53	21.35	84	0.07	84	12.76
21181	15SE-U1	1	92.76	90.79	30.7	90.54	9	90.39	20.89
21182	15SE-U2	2	92.76	90.37	30.66	90.3	8.98	90.29	20.88
21211	BERL-U1	1	27.1	26.29	8.59	26.29	1.7	26.29	5.26
21212	BERL-U2	2	27.2	26.38	6.4	26.38	-0.45	26.38	3.1
21213	BERL-U3	3	41.4	40.16	7.34	40.16	0.68	40.16	4.13
21214	BERL-U4	4	6.6	6.4	4.85	6.4	2.17	6.4	3.56
21215	BERL-U5	5	6	5.82	-1.8	5.82	-2.12	5.82	-2.12
21311	CT EDP-01	4	18.76	17.63	2.45	17.63	-0.01	17.63	1.81
21311	CT EDP-01	2	18.76	17.63	2.45	17.63	-0.01	17.63	1.81
21311	CT EDP-01	1	18.76	15.5	2.15	15.5	-0.01	17.63	1.81
21311	CT EDP-01	3	18.76	17.63	2.45	17.63	-0.01	17.63	1.81
21312	CT EDP-02	7	18.76	17.63	2.45	17.63	0.06	17.63	1.81
21312	CT EDP-02	5	18.76	17.63	2.45	17.63	0.06	17.63	1.81
21312	CT EDP-02	6	18.76	15.5	2.15	17.63	0.06	17.63	1.81
21312	CT EDP-02	8	18.76	17.63	2.45	17.63	0.06	17.63	1.81
21313	CT EDP-03	9	18.76	17.63	2.48	17.63	-0.69	17.63	1.72
21313	CT EDP-03	TV	33.06	27.36	3.85	21	-0.82	21	2.04
21314	CT EDP-04	12	18.76	17.63	3.77	17.63	1.35	17.63	3.13
21314	CT EDP-04	10	18.76	17.63	3.77	17.63	1.35	17.63	3.13
21314	CT EDP-04	11	18.76	17.63	3.77	17.63	1.35	17.63	3.13
21315	CT EDP-05	13	18.76	17.63	4.32	17.63	0.96	17.63	5.51
21315	CT EDP-05	14	18.76	17.63	4.32	17.63	0.96	9.39	2.94
21315	CT EDP-05	15	18.76	17.63	4.32	0	0	0	0
21316	CT EDP-06	16	18.76	17.63	3.76	17.63	1.03	17.63	8.05
21316	CT EDP-06	17	18.76	17.63	3.76	0	0	0	0
21316	CT EDP-06	18	18.76	17.63	3.76	0	0	0	0
21316	CT EDP-06	19	18.76	17.63	3.76	0	0	0	0
21481	TALN-G1	3	16.5	15.51	5.74	0	0	0	0
21481	TALN-G1	2	16.5	15.51	5.74	0	0	0	0
21481	TALN-G1	1	16.5	15.51	5.74	0	0	0	0
Total				1175.58	300.04	1115.65	6.11	1012.76	156.59

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
SOYA-23	59.3	0.1	4%	59.1	59.1	14%	58.9	0	6%
NEJA-23	58.9	0	22%	58.5	0	78%	54	0	0%
SBAR-23	58.5	0	67%	58.2	0	33%	54	0	0%
ATEO-34	57.9	0	100%	55	0	0%	54	0	0%
ACAJ-46	58.5	0	18%	58.2	0	10%	57.9	0	72%
SRAF-46	58.5	0	70%	55	0	30%	54	0	0%
SMIG-46	58.5	0	70%	58.2	0	30%	55	0	0%
SANA-46	59.3	0.1	50%	59.1	0.1	50%	54	0	0%
TECO-46	58.9	0	100%	55	0	0%	54	0	0%
OZAT-46	59.3	0.1	18%	59.1	0.1	18%	58.2	0	64%
ATEO-46	58.9	0	10%	58.2	0	25%	57.9	0	65%

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"](#).