

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

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	2
ÍNDICE DE FIGURAS	2
1. SIGLAS	5
2. ANTECEDENTES	5
3. OBJETIVOS	6
4. DATOS UTILIZADOS.....	6
4.1 DEMANDA POR PUNTO DE ENTREGA	6
4.2 DESPACHO DE GENERACIÓN	6
5. REVISIÓN DEL EDCBF.....	7
5.1 CRITERIOS UTILIZADOS.....	7
5.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	8
5.3 RESULTADOS	10
6. REVISIÓN DEL EDCBV	17
6.1 CRITERIOS UTILIZADOS.....	17
6.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	18
6.3 RESULTADOS	21
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29
8. REFERENCIAS.....	30
9. ANEXOS	31

9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN.....	31
9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E.....	36
9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA	37
9.4 ANEXO IV – CURVAS QV	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Ajustes del EDCBF actual.	8
Tabla 5.2. Descripción de los escenarios analizados.....	8
Tabla 5.3. Máquinas desconectadas por escenario para la contingencia F08 290MW.	9
Tabla 5.4. Monto en MW de generación perdida por contingencia.	9
Tabla 5.5. Valor mínimo y valor final de la frecuencia obtenidos durante la simulación.....	12
Tabla 5.6. Etapas y montos de cargas disparados por el EDCBF actual.	13
Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.....	18
Tabla 6.2. Resumen del análisis de estabilidad de voltaje mediante las curvas Q-V.	21
Tabla 6.3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.	28
Tabla 9.1. Demanda de potencia activa y reactiva por punto de entrega para época seca.....	31
Tabla 9.2. Demanda de potencia activa y reactiva por punto de entrega para época húmeda.....	32
Tabla 9.3. Perfil de Generación época seca.	33
Tabla 9.4. Perfil de Generación época húmeda.....	35

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima en época seca.....	14
---	-----------

Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante el disparo de la planta Nejapa Power para el escenario de demanda máxima nocturna en época seca.14

Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante el disparo de la planta Nejapa Power para el escenario de demanda máxima diurna en época seca.15

Figura 5.4. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima en época seca.....15

Figura 5.5. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna en época lluviosa.16

Figura 5.6. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación en demanda máxima nocturna en época lluviosa.....16

Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.....24

Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.....24

Figura 6.3. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....24

Figura 6.4. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....25

Figura 6.5. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.25

Figura 6.6. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.26

Figura 6.7. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia 15SE-BERL y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....26

Figura 6.8. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia 15SE-BERL y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....27

Figura 6.9. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....27

Figura 6.10. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....28

1. SIGLAS

EDCBF: Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia.

EDCBV: Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje.

EOR: Ente Operador Regional.

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 a 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 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 actual esquema de desconexión de carga por baja frecuencia [2], este esquema continua vigente ya que en el año 2017, en el estudio “REVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA: POR BAJA FRECUENCIA Y POR BAJO VOLTAJE – EL SALVADOR”, se verificó que no había necesidad de modificarlo.

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.

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 a 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 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 2017, 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.

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

5.1.1 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 tendrían 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 ha desarrollado 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.

Etapa	f paso (Hz)	Retraso de Tiempo (Ciclos)	Carga a desconectar (%)
1 ¹	59.3	6	3
2 ²	59.1	6	3
3 ³	58.9	0	15
4	58.5	0	10
5	58.2	0	7
6	57.9	0	5
Total			43

5.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN

5.2.1 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
MaxDiu1Sem19	Escenario de demanda máxima diurna en época seca para el año 2019.
MaxNoc1Sem19	Escenario de demanda máxima nocturna en época seca para el año 2019.
Min1Sem19	Escenario de demanda mínima en época seca para el año 2019.
MaxDiu2Sem19	Escenario de demanda máxima diurna en época húmeda para el año 2019.
MaxNoc2Sem19	Escenario de demanda máxima nocturna en húmeda para el año 2019.
Min2Sem19	Escenario de demanda mínima en época húmeda para el año 2019.

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 la mayor pérdida de generación; además tres contingencias de baja probabilidad de ocurrencia, pero que causan una pérdida de generación de gran magnitud; estas se detallan a continuación:

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

² Idem.

³ Coordinado a nivel regional, únicamente la frecuencia de disparo.

- 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 línea NEJA-NEPO-115 (implica la pérdida total de la planta Nejapa Power, F03_NejaP);
- 4) Disparo del transformador TPTO 115/13.8 kv (implica la pérdida total de la planta Termo Puerto, F04_Tpto);
- 5) Disparo de las dos unidades de la planta 15 de Septiembre (F05_15se);
- 6) Disparo de las dos unidades de la planta Cerrón Grande (F06_Cgra);
- 7) Disparo de los tres transformadores de la planta de motores de Duke Acajutla (F07_DukeAcaj); y
- 8) Disparo aproximadamente 290 MW de generación (F08_290MW), 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 F08_290MW.

Escenario	Máquinas
ESA_MaxDiu1Sem19	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores Disparo de la planta Termopuerto
ESA_MaxDiu2Sem19	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores
ESA_MaxNoc1Sem19	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores
ESA_MaxNoc2Sem19	Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores Disparo de la planta 15 de Septiembre
ESA_Min1Sem19	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores
ESA_Min2Sem19	Disparo de la planta Ahuachapán (a excepción de la U1) Disparo de la planta Berlín Disparo de la unidad 1 de la planta 15 de Septiembre Disparo de la unidad 1 de la planta Cerrón Grande

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

Tabla 5.4. Monto en MW de generación perdida por contingencia.

Contingencia/Escenario	F01_15seU 1	F02_CgraU 1	F03_Neja P	F04_Tpt o	F05_15s e	F06_Cgr a	F07_OrazAc aj	F08_290M W
ESA_MaxDiu1Sem19	70.99	76	133.11	66.6	70.99	76	48.3	286.59
ESA_MaxDiu2Sem19	89.36	83.81	19.09	66.6	179.34	167.62	130.5	302.19
ESA_MaxNoc1Sem19	44.81	50	120.65	66.6	89.81	100	123.87	295.56
ESA_MaxNoc2Sem19	89.85	83.81	0	66.6	179.83	167.62	109.52	289.35

Contingencia/Escenario	F01_15seU 1	F02_CgraU 1	F03_Neja P	F04_Tpt o	F05_15s e	F06_Cgr a	F07_OrazAc aj	F08_290M W
ESA_Min1Sem19	0	0	0	66.6	0	0	113.87	285.56
ESA_Min2Sem19	79.38	61.6	0	0	158.88	61.6	0	292.01

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 (30 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 se pueda alcanzar una 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 58.267 Hz, a excepción de la contingencia F08_290MW en los escenarios de demanda mínima del primer y segundo semestre que alcanza 57.685 Hz y 57.8 Hz, respectivamente, siendo los únicos caso en que se sobrepasa el límite grave establecido.**

En todos los casos **se obtiene al final de la simulación una frecuencia mayor a 59.677 Hz** lo 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 ninguno de los casos se dispararon más de cuatro etapas, a excepción de la contingencias F08_290MW en los escenario de demanda mínima del primer y segundo semestre en donde se dispararon las seis etapas.

De los 48 casos analizados (combinación de escenarios de demanda y contingencias), únicamente en 19 (39.6%) se alcanzó valores de frecuencia que accionaron el EDCBF. El menor valor de frecuencia se obtiene del disparo de 290 MW, producto de la desconexión de varias máquinas de generación, en el escenario de demanda mínima en época seca, alcanzando un valor de **57.685 Hz** y luego de la desconexión de **257.85 MW** de carga (que corresponden a las 6 etapas del EDCBF) la frecuencia alcanza un valor de 60.077 Hz. Ver figura 5.1.

El objetivo de analizar el efecto de las contingencias F08_290MW 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 a 60.077 Hz.

La menor frecuencia final (59.677 Hz) corresponde al disparo de la planta Nejapa Power en el escenario de demanda máxima nocturna de la época seca, pero esto se debe a que la frecuencia mínima alcanzada durante este evento no llega al umbral de los 59.3 Hz por lo que el EDCBF no actúa. Aunque la frecuencia no se recupera a 60 Hz, el valor alcanzado da margen suficiente para tomar las acciones en tiempo real (disparo manual de carga, redespacho de generación, etc.) que la situación amerite. Ver figura 5.2.

De las contingencias que ocasionaron la actuación del EDCBF, la que tiene una frecuencia final menor es la pérdida de la planta Nejapa Power en el escenario de demanda máxima diurna de época seca, la cual alcanza un valor de 59.722 Hz luego de la desconexión de 31.74 MW de carga (que corresponden al disparo de la primera etapa del EDCBF). Aunque la frecuencia no se recupera a 60 Hz, el valor alcanzado da margen suficiente para tomar las acciones en tiempo real (disparo manual de carga, redespacho de generación, etc.) que la situación amerite. Ver figura 5.3.

Otros casos relevantes y que valen la pena mencionar:

1. Disparo de 290 MW en demanda mínima en época húmeda, se obtiene una frecuencia mínima de 57.8 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 237.98 MW de carga (que corresponden a las 6 etapas del EDCBF) es de 59.737 Hz. Ver figura 5.4.
2. Disparo de 290 MW en demanda máxima diurna en época lluviosa, se obtiene una frecuencia mínima de 58.267 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 321.73 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 60.284 Hz. Ver figura 5.5.
3. Disparo de 290 MW en demanda máxima nocturna en época lluviosa, se obtiene una frecuencia mínima de 58.323 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 303.18 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 60.269 Hz. Ver figura 5.6.

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 obtenidos durante la simulación.

Contingencia	Nodo	1Sem19MaxDiu		1Sem19MaxNoc		1Sem19Min		2Sem19MaxDiu		2Sem19MaxNoc		2Sem19Min	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F01_15seU1	AHUA-230	59.561	59.829	59.748	59.896	60	60	59.354	59.721	59.341	59.716	58.87	60.197
	NEJA-230	59.561	59.829	59.748	59.896	60	60	59.353	59.721	59.341	59.716	58.87	60.197
	NCUS-115	59.561	59.829	59.748	59.896	60	60	59.354	59.721	59.341	59.716	58.87	60.197
	15SE-230	59.561	59.829	59.748	59.896	60	60	59.353	59.721	59.341	59.716	58.87	60.197
F02_CgraU1	AHUA-230	59.561	59.817	59.731	59.883	60	60	59.44	59.737	59.431	59.735	59.123	59.722
	NEJA-230	59.561	59.817	59.731	59.883	60	60	59.44	59.737	59.431	59.735	59.123	59.722
	NCUS-115	59.561	59.817	59.731	59.883	60	60	59.44	59.737	59.432	59.735	59.123	59.722
	15SE-230	59.561	59.817	59.731	59.883	60	60	59.44	59.737	59.431	59.735	59.123	59.722
F03_NejaP	AHUA-230	59.161	59.722	59.309	59.677	60	60	59.898	59.95	60	60	60	60
	NEJA-230	59.161	59.722	59.309	59.677	60	60	59.898	59.95	60	60	60	60
	NCUS-115	59.162	59.722	59.309	59.677	60	60	59.898	59.95	60	60	60	60
	15SE-230	59.161	59.722	59.309	59.677	60	60	59.898	59.95	60	60	60	60
F04_Tpto	AHUA-230	59.595	59.832	59.625	59.839	59.4	59.747	59.534	59.779	59.528	59.778	60	60.001
	NEJA-230	59.595	59.832	59.625	59.839	59.4	59.747	59.534	59.779	59.527	59.778	60	60.001
	NCUS-115	59.595	59.832	59.625	59.839	59.4	59.747	59.535	59.779	59.528	59.778	60	60.001
	15SE-230	59.595	59.832	59.625	59.839	59.4	59.747	59.534	59.779	59.527	59.778	60	60.001
F05_15se	AHUA-230	59.561	59.829	59.443	59.786	60	60	58.829	59.988	58.814	60.052	58.411	60.245
	NEJA-230	59.561	59.829	59.443	59.786	60	60	58.828	59.988	58.813	60.052	58.411	60.245
	NCUS-115	59.561	59.829	59.443	59.786	60	60	58.831	59.988	58.815	60.052	58.411	60.245
	15SE-230	59.561	59.829	59.443	59.786	60	60	58.827	59.988	58.814	60.052	58.412	60.245
F06_Cgra	AHUA-230	59.561	59.817	59.442	59.761	60	60	58.868	60.025	58.865	59.981	59.123	59.722
	NEJA-230	59.561	59.817	59.442	59.761	60	60	58.867	60.025	58.864	59.981	59.123	59.722
	NCUS-115	59.561	59.817	59.443	59.761	60	60	58.869	60.025	58.866	59.981	59.123	59.722

Contingencia	Nodo	1Sem19MaxDiu		1Sem19MaxNoc		1Sem19Min		2Sem19MaxDiu		2Sem19MaxNoc		2Sem19Min	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F07_DukeAcaj	15SE-230	59.561	59.817	59.442	59.761	60	60	58.864	60.025	58.862	59.981	59.123	59.722
	AHUA-230	59.72	59.883	59.227	59.769	58.882	59.95	58.943	59.787	59.13	59.734	60	60
	NEJA-230	59.72	59.883	59.227	59.769	58.881	59.95	58.943	59.787	59.13	59.734	60	60
	NCUS-115	59.72	59.883	59.227	59.769	58.881	59.95	58.943	59.787	59.131	59.734	60	60
	15SE-230	59.72	59.883	59.227	59.769	58.881	59.95	58.941	59.787	59.13	59.734	60	60
F08_290MW	AHUA-230	58.458	60.282	58.448	60.219	57.687	60.077	58.269	60.284	58.329	60.183	57.801	59.737
	NEJA-230	58.458	60.282	58.449	60.219	57.685	60.077	58.268	60.284	58.329	60.183	57.8	59.737
	NCUS-115	58.459	60.282	58.447	60.219	57.686	60.077	58.267	60.284	58.329	60.183	57.8	59.737
	15SE-230	58.458	60.282	58.45	60.219	57.688	60.077	58.269	60.284	58.33	60.183	57.8	59.737

ND: Unidad o planta no despachada

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

Contingencia	MaxDiu1Sem19		MaxNoc1Sem19		Min1Sem19		MaxDiu2Sem19		MaxNoc2Sem19		Min2Sem19	
	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	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I, II y III	112.06
F02_CgraU1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I	15.53
F03_NejaP	I	31.74	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
F04_Tpto	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
F05_15se	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I y III	186.47	I, II y III	198.91	I,II,III y IV	174.87
F06_Cgra	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I y III	186.47	I y III	169.22	I	15.53
F07_DukeAcaj	NA	NA	I	30.67	I y III	104.59	I y II	62.22	I	29.70	NA	NA
F08_290MW	I,II,III y IV	328.27	I,II,III y IV	314.77	I,II,III, IV, V y VI	257.85	I,II,III y IV	321.73	I,II,III y IV	304.76	I,II,III, IV, V y VI	237.98

NA: No Aplica, no hubo desconexión de carga

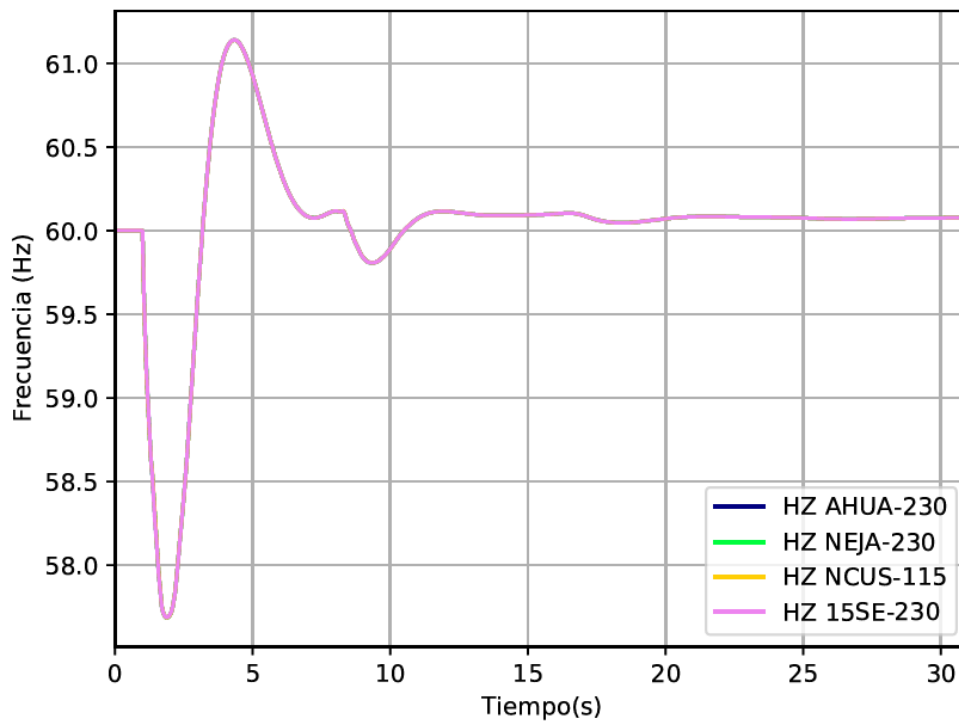


Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima en época seca.

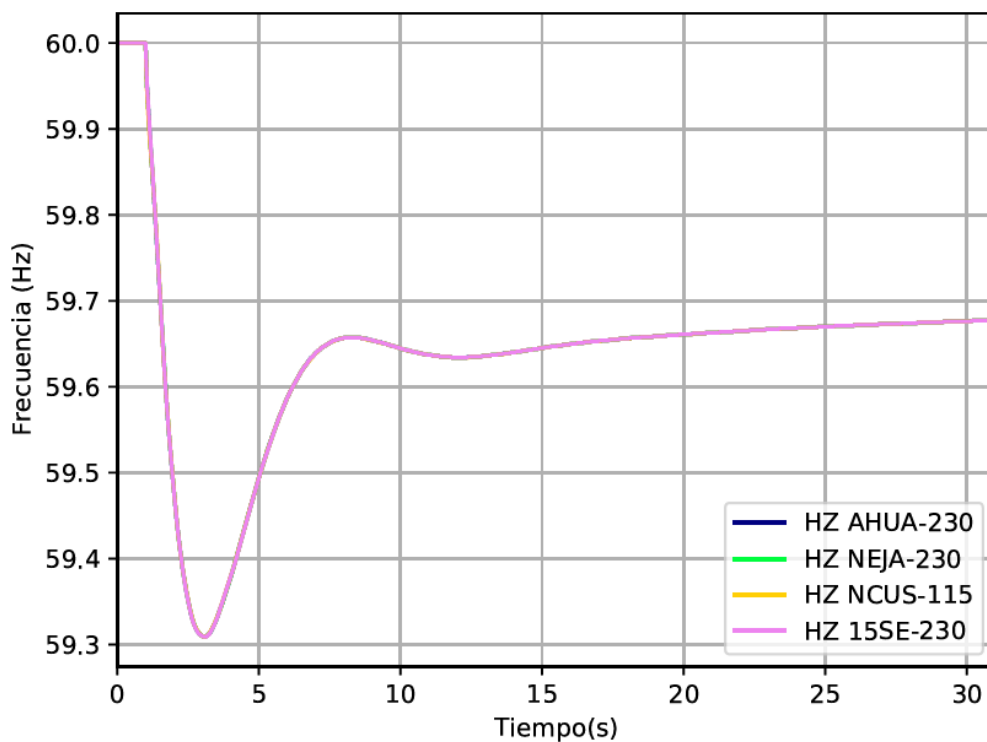


Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante el disparo de la planta Nejapa Power para el escenario de demanda máxima nocturna en época seca.

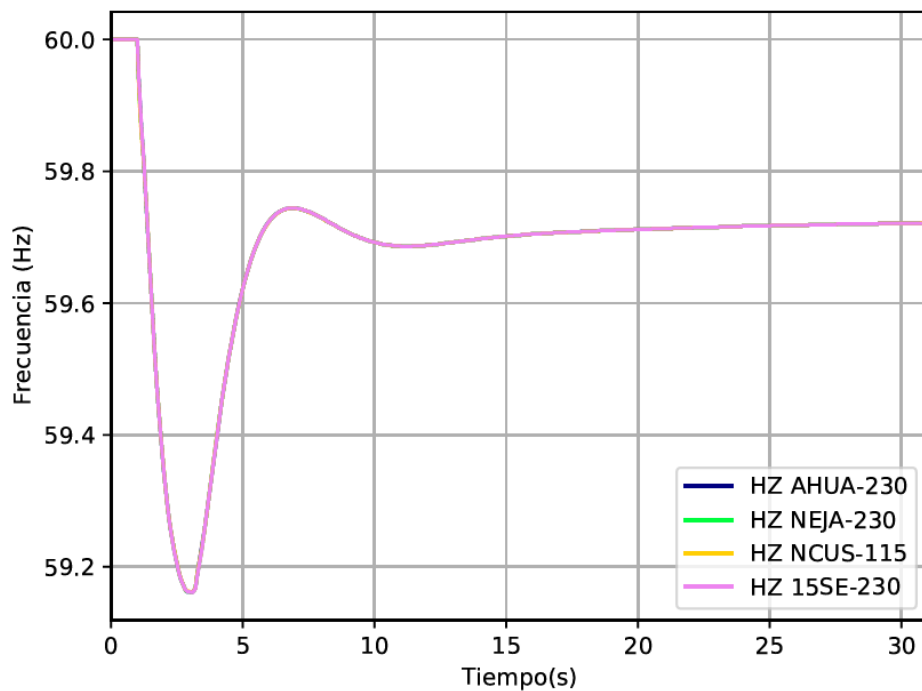


Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante el disparo de la planta Nejava Power para el escenario de demanda máxima diurna en época seca.

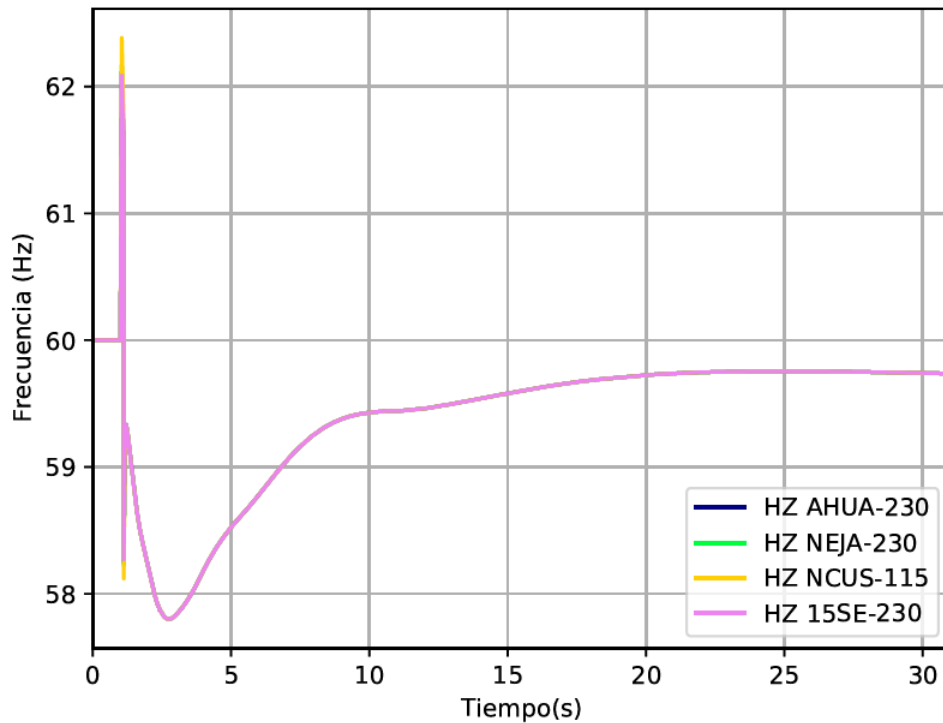


Figura 5.4. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima en época seca.

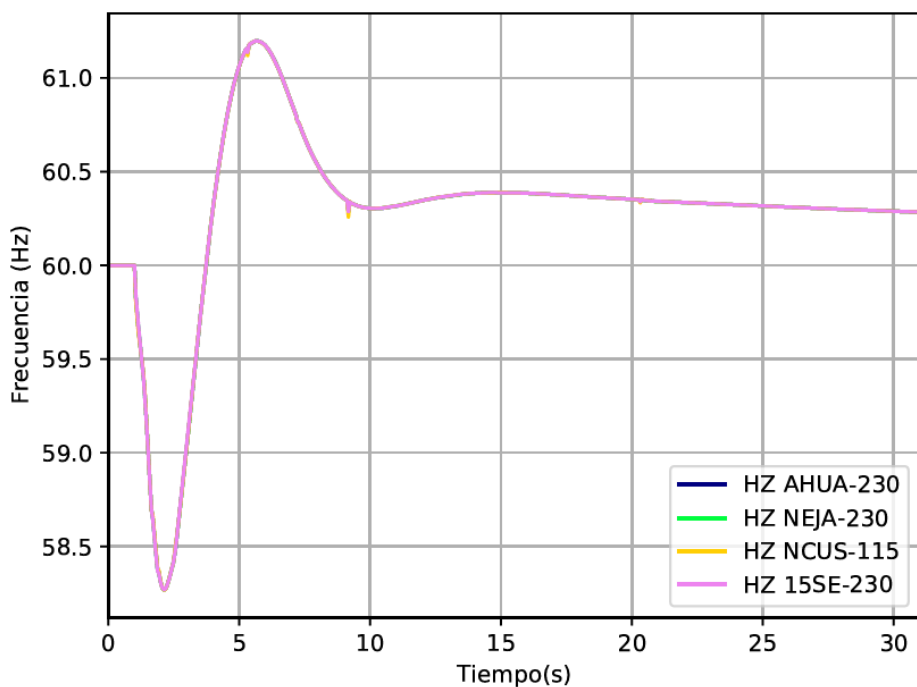


Figura 5.5. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna en época lluviosa.

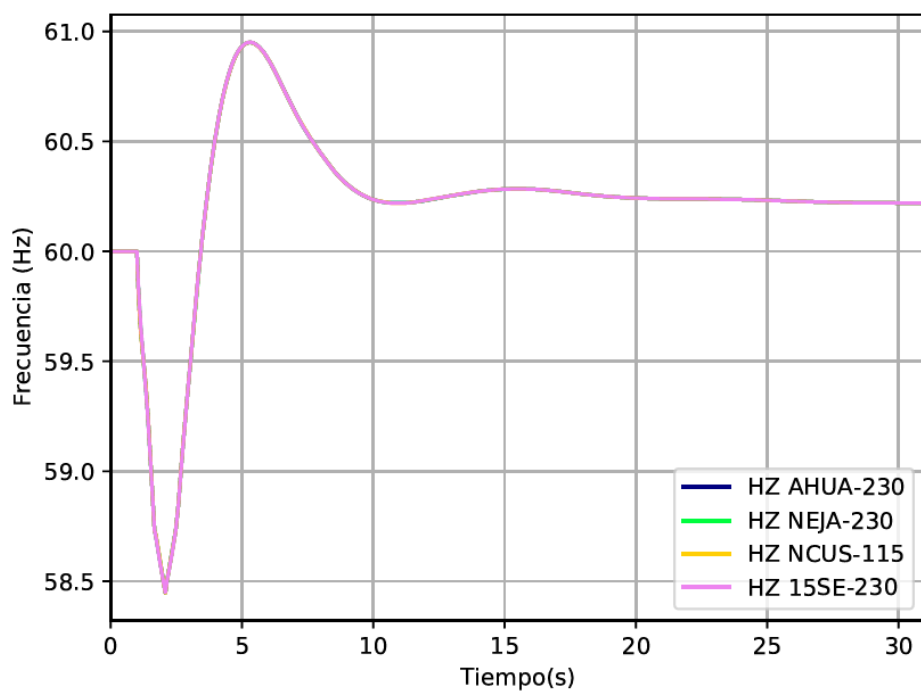


Figura 5.6. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación en demanda máxima nocturna en época lluviosa.

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 2018-2019 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.

Adicionalmente a lo mencionado en el párrafo anterior, se incluyeron contingencias que se han observado provocan fluctuaciones sensibles en los niveles de tensión del SEP. El listado de estas líneas se muestra a continuación:

1. Disparo de la línea TECO-CHIN-01, 115 kV.
2. Disparo de la línea SMAR-STOM-01, 115 kV.
3. Disparo de la línea SANA-AHUA-01, 115 kV.
4. Disparo de la línea 15SE-SMIG-01, 115 kV.
5. Disparo de la línea BERL-SMIG-01, 115 kV.
6. Disparo de la línea SMAT-OPIC-01, 115 kV.
7. Disparo de la línea NCUS-ATEO-01, 115 kV.
8. Disparo de la línea 15SE-BERL-01, 115 kV.
9. Disparo de la línea SONS-OPIC-01, 115 kV.
10. Disparo de la línea SANA-OPIC-01, 115 kV.
11. Disparo de la línea SANT-NEJA-01, 115 kV.

12. Disparo de la línea TECO-OZAT-01, 115 kV.

13. Disparo de la línea SMIG-OZAT-01, 115 kV.

Luego se simula una segunda contingencia, la cual es una de las listadas anteriormente. Con esto nos aseguramos 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 260 MW para el primer semestre y de 210 MW para el segundo semestre, 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 para cada uno de los semestres.

Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Descripción
MaxDiu1Sem19_Imp_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_15SE-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-SMIG-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_NCUS-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea NCUS-ATEO-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_SANA-AHUA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SANA-AHUA-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_SANA-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SANA-OPIC-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA -01.
MaxDiu1Sem19_Imp_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC-01.

Escenario	Descripción
MaxDiu1Sem19_Imp_SMIG-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SMIG-OZAT-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_SONS-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SONS-OPIC-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_TECO-CHIN	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-CHIN-01.
MaxDiu1Sem19_Imp_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_15SE-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-SMIG-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_NCUS-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea NCUS-ATEO-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SANA-AHUA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SANA-AHUA-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SANA-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SANA-OPIC-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA -01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SMIG-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SMIG-OZAT-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_SONS-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea SONS-OPIC-01.

Escenario	Descripción
MaxDiu2Sem19_Imp_TECO-CHIN	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-CHIN-01.
MaxDiu2Sem19_Imp_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2019, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT-01.

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 2019 con una importación de 260 MW para el primer semestre y de 210 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. GUAI-115(27111).
2. SOYA-115(27301).
3. SMIG-115(27341).
4. SANA-115(27351).
5. SANT-115(27361).
6. OPIC-115(27381).
7. TECO-115(27391).
8. OZAT-115(27401).
9. SONS-115(27411).
10. NCUS-115(27421).
11. SMAR-115(27431).
12. ATEO-115(27441).
13. STOM-115(27461).
14. PEDR-115(27471).
15. TALN-115(27481).
16. LUNI-115(27491).
17. SMAT-115(27501).

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.

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.)
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_15SE-BERL	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.95	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_15SE-SMIG	CHIN-TECO	27391_TECO-115	43.48	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_BERL-SMIG	CHIN-TECO	27391_TECO-115	43.48	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_NCUS-ATEO	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.99	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SANA-AHUA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	30.56	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SANA-OPIC	CHIN-TECO	27391_TECO-115	43.48	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SANT-NEJA	CHIN-TECO	27391_TECO-115	43.51	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SMAR-STOM	CHIN-TECO	27391_TECO-115	43.48	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	30.56	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SMIG-OZAT	SMAR-STOM	27471_PEDR-115	46.27	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_SONS-OPIC	CHIN-TECO	27391_TECO-115	43.42	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_TECO-CHIN	15SE-SMIG	27391_TECO-115	31.38	0.7
CA_MaxDiu1Sem19_Imp_TECO-OZAT	SMAR-STOM	27471_PEDR-115	46.52	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_15SE-BERL	15SE-SMIG	27491_LUNI-115	19.46	0.79
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_15SE-SMIG	CHIN-TECO	27391_TECO-115	36.32	0.7

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva(Mvar)	Vcolapso(p.u.)
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_BERL-SMIG	CHIN-TECO	27391_TECO-115	36.32	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_NCUS-ATEO	SANT-NEJA	27361_SANT-115	14.77	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SANA-AHUA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	7.12	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SANA-OPIC	CHIN-TECO	27391_TECO-115	36.34	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SANT-NEJA	NCUS-ATEO	27361_SANT-115	14.83	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SMAR-STOM	CHIN-TECO	27391_TECO-115	35.88	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	7.12	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SMIG-OZAT	15SE-SMIG	27491_LUNI-115	35.44	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_SONS-OPIC	CHIN-TECO	27391_TECO-115	36.22	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_TECO-CHIN	15SE-SMIG	27391_TECO-115	11.25	0.7
CA_MaxDiu2Sem19_Imp_TECO-OZAT	15SE-SMIG	27401_OZAT-115	19.79	0.7

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 GUAJ-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 7.12 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2019, ante la contingencia que abre la línea SANA-AHUA-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 0.86 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 79 Mvar; a excepción de SANT-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 6.1 y 6.2.
2. El nodo TECO-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 11.25 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2019, ante la contingencia que abre la línea TECO-CHIN-01 y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG-01, en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.85 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 95 Mvar, a excepción de OZAT-115, SMIG-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 6.3 y 6.4.
3. El nodo SANT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 14.77 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el

segundo semestre de 2019, ante la contingencia que abre la línea NCUS-ATEO-01 y posteriormente la contingencia SANT-NEJA-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 0.88 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 33 Mvar, a excepción de TALN-115 y ATEO-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con SANT-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 LUNI-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 19.46 Mvar y un voltaje de colapso de 0.79 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2019, ante la contingencia que abre la línea 15SE-BERL-01 y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG-01, en el resto de los nodos monitoreados se observa su voltaje de colapso es menor a 0.84 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 95 Mvar, a excepción de OZAT-115, SMIG-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 OZAT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 19.79 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2019, ante la contingencia que abre la línea TECO-OZAT-01 y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG-01, en el resto de los nodos monitoreados se observa su voltaje de colapso es menor a 0.86 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 96 Mvar, a excepción de SMIG-115 y LUNI-115, ambos nodos quedan conectados radialmente debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.9 y 6.10.

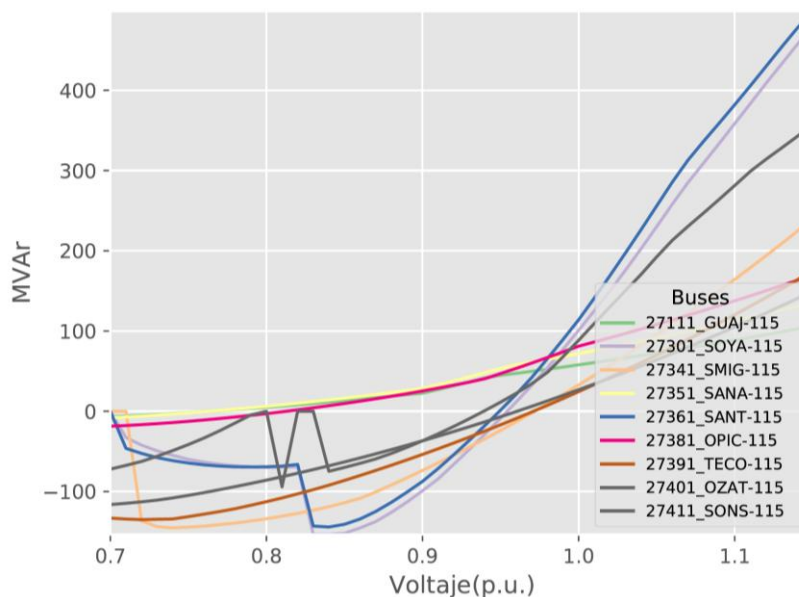


Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

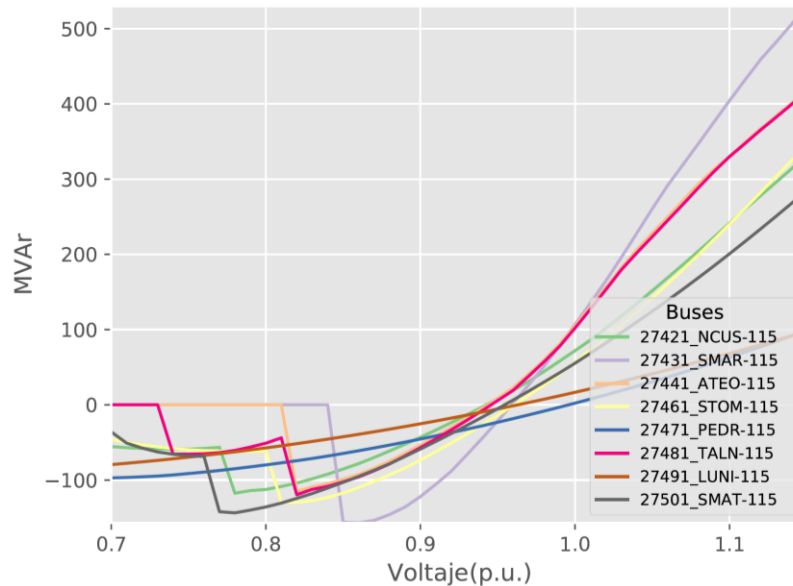


Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

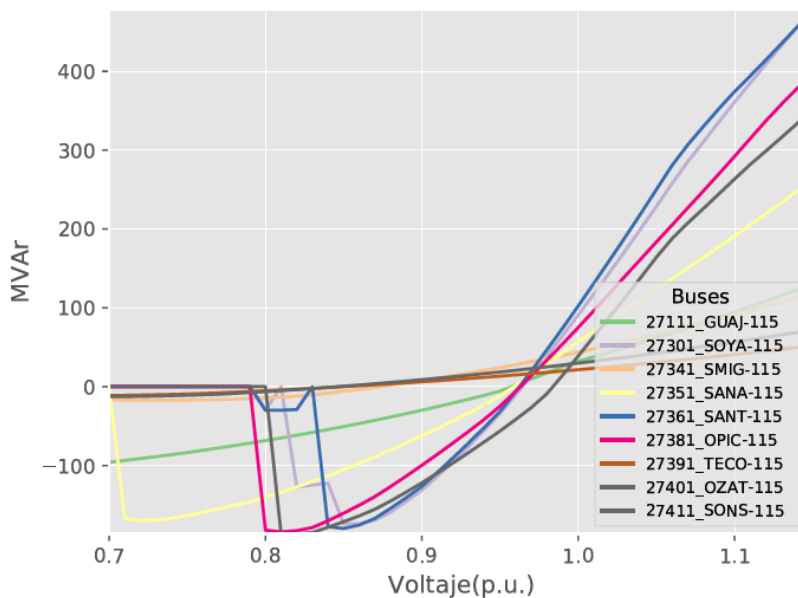


Figura 6.3. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

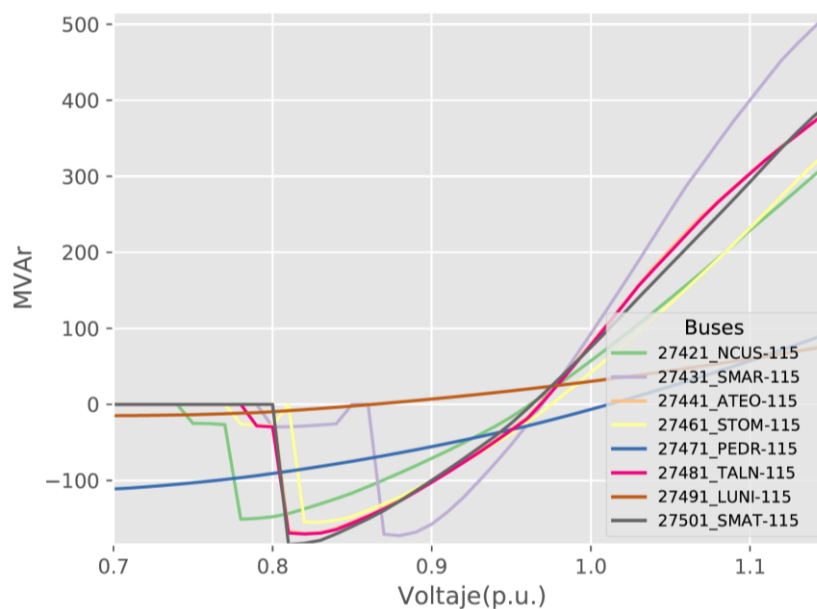


Figura 6.4. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

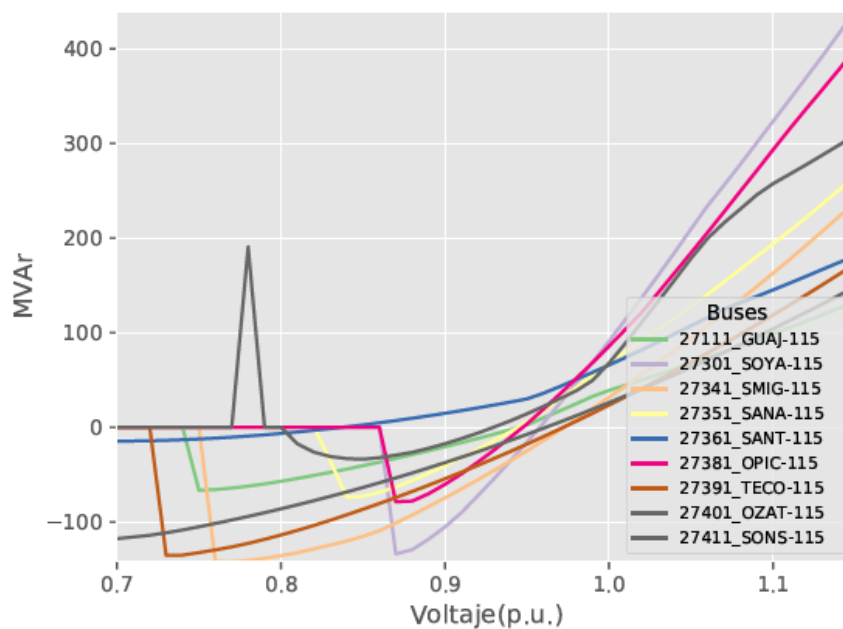


Figura 6.5. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.

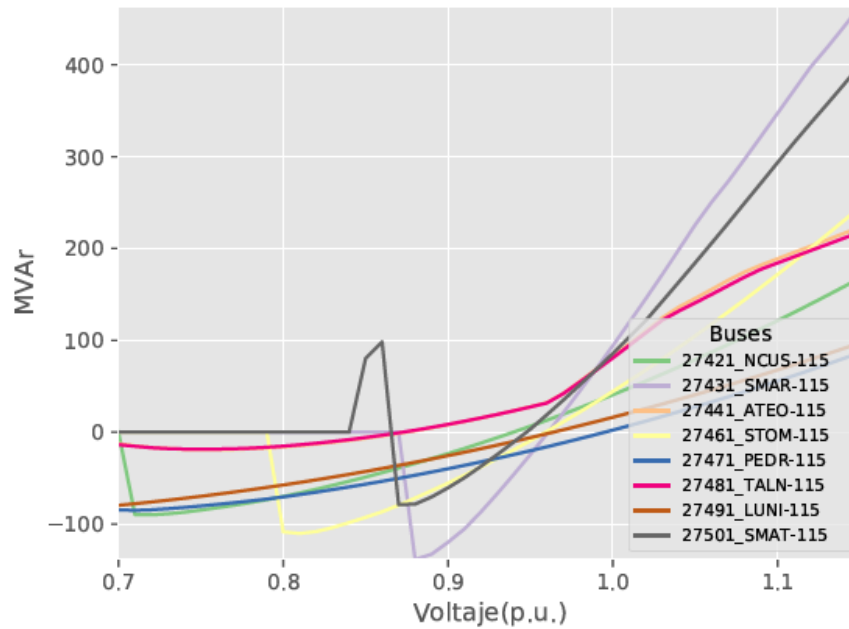


Figura 6.6. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.

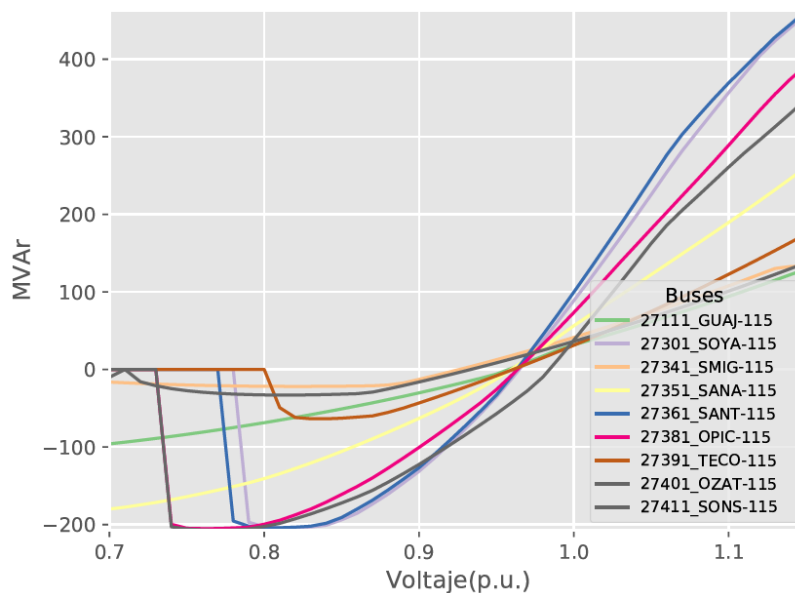


Figura 6.7. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia 15SE-BERL y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

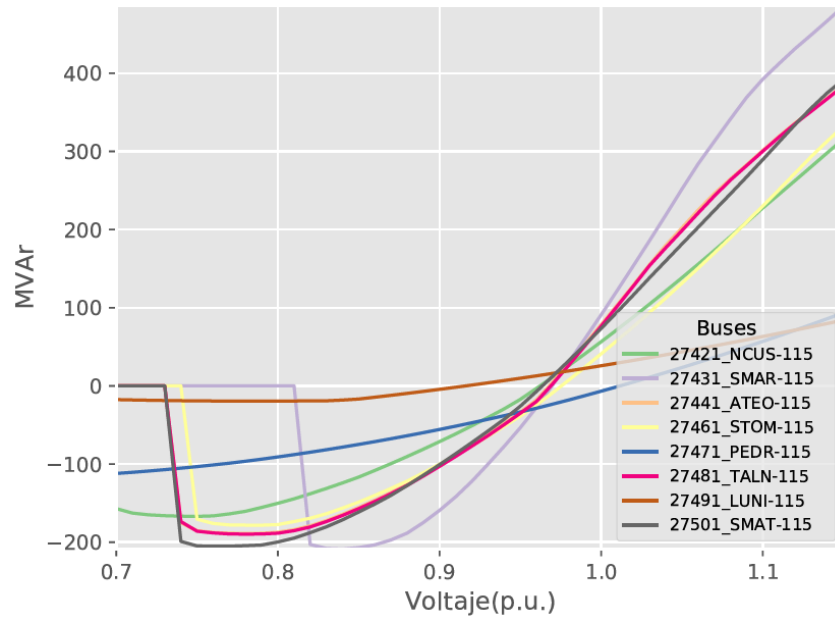


Figura 6.8. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia 15SE-BERL y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

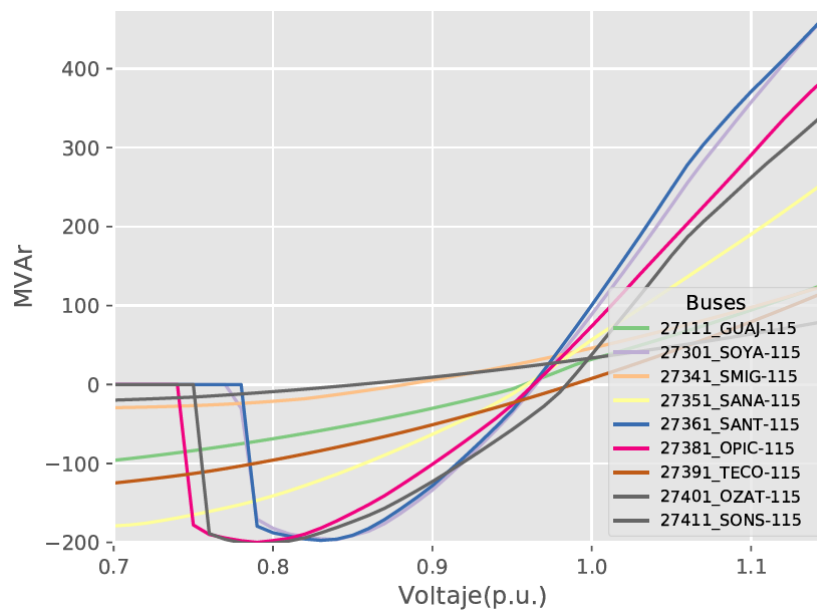


Figura 6.9. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

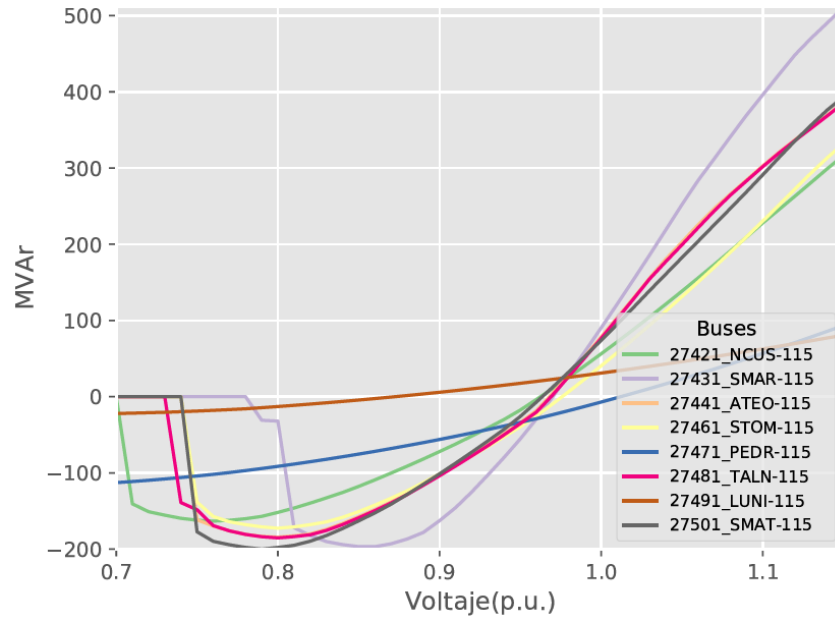


Figura 6.10. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

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 37.22 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 7.12 Mvar, como se muestra en la tabla 6.3.

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

Estadístico	Reserva (Mvar)
Mínimo	7.12
Percentil 1	37.22
Percentil 5	58.61
Percentil 95	286.31
Percentil 99	266.81
Máximo	382.81

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), cuando se combina la apertura de las líneas NCUS-ATEO-01 y SMAR-STOM-01.
2. GUAJ-115(27111), cuando se combina la apertura de las líneas SANA-AHUA-01 y SANA-OPIC-01.
3. TECO-115(27391), cuando se combina la apertura de las líneas TECO-CHIN-01 y SMIG-OZAT o las líneas TECO-OZAT-01 y TECO-CHIN-01.
4. OZAT-115(27401), cuando se combina la apertura de las líneas TECO-CHIN-01 y SMIG-OZAT.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

Para el EDCBF:

1. Aún 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 58.267 Hz.
2. La excepción de lo mencionado en el numeral anterior se da únicamente ante la contingencia F08_290MW, en demanda mínima de ambos semestres, el objetivo de analizar el efecto de dicha contingencia 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; pero no es 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 lleva la frecuencia por encima de 59.73 Hz.
3. 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 59.677 Hz.
4. 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
5. No es necesario realizar modificaciones a los ajustes actuales del EDCBF.

Para el EDCBV:

1. En la mayoría de los escenarios analizados, los nodos cuentan con una reserva de potencia reactiva cercana o mayor que 100 Mvar, la cual se considera elevada para condiciones N-2 (luego de la ocurrencia de 2 contingencias) como las que se han analizado.

⁴ Esto es válido siempre y cuando las protecciones de los generadores que se encuentran en operación no se disparen por otras condiciones que no son objeto de análisis en el presente estudio.

2. Se encontró que únicamente el 1% de los casos tienen una reserva de reactivos menor o igual a 37.22 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 7.12 Mvar
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 2020.
3. Realizar el próximo año en el periodo establecido por el ROBCP para los escenarios de operación previstos para el año 2020 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. 182, 2018.
- [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. 184, 2018.
- [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. 176-178, 2018.
- [9] Unidad de Transacciones, “Estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión – 2018- 2019”, pp. 67-68, 2018.

9. ANEXOS

9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN

Tabla 9.1. Demanda de potencia activa y reactiva por punto de entrega para época seca.

Escenario de demanda			Demanda máxima Diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Demanda total (MW/Mvar)			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Subestación	nodo	Voltaje	1053.998	345.114	974.999	221.606	557.998	136.64
22301	SOYA-23	23	94.014	34.859	74.416	20.707	44.713	15.04
22361	SANT-23	23	130.985	36.972	84.122	20.491	40.75	8.028
22371	NEJA-23	23	88.732	36.972	100.623	32.678	67.273	26.117
22421	NCUS-23	23	111.971	17.958	100.192	6.795	54.875	1.016
22451	SBAR-23	23	81.813	27.465	81.965	20.707	53.859	15.751
23131	ACAJ-34	34.5	12.422	4.785	6.741	1.24	4.675	0.965
23441	ATEO-34	34.5	8.176	2.704	5.285	1.078	3.353	0.813
24111	GUAJ-46	46	9.232	5.461	9.221	2.729	5.081	2.032
24131	ACAJ-46	46	10.764	5.419	12.942	3.883	6.097	2.236
24161	AHUA-46	46	13.479	5.018	20.276	1.456	6.809	1.321
24171	CGRA-46	46	18.739	7.468	19.887	5.608	9.146	2.439
24181	15SE-46	46	11.947	5.303	15.099	3.99	7.723	2.642
24301	SOYA-46	46	3.169	1.056	3.775	0.647	2.032	0.508
24321	SRAF-46	46	28.046	10.099	33.433	6.795	15.243	3.557
24341	SMIG-46	46	65.493	24.296	66.004	15.638	37.6	8.668
24351	SANA-46	46	62.44	22.827	59.856	14.128	32.824	9.146
24381	OPIC-46	46	15.845	7.764	16.932	6.363	12.804	4.776
24391	TECO-46	46	15.845	4.278	19.305	3.99	10.162	3.862
24401	OZAT-46	46	24.306	8.345	24.913	5.285	13.719	3.15
24411	SONS-46	46	23.239	13.732	24.805	11.863	10.162	5.081
24441	ATEO-46	46	68.186	14.366	50.689	7.064	29.47	3.76
24461	STOM-46	46	68.662	20.07	55.003	7.118	30.283	1.626
24471	PEDR-46	46	26.408	6.116	30.953	3.235	15.954	0.915
24481	TALN-46	46	7.817	3.169	7.873	3.235	7.418	3.049
24491	LUNI-46	46	27.972	12.887	30.198	10.569	19.714	7.825
24501	SMAT-46	46	24.296	5.725	20.491	4.314	16.259	2.317

Tabla 9.2. Demanda de potencia activa y reactiva por punto de entrega para época húmeda.

Escenario de demanda			Demanda máxima Diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Demanda total (MW/Mvar)			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Subestación	nodo	Voltaje	1033	338.238	944	214.566	515	126.108
22301	SOYA-23	23	92.141	34.165	72.05	20.049	41.268	13.881
22361	SANT-23	23	128.376	36.235	81.448	19.84	37.61	7.409
22371	NEJA-23	23	86.964	36.235	97.424	31.639	62.089	24.104
22421	NCUS-23	23	109.741	17.6	97.006	6.578	50.647	0.938
22451	SBAR-23	23	80.183	26.917	79.359	20.049	49.709	14.537
23131	ACAJ-34	34.5	12.175	4.69	6.526	1.201	4.314	0.891
23441	ATEO-34	34.5	8.013	2.65	5.117	1.044	3.095	0.75
24111	GUAJ-46	46	9.048	5.352	8.928	2.642	4.689	1.876
24131	ACAJ-46	46	10.55	5.311	12.53	3.759	5.627	2.063
24161	AHUA-46	46	13.21	4.918	19.631	1.41	6.284	1.219
24171	CGRA-46	46	18.366	7.319	19.255	5.43	8.441	2.251
24181	15SE-46	46	11.709	5.197	14.619	3.864	7.128	2.439
24301	SOYA-46	46	3.106	1.035	3.655	0.627	1.876	0.469
24321	SRAF-46	46	27.487	9.897	32.37	6.578	14.068	3.283
24341	SMIG-46	46	64.188	23.812	63.905	15.141	34.702	8
24351	SANA-46	46	61.196	22.373	57.953	13.679	30.294	8.441
24381	OPIC-46	46	15.529	7.609	16.394	6.161	11.818	4.408
24391	TECO-46	46	15.529	4.193	18.691	3.864	9.379	3.564
24401	OZAT-46	46	23.822	8.179	24.121	5.117	12.662	2.907
24411	SONS-46	46	22.776	13.459	24.017	11.486	9.379	4.689
24441	ATEO-46	46	66.828	14.08	49.077	6.84	27.199	3.47
24461	STOM-46	46	67.294	19.67	53.254	6.892	27.949	1.501
24471	PEDR-46	46	25.882	5.994	29.969	3.133	14.725	0.844
24481	TALN-46	46	7.661	3.106	7.623	3.133	6.847	2.814
24491	LUNI-46	46	27.414	12.631	29.238	10.233	18.195	7.222
24501	SMAT-46	46	23.812	5.611	19.84	4.177	15.006	2.138

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%	3%	4%	4%	4%	2%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					992.59	17.59	1072.38	18.38	570.07	12.07
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
GUAJOYO	21111	1	19.8	1	0.00	0.00	12.00	7.80	0.00	0.00
CERRÓN GRANDE	21171	1	86.4	0	50.00	36.40	76.00	10.40	0.00	0.00
	21172	2	86.4	0	50.00	36.40	0.00	0.00	0.00	0.00
5 DE NOVIEMBRE	21101	1	20	1	16.32	3.68	15.89	4.11	16.71	3.29
	21102	2	20	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21103	3	20	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21104	4	18	1	14.46	3.54	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	34.98	5.09	34.56	5.51	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	45.00	47.76	76.00	16.76	0.00	0.00
	21182	2	92.76	0	45.00	47.76	0.00	0.00	0.00	0.00
ACAJUTLA	VAPOR	21131	1	28.5	0	0.00	0.00	14.00	14.50	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	38.07	10.23	0.00	0.00	39.27
		21137	4-6	47.7	3	37.50	10.20	0.00	0.00	28.90
		21138	7-9	24	0	48.30	1.50	48.30	1.50	48.30
SOYAPANGO	20301	1-3	15.3	0	0.00	0.00	14.85	0.45	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
NEJAPA	21371	1-8	42.4	8	39.44	2.96	39.44	2.96	0.00	0.00
	21372	9-17	47.7	9	44.37	3.33	44.37	3.33	0.00	0.00
	21373	18-27	53	10	39.44	2.96	49.30	3.70	0.00	0.00
HOLCIM	21191	1-5	6.7	0	6.50	0.20	6.50	0.20	0.00	0.00
CASSA	21411	1-2	45	0	25.00	0.00	25.00	0.00	25.00	0.00

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					4%	3%	4%	4%	4%	2%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					992.59	17.59	1072.38	18.38	570.07	12.07
TALNIQUE	21481	1-9	99.3	2	92.37	6.93	92.37	6.93	46.05	3.45
TERMOPUERTO	21139	1-4	71.6	1	66.60	5.00	66.60	5.00	66.60	5.00
EL ANGEL	21071	7-8	73.58	0	50.00	0.00	50.00	0.00	50.00	0.00
CHAPARRASTIQUE	21521	1	62.4	0	35.00	0.00	35.00	0.00	35.00	0.00
HILCASA	21061	1-4	6.8	0	0.00	0.00	6.60	0.20	0.00	0.00
LA CABAÑA	21081	1	16	0	18.55	0.00	18.55	0.00	18.55	0.00
TEXTUFIL -1	21304	1-5	19.3	0	0.00	0.00	25.32	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -2	21451	6-7	14.5	0	0.00	0.00	14.07	0.43	0.00	0.00
BOREALIS	21051	1-8	12.8	0	0.00	0.00	12.40	0.40	0.00	0.00
GECSA	21061	1-3	6.8	0	0.00	0.00	6.60	0.20	0.00	0.00
ANTARES	20202	1	60	0	0.00	0.00	56.50	3.50	0.00	0.00
JIBOA	21291	1	34.9	0	24.00	0.00	24.00	0.00	24.00	0.00
ALVARADO	20221	1	6	0	0.00	0.00	5.70	0.30	0.00	0.00
	20222	1	8	0	0.00	0.00	7.60	0.40	0.00	0.00
	20224	1	20	0	0.00	0.00	19.00	1.00	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%	3%	4%	4%	4%	4%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					965.55	21.55	1050.83	17.83	524.73	9.73
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
GUAJOYO	21111	1	19.8	1	16.48	3.32	15.00	4.80	0.00	0.00
	21171	1	86.4	0	83.81	2.59	83.81	2.59	61.60	24.80
CERRÓN GRANDE	21172	2	86.4	0	83.81	2.59	83.81	2.59	0.00	0.00
	21101	1	20	1	16.67	3.33	17.42	2.58	16.16	3.84
5 DE NOVIEMBRE	21102	2	20	1	16.67	3.33	17.42	2.58	16.16	3.84
	21103	3	20	1	16.67	3.33	17.42	2.58	16.16	3.84
	21104	4	18	1	14.81	3.19	15.56	2.44	14.30	3.70
	21105	5	21	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21106	6	40.07	1	35.33	4.74	36.09	3.98	34.83	5.24
	21107	7	40.07	1	35.33	4.74	36.09	3.98	34.83	5.24
	21181	1	92.76	0	89.98	2.78	89.98	2.78	79.50	13.26
15 DE SEPTIEMBRE	21182	2	92.76	0	89.98	2.78	89.98	2.78	79.50	13.26
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	39.12	9.18	41.37	6.93	0.00
		21137	4-6	47.7	3	25.70	6.10	40.83	6.87	0.00
		21138	7-9	24	0	48.30	1.50	48.30	1.50	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
NEJAPA	21371	1-8	42.4	8	0.00	0.00	14.79	1.11	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	6.50	0.20	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%	3%	4%	4%	4%	4%
Generación total / pérdidas del sistema(MW)					965.55	21.55	1050.83	17.83	524.73	9.73
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
TALNIQUE	21481	1-9	99.3	2	46.05	3.45	92.37	6.93	0.00	0.00
TERMOPUERTO	21139	1-4	71.6	1	66.60	5.00	66.60	5.00	0.00	0.00
EL ANGEL	21071	7-8	73.58	0	50.00	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	21081	1	16	0	18.55	0.00	0.00	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	42.00	18.00	0.00	0.00
JIBOA	21291	1	34.9	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ALVARADO	20221	1	6	0	0.00	0.00	4.20	1.80	0.00	0.00
	20222	1	8	0	0.00	0.00	5.60	2.40	0.00	0.00
	20224	1	20	0	0.00	0.00	14.00	6.00	0.00	0.00

9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E

//EL SALVADOR LOAD SHEDDING MODELS /

```

22301 'LDSHBL' * 58.900 0.000000000 1.0000 58.600
0.000000000 0.0000 54.000 0.000000000 0.0000
0.83300E-01/

22371 'LDSHBL' * 58.900 0.000000000 0.41000 58.500
.000000000 0.5900 54.000 0.000000000 0.0000
0.83300E-01/

22451 'LDSHBL' * 58.500 0.000000000 0.50000 58.200
0.000000000 0.50000 54.000 0.000000000 0.0000
0.83300E-01/

```

23441 'LDSHBL' *	57.900	0.000000000	1.0000	55.000
	0.000000000	0.0000	54.000	0.000000000 0.0000
0.83300E-01/				
24131 'LDSHBL' *	58.200	0.000000000	0.55000	57.900
	0.000000000	0.45000	54.000	0.000000000 0.0000
0.83300E-01/				
24401 'LDSHBL' *	59.300	1.0000	0.18000	59.100
	1.0000	0.18000	58.200	0.000000000 0.6400
0.83300E-01/				
24341 'LDSHBL' *	58.500	0.000000000	0.70000	58.200
	0.000000000	0.30000	55.000	0.000000000 0.0000
0.83300E-01/				
24351 'LDSHBL' *	59.300	1.0000	0.50000	59.100
	1.0000	0.50000	54.000	0.000000000 0.0000
0.83300E-01/				
24391 'LDSHBL' *	58.900	0.000000000	1.0000	55.000
	0.000000000	0.0000	54.000	0.000000000 0.0000
0.83300E-01/				
24441 'LDSHBL' *	58.900	0.000000000	0.10000	58.200
	0.000000000	0.1800	57.900	0.000000000 0.5700
0.83300E-01/				

9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

Ver Archivo "[AnexoIII GraficasFrecuencia.pdf](#)".

9.4 ANEXO IV – CURVAS QV

Ver carpeta "[AnexoIV](#)" que contiene las subcarpetas:

- Curvas QV
- Resumen Curvas QV