



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA
EN SISTEMAS DE POTENCIA CON GENERACIÓN RENOVABLE

TESIS
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
MARIAJOSE MACARIO VIZUET

TUTOR
DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, CDMX. AGOSTO 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Agradecimientos

A mi mamá Ana por el amor, el apoyo incondicional y la guía espiritual que me ha brindado a lo largo de mi vida.

A mi papá Vicente por su ejemplo, dedicación y sabiduría que estarán siempre presentes en mi pensamiento y corazón.

A mi hermano Jasiel por sus consejos que me han ayudado a ser más sincera conmigo misma.

A mis primos Iván y José que por su hermandad y el constante empujón en nuestros caminos hemos salido hacia adelante.

A mi director de tesis Dr. Luis Miguel Castro González por ser la guía en este proceso de formación académica.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por la educación, recursos y experiencias que me ha brindado como estudiante.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico brindado para la realización de esta tesis.

A mis amigos y compañeros Nathaly, Karla, Fernanda, Alan, Martín, Miguel, Leobardo, Rodrigo, Alberto y José por todo el apoyo emocional y académico que me dieron en este proceso.



Resumen

Esta tesis plantea una metodología para diseñar y evaluar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF) en sistemas eléctricos de potencia (SEP). El diseño de un EDACBF se apoya de la evaluación dinámica del SEP ante contingencias críticas relacionadas con desbalances de carga-generación que agotan la reserva primaria, provocando cortes de carga en montos y momentos específicos para salvaguardar su estabilidad, mismos que se dividen por etapas de activación. Inicialmente, se realiza una revisión de los EDACBF implementados en SEP y su estado del arte a nivel mundial. Junto con ello, se revisan conceptos generales de estabilidad de frecuencia, los lazos principales de control de potencia/frecuencia de las plantas de generación y modelos de cargas, los cuales tienen impacto directo en la respuesta de regulación primaria de frecuencia del SEP. Y, precisamente de esta respuesta, se derivan los criterios e insumos básicos asociados con el diseño del EDACBF, por ejemplo, el desbalance inicial de potencia, la desviación final de frecuencia, la respuesta inercial y la respuesta de control de área (*bias*), entre otros.

En este sentido, en este trabajo de tesis se desarrolla una metodología que permite determinar los montos de corte de carga y frecuencias de corte para cada etapa asociada al EDACBF. Esta se codifica usando algoritmos desarrollados en Python v3.9, insertados en el programa de análisis transitorio de sistemas eléctricos de potencia PSS/E Explore v35. Esto con la idea de evaluar la respuesta del SEP ante las contingencias seleccionadas para las cuales se diseña el EDACBF y, por consiguiente, queda protegido el SEP. Esta metodología permite diseñar y evaluar el EDACBF en SEP que incorporan centrales de generación convencionales, termoeléctricas e hidroeléctricas, y/o renovables intermitentes. La aplicación de la metodología se muestra en el capítulo de casos de estudio, diseñando el EDACBF para la red de prueba “*New England Test System*” que contiene diez plantas convencionales, validando mediante simulaciones que el SEP queda correctamente protegido. Posteriormente, este SEP se modifica asumiendo una penetración considerable de plantas renovables y, para el cual, se lleva a cabo el rediseño del EDACBF, destacando aspectos clave para las nuevas condiciones de operación. Se concluye que la herramienta planteada en esta tesis es de utilidad práctica dado que puede asistir a los operadores del sistema en el diseño de esquemas de protección resilientes de acuerdo con las exigencias de las redes eléctricas modernas.



Abstract

This thesis presents a methodology to design and evaluate under-frequency load shedding (UFLS) in electric power systems (EPS). The design of load-shedding schemes is supported by dynamic assessments of the EPS under severe contingencies related to load-generation imbalances with insufficient spinning reserves, thus causing load shedding in specific amounts to guarantee the system stability. Initially, a state-of-the-art review of UFLS implemented in EPS is carried out. Also, general concepts of frequency stability, automatic load-frequency control (ALFC), and load models are reviewed, which directly impact the system primary frequency response. From this response, the basic criteria and inputs associated with the UFLS design are derived, e.g., the initial power unbalances, the final frequency deviation, the inertial response, the frequency response characteristic of a control area (bias), etc.

In this thesis work a useful methodology for determining load-shedding and frequency set points for each stage associated with the UFLS is developed. The developed UFLS is coded using algorithms in Python v3.9, embedded in the simulation package for transient analysis of electrical power systems PSS/E Explore v35, where the EPS response and effectiveness of the UFLS scheme are assessed in view of selected contingencies. This methodology makes it possible to design and evaluate the UFLS scheme in power networks that incorporate thermoelectric and hydroelectric power plants, including intermittent renewable power resources. The application of the methodology is shown in the chapter of case studies by designing the UFLS for the “*New England Test System*” that contains ten conventional power plants. It is validated through simulations that the EPS is correctly protected. Subsequently, this case study is modified by assuming a considerable penetration of renewable plants. Therefore, the UFLS is redesigned, highlighting critical aspects for the new operating conditions. The digital tool proposed in this thesis is of practical application since it can assist system operators in designing load-shedding schemes according to the requirements of modern electrical networks.



CONTENIDO

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES Y ESTADO DEL ARTE	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Estado del arte	2
1.3. Justificación	7
1.4. Hipótesis	7
1.5. Objetivos	8
1.6. Organización.....	8
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE CONTROL DE FRECUENCIA	10
2.1. Introducción.....	10
2.2. Concepto de estabilidad de frecuencia	11
2.3. Modelado de plantas convencionales.....	12
2.3.1. Generador síncrono	12
2.3.2. Lazos de control de voltaje y frecuencia	14
2.4. Modelos de plantas renovables tipo WECC	20
2.4.1. Plantas renovables fotovoltaica y eólica	20
2.4.2. Modelos WECC	22
2.5. Modelo de cargas.....	27
2.6. Caso base de análisis: respuesta de un SEP ante desbalances de potencia.....	28
2.6.1. Incrementos de carga del 5 [%], 8 [%] y 10 [%].....	30
2.6.2. Pérdida de generación	33
CAPÍTULO 3. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA	36
3.1. Introducción.....	36
3.2. Metodología para determinar un EDACBF	37
3.1.1. Paso 1. Escenarios base.....	38
3.1.2. Paso 2. Contingencias para el diseño del esquema	39
3.1.3. Paso 3. Desbalance de potencia máximo dP_t y frecuencia mínima permitida f_{min}	40
3.1.4. Paso 4. Carga total de corte, P_{Totalc}	41
3.1.5. Paso 5. Número de etapas E del esquema y cortes de carga por etapa P_{ct}	44



3.1.6.	Paso 6. Frecuencias de corte por etapa, f_{ct}	46
3.1.7.	Paso 7. Validación del EDACBF	48
3.1.8.	Paso 8. Análisis y selección del EDACBF.....	49
3.1.9.	Paso 9. Validación del EDACBF para todos los escenarios base	49
CAPÍTULO 4. CASOS DE ESTUDIO.....		51
4.1.	Introducción.....	51
4.2.	Sistema de potencia de 39 nodos y 10 generadores, sin plantas renovables	52
4.2.1.	Escenario con demanda máxima	53
4.2.2.	Escenario con demanda mínima.....	69
4.3.	Sistema de potencia de 39 nodos y 10 generadores, con plantas renovables	74
4.3.1.	Demanda máxima y mínima	75
4.3.2.	Cálculo del EDACBF para el SEP con generación renovable	76
4.3.3.	Evaluación del EDACBF para el SEP con generación renovable	77
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS		82
5.1.	Conclusiones	82
5.2.	Trabajos futuros.....	84
REFERENCIAS		86
A.	APÉNDICE	90
A.1.	Controles para plantas convencionales	90
A.2.	Parámetros del sistema de 39 nodos “New England Test System”	92



Índice de tablas

Tabla 1-1. Algunos EDACBF internacionales.....	5
Tabla 2-1. Parámetros del generador/convertidor “REGCAU1”[41]	24
Tabla 2-2. Parámetros del control eléctrico “REECB1” [41]	25
Tabla 2-3. Parámetros del controlador de planta “REPCA1” [41]	26
Tabla 2-4. Potencias de generación de precontingencia y reservas rodantes del 5 [%].....	29
Tabla 2-5. Constantes del modelo de carga	30
Tabla 2-6. Contingencias por incrementos de carga	30
Tabla 2-7. Contingencias simuladas	33
Tabla 4-1. Contingencias de desbalance de carga-generación para demanda máxima.....	53
Tabla 4-2. Desbalance de potencia, desviaciones de frecuencia, <i>bias</i> y potencia mínima de corte.....	56
Tabla 4-3. Cortes de carga calculados por etapa, P_{ct}	58
Tabla 4-4. Sensibilidad de frecuencia para cada contingencia	59
Tabla 4-5. EDACBF obtenido para la demanda máxima, $f_{minp} = 59.5$ [Hz].....	60
Tabla 4-6. EDACBF reajustado para la demanda máxima, $f_{minp} = 59.5$ [Hz]	60
Tabla 4-7. Frecuencias y tiempos ante contingencias. Activación de las etapas E : 1 = Sí, 0 = No.	62
Tabla 4-8. Frecuencias y tiempos de corte efectivos del EDACBF.....	62
Tabla 4-9. EDACBF calculados para demanda máxima, con diferentes f_{minp}	63
Tabla 4-10. EDACBF seleccionado para demanda máxima.....	68
Tabla 4-11. Potencias de generación de precontingencia y reservas rodantes del 5 [%].....	69
Tabla 4-12. Contingencias de desbalance de carga-generación para demanda mínima	70
Tabla 4-13. EDACBF calculado para demanda mínima, $f_{minp} = 59.3$ [Hz]	71
Tabla 4-14. EDACBF seleccionado para demandas máxima y mínima.....	71
Tabla 4-15. EDACBF calculado para el SEP con generación renovable, $f_{minp} = 59.3$ [Hz].....	76
Tabla 4-16. EDACBF seleccionado, con generación renovable.....	77
Tabla 4-17. EDACBF finales para la operación del SEP sin y con plantas renovables.....	81
Tabla A-1. Parámetros del excitador tipo “ESDC1A”	91
Tabla A-2. Parámetros del gobernador tipo “HYGOV”	91
Tabla A-3. Parámetros del gobernador tipo “TGOV1”	91
Tabla A-4. Plantas de generación	92
Tabla A-5. Cargas	92



Tabla A-6. Transformadores.....	92
Tabla A-7. Líneas de transmisión.....	92
Tabla A-8. Generadores tipo “GENROU”, usando la base del generador.....	93
Tabla A-9. Excitador tipo “ESDC1A”.....	93
Tabla A-10. Gobernador tipo “HYGOV” para plantas hidroeléctricas.....	93
Tabla A-11. Gobernador tipo “TGOV1” para plantas de vapor.....	94
Tabla A-12. Generador renovable “REGCAU2”, “REECB1” y “REPCA1”.....	94



Índice de figuras

Fig. 1.1. Respuesta transitoria de la frecuencia ante un desbalance de carga-generación	2
Fig. 2.1. Control en lazo cerrado de AVR y ALFC de un generador síncrono [37]	14
Fig. 2.2. Gobernador de velocidad [37]	16
Fig. 2.3. Control primario de frecuencia en lazo cerrado [37].....	19
Fig. 2.4. Topología de plantas renovables	21
Fig. 2.5. Diagrama de control para módulos genéricos de WECC [41].....	23
Fig. 2.6. Diagrama de control del generador/convertidor “REGCAU1”[40].....	24
Fig. 2.7. Diagrama de control del control eléctrico “REECB1” [40]	25
Fig. 2.8. Diagrama de control del controlador de planta “REPCA1” [40].....	26
Fig. 2.9. Representación de cargas en un SEP.....	27
Fig. 2.10. Sistema de potencia de 39 nodos “ <i>New England Test System</i> ”	29
Fig. 2.11. Respuesta transitoria de la frecuencia ante incrementos de carga	31
Fig. 2.12. Potencia y voltaje en los buses de generación ante incrementos de carga.....	32
Fig. 2.13. Respuesta de frecuencia del SEP ante pérdida de generación	34
Fig. 3.1. Escenarios base para el diseño del EDACBF	38
Fig. 3.2. Respuesta primaria de frecuencia	41
Fig. 3.3. Sensibilidad de frecuencia inercial, df/dt	47
Fig. 3.4. Metodología de diseño y evaluación del EDACBF.....	50
Fig. 4.1. Sistema de 39 nodos “ <i>New England Test System</i> ”	52
Fig. 4.2. Respuesta de frecuencia del SEP en demanda máxima ante desbalances de potencia.....	54
Fig. 4.3. Respuesta de frecuencia sin y con EDACBF en demanda máxima	61
Fig. 4.4. Respuesta del SEP en demanda mínima ante desbalances de potencia, sin EDACBF.....	70
Fig. 4.5. Sistema de 39 nodos “ <i>New England Test System</i> ”, con generación renovable	74
Fig. 4.6. Respuesta del SEP con generación renovable, sin EDACBF.....	75
Fig. A.1. Diagrama de control del excitador “IEEE Tipo 1” (ESDC1A) [40].....	90
Fig. A.2. Diagrama de control del gobernador de velocidad “HYGOV”[40].....	90
Fig. A.3. Diagrama de control del gobernador de velocidad “TGOV1” [40].....	90



Glosario de abreviaturas y símbolos

EDACBF	Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia	D_c	Amortiguamiento de la carga, [MW/Hz]
SEP	Sistemas eléctricos de potencia	P_t	Potencia de la turbina, [MW]
AVR	Control automático de voltaje	P_d	Potencia de demanda, [MW]
ALFC	Control automático de carga/frecuencia	G_p	Ganancia del sistema de potencia
WECC	Western Electricity Coordinating Council	R_{eq}	Regulación equivalente, [Hz/MW]
PV	Panel fotovoltaico	G_H	FT de la válvula hidráulica
MV	Media tensión	G_T	FT de la respuesta de la turbina
HV	Alta tensión	T_H, T_T	Constantes de tiempo, [s]
PPC	Controlador de planta	P_0, Q_0	Potencia activa y reactiva inicial de la carga, [MW]
J	Momento de inercia total, [kgm ²]	Y_P, Y_Q	Constantes de admitancia, [pu]
θ	Desplazamiento angular, [rad]	I_P, I_Q	Constantes de corriente, [pu]
t	Tiempo, [s]	P_b, Q_1	Constantes de potencia [pu]
T_m	Par mecánico, [Nm]	dP_t	Desbalance máx. a proteger, [MW]
T_e	Par eléctrico, [Nm]	f_{minp}	Frecuencia min. permitida, [Hz]
T_a	Par acelerante, [Nm]	dP	Desbalance de potencia, [MW]
ω	Velocidad angular, [rad/s]	β	Bias, [MW/Hz]
δ	Desplazamiento angular rotor respecto al eje de rotación síncrono, [rad]	n_g	Número de generadores, [pu]
P_m	Potencia mecánica, [W]	df	Desviación de frecuencia final, [Hz]
P_e	Potencia eléctrica, [W]	ΔP_{max}	Pérdida máxima generación, [MW]
P_a	Potencia acelerante, [W]	f_{nom}	Frecuencia nominal de la red, [Hz]
M	Momento angular del rotor [MJ/rad]	f_{min}	Valor mínimo de frecuencia, [Hz]
H	Contante de inercia, [MWs/MW ó s]	P_c^{min}	Potencia mínima de corte, [MW]
S	Potencia aparente, [MVA]	P_{totalc}	Potencia total de corte, [MW]
ω_s	velocidad síncrona de referencia, [rad/s]	n	Número de contingencias, [pu]
P_g	Potencia de generación, [MW]	E	Etapas de corte de carga, [pu]
P_{ref}	Potencia de referencia, [MW]	m	Número de etapas de carga, [pu]
f	Frecuencia, [Hz]	P_{cd}	Corte de carga deseado, [%]
R	Constante de regulación, [Hz/MW]	$P_{c\%}$	Corte de carga preliminar, [%]
E_c	Energía cinética, [MWs]	P_c	Corte de carga efectivo, [MW]
R	Constante de regulación, [Hz/MW]	P_{ct}	Corte de carga normalizado, [pu]
P_{nom}	Potencia nominal, [MW]	f_{ct}	Frecuencia de corte, [Hz]
		t_r	Tiempo de retraso de relevadores, [s]



Capítulo 1.

Antecedentes y estado del arte

1.1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se estudian generalmente en condiciones de equilibrio y en estado estacionario. Sin embargo, en la realidad los SEP están expuestos a cambios que alteran transitoriamente sus condiciones operativas, por ejemplo, incrementos de demanda, salida de generadores o cargas, fallas eléctricas, entre otros. En los últimos años, los SEP han evolucionado debido al incremento de interconexiones de equipos, el uso de nuevas tecnologías y controladores para flexibilizar la operación del SEP, los cuales tienen diferentes respuestas dinámicas. Estos cambios obligan el estudio de la estabilidad del sistema desde diferentes frentes como la estabilidad de voltaje, frecuencia y angular. El estudio de la estabilidad de los SEP es clave para tomar decisiones acertadas y evitar interrupciones de energía que impliquen grandes pérdidas económicas.

En particular, la estabilidad de frecuencia está asociada con la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la carga del sistema. En una perturbación de carga-generación, el gobernador de velocidad de la turbina de los generadores es capaz de restaurar la frecuencia. Pero en contingencias severas, los cambios grandes y repentinos de potencia llegan a comprometer la estabilidad del SEP cuando se agotan las reservas primarias de potencia. En este caso, se deben proporcionar otros medios para equilibrar rápidamente la carga y la generación disponible. Y una de las alternativas es la implementación de esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF). A manera de ejemplo, la Fig. 1.1 ilustra la respuesta de frecuencia típica de un SEP ante pérdida de generación. Si la reserva rodante es mayor que la pérdida de generación, entonces la frecuencia tiene un comportamiento similar a la curva A. Cuando la reserva rodante es insuficiente para mantener el balance de carga-generación, entonces se tiene una disminución continua en la frecuencia, como lo muestra la curva B. Mientras que, al implementar juiciosamente la desconexión de carga se puede restablecer el equilibrio del SEP, como lo muestra la curva C [1].

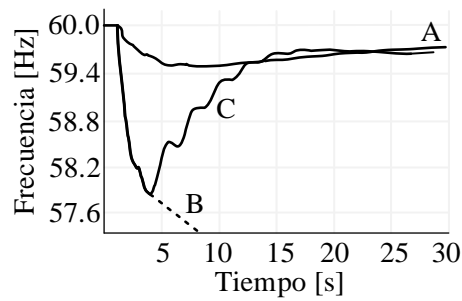


Fig. 1.1. Respuesta transitoria de la frecuencia ante un desbalance de carga-generación [2]

1.2. Estado del arte

El EDACBF se define como la coordinación y ajuste de protecciones que dan como resultado la desconexión de cargas en un sistema de potencia [3]. El EDACBF está categorizado como uno de los sistemas auxiliares aplicados a una red eléctrica en situaciones de emergencia extrema. Este esquema se considera de bajo costo y de implementación a corto plazo, en comparación con alternativas como la construcción de nuevas líneas de transmisión o nuevas centrales de generación [4]. Si bien, no debe emplearse como una herramienta de planificación para reemplazar la necesidad de diseñar un sistema de transmisión robusto, la aplicación del EDACBF es considerada como uno de los últimos recursos para evitar que las unidades de generación se desconecten [4],[5]. La desconexión de una central de generación puede provocar que otras unidades se sobrecarguen y posiblemente desencadenar más pérdidas de generación. Por lo que uno de los objetivos del EDACBF es detectar lo más pronto posible la deficiencia de generación dentro de un sistema de potencia y desconectar la menor cantidad de carga [6]. Y de igual forma, un EDACBF debe proporcionar una transición rápida, suave y segura tal que se logre un equilibrio entre la carga y generación, restableciendo la frecuencia del SEP. El requisito previo es comprender la respuesta del sistema ante la presencia de perturbaciones e interrupciones por sobrecargas [1]-[7].

El diseño de un EDACBF adopta varias consideraciones como la priorización de las centrales eléctricas, la clasificación de las cargas, la variación de la demanda, la eliminación de la menor cantidad de carga, y el análisis de los tiempos de respuesta y de retardo de los relés [1]. La respuesta inercial del sistema, el porcentaje de sobrecarga, las islas eléctricas y el aporte de reactivos por los generadores durante las contingencias también son entradas críticas en el estudio y diseño del EDACBF [7]. Es importante indicar que la respuesta de frecuencia empeora en condiciones de baja



demanda ya que la inercia del sistema es menor [8]. Por otro lado, las plantas eléctricas generalmente se programan para operar de forma continua dentro de los ± 0.5 [Hz] respecto del valor nominal [9]. Esto debido a que algunas plantas convencionales no pueden operar de manera segura más allá de un pequeño porcentaje por debajo de su frecuencia nominal, por lo que siempre deben estar coordinadas con el EDACBF [6],[10]. Particularmente, las centrales eléctricas con turbinas de vapor son de mayor prioridad debido a sus límites operativos de frecuencia restringidos. Algunas de ellas se configuran para aislarse de la red a partir de 58.5 [Hz] a 58 [Hz]; las centrales nucleares se configuran para operar hasta 58.5 [Hz] [11],[12].

Por otro lado, la implementación de un EDACBF está asociada con la desconexión de cantidades específicas de carga, usando relevadores de frecuencia [1]. El criterio para seleccionar el relé de frecuencia es un proceso iterativo donde se debe revisar velocidad y coordinación de disparos, definiendo tiempos de operación. Los valores típicos de tiempo de actuación (*pick up time*) de los relevadores de frecuencia son de 50 [ms], y la apertura de los interruptores tienen un tiempo asociado de 100 [ms] [4]. Los relés de estado sólido y relevadores digitales tienen la capacidad de incluir múltiples valores de corte por baja frecuencia y de modificar los retrasos de tiempo definidos de unos pocos ciclos a cientos de ciclos [7]. Usualmente los EDACBF aceptan una separación de 0.1 [Hz] entre etapas de corte [1].

Para el diseño de un EDACBF, este se puede dividir convenientemente en dos enfoques: los relacionados a la representación del sistema y los relacionados al programa de desconexión de carga [1]. Respecto a la representación del SEP, este queda definido principalmente por el modelo de las plantas de generación. Mientras que los programas de desconexión de carga consideran los parámetros del corte de carga, el criterio de ajuste de los relevadores y si el esquema funciona de forma manual o automática [1],[4]. El caso del modelo de plantas de generación para la definición del EDACBF, en ciertas literaturas se establecen modelos simples que no tienen el control automático de carga-frecuencia (ALFC, por sus siglas en inglés), por lo que su potencia mecánica no varía y es igual a la de precontingencia. El modelo "compuesto", por otro lado, sí representa a las dinámicas de la planta asociadas con su inercia, el sistema de excitación, la respuesta del gobernador de velocidad y la característica de regulación [13]-[16].

En el modelado de sistemas multimáquina se presenta una combinación de motores primarios con diferentes características de respuesta. Al considerar esta diversidad de turbinas, el análisis de



estabilidad de frecuencia arroja una respuesta de frecuencia del sistema (SFR, por sus siglas en inglés) lo más cercano a la realidad [11],[17]-[20]. La regulación primaria de frecuencia tiene un papel importante en la seguridad y estabilidad de la red. Un ejemplo de su importancia es el estudio de la respuesta de los controles hidráulicos que se emplean para optimizar la respuesta primaria de frecuencia de las unidades generadoras [21]. Además de la respuesta de frecuencia, el estudio del EDACBF requiere considerar la dependencia de las cargas/generadores al voltaje, ya que las contingencias pueden resultar en déficits de potencia activa del SEP [22]. En resumen, el EDACBF debe considerar la reserva rodante en el sistema y las características de la carga [23].

El desempeño de un EDACBF depende de varios factores. Los parámetros fundamentales son la máxima carga por desconectar, el valor de frecuencia para la operación del esquema (frecuencias de corte) y el valor mínimo de frecuencia permisible en las plantas de generación. Uno de sus objetivos primordiales es dar una máxima protección al SEP y tener una interrupción del servicio mínimo (mínimos montos de corte de carga). Desconectar más carga de lo necesario puede incrementar las oscilaciones de frecuencia, generando que el SEP no se recupere. Por ello, se recomienda activar la desconexión de carga sin llegar a un valor de frecuencia crítica del SEP, desconectando carga gradualmente y optimizando tiempos de respuesta [1],[24]. En los EDACBF prácticos, algunos de sus parámetros están sujetos a criterios del diseñador. Ejemplo de ello son los límites superior e inferior del umbral de frecuencia, rango permisible de corte de carga, retraso de tiempo mínimo entre el ajuste del umbral de frecuencia, desconexión de carga total máxima permitida, desviación de frecuencia de estado estable final permisible y desviación de frecuencia mínima permitida [25]. Por otra parte, se debe seleccionar adecuadamente el conjunto de contingencias que el EDACBF deberá proteger, observando los modelos dinámicos y controles respectivos de los componentes del SEP. Similarmente, se debe observar la potencia mecánica inicial de los generadores, el consumo inicial de potencia activa (carga) antes de la perturbación, la respuesta primaria de frecuencia y el cambio de carga debido a variaciones de voltaje y frecuencia [22]. Como se mencionó anteriormente, la sensibilidad de las cargas ante caídas de voltaje es de consideración, puesto que impacta la efectividad de los EDACBF [26].

Uno de los problemas relativos al diseño del EDACBF es la estimación de la magnitud de las perturbaciones a considerar y su localización [27]. Otro problema es encontrar valores óptimos de cortes de carga ya que la respuesta del SEP es no lineal [28], y para ello se han empleado algunos



algoritmos de optimización heurísticos [29]. Sin embargo, el diseño y aplicación del EDACBF en la industria está basado en las mediciones de frecuencia, en donde se establecen umbrales de frecuencia de corte y porcentaje de corte de carga que se validan con simulaciones transitorias [30].

Internacionalmente, se diseñan EDACBF con cantidades de etapas de corte de carga entre tres a cinco niveles; cuando existen más etapas de corte, el tamaño del corte se da con porcentajes más pequeños. Las frecuencias de corte, f_{ct} , entre cada etapa usualmente varían entre 0.2 [Hz] y 0.5 [Hz], con potencias de corte de carga, P_{ct} , que van del 5 [%] al 15 [%] de la carga del SEP. La primera etapa de corte de carga E_1 puede darse relativamente lejos del valor nominal de frecuencia. Por ejemplo, la WECC inicia su esquema de corte a partir de los 59.1 [Hz]. Mientras que el Mid Continent Area Power Pool (MAPP) y el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), entre otros, establecen el primer corte de carga en 59.3 [Hz]. Mientras que el Florida Reliability Coordinating Council (FRCC) es el más conservador ya que lo establece en 59.7 [Hz] [9]. Los tiempos de retardo son del rango de 0.1 [s] a 0.4 [s]. La Tabla 1-1 muestra en detalle la información previamente mencionada.

Tabla 1-1. Algunos EDACBF internacionales

Entidades	Corte de carga por etapa (E)									
	E_1		E_2		E_3		E_4		E_5	
	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]
WECC	59.1	5.30	58.9	5.90	58.7	6.50	58.5	6.70	58.3	6.70
MAPP	59.3	10	59	10	58.7	10				
ERCOT	59.3	5	58.9	10	58.5	10				
MAIN	59.3	10	59	10	58.7	10				
SPP	59.3	10	59	10	58.7	10				
ECAR	59.5	5	59.3	5	59.1	5	58.9	5	58.7	5
NPCC	59.3	10	58.8	15	Manual					
MAAC	59.3	10	58.9	10	58.5	10				
FRCC	59.7	9	59.4	7	59.1	7	58.8	6	58.5	5
NWPP, no DSI	59.3	5.60	59.2	5.60	59.1	5.60	59	5.60	58.8	5.60
NWPP, DSI	59.3	25	59.2	25	59.1	25	59	25		
Ireland ESB (50Hz)	48.5	13	48.4	13	48.3	13	48.2	26		
Ireland ESB (50Hz)	48.8	10	48.6	10	48.4	10	48.2	10	48	10

*Western Electricity Coordinating Council (WECC), Mid Continent Area Power Pool (MAPP), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Mid America Interconnected Network (MAIN), Southwest Power Pool (SPP, East Central Area Reliability coordination agreement (ECAR), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Mid Atlantic Area Council (MAAC), Florida Reliability Coordinating Council (FRCC), Northwest Power Pool (NWPP)—non -DSI load, NWPP direct service industry load.



Un caso particular, es el del East Central Area Realibility Agreement (ECAR) que involucra a 19 sistemas del Este-Central de EUA, mismo que ha desarrollado directrices para la aplicación de EDACBF. Las pautas que recomienda el ECAR al AEP (American Electric Power System) es que a partir de 59.5 [Hz] se realice un corte de carga del 3.33[%], con una separación entre etapas de 0.2 [Hz]. En 59.3 [Hz], el corte de carga acumulado es del 10[%]. Posteriormente, a partir de 59.1 [Hz] hasta 58.9 [Hz], realiza cortes de carga del 5[%], obteniendo un corte de carga acumulado del 15[%] adicionalmente [1],[31].

En México, se aborda el EDACBF en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD realizado por Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), mostrando los casos de accionamiento de corte de carga durante el año 2020. Por ejemplo, en el Sistema Mulegé, se tiene un EDACBF de 9 pasos, iniciando a partir de 59 [Hz] con un porcentaje total de corte de hasta 80 [%] de la demanda máxima [32]. En gran medida, los EDACBF están relacionados con los requerimientos de operación de las centrales de generación en lo que respecta al control primario de frecuencia. Y en este sentido, el código de red de México establece rangos de operación de frecuencia específicos de 58.8 a 61.2 [Hz] para el Sistema Interconectado Nacional, Sistema Interconectado Baja California, Sistema Interconectado Baja California Sur y Sistema Interconectado Mulegé. Fuera de esos rangos se establecen los tiempos en que las plantas generadoras y cualquier elemento de la red pueden desconectarse [33],[34].

En la actualidad, los SEP se encuentran en una etapa de transición hacia nuevas formas de generación de energía limpia, implementación de tecnologías de la información y nuevos dispositivos de control. La inclusión de fuentes renovables intermitentes, de la mano con el incremento de la demanda, puede dar lugar a problemas de estabilidad de frecuencia en el SEP. Adicionalmente, el reemplazo de la generación convencional, plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, por parques eólicos o parques fotovoltaicos implica cambios en la respuesta de frecuencia de los SEP. En términos generales, todo cambio en el SEP puede tener un impacto considerable en los EDACBF vigentes. Y en ese sentido, en esta tesis se desarrolla una metodología que permite diseñar, paso a paso, el EDACBF considerando la respuesta dinámica del SEP ante contingencias que provocan grandes desbalances de carga/generación.



1.3. Justificación

En años recientes, los SEP han ido experimentando cambios en sus redes de transmisión y matriz energética, siendo el caso de la incorporación de generación renovable uno de los más preponderantes, al mismo tiempo que algunas plantas convencionales añejas comienzan a desinstalarse. Las fuentes renovables intermitentes cada día se consolidan por su rentabilidad en términos de costo-beneficio. En México, a través del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2022-2036, se reporta que la capacidad instalada hasta el 2021 de las centrales eólicas alcanzó los 6,977 [MW] y las centrales fotovoltaicas de 5,955 [MW] marcando un hito en el uso de estas fuentes de generación [34]. Y en este sentido, este trabajo está motivado por los nuevos proyectos y planes de expansión trazados para la siguiente década con la inclusión de energías renovables, tanto a nivel nacional como a nivel mundial ya que tienen impacto en varios de los esquemas auxiliares implementados en el SEP.

En esta tesis se desarrolla una metodología para diseñar y evaluar EDACBF que permita garantizar la estabilidad de frecuencia de los SEP bajo condiciones críticas de operación. Contar con una herramienta digital de esta naturaleza es de vital importancia para los analistas de la red, particularmente cuando se enfrentan a la actualización del sistema eléctrico, tanto de la red de transmisión como ante la incorporación de nuevas centrales de generación convencional y renovable. La aplicación correcta del EDACBF asiste a los operadores del sistema para mantener la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico. Esto tiene un impacto en los criterios de operación de frecuencia definidos en el código de red [33], entendiendo al EDACBF como la última línea de defensa que el SEP posee para restablecer el balance energético cuando ocurren contingencias críticas asociadas con grandes disturbios de carga-generación.

1.4. Hipótesis

De acuerdo con el contexto previo, en esta tesis se plantean las siguientes hipótesis:

- De la respuesta transitoria de frecuencia de un sistema de potencia, producto de desbalances de carga-generación, se puede obtener información relevante para el diseño de un EDACBF,



tal como: desviaciones de frecuencia, respuesta de control de área, potencias mínimas de corte, frecuencias de corte, entre otros.

- La potencia total de corte de carga a desconectar por el EDACBF queda establecida por la contingencia más crítica en términos del desbalance de potencia provocado y por la reserva rodante con la que el SEP cuenta en condiciones de precontingencia.
- La inclusión de plantas renovables puede afectar la respuesta de frecuencia del sistema de potencia y, por ende, las características del EDACBF resultante.

1.5. Objetivos

- Estudiar el estado del arte sobre el diseño y propuestas de los EDACBF desarrolladas hasta la fecha, con énfasis en los fundamentos teóricos y prácticos que permiten establecer un diseño apropiado.
- Desarrollar criterios y cálculos que se deben considerar al momento de proponer el diseño y evaluación del EDACBF.
- Implementar una guía para el diseño y evaluación de un EDACBF para un sistema de potencia con plantas convencionales y plantas renovables, usando la herramienta de análisis transitorio de SEP del PSS/E.
- Determinar el EDACBF para un sistema de potencia de prueba y validar su desempeño mediante simulaciones dinámicas asociadas con la respuesta primaria de frecuencia.

1.6. Organización

Este documento de tesis comprende cinco capítulos que se describen a continuación:

El **Capítulo 1** presenta una revisión bibliográfica sobre el diseño e implementación de EDACBF en sistemas de potencia. Se discuten antecedentes de diversos esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia a nivel internacional y nacional.

El **Capítulo 2** describe temas de regulación primaria de frecuencia en los SEP y los modelos dinámicos asociados con plantas convencionales y renovables. Todo lo anterior con enfoque en su respuesta de regulación primaria, es decir, lazos de control automático de carga y frecuencia. Asimismo, se revisan conceptos generales de estabilidad de frecuencia y modelos de cargas.



El **Capítulo 3** presenta el procedimiento del diseño de un EDACBF, el cual se implementa en esta tesis. Se discute que el diseño de un EDACBF parte de la evaluación de contingencias relacionadas con la pérdida de carga y/o generación. Estos análisis son la base para el cálculo de desbalance de potencia, desviaciones de frecuencia, respuesta de control de área (*bias*), entre otros insumos requeridos para determinar el diseño del EDACBF.

El **Capítulo 4** aborda los casos de estudio sobre el diseño del EDACBF para un sistema de potencia de prueba. La metodología implementada del EDACBF se valida en este capítulo de tesis. Esto se lleva a cabo con el programa de simulación transitoria de sistemas de potencia PSS/E Explore v35, usando algoritmos de Python 3.9 que se ejecutan en línea con las simulaciones dinámicas, correspondientes para realizar los cortes de carga asociados con el EDACBF previamente diseñado.

Finalmente, el **Capítulo 5** muestra las conclusiones de este trabajo de tesis, discutiendo los resultados principales obtenidos durante el desarrollo de este documento. También se discuten los trabajos futuros más relevantes que podrían ser desarrollados en próximas investigaciones.



Capítulo 2.

Fundamentos de control de frecuencia

2.1. Introducción

La seguridad operativa de las redes eléctricas es uno de los objetivos de los operadores del sistema, donde se cuida que todos los elementos o dispositivos de potencia funcionen dentro de rangos permisibles de acuerdo con sus capacidades físicas de diseño. Fundamentalmente, la seguridad y confiabilidad de los SEP se relacionan con el balance entre la potencia eléctrica generada y la demandada en cada instante de tiempo. Los desbalances se originan por fallas eléctricas en equipos o en la red por aperturas de líneas de transmisión ligadas a fuentes de generación o cargas importantes. El desbalance de carga-generación es el factor que ocasiona cambios de frecuencia en el sistema, y precisamente la frecuencia eléctrica es el primer indicador para detectar un desbalance.

La correcta operación de un SEP depende en gran medida de los controles de las plantas eléctricas. Uno de estos controles es el regulador de voltaje que tiene como objetivo mantener valores de consigna de voltaje en el bus de conexión con la red, el cual puede verse afectado por contingencias que provocan desbalances de potencia. Otro control clave es el asociado con el gobernador de velocidad de las turbinas cuyo propósito es regular la inyección de potencia a la red para mitigar las desviaciones de frecuencia. Ambos tipos de controles son requeridos por los códigos de red, independientemente si se trata de centrales eléctricas convencionales o renovables intermitentes.

En este capítulo se abordan temas sobre el control de frecuencia en SEP, partiendo de definiciones básicas y alternativas para evitar que la estabilidad de la red se vea comprometida ante la ocurrencia de contingencias severas. También, se explican los controles de regulación de frecuencia para plantas convencionales y renovables tipo WECC (Western Electricity Coordinating Council). Esto con el objetivo de que en el Capítulo 3 se usen para llevar a cabo simulaciones dinámicas y determinar un EDACBF en un sistema de prueba.



2.2. Concepto de estabilidad de frecuencia

Se define como estabilidad a la capacidad de un SEP de recuperar un estado de equilibrio operativo después de haber sido sujeto a una perturbación física, conservando la mayoría de los elementos de la red de modo que prácticamente permanezca intacto [35]. En particular, la estabilidad de frecuencia es la capacidad de un SEP para mantener un valor de frecuencia estable posterior a ser sometido a un desbalance entre la generación y la carga, con una mínima pérdida de carga. Las perturbaciones que se presentan en un sistema eléctrico y que afectan la frecuencia son principalmente el aumento o decremento de carga y salidas de unidades de generación [35],[36]. Ambas contingencias son de interés para los estudios de la respuesta de frecuencia de los SEP.

Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con insuficiencias en las respuestas de los equipos, mala coordinación de controles y protección del equipo, o reserva de generación insuficiente. Por ejemplo, en un desbalance mínimo de carga-generación la caída de frecuencia no es tan severa, y es posible que con el control del gobernador de velocidad de la turbina sea suficiente para estabilizar la frecuencia de la red. Sin embargo, las perturbaciones severas pueden afectar significativamente a la frecuencia, para la cual el control del gobernador no está capacitado para reestablecer la frecuencia. Ya que estos controles están limitados por la dinámica de las turbinas o por la reserva rodante en el sistema, esto puede conducir a una rápida disminución en la frecuencia hasta salir de los rangos permisibles, originando una operación insatisfactoria del SEP. En este caso, la desconexión de carga inmediata (EDACBF) es una opción para que el sistema eléctrico restaure su frecuencia a valores estables y de esta forma evitar desconexiones en cascada de más elementos. Estos tipos de esquemas son considerados como la última acción tomada para evitar un apagón en la red eléctrica [22].

En los apartados siguientes se detallan los modelos dinámicos clásicos que se emplean para estudios de estabilidad transitoria en plantas eléctricas convencionales y renovables, Sección 2.3 y Sección 2.4 respectivamente. Fundamentalmente, estos modelos son concebidos para estudios de regulación de voltaje y frecuencia ante perturbaciones típicas inherentes a la operación de las redes eléctricas. Y posteriormente, se emplean para determinar la metodología de diseño y evaluación de desconexión de carga para sistemas de potencia, ver Capítulo 3.



2.3. Modelado de plantas convencionales

En este apartado se aborda el modelado clásico de plantas convencionales, con énfasis en la dinámica del rotor de los generadores síncronos. Se explica el principio de funcionamiento del control automático de voltaje (AVR) y del control automático de carga-frecuencia (ALFC). Y empleando este último lazo de control, se obtiene un modelo equivalente de respuesta a la frecuencia de un SEP donde se detalla la característica de respuesta de control de frecuencia de área, también conocido como *bias*.

2.3.1. Generador síncrono

La ecuación de oscilación es ampliamente utilizada en estudios transitorios de SEP para determinar el comportamiento dinámico del rotor en generadores síncronos. Cuando la red presenta un desbalance de carga-generación, el par mecánico y eléctrico, que actúan en el rotor de la máquina producen un par acelerante o desacelerante, T_a , según el tipo de disturbio. La relación del momento de inercia, J , y la aceleración generada por el desbalance de pares se representa en (2.1) [36],[37].

$$T_a = T_m - T_e = J \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (2.1)$$

donde,

- J es el momento de inercia total de la masa del rotor, [kgm^2]
- θ es el desplazamiento angular, [rad]
- t es el tiempo, [s]
- T_m es el par mecánico, [Nm]
- T_e es el par eléctrico, [Nm]
- T_a es el par acelerante, [Nm]

La ecuación (2.1) indica la variación de la velocidad del rotor en términos de su desplazamiento angular, θ . Los desplazamientos del rotor medidos desde una referencia de rotación síncrona se determinan como lo indica (2.2). Tomando esta ecuación, se determina la velocidad angular y la aceleración del rotor (2.3). Y tomando la derivada en el tiempo se llega a (2.4), la cual queda expresada en términos del desplazamiento angular del rotor. Sustituyendo esta última expresión en



la ecuación de balance de pares (2.1), se obtiene el par acelerante T_a en términos del desplazamiento angular del rotor respecto al eje de rotación síncrono (2.5).

$$\theta = \omega t + \delta \quad (2.2)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega + \frac{d\delta}{dt} \quad (2.3)$$

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.4)$$

$$T_a = T_m - T_e = J \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.5)$$

donde,

ω es la velocidad angular, [rad/s]

δ es el desplazamiento angular del rotor respecto al eje de rotación síncrono, [rad]

La relación entre el par y la potencia acelerantes se da mediante la velocidad angular del rotor, resultando en la ecuación de oscilación en términos de potencias y momento angular (2.6).

$$P_a = P_m - P_e = M \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.6)$$

donde,

P_m es la potencia mecánica del generador, [W]

P_e es la potencia eléctrica del generador, [W]

$P_a = T_a \omega$ es la potencia acelerante o desacelerante, [W]

$M = J \omega$ es el momento angular del rotor, [MJ/rad]

Definiendo a la ecuación de oscilación en términos de la constante de inercia en lugar del momento angular del rotor, se llega a la expresión (2.7) [36],[37]:

$$\frac{2H}{\omega} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.7)$$

donde,

$H = M\omega/2S$ es la constante de inercia, [MWs/MW ó s]

S es la potencia aparente del generador, [MVA]

Finalmente, la ecuación de oscilación del generador síncrono y la ecuación del desplazamiento del rotor se acomodan en términos de ω y δ , como se muestra en (2.8) y (2.9), respectivamente.

$$\frac{d\omega}{dt} = \dot{\omega} = \frac{\omega}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.8)$$

$$\dot{\delta} = \omega - \omega_s \quad (2.9)$$

donde,

ω_s es la velocidad síncrona de referencia del sistema, [rad/s]

2.3.2. Lazos de control de voltaje y frecuencia

Los sistemas de control automático de la generación deben ser capaces de detectar cambios en el sistema de potencia, y responder efectivamente en tiempo real para poder eliminar de forma rápida y efectiva las posibles desviaciones de voltaje o potencia. La Fig. 2.1 ilustra los principales controles que contienen las centrales eléctricas con generadores síncronos, así como los tiempos de respuesta típicos de cada control [11].

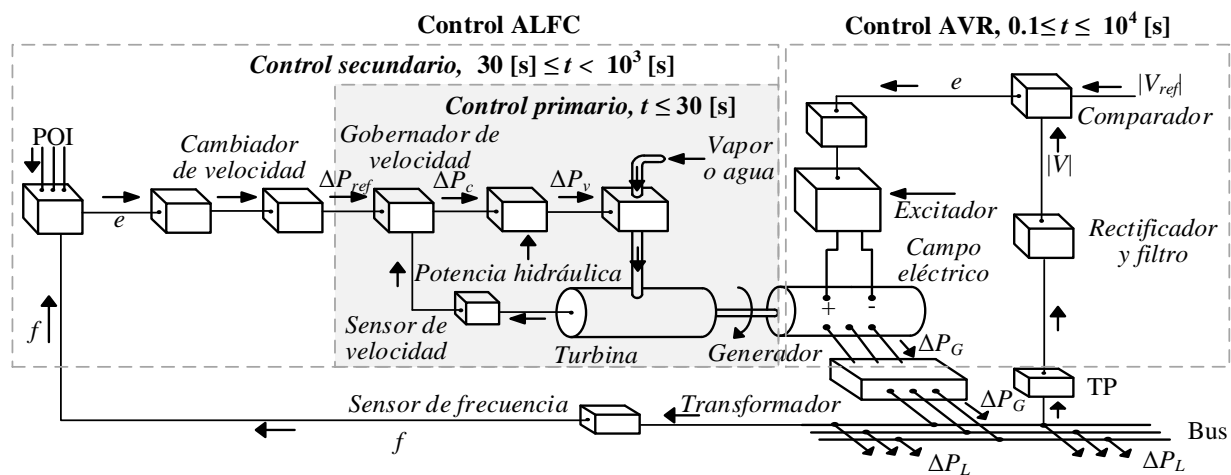


Fig. 2.1. Control en lazo cerrado de AVR y ALFC de un generador síncrono [36],[38]

- Control automático de voltaje (AVR)

Control automático de voltaje, AVR (Automatic Voltage Regulator): El AVR realiza el control de voltaje del generador en el punto de conexión con la red a un valor de consigna deseado. La Fig.



2.1 muestra que el AVR controla la magnitud de voltaje en terminales $|V|$ al compararlo con el voltaje de referencia, $|V_{ref}|$, y el error resultante sirve como entrada al excitador que finalmente regula el voltaje del devanado de campo del generador. Básicamente, el AVR proporciona la corriente de campo que se suministra al generador síncrono [39],[40]. Este dispositivo de control está conformado principalmente por un excitador, el cual es la estructura auxiliar que produce la potencia requerida por el devanado de campo del generador en forma de voltaje CD, de tal manera que su corriente puede variar rápidamente. Hay tres tipos distintos de excitadores de acuerdo con la fuente de excitación: corriente directa, alterna o estáticos. El AVR también puede incluir funciones de estabilización del sistema de excitación. Los AVR modernos se basan en electrónica de potencia de acción continua con altas ganancias y pequeñas constantes de tiempo. El Apéndice A.1 muestra el diagrama de bloques del AVR denominado “IEEE Tipo 1” que se usa ampliamente en estudios transitorios de SEP y en muchos sistemas de potencia, esto de acuerdo con la IEEE Std 421.5.

- ***Control automático de carga/frecuencia (ALFC)***

Control automático de carga/frecuencia, ALFC (Automatic Load Frequency Control): El ALFC permite regular la potencia de salida y la frecuencia del generador. Los tipos de lazos de control en un ALFC son dos, control primario de frecuencia y control secundario de frecuencia. De la Fig. 2.1 se observa que el control primario actúa en función de los cambios de frecuencia de forma indirecta. Este lo realiza a través de un balance de potencia junto con el gobernador de velocidad y las válvulas de control que regulan el flujo de vapor o agua. El control secundario ajusta la frecuencia, en un intercambio de potencia en conjunto con diferentes plantas generadoras. El control primario ALFC actúa en los primeros segundos del control de frecuencia, mientras que el control secundario tarda varios minutos en operar. Por esta razón, la efectividad de los cortes de carga relativos al EDACBF se evalúan en el rango de operación del control primario de frecuencia, esto con la idea de restablecer de manera oportuna el balance de carga-generación del SEP. El Apéndice A.1 muestra un par de ejemplos del control ALFC para plantas hidroeléctrica tipo “HYGOV” y planta de vapor tipo “TGOV1”. Estos controladores de las centrales eléctricas son ampliamente usados en círculos académicos e industriales para estudios de control de frecuencia en SEP [39]-[41].

- **Respuesta de control de frecuencia de área (Bias)**

Para conceptualizar la respuesta de un SEP ante cambios de demanda-generación, es necesario comprender la respuesta primaria de las plantas eléctricas, la cual queda establecida principalmente por el gobernador de velocidad. El diagrama esquemático del sistema de gobernador de velocidad se muestra en la Fig. 2.2, donde su respuesta se define por los movimientos estructurales relativos a los cambios de posición desde el punto A al punto E, mismos que pueden representar cambios de potencia [MW o pu]. De aquí se observa que un incremento en la posición E del gobernador, Δx_E , ocasiona la apertura de la válvula/compuerta de la turbina y, por extensión, un incremento de la fuente primaria (vapor o agua) y en la potencia de la turbina, ΔP_V . Sin embargo, antes del punto E se tienen fuerzas mecánicas previas, por ejemplo, la posición D cuyos incrementos Δx_D amplifican la entrada al punto E. Esto último se ejemplifica en la Fig. 2.2, donde se muestra que el cambio de posición E, Δx_E , está conectado al pistón principal del amplificador hidráulico. Y, por otro lado, el cambio de posición D, Δx_D , está conectado a la válvula piloto del mismo amplificador. Por lo que ante una presión mínima en el lado del punto D, Δx_D , se ejerce una fuerza mucho mayor en la posición E, Δx_E . Por otro lado, el punto C, Δx_C , corresponde a la salida del gobernador de velocidad ΔP_g y se relaciona con los cambios Δx_C . Finalmente, el gobernador de velocidad puede tener dos tipos de entradas: cambios de frecuencia Δf mediante Δx_B , y de la potencia de referencia ΔP_{ref} mediante Δx_A . [38].

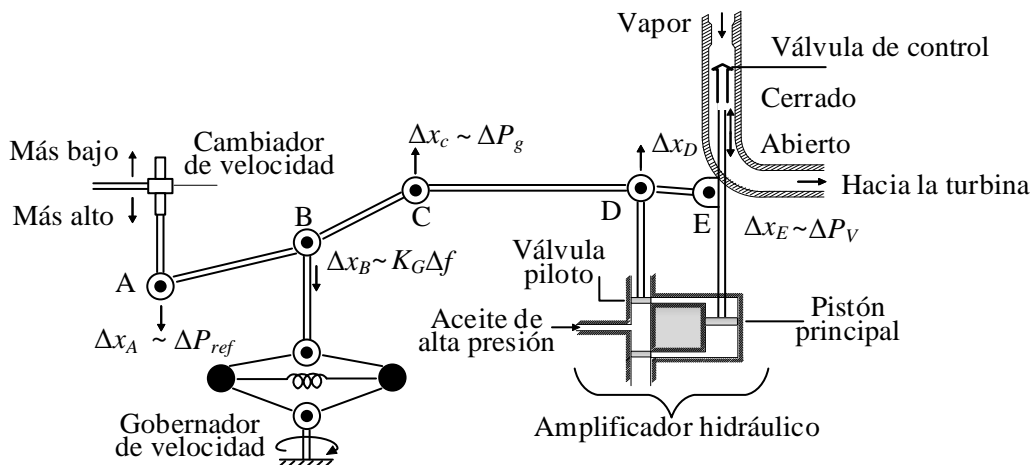


Fig. 2.2. Gobernador de velocidad [38]



De acuerdo con la Fig. 2.2, la lógica de funcionamiento del control ALFC se puede representar matemáticamente mediante (2.10) [38]. En esta expresión aparece la constante de regulación de la planta de generación, también denominado estatismo, el cual incide directamente en los cambios de potencia del control ALFC ante variaciones de la frecuencia.

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad (2.10)$$

donde,

- ΔP_g es el cambio de potencia de generación, [MW]
- ΔP_{ref} es el cambio de la potencia de referencia, [MW]
- Δf es el cambio de la frecuencia, [Hz]
- R es la constante de regulación o estatismo [Hz/MW]

Por otro lado, para obtener la respuesta de control de área de un SEP, se tiene que contar con el modelo del generador eléctrico ante variaciones de frecuencia, para poderlo acoplar a su complemento mecánico del gobernador de velocidad y turbina. En este sentido, recordando que la velocidad del rotor del generador está asociada con la frecuencia, y que la energía cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad (frecuencia), para el generador síncrono se tiene (2.11). Adicionalmente, es importante considerar el amortiguamiento de las cargas debido a su dependencia de la frecuencia, lo cual se logra con (2.12)[38].

$$E_c = E_c^0 \left(\frac{f^0 + \Delta f}{f^0} \right)^2 \quad (2.11)$$

$$D_c \equiv \frac{\partial P_d}{\partial f} \quad (2.12)$$

donde,

- E_c es la energía cinética del generador, [MWs]
- $E_c^0 = H / P_{nom}$ es la energía cinética inicial del generador, [MWs]
- P_{nom} es la potencia nominal del generador, [MW]
- f^0 es la frecuencia nominal del sistema, [Hz]
- D_c es el amortiguamiento de la carga, [MW/Hz]
- $\partial P_d / \partial f$ es la parcial de la potencia de la demanda en función de la frecuencia, [MW/Hz]



De acuerdo con lo anterior, los cambios en la potencia del generador se determinan con el cambio de potencia de la demanda, más el cambio de la energía cinética del rotor y los cambios de la carga, resultando en (2.13). Y considerando el cambio de la energía cinética en el tiempo (2.11) se llega a (2.14), la cual se sustituye en (2.13) para obtener (2.15) [38].

$$\Delta P_t = \Delta P_d + \frac{d}{dt}(E_c) + D_c \Delta f \quad (2.13)$$

$$\frac{d}{dt}(E_c) = \frac{2H}{f^0} \frac{d}{dt} \Delta f \quad (2.14)$$

$$\Delta P_t - \Delta P_d = \frac{2H}{f^0} \frac{d}{dt} \Delta f + D_c \Delta f \quad (2.15)$$

donde,

ΔP_t es el cambio de potencia de la turbina, [MW]

ΔP_d es el cambio en la demanda, [MW]

De lo anterior, obsérvese que el factor de amortiguamiento de carga y la constante inercia son parámetros directamente relacionados con el balance de potencia generación-demanda. Partiendo de (2.15) y resolviendo para Δf en el dominio de *Laplace* se obtiene (2.16) [38].

$$\Delta f(s) = G_p(s) [\Delta P_t(s) - \Delta P_d(s)], \quad G_p(s) \equiv \frac{K_p}{1 + T_p s} \quad (2.16)$$

donde,

G_p es la función de transferencia del SEP

$K_p = 1/D_c$ es una constante que representa el amortiguamiento de carga

$T_p = 2H/f^0 D_c$ es una constante de tiempo

Combinando (2.10) y (2.16), y resolviéndolas en dominio de *Laplace*, se llega a (2.17) junto con las funciones de transferencia de la válvula hidráulica y de la turbina (2.18). Con ambas expresiones se construye el diagrama de control de la Fig. 2.3 [38].

$$\Delta f(s) = \frac{G_p}{1 + \left(\frac{1}{R_{eq}} \right) G_p G_H G_T} \Delta P_d(s), \quad \Delta P_d(s) = \frac{\Delta P_d}{s} \quad (2.17)$$

$$G_H = \frac{1}{1 + sT_H}, \quad G_T = \frac{1}{1 + sT_T} \quad (2.18)$$

donde,

- R_{eq} es la característica de regulación equivalente, [Hz/MW]
- G_H es la función de transferencia de la válvula hidráulica
- G_T es la función de transferencia de la respuesta de la turbina
- T_H, T_T son constantes de tiempo

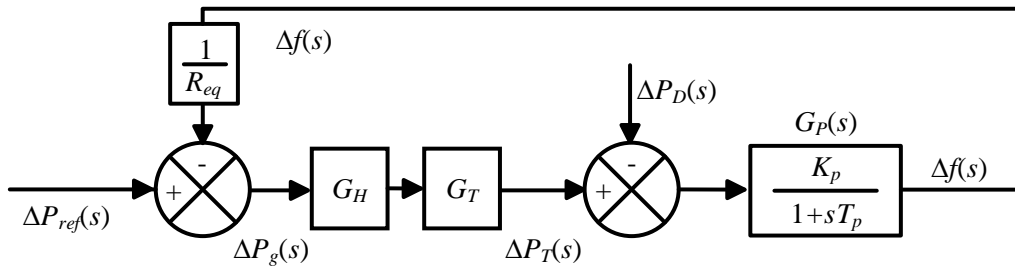


Fig. 2.3. Control primario de frecuencia en lazo cerrado [38]

Resolviendo (2.17), usando el teorema del valor final, se obtiene que la caída de frecuencia es igual al cambio de demanda entre el factor de amortiguamiento de carga y la característica de regulación equivalente (2.19). Finalmente, el cambio de frecuencia se simplifica en (2.20), el cual implica que este depende del cambio en la demanda e inversamente proporcional a la *característica de control de frecuencia de área* [38].

$$\Delta f_{fin} = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta f(s)] = - \frac{1/D_c}{1 + \frac{1/D_c}{R_{eq}}} \Delta P_d = - \frac{\Delta P_d}{D_c + \frac{1}{R_{eq}}} \quad (2.19)$$

$$\Delta f_{fin} = - \frac{\Delta P_d}{\beta} \quad \Rightarrow \quad \beta = D_c + \frac{1}{R_{eq}} \quad (2.20)$$

donde,

- β es la característica de respuesta de control de frecuencia de área (*bias*), [MW/Hz]
- Δf_{fin} es la desviación de frecuencia final, [Hz]
- s es el operador de Laplace; $s \rightarrow 0$ representa el teorema del valor final



El *bias* representa la respuesta del SEP ante desbalances de potencia, el cual involucra la característica de regulación equivalente y el factor de amortiguamiento de la carga del SEP en su conjunto. Específicamente, con el *bias* se puede estimar la desviación de frecuencia en un SEP producto de desbalances de potencia. Debe mencionarse que el factor β puede determinarse de los parámetros de las plantas de generación (característica de regulación R) junto con un valor aproximado de amortiguamiento D (que depende de la característica de la carga), o bien, mediante simulación dinámica. Por conveniencia y practicidad, β se determina con la segunda opción. Y en este trabajo de tesis β se emplea dentro de la metodología para determinar el diseño del EDACBF, tal como se aborda en el Capítulo 3.

2.4. Modelos de plantas renovables tipo WECC

Esta sección aborda el modelo de plantas renovables, particularmente de las plantas fotovoltaicas y eólicas, poniendo énfasis en sus principales subsistemas. Particularmente, se describen con detalle suficiente los modelos tipo WECC empleados posteriormente en los análisis transitorios, relativos a los casos de estudio, para obtener el EDACBF de un SEP con plantas renovables.

2.4.1. Plantas renovables fotovoltaica y eólica

La topología general de una planta de generación fotovoltaica o eólica consiste en arreglos de paneles fotovoltaicos o turbinas eólicas, interconectados al SEP. Estas plantas pueden incluir: electrónica de potencia (convertidores inversores y/o rectificadores), filtros, controles eléctricos, controlador de planta, transformadores de baja a media tensión, alimentadores de media tensión, transformador elevador de media a alta tensión y el alimentador de alta tensión para finalmente conectarse a la red de potencia en el punto de interconexión (POI, por sus siglas en inglés). En la Fig. 2.4 se representa las topologías genéricas de las plantas renovables, incluyendo el punto de conexión a la red, las redes de alta tensión (HV) y media tensión (MV), y las unidades de generación renovable (arreglos PV y aerogeneradores). El principio de funcionamiento de los sistemas de generación solar y eólico se explican a continuación.

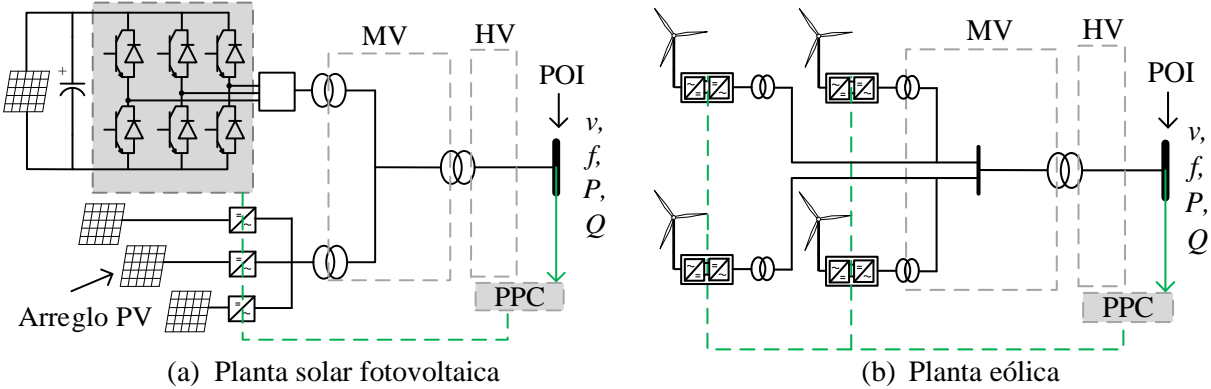


Fig. 2.4. Topología de plantas renovables

Planta fotovoltaica: los sistemas fotovoltaicos en principio son diferentes a las plantas de energía convencionales, ya que se caracteriza por tener una baja contribución de corriente de cortocircuito, falta de inercia y controladores con respuesta rápida debido a que su integración a la red se da mediante electrónica de potencia. El principio de funcionamiento de una planta solar se resume en que la energía de radiación solar se transforma en energía eléctrica en forma de corriente continua (CC) usando las celdas solares, posteriormente esta corriente se transforma a corriente alterna para el suministro a la red mediante el uso de convertidores inversores electrónicos. La cantidad de energía eléctrica dependerá del nivel de irradiación y la temperatura ambiente. Estas corrientes son gestionadas por el sistema de control eléctrico del inversor el cual tiene como principal objetivo regular la magnitud de la corriente alterna tan rápido como sea posible. Asimismo, estos equipos tienen la capacidad de regular internamente la inyección de potencia activa y reactiva hacia la red. Aunque, la capacidad de proporcionar potencia reactiva en los inversores está limitada por las restricciones internas de voltaje y corriente, de acuerdo con los límites de bajo y alto voltaje en las protecciones de los inversores [42]-[44].

Planta eólica: un sistema de generación eólico produce electricidad usando la energía cinética del viento, misma que se convierte en mecánica y eléctrica empleando turbinas eólicas. Debido a que la velocidad del viento varía continuamente en función del tiempo y de la altura de la turbina, esto afecta de forma constante la salida de potencia eléctrica. Por lo que estos sistemas deben estar diseñados para mitigar las fluctuaciones de potencia. Para ello se emplea la electrónica de potencia con el fin de dar más estabilidad al sistema eólico, esta electrónica se basa en rectificadores e inversores conectados en los circuitos del rotor o estator de los generadores eléctricos, según la



topología del aerogenerador. Uno de los controles más empleados para este tipo de sistemas son los que tienen un control de velocidad variable de frecuencia. Los cuales se encargan de gestionar la potencia activa y reactiva, estabilizar el voltaje y limitar la corriente de corto circuito, lo anterior de acuerdo con las necesidades del SEP [45].

Por otro lado, en estos sistemas también se incluye el control general de la planta (PPC, por sus siglas en inglés), mostrados esquemáticamente en la Fig. 2.4. Este subsistema se encarga de proporcionar al controlador de planta información clave como voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva. El PPC procesa estas mediciones y posteriormente emite comandos a los controles eléctricos de los inversores de la planta fotovoltaica o eólica, ya sea para regular el voltaje, factor de potencia, potencia activa y reactiva, o la regulación primaria de frecuencia. Bajo estas condiciones operativas, la participación en la regulación de frecuencia de las plantas eólicas y fotovoltaicas en los SEP permite que los EDACBF sean más nobles en términos de sus montos de corte de carga y eviten comprometer la estabilidad de la red eléctrica, particularmente en condiciones de alta penetración renovable intermitente. A continuación, se detallan los bloques de control de los modelos de plantas renovables sugeridos por la WECC (Western Electricity Coordinating Council) para estudios de estabilidad transitoria en SEP, mismos que son empleados en este trabajo de tesis.

2.4.2. Modelos WECC

Al igual que para las centrales eléctricas convencionales, los SEP requieren que las plantas renovables intermitentes cumplan requisitos y procedimientos establecidos en los códigos de red que permitan preservar la estabilidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Para ello, el consejo coordinador de electricidad WECC propone modelos genéricos de plantas renovables con controles dinámicos para estudios de SEP que cumplan con dichos requisitos operativos. Estos modelos WECC son ampliamente usados para estudios de planificación de la transmisión que involucran redes eléctricas complejas compuestas por un gran conjunto de generadores, cargas y otros componentes dinámicos [41].

En este trabajo de tesis se emplean este tipo de modelos WECC para el desarrollo y aplicación de los EDACBF, mismos que están basados en especificaciones técnicas derivados del grupo de trabajo REMTF (Renewable Energy Modeling Task Force)[42],[43]. La Fig. 2.5 muestra la

representación esquemática de una planta renovable, la cual se divide en tres módulos genéricos: generador (REGCA), los controles eléctricos (REECB) y el controlador de planta (REPCA). Es importante indicar que estos modelos son similares a los modelos genéricos para aerogeneradores Tipo 3 y Tipo 4 propuestos por la WECC [41].

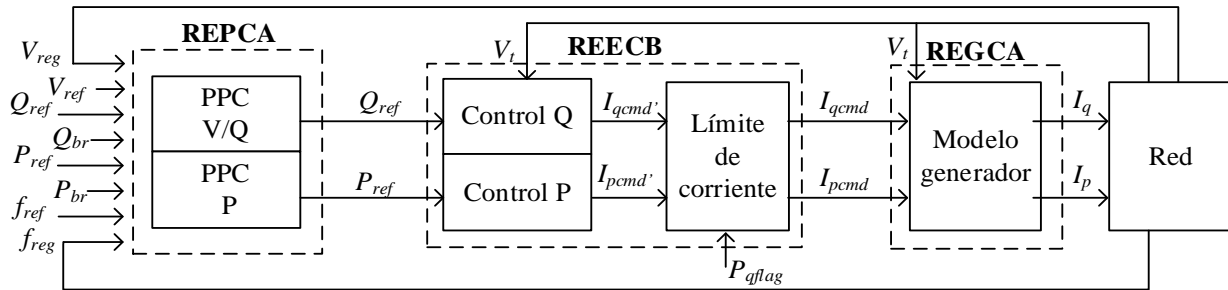


Fig. 2.5. Diagrama de control para módulos genéricos de WECC [42]

Módulo REGCA. Este módulo es utilizado para representar la interfaz de la planta renovable como *generador/convertidor* en su conjunto, el cual tiene la función principal de procesar el comando de corriente real y reactiva, I_q e I_p , e inyectarlos al SEP. La Fig. 2.6 muestra el diagrama de control del grupo generador/convertidor donde se puede observar que este se divide principalmente en dos bloques: inyección de corriente reactiva y activa, I_q e I_p . También se observa que este control tiene la capacidad de gestionar la inyección de corriente necesaria ante eventos de caída de tensión. Los parámetros típicos utilizados para este control se indican en la Tabla 2-1.

Módulo REECB. Este módulo se utiliza para representar los *controles eléctricos* de la planta de generación, el cual recibe valores de referencia de potencia activa y reactiva, P_{ref} y Q_{ref} por el módulo REPCA. Y posteriormente proporciona comandos de corriente real y reactiva, I_{qcmd} e I_{pcmd} , al módulo REGCA. Para más detalle, la Fig. 2.7 muestra el diagrama de control del módulo REECB, mientras que la Tabla 2-2 contiene los valores típicos de los parámetros usados.

Módulo REPCA. Este módulo se emplea para representar el *controlador de planta* (PPC), el cual recibe las variables asociadas con el punto de interconexión a la red, es decir, voltaje, potencias activa y reactiva, y frecuencia. Estas mediciones se procesan en este módulo y se envían comandos al módulo REECB, es decir, P_{ref} y Q_{ref} . Para más detalles, ver el diagrama de control de la Fig. 2.8, junto con sus parámetros asociados que se muestran en la Tabla 2-3.

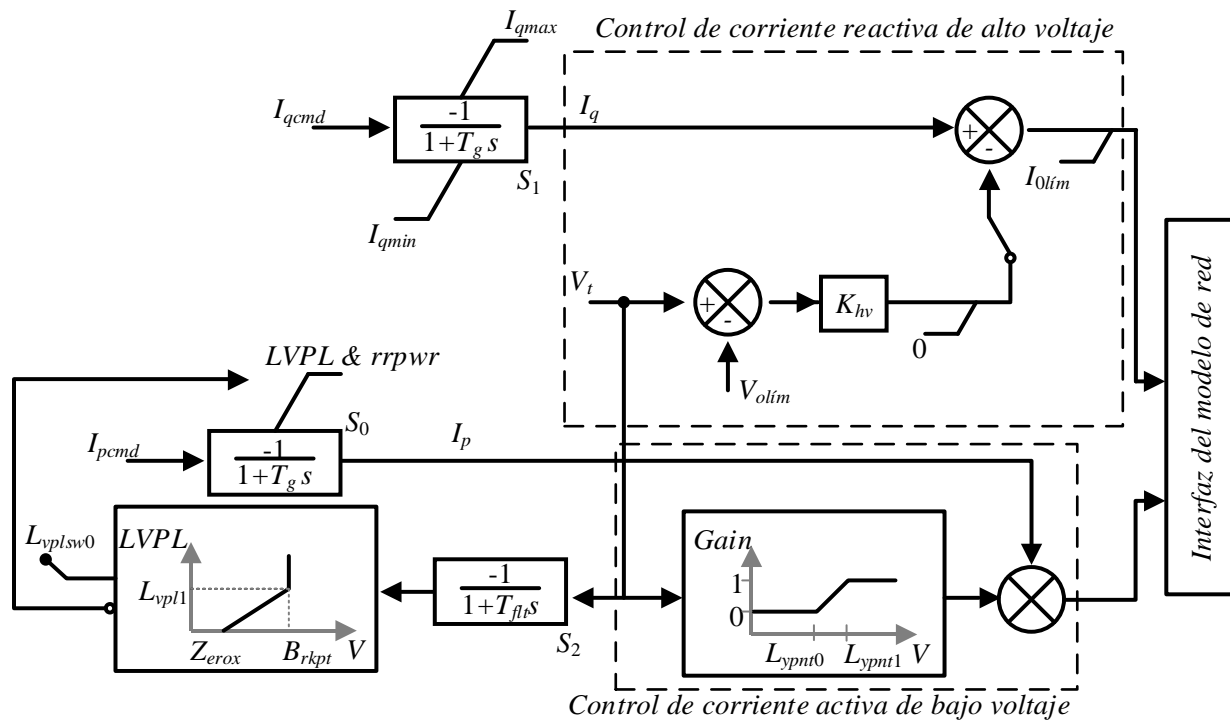


Fig. 2.6. Diagrama de control del generador/convertidor “REGCAU1”[41]

Tabla 2-1. Parámetros del generador/convertidor “REGCAU1”[42]

Valores típicos	Descripción	
0.02 [s]	T_g	Constante del tiempo del convertidor
10 [pu]	R_{rpwr}	Límite de velocidad LVPL
0.9 [pu]	B_{rkpt}	LVPL2
0.4 [pu]	$Zerox$	LVPL1
1.1 a 1.3 [pu]	L_{vpl1}	Ganancia LVPL
1.2 [pu]	V_{olim}	Límite de voltaje para control de corriente reactiva de alto voltaje
0.8 [pu]	L_{vpnt1}	Alto de voltaje para control de corriente activa, bajo voltaje
0.4 [pu]	L_{vpnt0}	Bajo de voltaje para control de corriente activa, bajo voltaje
-1 a -1.5 [pu]	I_{olim}	Límite de corriente para control de corriente reactiva de AT
0.01 a 0.02	T_{ftr}	Constante de tiempo de voltaje para control de corriente activa de BT
0.7 [pu]	K_{hv}	Ganancia de compensación de sobre voltaje
999.9 [pu/s]	I_{qmax}	Límite superior del cambio de corriente reactiva
-999.9 [pu/s]	I_{qmin}	Límite inferior del cambio de corriente reactiva

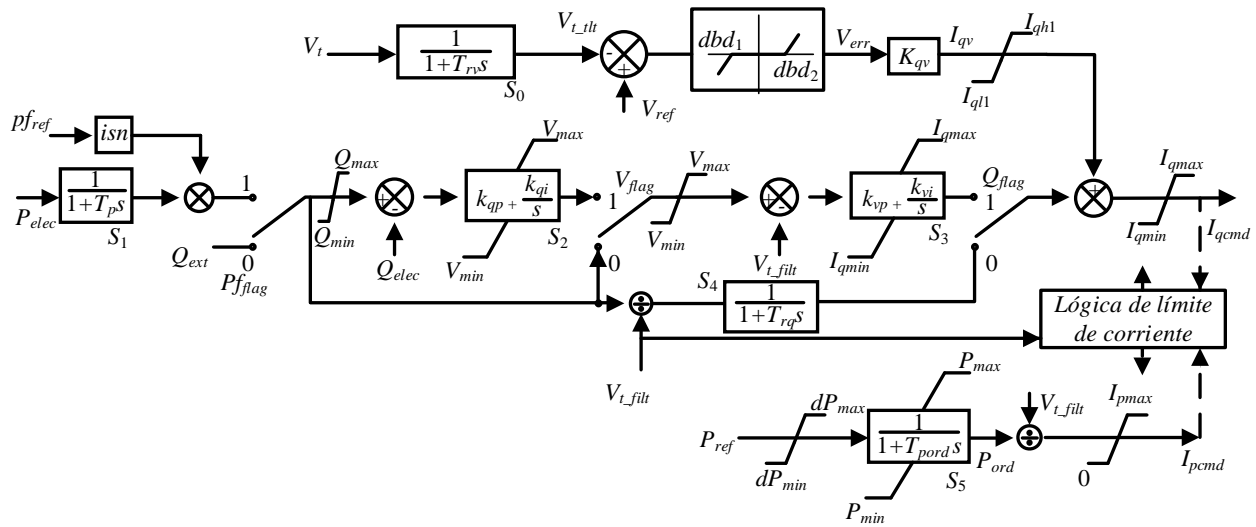


Fig. 2.7. Diagrama de control del control eléctrico “REECB1” [41]

Tabla 2-2. Parámetros del control eléctrico “REECB1” [42]

Valores típicos	Descripción
0.0 a 0.9 [pu]	V_{dip} Umbral de bajo voltaje para activar inyección de corriente
1.1 a 1.3 [pu]	V_{up} Voltaje para la activación de inyección de corriente reactiva
0.01 a 0.02 [s]	T_{rv} Constante de tiempo del filtro de voltaje
-0.1 a 0.0 [pu]	dbd_1 Umbral inferior de banda muerta de error de voltaje
0.0 a 0.1 [pu]	dbd_2 Umbral superior de banda muerta de error de voltaje
0.0 a 10.0 [pu/pu]	K_{qv} Ganancia de corriente reactiva por sobre y bajo voltaje
1.0 a 1.1 [pu]	I_{qh1} Límite superior de inyección de corriente reactiva
-1.1 a -1.0 [pu]	I_{ql1} Límite inferior de inyección de corriente reactiva
0.01 a 0.02 [s]	T_p Constante de tiempo de filtro para la potencia eléctrica
1 [pu]	Q_{Max} Límite máximo para regular la potencia reactiva
-1 [pu]	Q_{Min} Límite mínimo para regular la potencia reactiva
1.05 a 1.15 [pu]	V_{MAX} Límite máximo para control de voltaje
0.85 a 0.95 [pu]	V_{MIN} Límite mínimo para control de voltaje
1 [pu]	K_{qp} Ganancia proporcional del regulador de potencia reactiva
0.1 [pu]	K_{qi} Ganancia integral del regulador de potencia reactiva
1 [pu]	K_{vp} Ganancia proporcional del regulador de voltaje
0.1 [pu]	K_{vi} Ganancia integral del regulador de voltaje
0.01 a 0.02 [s]	T_{iq} Constante de tiempo en retardo
0.1 [pu]	dP_{max} Rampa máxima para la potencia de referencia
-0.1 [pu]	dP_{min} Rampa mínima para la potencia de referencia
1 [pu]	P_{MAX} Límite máximo de potencia
0 [pu]	P_{MIN} Límite mínimo de potencia
1.0 a 1.3 [pu]	I_{max} Límite máximo en la corriente total del convertidor
0.02 [pu]	T_{pord} Constante de tiempo del filtro de potencia

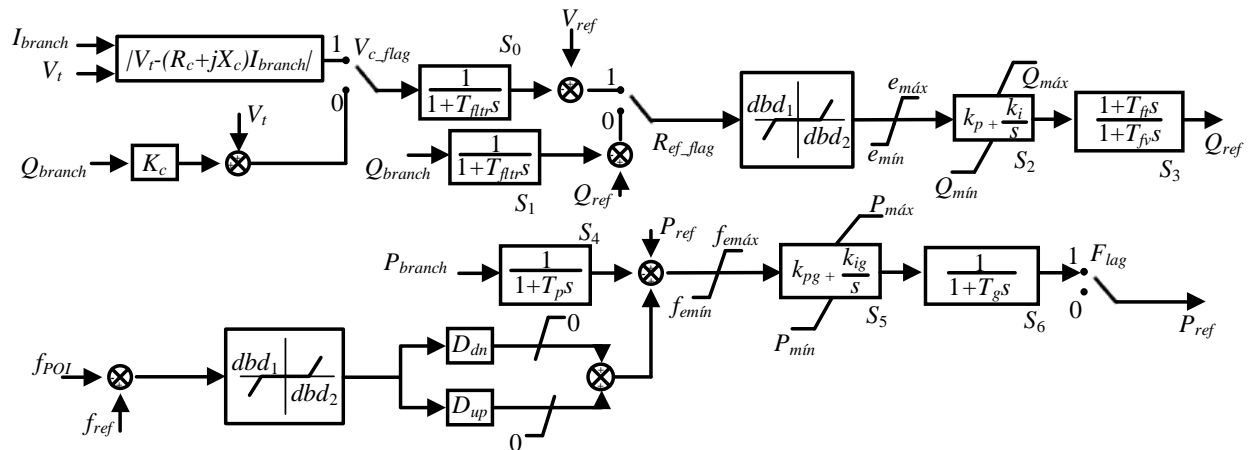


Fig. 2.8. Diagrama de control del controlador de planta “REPCA1” [41]

Tabla 2-3. Parámetros del controlador de planta “REPCA1” [42]

Valores típicos	Descripción	
0.01 a 0.02	T_{fltr}	Tiempo de filtro del voltaje o potencia reactiva
0.1	K_p	Ganancia control proporcional de potencia reactiva
0.01	K_i	Ganancia control integral de potencia reactiva
0.15 a 6.0	T_{ft}	Tiempo de atraso
0.15 a 6.0	T_{fv}	Tiempo retraso
0.0 a 0.9	V_{frz}	Voltaje por debajo de la cual se congela el estado s_2
0	R_c	Resistencia de la línea
0	X_c	Reactancia de la línea
0	K_c	Ganancia de compensación de corriente reactiva
0.01	e_{min}	Límite inferior de la banda muerta
0.01	e_{max}	Límite superior de la banda muerta
0	dbd_1	Umbral inferior de potencia reactiva
0.1	dbd_2	Umbral superior de potencia reactiva
1	Q_{max}	Límite superior en la salida del control V/Q
-1	Q_{min}	Límite inferior en la salida del control V/Q
0.1	K_{pg}	Ganancia proporcional para control de potencia
0.3	K_{ig}	Ganancia integral para control de potencia
0.01 a 0.02	T_p	Constante de tiempo del filtro de medición de potencia real (s)
0.01 <	$fdbd_1$	Banda muerta superior para control de frecuencia
-0.01 <	$fdbd_2$	Banda muerta inferior para control de frecuencia
0.02	f_{max}	Límite superior de error de frecuencia
0.02	f_{min}	Límite inferior de error de frecuencia
1	P_{max}	Límite superior de referencia de potencia
0	P_{min}	Límite inferior de referencia de potencia
0.15 a 5.0	T_g	Tiempo de retraso del controlador de potencia
20.0 a 33.3	D_{dn}	Disminución de sobre frecuencia
0 a -33.3	D_{up}	Disminución de baja frecuencia

2.5. Modelo de cargas

El comportamiento de las cargas puede afectar considerablemente el desempeño dinámico del sistema de potencia, tal como lo hacen las plantas de generación. Por ello, en los análisis transitorios de SEP se busca tener una representación realista de los modelos de las cargas. Ciertamente, la definición de los modelos de carga puede ser un trabajo complicado debido a que las cargas están compuestas por diferentes tipos de dispositivos y tecnologías, por lo que en la práctica se utilizan modelos simplificados. A manera de ejemplo, la Fig. 2.9 muestra la distribución de cargas en un SEP, donde generalmente existen cargas desde niveles de transmisión hasta distribución [37].

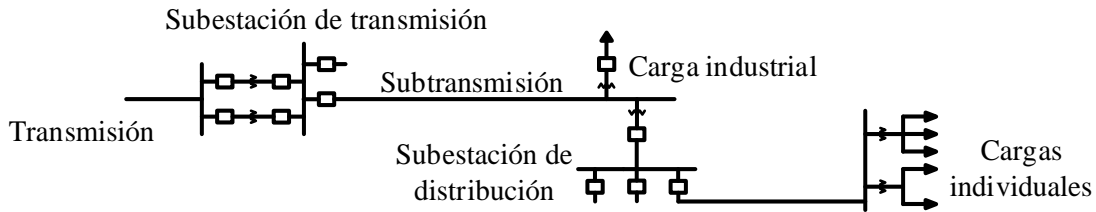


Fig. 2.9. Representación de cargas en un SEP

Una de las formas de representar de forma general una carga, consiste en un modelo polinomial o ZIP. Este modelo establece constantes de admitancia, Y_P y Y_Q , corriente, I_P y I_Q , y potencia activa, P_l y Q_l , de forma combinada. El modelo de carga algebraico utilizado en esta tesis, ampliamente usado en estudios de estabilidad transitoria de SEP, se muestra en (2.21)-(2.22), el cual establece el comportamiento de la potencia activa P_d y reactiva Q_d demandadas en función del voltaje V .

$$P_d = P_0 (Y_P V^2 + I_P V + P_l) \quad (2.21)$$

$$Q_d = Q_0 (Y_Q V^2 + I_Q V + Q_l) \quad (2.22)$$

donde,

P_d, Q_d	son las potencias activa y reactiva demandadas en función de voltaje, [pu]
P_0, Q_0	son las potencias activa y reactiva iniciales de la carga, [pu]
Y_P, Y_Q	son las constantes de admitancia de la potencia activa y reactiva, [pu]
I_P, I_Q	son las constantes de corriente de la potencia activa y reactiva, [pu]
P_l, Q_l	son las constantes de potencia de la potencia activa y reactiva, [pu]
V	es el voltaje en las terminales de la carga, [pu]



2.6. Caso base de análisis: respuesta de un SEP ante desbalances de potencia

Esta sección estudia, a través de simulaciones dinámicas, la regulación primaria de frecuencia y la respuesta inercial de un SEP ante desbalances de carga-generación. El caso base de estudio corresponde al análisis de un sistema de potencia de 39 nodos, con 10 plantas de generación y 19 cargas, mejor conocido como “*New England Test System*”, cuyo diagrama unifilar se muestra en la Fig. 2.10 [46], el cual contiene una carga base de $P_d = 6097.099$ [MW], $Q_d = 1408.89$ [MVar]. Los parámetros de las plantas de generación y cargas nodales se muestran en la Tabla A-4 y Tabla A-5 del Apéndice A.2. Similarmente, los parámetros de los 12 transformadores y 34 líneas de transmisión de este SEP se muestran en la Tabla A-6 y Tabla A-7, respectivamente. Para este caso, se asume que cinco de las diez plantas de generación corresponden a centrales hidroeléctricas, conectadas a los nodos 32, 33, 35, 38 y 39, mientras que las restantes corresponden a centrales termoeléctricas, mismas que se conectan en los nodos 30, 31, 34, 36 y 37. Para estudiar la respuesta dinámica del SEP, se evalúan contingencias asociadas con incrementos de carga y pérdida de generación. El interés de este análisis es observar las respuestas de los controles básicos discutidos con anterioridad, es decir, el control de voltaje (AVR) y el control automático de carga-frecuencia (ALFC). Con ello, se sientan las bases de los análisis relativos a la metodología de diseño del EDACBF que se presenta en el Capítulo 3.

Es importante puntualizar que las simulaciones dinámicas se realizan con el programa PSS/E Explore v35, empleando modelos estándar de librería. Específicamente, todos los generadores de las plantas eléctricas se modelan como generadores de rotor cilíndrico tipo “GENROU”, cuyos parámetros se indican en la Tabla A-8 del Apéndice A.2. Con respecto al AVR, se emplea el modelo de excitación IEEE tipo DC1A denominado “ESDC1A”, cuyos parámetros se reportan en la Tabla A-9. Para el control de frecuencia, se emplean gobernadores de velocidad para plantas hidroeléctricas y plantas de vapor, según el caso. En este sentido, la Tabla A-10 muestra los parámetros del gobernador de velocidad para plantas hidroeléctricas tipo “HYGOV”, mientras que la Tabla A-11 muestran los de las plantas de vapor tipo “TGOV1” [41].

Además de las consideraciones anteriores, previo al análisis del SEP ante contingencias de desbalances de potencia, se asume para todas las plantas de generación una reserva rodante del ± 5 [%] con respecto a su potencia de estado estacionario. De acuerdo con la Tabla 2-4, la reserva total

de potencia del sistema es de ± 307 [MW] aproximadamente. Los gobernadores de velocidad se ajustan para considerar las reservas de potencia de cada planta. Para este caso, el tiempo que se adopta para la simulación dinámica del SEP ante contingencias asociadas con desbalances de carga-generación es de 60 [s].

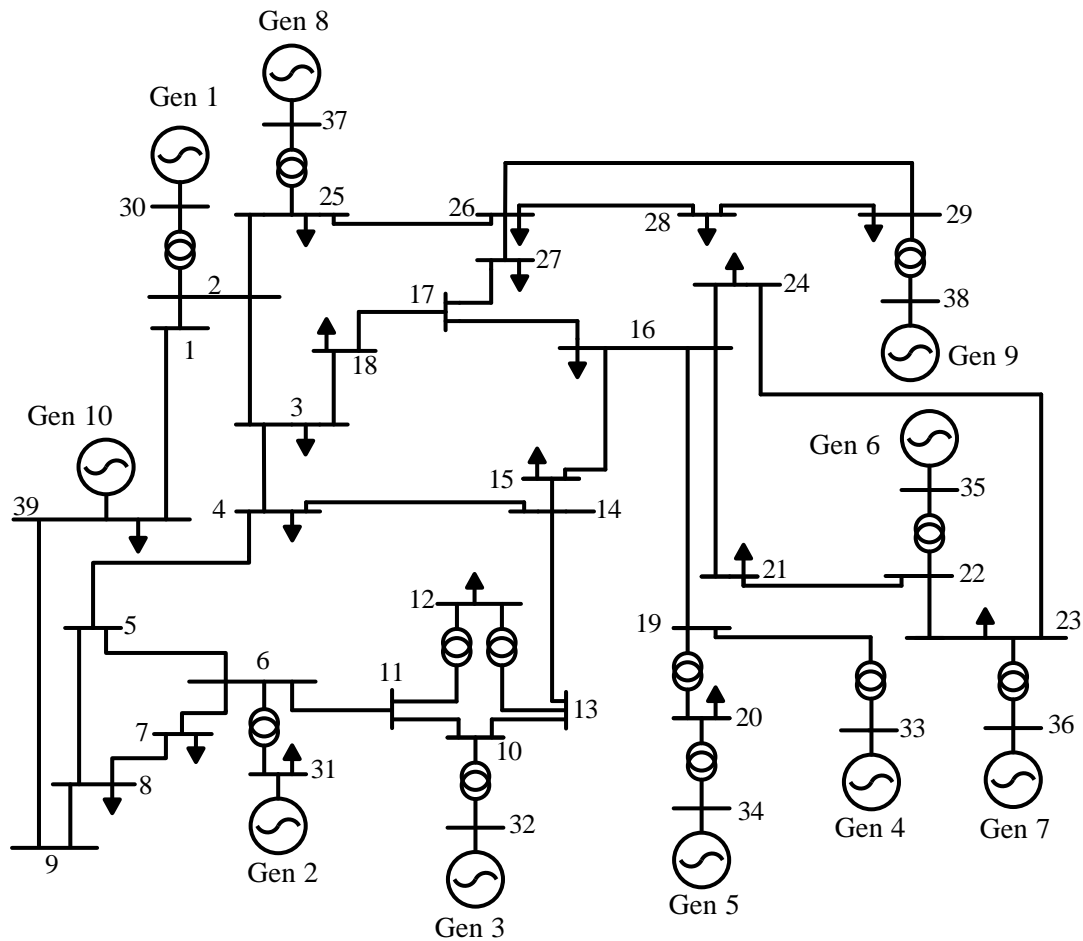


Fig. 2.10. Sistema de potencia de 39 nodos “New England Test System”

Tabla 2-4. Potencias de generación de precontingencia y reservas rodantes del 5 [%]

Planta	Bus	P_g [MW]	Reserva [MW]	Planta	Bus	P_g [MW]	Reserva [MW]
Gen 1	30	250	± 12.50	Gen 6	35	650	± 32.50
Gen 2	31	519	± 25.95	Gen 7	36	560	± 28.00
Gen 3	32	650	± 32.50	Gen 8	37	540	± 27.00
Gen 4	33	632	± 31.60	Gen 9	38	830	± 41.50
Gen 5	34	508	± 25.40	Gen 10	39	1000.923	± 50.04



De acuerdo con lo mencionado en la Sección 2.5, el modelo de las cargas es de vital importancia ya que tienen impacto en el desempeño dinámico del SEP. En este caso de estudio, las cargas se representan como dependientes del voltaje y, para ello, la Tabla 2-5 muestra las constantes de admitancia, de corriente y de potencia necesarias para su representación en cada nodo del SEP. Para la potencia activa, la demanda se modela con efectos de corriente y admitancia, mientras que para la potencia reactiva demandada se asume un comportamiento de admitancia en su totalidad.

Tabla 2-5. Constantes del modelo de carga

P_I	I_P	Y_P	Q_I	I_Q	Y_Q
0 [%]	60 [%]	40 [%]	0 [%]	0 [%]	100 [%]

De acuerdo con las condiciones operativas y parámetros de la red, se procede a las simulaciones dinámicas del sistema de potencia. En este caso base se analizan desbalances de potencia por incrementos de carga y por pérdida de generación.

2.6.1. Incrementos de carga del 5 [%], 8 [%] y 10 [%]

Para observar inicialmente el comportamiento dinámico del SEP, se plantean tres escenarios de desbalance de potencia debido a incrementos de carga del 5 [%], 8 [%] y 10 [%] de la demanda total del sistema, es decir, este incremento se aplica igualmente en cada nodo, recordando que el SEP tiene la carga total que se reporta en la Tabla 2-6.

Tabla 2-6. Contingencias por incrementos de carga

Caso	Incremento	Observaciones
Ca	5 [%]	Carga base del SEP
Cb	8 [%]	$P_d = 6097.0995$ [MW]
Cc	10 [%]	$Q_d = 1408.89$ [MVA _r]

Los resultados de la respuesta transitoria de frecuencia ante estos desbalances de potencia se grafican en la Fig. 2.11. Como era de esperarse, el SEP presenta una respuesta transitoria menos drástica con la contingencia Ca, con la cual se observa una frecuencia mínima de $f_{min} = 59.73$ [Hz] en $t = 9.8$ [s]. Posteriormente, se da la actuación del ALFC en su lazo primario de control con la cual los gobernadores de velocidad regulan la frecuencia del SEP, donde a los $t = 60$ [s] logran regular la frecuencia de $f_{fin} = 59.919$ [Hz]. En el caso de la contingencia Cb, que implica un

incremento de carga del 8[%], el valor mínimo de frecuencia mínima fue de $f_{min} = 59.448$ [Hz] en $t = 9.8$ [s]. De ambos resultados, se deduce que entre mayor sea el incremento de carga, la caída de frecuencia es significativamente mayor. Por esta razón, para la contingencia Cc la frecuencia mínima tiende ser menor con $f_{min} = 59.260$ [Hz] en $t = 11.4$ [s] y con una frecuencia final de $f_{fin} = 59.386$ en $t = 60$ [s]. Por los resultados descritos, se infiere que la contingencia más severa es la Cc con el incremento del 10[%] de carga, con una frecuencia final ligeramente mayor $f_{fin} = 59.3$ [Hz]. En caso de que todos los elementos de la red pueden operar de forma segura con una frecuencia de 59.3 [Hz], la respuesta del ALFC es suficiente para recuperar la frecuencia a valores permisibles y no es necesario el disparo de carga. En resumen, en la tabla de la Fig. 2.11 se indican las frecuencias y tiempos de interés para las contingencias analizadas.

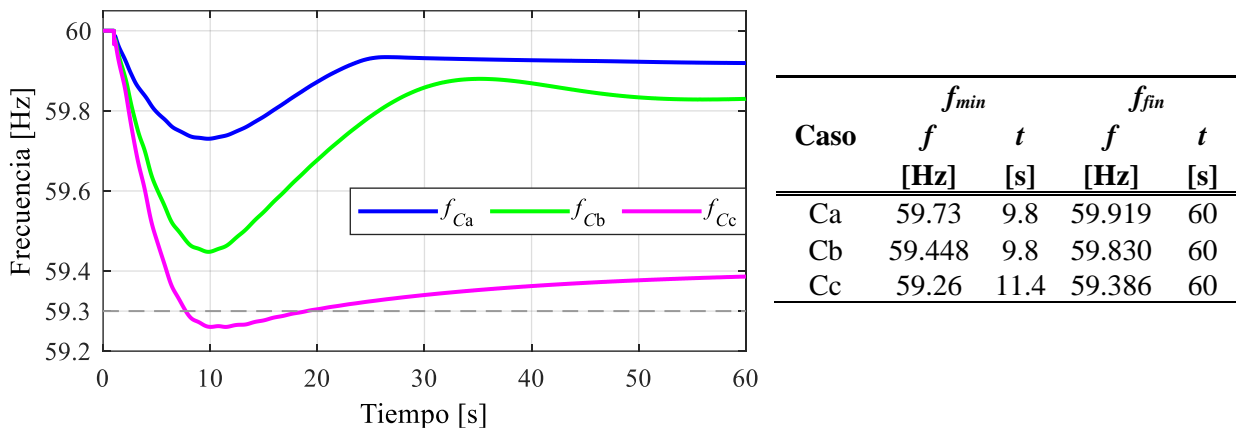


Fig. 2.11. Respuesta transitoria de la frecuencia ante incrementos de carga

Por otro lado, la Fig. 2.12 muestra el comportamiento dinámico de la potencia P_g y el voltaje en los buses de generación V_g para cada contingencia Ca – Cc, esto con el fin de analizar el fenómeno completo asociado con los desbalances de potencia. En el caso de las curvas de potencia de generación que se señalan en la Fig. 2.12(a), Fig. 2.12(c) y Fig. 2.12(e), se observa la respuesta de potencia inercial de los generadores en los primeros cinco segundos aproximadamente, la cual es la primera respuesta del SEP ante el cambio de frecuencia. Esta respuesta inercial depende principalmente de la constante de inercia de la planta eléctrica. Por ejemplo, el generador 10 conectado al bus 39, representa un aporte de potencia inercial mucho mayor con respecto al resto de generadores, esto se debe a que su constante de inercia es mucho mayor, $H = 50$ [s]. Asimismo, posterior a los cinco segundos, se puede deducir que el control primario de frecuencia del ALFC

actúa, y los generadores proporcionan potencia para mitigar el desbalance, observándose que entre los 20-30 [s] se estabiliza la potencia de las plantas de generación.

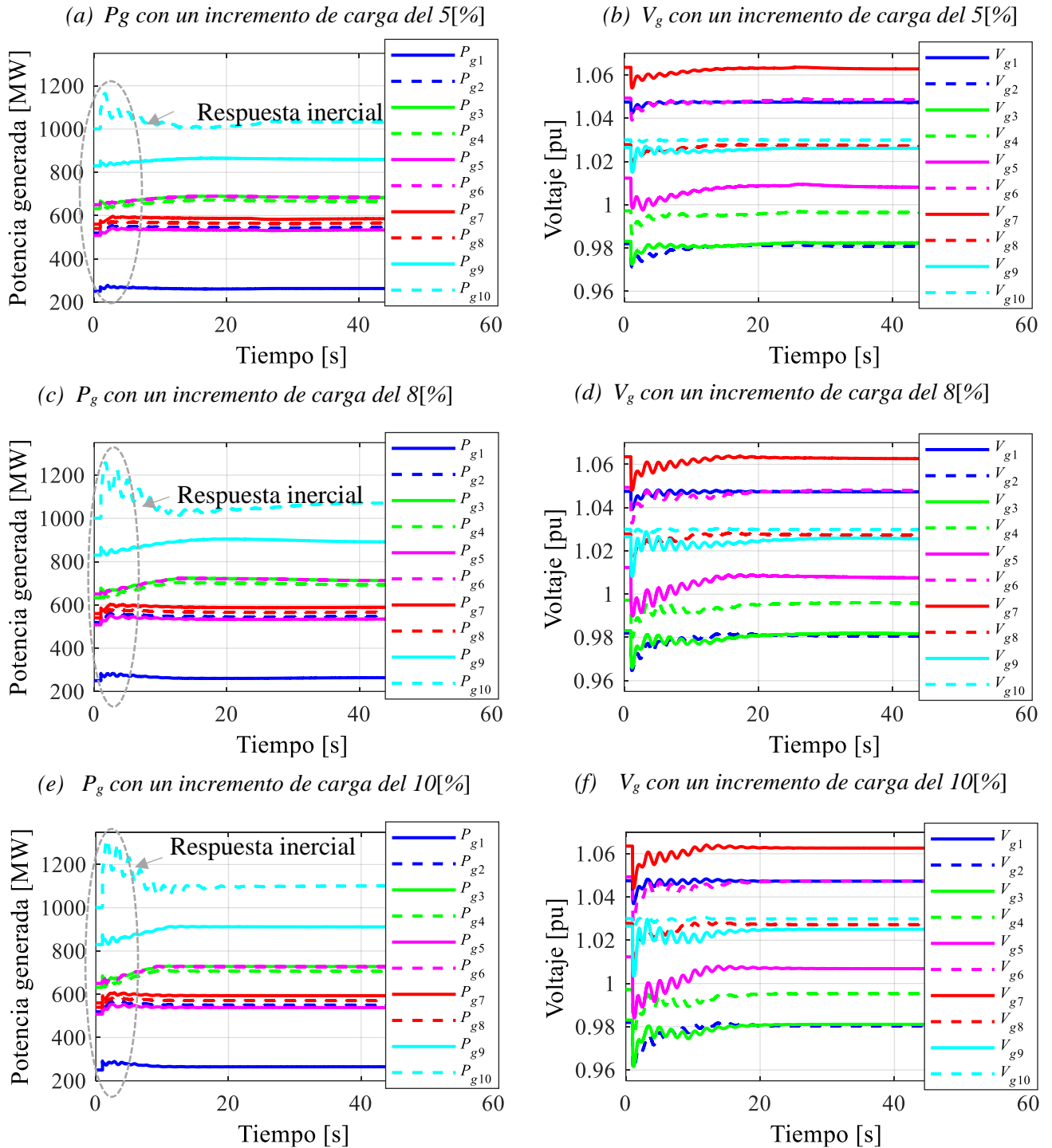


Fig. 2.12. Potencia y voltaje en los buses de generación ante incrementos de carga



Por otro lado, las Fig. 2.12(b), Fig. 2.12(d) y Fig. 2.12(f) indican los voltajes nodales en las terminales de los generadores, mismas que ilustran la afectación debido a los incrementos de carga. Implícitamente, el control AVR de cada planta actúa adecuadamente para estabilizar los voltajes nodales, observando que entre mayor es el incremento de carga, mayor es la caída de voltaje durante la respuesta transitoria.

Con los análisis anteriores se concluye que ante el incremento de carga la primera respuesta que se presenta es la inercial. Posteriormente, se observa la actuación del ALFC de los gobernadores de velocidad. También se concluye que la desviación de frecuencia aumenta ante el incremento de carga del SEP, y dicha desviación se corrige significativamente con los gobernadores de velocidad.

2.6.2. Pérdida de generación

En esta sección se analizan diez escenarios de contingencias (C1 – C10) por pérdida de generación, las cuales se definen en la Tabla 2-7. Se observa que la contingencia C1, es la que representa menor cantidad de desconexión de generación con $P_{g1} = 250$ [MW], el cual representa un 4 [%] de pérdida de generación total en el SEP. Mientras que, la contingencia C9 implica una desconexión de $P_{g9} = 830$ [MW], que representa una pérdida de generación total de 13.5[%]. De acuerdo con estas contingencias se procede a analizar la respuesta transitoria de frecuencia del SEP.

Tabla 2-7. Contingencias simuladas

Casos	Desconexión		dP		Casos	Desconexión		dP	
	Equipo	Nodo	ΔP_g [MW]	ΔP_d [MW]		Equipo	Nodo	ΔP_g [MW]	ΔP_d [MW]
C1	Gen 1	30	250.0	0	C6	Gen 6	35	650.0	0
C2	Gen 2	31	519.0	0	C7	Gen 7	36	560.0	0
C3	Gen 3	32	650.0	0	C8	Gen 8	37	540.0	0
C4	Gen 4	33	632.0	0	C9	Gen 9	38	830.0	0
C5	Gen 5	34	508.0	0	C10	Gen 10	39	1000.9	828*

*Se desconecta un 75[%] de la carga del nodo 39, ver Tabla A-5 del Apéndice.

La respuesta transitoria de las contingencias C1 – C10 se muestra en la Fig. 2.13. Como era de esperarse, el SEP presenta una respuesta transitoria menos drástica con C1, donde se observa una frecuencia mínima de $f_{min} = 59.807$ [Hz] en $t = 9.2$ [s]. Posteriormente, se observa la respuesta del ALFC que logran una frecuencia final en conjunto de $f_{fin} = 59.935$ [Hz] en $t = 60$ [s]. Asumiendo que con una frecuencia mayor a 59.3 [Hz] todos los equipos del SEP pueden operar de forma

confiable, entonces para C1 el lazo de control primario de frecuencia y reserva primaria son suficientes para mantener una frecuencia permisible del SEP. Este mismo caso se presenta para las contingencias C2, C5, C8 y C10. En contraste, el resto de las contingencias implican un mayor desbalance de carga-generación por lo cual se espera que la caída de frecuencia sea más grande. Por ejemplo, la contingencia C7, que equivale a una pérdida de potencia de $P_{g8} = 560$ [MW], o 9.12 [%] del total de la generación, presenta una frecuencia final de $f_{fin} = 59.196$ [Hz] a los $t = 60$ [s]. Además, para la contingencia C9 donde se pierden $P_{g9} = 830$ [MW] (13.5 [%] total de generación), la frecuencia final es de $f_{fin} = 56.771$ [Hz], siendo esta la contingencia más drástica para el SEP. En general, se observa que la frecuencia del SEP para C3, C4, C6, C7 y C9, producto de los desbalances, son menores a 59.3 [Hz] al final de la simulación en $t = 60$ [s]. La tabla de la Fig. 2.13 muestra un resumen de las frecuencias y tiempos de interés para las contingencias analizadas.

Con este análisis se concluye que el lazo de control primario de frecuencia, junto con la reserva rodante, no es suficiente para reestablecer la frecuencia a valores permitidos para todas las contingencias. Más específicamente, ante las contingencias C3, C4, C6, C7 y C9, el SEP necesita del apoyo del deslastre de carga para restablecer la frecuencia a valores permisibles de operación.

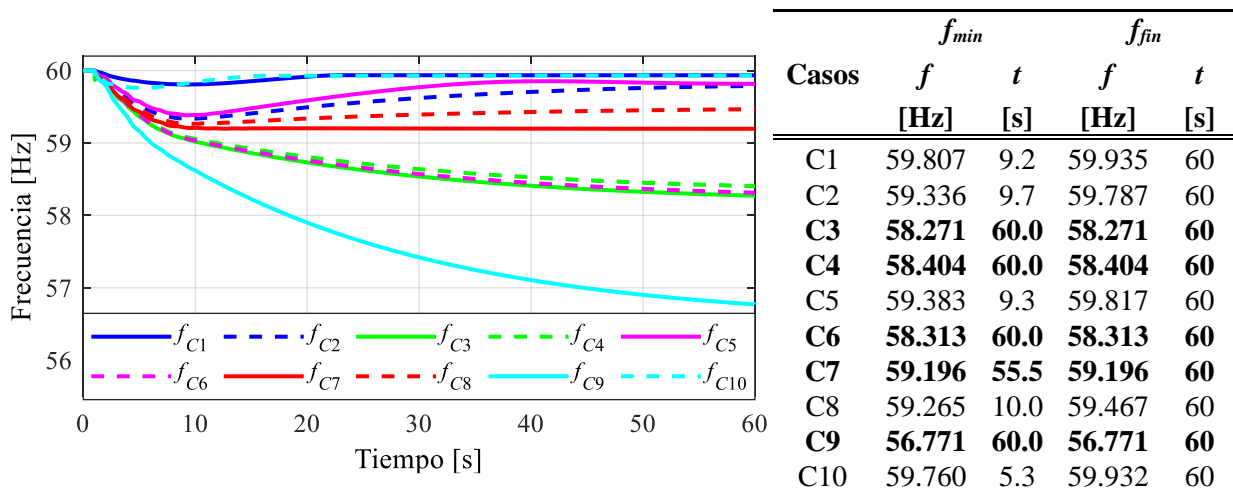


Fig. 2.13. Respuesta de frecuencia del SEP ante pérdida de generación



- **Conclusiones**

De acuerdo con los análisis anteriores, las respuestas de frecuencia del SEP ante incrementos de carga y pérdidas de generación muestran que la respuesta inercial es la primera que se presenta de forma natural en la red eléctrica. Posteriormente, el lazo de control primario de frecuencia actúa y los generadores interconectados aportan potencia para disminuir la caída de frecuencia. Dicha aportación de potencia está limitada por la reserva rodante de las unidades y, una vez que se agota, esto ocasiona que el SEP no recupere su frecuencia a valores cercanos a la nominal. Si esta desviación de frecuencia se encuentra dentro de los límites de operación permitidos, donde todos los elementos del SEP pueden operar de forma segura, entonces se puede decir que el lazo de control primario de frecuencia es suficiente para mantener operando al SEP en valores de frecuencia permisibles. Sin embargo, de los resultados previamente discutidos para la red eléctrica “*New England Test System*”, algunas contingencias provocan una insuficiencia del SEP para compensar la desviación de frecuencia a valores de operación mínimos permitidos. Y esta es la razón por la cual se deben tomar medidas adicionales como la desconexión de carga mediante EDACBF. En efecto, estos esquemas de deslastre de carga se emplean generalmente como último recurso para restablecer la frecuencia del SEP a valores permitidos. En la práctica, la implementación de los EDACBF ayuda a evitar desconexiones adicionales de otros dispositivos del SEP, así como penalizaciones económicas considerables asociadas con la pérdida del suministro eléctrico por varias horas.

El siguiente capítulo describe los aspectos importantes a considerar en un EDACBF, tanto para su diseño como para su implementación en la red eléctrica.



Capítulo 3.

Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia

3.1. Introducción

Los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF) se emplean en situaciones de emergencia cuando el lazo de control de regulación primaria de frecuencia, y su reserva rodante asociada, de las plantas de generación no es suficiente para regresar la frecuencia del SEP por encima de límites mínimos permitidos. La implementación de un EDACBF, con un mínimo corte de carga asociado, es la última solución para evitar que el SEP tenga grandes pérdidas de energía no intencionadas en la red. Para lograr una buena selección de los parámetros de un EDACBF se deben conocer a priori todas las características del SEP. Esto además de considerar adecuadamente las contingencias de desbalance de potencia para las cuales se requiere proteger al sistema, analizando también las condiciones de demanda y de despacho que cambian con los horarios de operación o estacionalidades del año. Un buen diseño de EDACBF dependerá del buen conocimiento de las características dinámicas de los controles de la generación y de las cargas.

En este capítulo se plantea una guía para el diseño y evaluación de EDACBF, explicando paso a paso los criterios y cálculos que el diseñador debe considerar. Se indican también los fundamentos teóricos y prácticos para establecer un EDACBF apropiado para SEP. Y debido a la incorporación masiva de generadores renovables a los SEP en años recientes, la evaluación del EDACBF también debe considerar generación convencional y renovable en su conjunto. En tal sentido, la metodología que se desarrolla en esta tesis se generaliza para que el EDACBF sea aplicable a cualquier tipo de red eléctrica con el fin de preservar su estabilidad, continuidad y confiabilidad, esto ante desbalances de carga-generación considerables para la red eléctrica.



3.2. Metodología para determinar un EDACBF

Esta tesis plantea el diseño y evaluación de un EDACBF con base en una serie de simulaciones dinámicas considerando datos históricos, heurísticos y experiencias prácticas de operación y/o protección del sistema eléctrico. Las simulaciones dinámicas se llevan a cabo con el software PSS/E Explore v35 y a través de algoritmos desarrollados en el lenguaje de programación Python 3.9 creados para tales propósitos. También, se emplean modelos dinámicos de generación correspondientes a plantas convencionales, como termoeléctricas e hidráulicas, y a plantas con tecnología renovable, esto de acuerdo con lo abordado en el Capítulo 2. Los pasos de la metodología desarrollada en esta tesis para el diseño y evaluación de un EDACBF se enlistan a continuación:

- **Paso 1.** Escenarios base
- **Paso 2.** Contingencias para el diseño del esquema
- **Paso 3.** Desbalance de potencia máximo dP_t y frecuencia mínima permitida f_{minp}
- **Paso 4.** Carga total de corte, P_{Totalc}
- **Paso 5.** Número de etapas E del esquema y corte de carga por etapa P_{ct}
- **Paso 6.** Frecuencias de corte por etapa, f_{ct}
- **Paso 7.** Validación del EDACBF
- **Paso 8.** Análisis y selección del mejor EDACBF
- **Paso 9.** Validación del EDACBF para todos los escenarios base.

Previo a aplicar esta metodología, se debe investigar las condiciones de operación en estado estable y respuesta primaria de frecuencia en el SEP. Para ello, es necesario conocer lo siguiente:

1. Los parámetros eléctricos de todos los elementos del sistema, es decir, líneas de transmisión, transformadores, cargas, generadores, entre otros.
2. Los límites de operación de los dispositivos de la red, específicamente los valores mínimos permisibles de frecuencia.
3. Comportamiento de la demanda y de despacho, y los datos históricos de contingencias.
4. Las condiciones de operación de las plantas generadoras y sus porcentajes de reserva rodante, así como la información relativa a los controles dinámicos (AVR y ALFC).

3.1.1. Paso 1. Escenarios base

El primer paso para iniciar con el diseño del EDACBF es definir los escenarios base para los cuales el SEP debe protegerse ante desbalances de potencia. Estos escenarios se determinan de acuerdo con las estacionalidades de despacho de generación, las condiciones de la demanda y, en caso de aplicar, las condiciones de intercambio de potencia entre áreas de control de la red eléctrica. La Fig. 3.1 muestra en términos generales los diferentes escenarios posibles donde, a manera de ejemplo, las estacionalidades de despacho de generación se clasifican en invierno y verano por simplicidad de explicación. Éstos a su vez se analizan en condiciones de intercambio de potencia con otras áreas del sistema. Por último, se consideran los escenarios de demanda máxima, media y mínima. Es preciso enfatizar que esta selección de escenarios base determina las condiciones operativas para las cuales el SEP queda protegido mediante la aplicación del EDACBF.

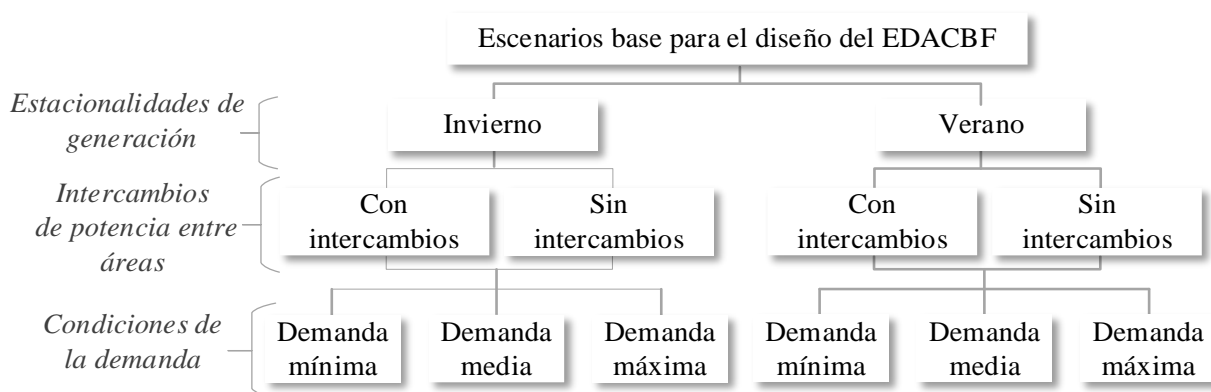


Fig. 3.1. Escenarios base para el diseño del EDACBF

Las estacionalidades del despacho de la generación están condicionadas a la variación de la demanda durante el año y a la matriz energética con que se cuenta en el SEP. El comportamiento de la demanda impacta directamente las condiciones de despacho por temperaturas altas/bajas, o las épocas lluviosas o secas. A manera de ejemplo, la Fig. 3.1 indica el análisis del SEP para las épocas de invierno y verano, aunque se pueden agregar las estacionalidades deseadas. Por otro lado, también es importante indicar que los SEP se dividen por áreas de control. Y en este sentido, es común que existan interconexiones entre ellas que permitan intercambios de potencia por cuestiones de transacciones comerciales o para cubrir la demanda energética simplemente. Por



ejemplo, en México existen 9 áreas físicamente interconectadas con intercambios de potencia considerable entre ellas [34]. Finalmente, en la selección de escenarios base también se deben considerar las condiciones de despacho de acuerdo con la curva de demanda horaria, en donde se presentan condiciones de demanda máximas o mínimas. Con lo anterior, se define la cantidad y características de los escenarios operativos para los cuales se pretende proteger el SEP.

Con los escenarios definidos, se llevan a cabo los cálculos que determinan el diseño del EDACBF, indicados en los Pasos 2-8 de la presente metodología. Posteriormente, en el Paso 9 se verifica la validez del EDACBF. En esta tesis, se plantea el EDACBF en el Capítulo 4 para el sistema de potencia de 39 nodos “*New England Test System*” para dos escenarios base de operación, con demanda máxima y mínima, asumiendo que la demanda media queda cubierta con estos dos casos.

3.1.2. Paso 2. Contingencias para el diseño del esquema

El objetivo de este paso es seleccionar las contingencias relacionadas con el desbalance de carga-generación para las cuales se debe proteger al SEP. Estas contingencias pueden estar asociadas con la desconexión de generadores, líneas de transmisión, barras de subestaciones o desconexión de un área interconectada. En caso de que las contingencias generen islas eléctricas, también se debe evaluar el comportamiento de la frecuencia y el desbalance de potencia de los subsistemas. Ya que la selección de contingencias está relacionada directamente con la cobertura de protección del EDACBF, esta etapa es tan importante como la definición de los escenarios base del Paso 1. Además de que su definición está relacionada directamente con la cantidad de corte de carga y la afectación económica con la implementación del EDACBF. Por ello, lo recomendable es que se consideren los datos históricos de contingencias del SEP, así como las probabilidades de ocurrencia de los eventos.

Una vez definido el conjunto de contingencias para el diseño del EDACBF, deben simularse dinámicamente los eventos, guardando los registros de potencias y frecuencia del SEP para cada uno de ellos. Posteriormente, los Pasos 3-6 toman estos resultados para establecer los cálculos que definirán un diseño inicial del EDACBF. En los Pasos 7-9, junto con la aplicación del EDACBF, se deben evaluar nuevamente estas contingencias del SEP y validar que con la implementación del EDACBF se logra que el SEP opere con frecuencias permisibles para todas las contingencias



consideradas. En el Capítulo 4 se plantean 10 contingencias asociadas con pérdida de generación del SEP de 39 nodos “*New England Test System*” para el diseño del EDACBF.

3.1.3. Paso 3. Desbalance de potencia máximo dP_t y frecuencia mínima permitida f_{minp}

El objetivo de esta etapa es identificar el desbalance de potencia máximo para el cual el SEP debe protegerse, dP_t , el cual determina la máxima cantidad de carga por desconectar en el EDACBF. Este desbalance máximo se determina a partir del desbalance de potencia máximo de las contingencias seleccionadas y la demanda base, ver (3.1). El cálculo de los desbalances de potencia dP representan los cambios de potencia de generación y los cambios de carga producto de las contingencias seleccionadas para determinar el esquema de deslastre de carga, es decir, se determinan de las contingencias definidas en el Paso 2. Para determinar el dP de cada contingencia se realiza la diferencia de cambios de potencia de generación y de carga, como se muestra en (3.2). Es importante aclarar que el desbalance de potencia máximo, dP_t , es meramente un valor referencial del máximo de corte de carga que podría darse en el EDACBF, recordando que las plantas de generación contribuyen con reserva rodante gestionada por el control primario de frecuencia.

$$dP_t = \frac{\max\{dP_1, dP_2, \dots, dP_n\}}{P_d} \quad (3.1)$$

$$dP = \Delta P_g - \Delta P_d \quad (3.2)$$

donde,

- dP_t es el desbalance de carga-generación máximo, [MW]
- dP es el desbalance de carga-generación por contingencia, [MW]
- ΔP_g es el cambio de potencia de generación debido a la contingencia, [MW]
- ΔP_d es el cambio de carga debido a la contingencia, [MW]

Por otro lado, en este paso también se determina la frecuencia mínima permitida, f_{minp} , con la cual el SEP puede operar de forma segura. Este valor de frecuencia es referencial para la operación del EDACBF. Es decir, si el SEP experimenta valores inferiores a f_{minp} , entonces el EDACBF debe activarse. Y en el caso de activación, el objetivo principal es regresar la frecuencia a valores superiores a f_{minp} . De esta forma, se espera que la operación conjunta del control de regulación

primaria de frecuencia y del EDACBF logren una condición de estabilidad de frecuencia con valores $f \geq f_{minp}$, alrededor de $t = 30$ [s]. Es importante indicar que la f_{minp} debe respetar los límites operativos de todos los elementos que conforman el SEP, en particular los límites de las plantas de generación térmicas. En resumen, en este paso de la metodología se define el desbalance máximo por proteger, dP_t , y la frecuencia mínima permitida, f_{minp} .

En este sentido, el Capítulo 4 plantea inicialmente analizar las contingencias seleccionadas considerando una frecuencia mínima permitida de $f_{minp} = 59.5$ [Hz], la cual es ciertamente conservadora. Posteriormente, se modifica el criterio de análisis para $f_{minp} = 59.4$ [Hz] y $f_{minp} = 59.3$ [Hz]. Y con esto se comparan los resultados para varios diseños que permitan establecer el EDACBF más apropiado para el SEP bajo estudio.

3.1.4. Paso 4. Carga total de corte, P_{Totalc}

El propósito de este paso es calcular la carga total de corte, P_{Totalc} , la cual representa la cantidad de desconexión de carga requerida para que el SEP pueda recuperarse posterior a una contingencia y regresar a una frecuencia de estado estable, igual o superior a f_{minp} . El procedimiento para obtener P_{Totalc} se describe a continuación. La idea principal es calcular para cada contingencia seleccionada las desviaciones de frecuencia, df , la característica de control de frecuencia, β , y las potencias mínimas de corte, P_c^{min} , todo lo anterior mediante simulaciones dinámicas del SEP. De la simulación dinámica para la contingencia que provoca el desbalance de potencia, dP , se obtiene la frecuencia mínima experimentada por el SEP, f_{min} , y la desviación de frecuencia final, df , en $t = 30$ [s]. Estos parámetros se ejemplifican de forma ilustrativa en la Fig. 3.2. Cabe mencionar que se considera $t = 30$ [s] para permitir la actuación del control primario de todas las plantas de generación del SEP, de acuerdo con lo indicado en la Fig. 2.1.

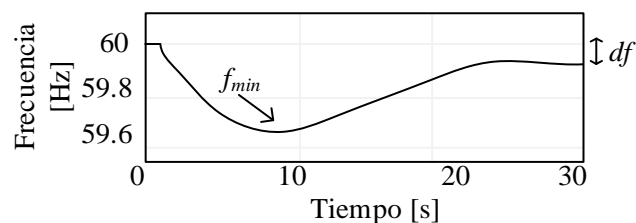


Fig. 3.2. Respuesta primaria de frecuencia



Por otro lado, debe recordarse que la característica de control de frecuencia de área, β , es un parámetro significativo que permite evaluar el comportamiento de la frecuencia ante desbalances de carga-generación. Este parámetro representa la aportación de reserva rodante de las unidades generadoras y el amortiguamiento de carga del SEP para mitigar desbalances de potencia. Retomando (2.20) de la Sección 2.3.2, el *bias* puede determinarse analíticamente con (3.3)-(3.4), de acuerdo con la característica de regulación equivalente de las plantas de generación y el amortiguamiento de la carga.

$$\beta = D_c + \frac{1}{R_{eq}} \quad (3.3)$$

$$R_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{R_i} \right)^{-1} \quad (3.4)$$

donde,

β es la característica de control de frecuencia de área, [MW/Hz]
 n_g es el número de generadores

El cálculo analítico de β puede implicar errores en su uso debido a que en un SEP se emplean diferentes modelos de gobernadores de velocidad en las unidades generadoras, además de que existen variaciones en la demanda constantemente. Por ello, para determinar de forma práctica el *bias* de un SEP, se parte de la premisa de que, ante un desbalance de potencia el control primario de frecuencia de todas las plantas eléctricas se refleja en aproximadamente $t = 30$ [s], cuyo efecto de dependencia de las cargas a las variaciones del voltaje y frecuencia también estaría incluido. Por lo anterior, el *bias* puede calcularse mediante una simulación dinámica del SEP, usando la relación del desbalance de potencia y desviaciones de frecuencia en $t = 30$ [s], de acuerdo con (3.5). Es importante indicar, que el desbalance de potencia y la desviación de frecuencia cambiarán dependiendo de la contingencia simulada, por lo que se esperan β diferentes para cada una de ellas.

$$\beta \approx \frac{dP}{df} \quad (3.5)$$

donde,



df es la desviación de frecuencia final después de la regulación primaria, [Hz]

Con esta característica de control de frecuencia de área y del desarrollo de (2.20), se puede establecer que con la desviación de frecuencia entre la nominal y la mínima permitida, el desbalance máximo de potencia que el SEP puede manejar con su recurso de reserva rodante y amortiguamiento de la carga (sin incurrir en cortes de carga), está dado por la ecuación (3.6).

$$\Delta P_{max} = \beta (f_{nom} - f_{mínip}) \quad (3.6)$$

donde,

ΔP_{max} es el desbalance máximo de potencia que el SEP puede soportar con su regulación primaria, [MW]

f_{nom} es la frecuencia nominal del SEP, [Hz]

Con lo anterior, es posible calcular las potencias mínimas de corte para cada contingencia, P_c^{min} , ver (3.7). Estas potencias representan el valor de desconexión de carga para el cual la frecuencia de la red pueda lograr la condición $f \geq f_{mínip}$. La potencia mínima de corte varía dependiendo de la contingencia e implica que el desbalance originado por ciertas contingencias podrá cubrirse con la reserva primaria (cuando $P_c^{min} < 0$), mientras que para otras contingencias será necesario cortar carga (cuando $P_c^{min} > 0$) para que se dé la condición donde la frecuencia esté por encima del límite inferior permitido de operar el SEP, $f \geq f_{mínip}$. Realizando este cálculo para cada contingencia, la carga total de corte, P_{totalc} , se determina con (3.8), seleccionando el valor máximo de P_c^{min} considerando todas las contingencias para las cuales el EDACBF protege al SEP.

$$P_c^{min} = dP - \Delta P_{max} = dP - \beta (f_{nom} - f_{mínip}) \quad (3.7)$$

$$P_{Totalc} = \max \{ P_{c1}^{min}, P_{c2}^{min}, \dots, P_{cn}^{min} \} \quad (3.8)$$

donde,

P_c^{min} es la potencia mínima de corte, [MW]

P_{Totalc} es la potencia total de corte, [MW]

n es el número de contingencias



3.1.5. Paso 5. Número de etapas E del esquema y cortes de carga por etapa P_{ct}

Una práctica común en el diseño de EDACBF es que la(s) primera(s) etapa(s) de corte se atiendan las contingencias que implican desbalances menos severos, es decir, cortes de carga menores. Mientras que en las siguientes etapas los montos del deslastre de carga van incrementándose debido al grado de severidad de las contingencias. En efecto, esta práctica permite identificar el valor mínimo de carga por desconectar evitando con ello que, ante contingencias menos drásticas, se corte carga de más, reduciendo así el impacto del EDACBF en los usuarios. De conformidad con lo anterior, el diseñador del EDACBF propone un número inicial de etapas E y porcentajes de cortes de carga deseados para cada una de ellas, por ejemplo: $E = [E_1, E_2, E_3]$ y $P_{cd} = [20\%, 30\%, 50\%]$. Con ello, el esquema de m número de etapas E queda definido de forma arbitraria y con porcentajes de cortes de carga deseados P_{cd} con respecto a la potencia total de corte P_{Totalc} , ver (3.9). Estos parámetros se pueden cambiar dependiendo de las particularidades del SEP.

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_m \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} P_{cd1} \\ \vdots \\ P_{cdm} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

donde,

- E es la etapa de corte de carga
- m es el número total de etapas de corte de carga
- P_{cd} es el corte de carga deseado, [%]

De acuerdo con esta definición inicial del esquema, se busca de las potencias de corte mínimas (del conjunto de contingencias) el P_c^{min} más cercano al primer porcentaje de carga definido en P_{cd1} ; posteriormente, se busca el P_c^{min} más cercano al segundo porcentaje de carga definido en P_{cd2} , y así sucesivamente hasta completar el P_{cdm} con el valor máximo de P_c^{min} , es decir, con la P_{Totalc} obtenida en el Paso 4. Habiendo encontrado estos valores, se reajustan los porcentajes iniciales de corte. Es decir, se generan los porcentajes de los bloques de corte de carga preliminares, $P_{c\%}$, de acuerdo con las potencias mínimas de corte, ver (3.10).



$$\begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_m \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} P_{c1}^{\min} \\ \vdots \\ P_{TotalC} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} P_{c\%1} = (P_{c1}^{\min} / P_{Totalc}) \times 100 \\ \vdots \\ P_{c\%m} = (P_{cm}^{\min} / P_{Totalc}) \times 100 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

donde,

$P_{c\%}$ es el porcentaje de corte de carga preliminar, [%]

Con los porcentajes de cortes de carga anteriores, es posible determinar los cortes de carga acumulados para cada una de las etapas en MW, P_c , de acuerdo con (3.11). Y estos se normalizan, P_{ct} , con respecto a la demanda del SEP del escenario bajo estudio, P_d , como se muestra en (3.12). Es importante indicar que los montos de cortes de carga cambian dependiendo del escenario base del sistema, por ejemplo, con la demanda mínima o máxima.

$$\begin{bmatrix} P_{c1} \\ \vdots \\ P_{cm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{c\%1} \times P_{Totalc} \\ \vdots \\ P_{c\%m} \times P_{Totalc} - \sum_{i=1}^{m-1} P_{ci} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$\begin{bmatrix} P_{ct1} \\ \vdots \\ P_{ctm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_{c1}}{P_d} \times 100 \\ \vdots \\ \frac{P_{cm}}{P_d} \times 100 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

donde,

P_c es el corte de carga efectivo por etapa, [MW]

P_{ct} es el corte de carga por etapa normalizado con respecto a la demanda del SEP, [%]

Este procedimiento se explica numéricamente en el Capítulo 4 donde se muestra paso a paso cómo se determinan los montos de corte de carga por etapa para el SEP bajo estudio.



3.1.6. Paso 6. Frecuencias de corte por etapa, f_{ct}

De acuerdo con la revisión de literatura, la selección de las frecuencias de corte f_{ct} del EDACBF varía dependiendo del criterio del diseñador. La condición que se busca es que los valores seleccionados de f_{ct} aseguren que el SEP se recupere sin causar daños a los dispositivos de la red o desconexión de más elementos del SEP. En este sentido, en esta sección se detallan los criterios de selección de las frecuencias de corte, los cuales toman como referencia las desviaciones de frecuencia, df , y frecuencias mínimas, f_{min} , obtenidas en el Paso 4 para el conjunto de contingencias seleccionadas.

Para la primera frecuencia de corte (asociada con la primera etapa E_1), se elige la contingencia donde se genera la máxima desviación de frecuencia, df , una vez que ha actuado la regulación primaria, pero donde se siga cumpliendo con los límites aceptables de operación del SEP, $f \geq f_{minp}$. Lo anterior se expresa matemáticamente en la ecuación (3.13) asumiendo que esto ocurre para la k -ésima contingencia. Habiendo identificado la contingencia C_k , se toma su frecuencia mínima asociada f_{mink} , observada durante la simulación dinámica, y se selecciona como la frecuencia de corte de la primera etapa E_1 , ver (3.14). En caso de que f_{mink} sea mayor a frecuencia mínima permitida f_{minp} , se debe establecer entonces que $f_{ct1} = f_{minp}$.

$$df_k = \max\{df_1, \dots, df_n\} \quad \forall f_{fin} \geq f_{minp} \quad (3.13)$$

$$f_{ct1} = f_{mink} \quad (3.14)$$

donde,

df_k	es la desviación de frecuencia empleada para seleccionar f_{ct1} , [Hz]
f_{fin}	es la frecuencia final en $t = 30$ s, [Hz]
f_{ct1}	es la frecuencia de corte de la primera etapa, [Hz]

Para las subsecuentes frecuencias de corte (asociadas con las etapas E_2, \dots, E_m), se considera la respuesta inercial del SEP. En este sentido, retomando la ecuación de oscilación del generador síncrono de la Sección 2.3.1., los cambios de la frecuencia en el tiempo se pueden calcular mediante (3.15), los cuales son proporcionales a los cambios de potencia $\Delta P_A = P_m - P_e$. De aquí se observa que la respuesta inercial del generador depende de la constante de inercia H . En la práctica, no es

sencillo conocer la respuesta inercial del SEP en su conjunto y, por ello, esta respuesta se puede obtener por simulación mediante la sensibilidad de frecuencia, df/dt , que se obtiene momentos después de ocurrido el desbalance de carga-generación.

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2H} \Delta P_A \quad (3.15)$$

En ese sentido, la ecuación (3.16) permite determinar la sensibilidad de frecuencia con la relación a dos puntos de la respuesta transitoria de la frecuencia del SEP, ver Fig. 3.3. Sin embargo, debido a que después de una contingencia se presentan transitorios en los primeros 1 a 2 [s] y que, además posterior a $t = 5$ [s] inicia la actuación del lazo de control primario de frecuencia de las plantas convencionales, se sugiere determinar la respuesta inercial del SEP, df/dt , en el intervalo de 2 a 5 [s] de iniciada la simulación dinámica.

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{f_2 - f_1}{t_2 - t_1} \quad (3.16)$$

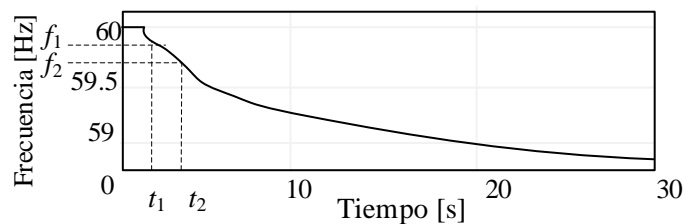


Fig. 3.3. Sensibilidad de frecuencia inercial, df/dt

De acuerdo con lo anterior, las frecuencias de corte, f_{ct} , para las siguientes etapas se pueden calcular por medio de dos opciones: (i) tomando de referencia la respuesta inercial de la contingencia seleccionada para el primer corte de frecuencia f_{ct1} de acuerdo con (3.17), (ii) de las contingencias que correspondan a las determinadas para los cortes de carga del Paso 5. Expuesto lo anterior, las frecuencias de corte a partir de la segunda etapa E_2 se determinan con la respuesta inercial df/dt y el tiempo de retraso, t_r , de los relevadores de baja frecuencia, ver (3.17).

$$f_{ct} = \begin{bmatrix} f_{ct1} \\ f_{ct2} \\ \vdots \\ f_{ctm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{ct1} \\ f_{ct1} + \left(\frac{df}{dt}\right)t_r \\ \vdots \\ f_{ct(m-1)} + \left(\frac{df}{dt}\right)t_r \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde,

t_r es el tiempo de retraso de los relevadores, usualmente de 0.1 [s] a 0.2 [s]

El retraso de tiempo t_r se emplea por seguridad para que el EDACBF identifique que la caída de frecuencia se debe a un desbalance de carga-generación, evitando desconexiones de carga por eventos de fallas eléctricas de transitorios rápidos (cortocircuitos) o por errores de comunicación.

3.1.7. Paso 7. Validación del EDACBF

Este paso de la metodología consiste en validar el diseño del EDACBF tomando de referencia los cortes de carga y frecuencias de corte, P_{ct} y f_{ct} , calculados en el Paso 5 y 6. En este paso se realiza la validación del EDACBF tomando criterios conservadores. Por ejemplo, ajustando por redondeo los montos de carga y las frecuencias de corte previamente calculados, esto de acuerdo con las limitaciones técnicas de los equipos de protección (relevadores). Aquí debe revisarse que para cada una de las contingencias se respete la condición de $f \geq f_{minp}$ en 30 [s] aproximadamente, así como verificar que los sobretiros de carga sean los mínimos, es decir, que la frecuencia del SEP no supere la nominal de 60 [Hz].

En caso de que el diseñador requiera analizar otros criterios de diseño modificando la frecuencia mínima permitida, f_{minp} , el número de etapas de corte, E , o los porcentajes de montos de carga deseados, P_{cd} , se debe retomar el cálculo del diseño del EDACBF nuevamente desde el Paso 3-6. Si los resultados de la implementación del EDACBF son satisfactorios y no se considera necesario modificar algún criterio del diseño del EDACBF se procede al Paso 8.



3.1.8. Paso 8. Análisis y selección del EDACBF

De acuerdo con el Paso 7, para un solo escenario base de operación del SEP se pueden tener diferentes diseños del EDACBF. Por lo que, en este paso se analizan los resultados de todos los diseños del EDACBF para el escenario de operación bajo análisis. Se selecciona el diseño del EDACBF no solo bajo el criterio del cumplimiento de que la frecuencia final sea mayor o igual a la frecuencia mínima permitida, $f \geq f_{minp}$, sino también se debe tener en cuenta el diseño con menores pérdidas económicas (menor afectación de carga). Para ello, puede cuantificarse la cantidad de veces que se activan las etapas y la carga total cortada para todas las contingencias, con el objetivo de seleccionar el diseño con menor impacto de carga total cortada. En caso de que se presenten condiciones operativas no deseadas que requieran revisar nuevamente el diseño del EDACBF, se debe regresar a los Pasos 3-7; en caso contrario, el análisis finaliza para el escenario bajo estudio. Una vez finalizado, se procede al Paso 9.

3.1.9. Paso 9. Validación del EDACBF para todos los escenarios base

Debido a que el EDACBF debe proteger el SEP para todos los escenarios de operación definidos en el Paso 1, en este punto se revisa y compara de forma iterativa los resultados de la evaluación del EDACBF para todos los escenarios operativos, por ejemplo, demanda mínima y máxima. El objetivo es demostrar de forma gráfica y con resultados numéricos que el EDACBF seleccionado cumple su tarea para todos los escenarios base y contingencias. De ser positivo el resultado, se da por concluido el análisis del diseño del EDACBF. A manera de resumen, los pasos de la metodología propuesta se muestran en el diagrama de flujos de la Fig. 3.4, la cual es aplicable a todo tipo de sistema de potencia.

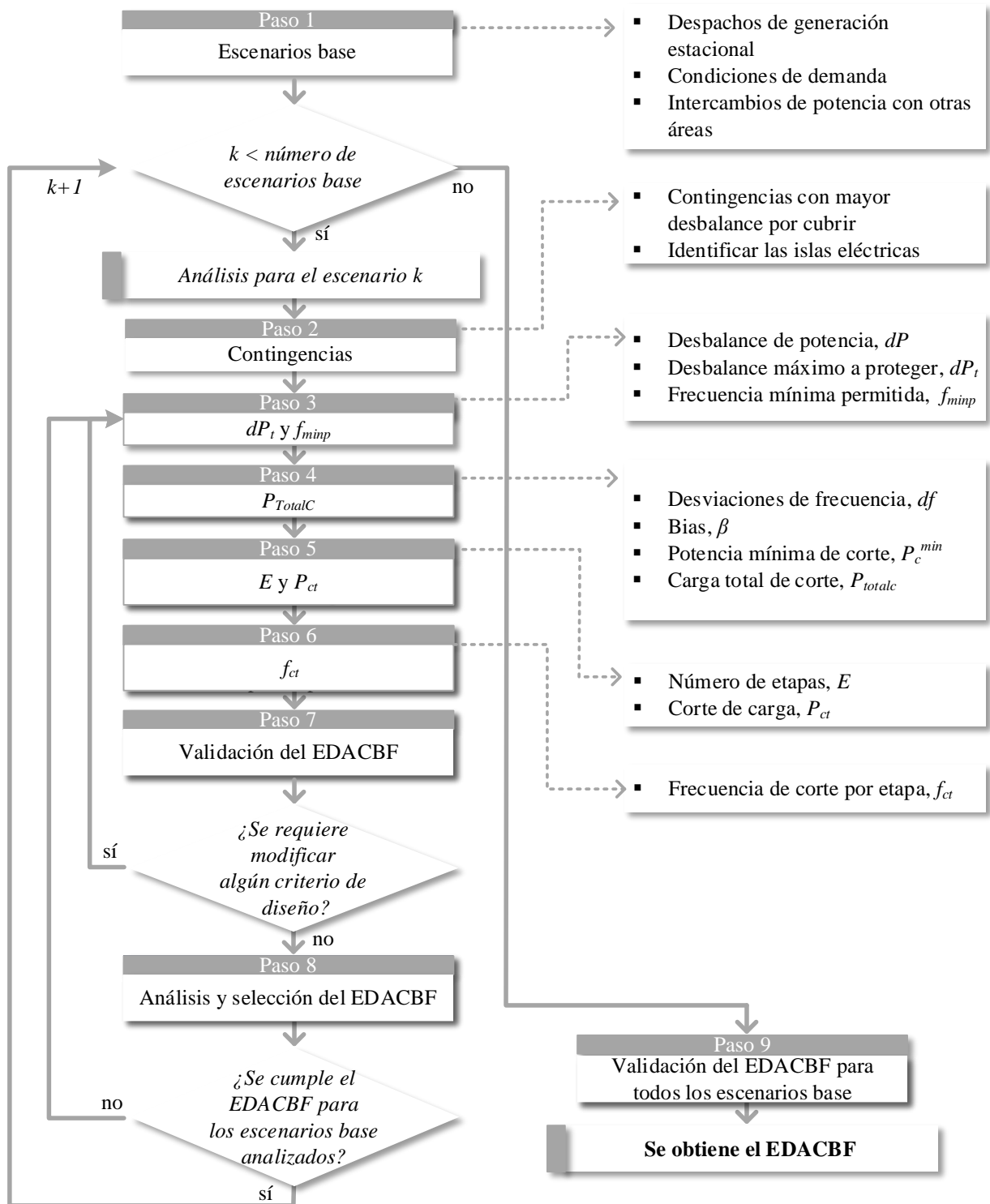


Fig. 3.4. Metodología de diseño y evaluación del EDACBF



Capítulo 4.

Casos de estudio

4.1. Introducción

De acuerdo con lo discutido hasta este punto de la tesis, el EDACBF es un sistema de protección ante contingencias severas que provocan la operación del SEP en estado de emergencia, esto como efecto de grandes desbalances de carga-generación. Y este se emplea cuando la reserva rodante gestionada por el lazo de control primario de frecuencia no es suficiente para mantener valores de frecuencia permisibles en la red. En este sentido, aquí se realiza el estudio de un sistema de potencia para determinar el EDACBF más adecuado, de acuerdo con los criterios definidos en el Capítulo 3. El objetivo es también mostrar que el SEP queda protegido para las contingencias severas seleccionadas, así como para dos escenarios de demanda. La idea principal de este capítulo es validar la metodología establecida en esta tesis, asegurando que el diseño del EDACBF cumple con el objetivo de preservar la estabilidad de frecuencia del SEP.

En este capítulo se ejemplifica la metodología del diseño y evaluación del EDACBF para el sistema de potencia de 39 nodos y 10 plantas de generación, mejor conocido como “*New England Test System*”. Inicialmente, se discuten los parámetros base del SEP y la selección de contingencias para dos escenarios operativos de interés, demanda máxima y mínima. Posteriormente, se procede al cálculo de los desbalances de potencia para cada contingencia seleccionada, además de las desviaciones de frecuencia, respuesta de control de área *bias*, entre otros parámetros requeridos para determinar el diseño del EDACBF. Las simulaciones dinámicas que permiten obtener el diseño del EDACBF se realizan con el programa de simulación PSS/E Explore v35, de la mano de rutinas implementadas en el lenguaje de programación Python 3.9 para cada uno de los pasos del esquema de deslastre de carga. Finalmente, se rediseña el EDACBF obtenido al considerar la inclusión de plantas renovables, esto con el objetivo de visualizar el impacto de interconectar fuentes renovables sobre la regulación de frecuencia y la operación del SEP ante contingencias que provocan la activación del EDACBF.

4.2. Sistema de potencia de 39 nodos y 10 generadores, sin plantas renovables

El caso base de estudio para el diseño y evaluación del EDACBF es el sistema eléctrico previamente empleado en la Sección 2.6, ver diagrama unifilar de la Fig. 4.1. En las secciones siguientes se desarrolla paso a paso los cálculos y los criterios adecuados para obtener el diseño del EDACBF para esta red eléctrica, usando como herramienta de simulación el software PSS/E y el post procesamiento de resultados.

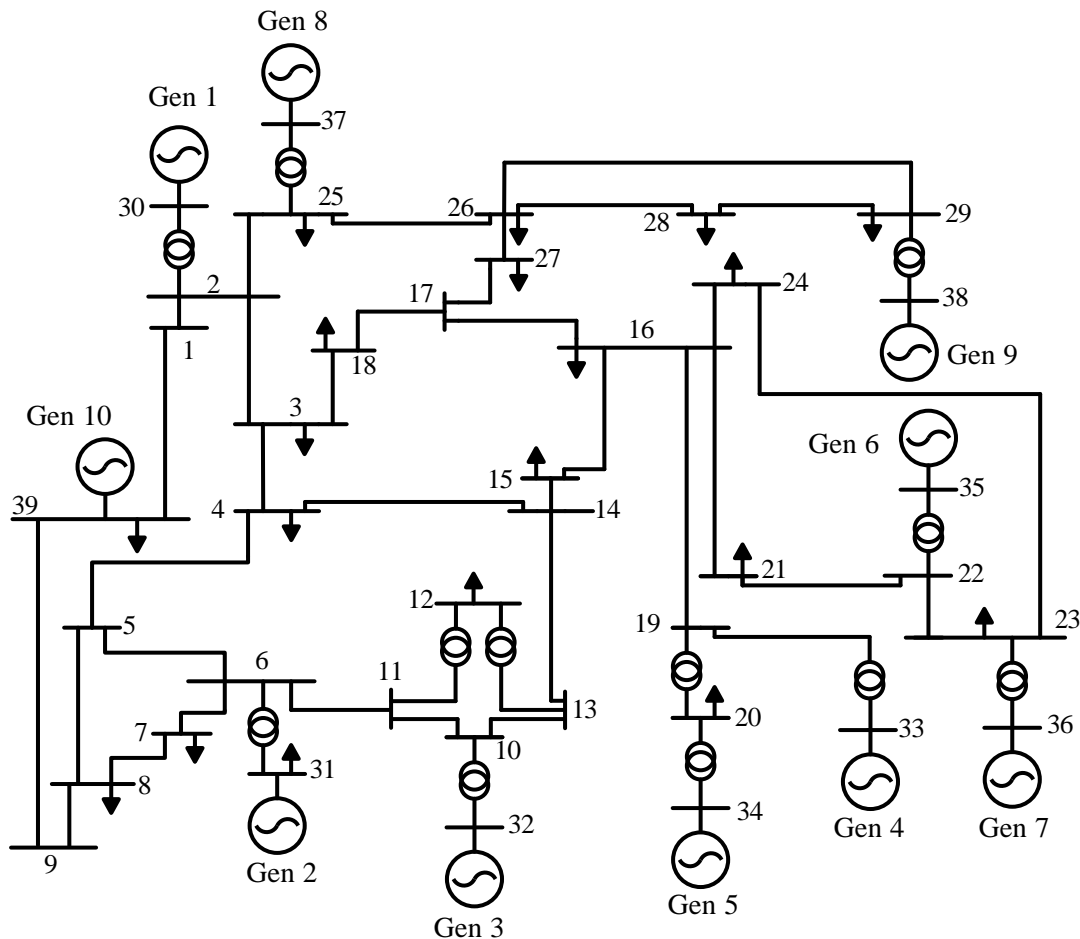


Fig. 4.1. Sistema de 39 nodos “New England Test System”

- Paso 1. Escenarios base

Para este SEP, se propone que el EDACBF tenga una cobertura para dos escenarios base de operación específicos: demanda máxima y mínima. Las siguientes secciones detallan el diseño del EDACBF partiendo con el escenario de demanda máxima, y posteriormente analizando la demanda

mínima. Con los resultados obtenidos de la evaluación del esquema para ambas demandas, se valida finalmente el EDACBF para ambos escenarios operativos.

4.2.1. Escenario con demanda máxima

El sistema de potencia “*New England Test System*” se caracteriza por una demanda base nominal de $P_d = 6097.099$ [MW] y $Q_d = 1408.89$ [MVar], que se caracteriza por las condiciones de despacho indicadas en la Tabla 2-4 de la Sección 2.6. Se considera que esta demanda corresponde a la máxima que ocurre en el pico de la curva de demanda horaria de un día específico de operación de la red eléctrica. Con estas condiciones establecidas, a continuación, se abordan los pasos de la metodología del EDACBF detallados en el Capítulo 3 de este documento.

- Paso 2. Contingencias para el diseño del esquema

Como segundo paso de la metodología propuesta, de acuerdo con lo desarrollado en la Sección 3.1.2, se seleccionan las contingencias que representen desbalances de carga-generación considerables y, para las cuales el EDACBF habrá de proteger al SEP. En este caso, se considera la desconexión de cada una de las plantas de generación, lo cual se ejemplifica en la Tabla 4-1. Aquí también se infieren los despachos de potencia correspondientes para la demanda máxima del sistema; cabe recordar que estas contingencias fueron previamente analizadas en la Sección 2.6.

Tabla 4-1. Contingencias de desbalance de carga-generación para demanda máxima

Casos	Desconexión		dP		Casos	Desconexión		dP	
	Equipo	Nodo	ΔP_g [MW]	ΔP_d [MW]		Equipo	Nodo	ΔP_g [MW]	ΔP_d [MW]
C1	Gen 1	30	250.0	0	C6	Gen 6	35	650.0	0
C2	Gen 2	31	519.0	0	C7	Gen 7	36	560.0	0
C3	Gen 3	32	650.0	0	C8	Gen 8	37	540.0	0
C4	Gen 4	33	632.0	0	C9	Gen 9	38	830.0	0
C5	Gen 5	34	508.0	0	C10	Gen 10	39	1000.9	828*

*Se desconecta un 75[%] de la carga del nodo 39, ver Tabla A-5 del Apéndice.

El desempeño de la frecuencia del SEP para cada una de las diez contingencias seleccionadas C1 – C10 se muestra en la Fig. 4.2, considerando que las desconexiones se aplican a los $t = 1$ [s] de iniciada la simulación dinámica en el PSS/E. Observe que la contingencia con menor impacto es C1 dado que provoca una frecuencia final de $f_{fin} = 59.936$ [Hz] en $t = 30$ [s]. Mientras que la

contingencia C9 ocasiona una mayor caída de frecuencia de $f_{fin} = 57.420$ [Hz] en $t = 30$ [s]. En resumen, la tabla de la Fig. 4.2 muestra los valores de frecuencia mínima, f_{min} , y frecuencias finales, f_{fin} , observadas para cada una de las contingencias simuladas, incluyendo sus tiempos asociados.

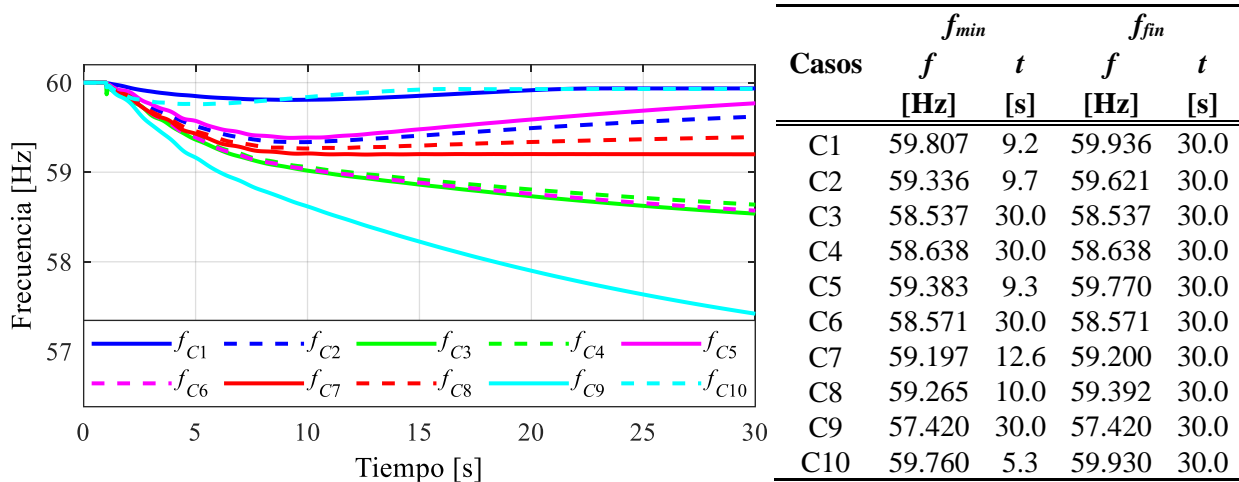


Fig. 4.2. Respuesta de frecuencia del SEP en demanda máxima ante desbalances de potencia

- **Paso 3. Desbalance de potencia máximo dP_t y frecuencia mínima permitida f_{minp}**

Para el cálculo de los desbalances de potencia, dP , se emplean la información de las contingencias seleccionadas en el paso anterior, ver la Tabla 4-1. A manera de ejemplo, considere la contingencia C1 que implica la desviación de potencia calculada en (4.1),

$$dP_1 = \Delta P_{g_1} - \Delta P_{d_1} = 250 \text{ [MW]} - 0 \text{ [MW]} = 250 \text{ [MW]} \quad (4.1)$$

En función de lo anterior, el desbalance máximo por proteger se determina usando el máximo desbalance de potencia, dP , y la demanda base de la red eléctrica, P_d . En este caso particular, el mayor desbalance de potencia se da para C9 que implica la desconexión del Gen 9, cuya potencia precontingencia es de $P_{g9} = 830$ [MW]. Sabiendo que la demanda inicial del sistema es de $P_d = 6097.099$ [MW], se determina que el desbalance máximo a proteger por el EDACBF es de $dP_t = 13.94$ [%] para la demanda máxima, ver (4.2).

$$dP_t = \frac{830 \text{ [MW]}}{6097.099 \text{ [MW]}} = 0.1394 = 13.94 \% \quad (4.2)$$

Por otro lado, se considera inicialmente una frecuencia mínima permitida de 59.5 [Hz] para la operación del SEP, como valor referencial para el diseño del esquema de deslastre de carga, ver (4.3). Ciertamente, este valor propuesto inicialmente es conservador debido a que la seguridad de las plantas de vapor no se ve comprometida ya que pueden operar con valores más bajos de frecuencia. Con estas definiciones de dP_t y f_{minp} , comienza la delimitación del diseño del EDACBF.

$$f_{minp} = 59.5 \text{ [Hz]} \quad (4.3)$$

- Paso 4. Carga total de corte, P_{Totalc}

Para este paso del diseño del esquema de corte de carga, se toman las frecuencias finales obtenidas de las simulaciones dinámicas para cada contingencia, las cuales se reportaron en la Fig. 4.2. En efecto, se calculan inicialmente las desviaciones de frecuencia final, df , con respecto al valor nominal de operación de la red, 60 [Hz]. Ejemplificando este cálculo para C1, cuya frecuencia final fue de $f_{fin1} = 59.936$ [Hz], se obtiene la desviación de frecuencia mostrada en (4.4),

$$df_1 = f_{nom} - f_{fin1} = 60 - 59.936 = 0.064 \text{ [Hz]} \quad (4.4)$$

El cálculo de la característica de control de frecuencia de área, β , se determina con los desbalances de potencia, dP , y de las desviaciones de frecuencia, df , previamente calculados. Este cálculo se lleva a cabo puntualmente para C1 (4.5), de acuerdo con el desbalance de potencia de $dP_1 = 250$ [MW] y de la desviación de frecuencia de $df_1 = 0.064$ [Hz], obteniéndose:

$$\beta_1 \approx \frac{dP_1}{df_1} = \frac{250 \text{ [MW]}}{0.06445 \text{ [Hz]}} \approx 3878.549 \text{ [MW/Hz]} \quad (4.5)$$

Con este valor de β es posible determinar la potencia mínima de corte, P_c^{min} , que idealmente permitiría regresar la frecuencia del SEP a un valor por encima de la f_{minp} . En este sentido, usando los valores previamente calculados de $dP_1 = 250$ [MW], $\beta_1 = 3878.549$ [MW/Hz] y $f_{minp} = 59.5$ [Hz], se tendría que para la contingencia C1, la carga mínima de corte es (4.6):

$$P_{c1}^{min} = dP_1 - \beta_1(f_{nom} - f_{minp}) = 250 - (3878.549)(60 - 59.5) = -1689.274 \text{ [MW]} \quad (4.6)$$

Realizando los cálculos correspondientes para dP , df , β y P_c^{min} de las contingencias seleccionadas C1 – C10, se llega a los resultados indicados en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2. Desbalance de potencia, desviaciones de frecuencia, *bias* y potencia mínima de corte

Casos	dP [MW]	df [Hz]	β [MW/Hz]	P_c^{min} [MW]	Casos	dP [MW]	df [Hz]	β [MW/Hz]	P_c^{min} [MW]
C1	250.0	0.064	3878.549	-1689.274	C6	650.0	1.429	454.930	422.534
C2	519.0	0.379	1368.879	-165.439	C7	560.0	0.800	700.060	209.970
C3	650.0	1.463	444.352	427.824	C8	540.0	0.608	888.476	95.762
C4	632.0	1.362	463.990	400.005	C9	830.0	2.580	321.708	669.147
C5	508.0	0.230	2206.387	-595.193	C10	172.9	0.070	2476.644	-1065.399

Con estos resultados obtenidos para las diez contingencias, es fácil determinar el valor máximo de la potencia mínima de corte, P_{Totalc} , mismo que para este caso resulta ser de $P_{Totalc} = 669.147$ [MW], de acuerdo con (4.7), el cual se relaciona con la contingencia C9.

$$P_{Totalc} = \max\{P_{c1}^{min}, P_{c2}^{min}, \dots, P_{cn}^{min}\} = 669.147 \text{ [MW]} \quad (4.7)$$

- **Paso 5. Número de etapas E del esquema y corte de carga por etapa P_{ct}**

De acuerdo con la revisión de literatura llevada a cabo en el Capítulo 1, en este paso se decide tomar el criterio de seleccionar 3 etapas de corte de carga. Además, inicialmente se asumen porcentajes de corte de carga deseados de $P_{cd} = \{30, 30, 40\}$ [%] para la primera, segunda y tercera etapas, respectivamente, ver (4.8) y (4.9). Retomando la ecuación (3.9) del Capítulo 3 y recordando que la potencia total de corte es de $P_{Totalc} = 669.147$ [MW], entonces de los cortes deseados, P_{cd} , se obtienen las potencias siguientes: $P_{cd1} = 200.744$ [MW], $P_{cd2} = 200.744$ [MW] y $P_{cd3} = 267.659$ [MW], mismos que sumados dan como resultado P_{Totalc} .

$$E = 3 \quad (4.8)$$

$$\begin{bmatrix} P_{cd1} \\ P_{cd2} \\ P_{cd3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 30 \\ 30 \\ 40 \end{bmatrix} [\%] \Rightarrow \begin{bmatrix} P_{cd1} \\ P_{cd2} \\ P_{cd3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 200.744 \\ 200.744 \\ 267.659 \end{bmatrix} [\text{MW}] \quad (4.9)$$

Para determinar los cortes de carga preliminares, de acuerdo con lo descrito en la metodología presentada en el Capítulo 3, ecuación (3.10), se tienen que buscar las contingencias que representen los porcentajes más próximos a los deseados P_{cd} (4.9). Y en este caso son las contingencias C8, C4 y C9, respectivamente. Es decir, para la etapa E_1 el valor más cercano a $P_{cd1} = 200.744$ [MW] es el correspondiente a la contingencia C8 con 95.762 [MW] de corte sugerido (ver Tabla 4-2), lo cual representa $P_{c\%1} = (95.762/669.47) \times 100 = 14.31$ [%]. Similarmente, para la segunda etapa de corte E_2 , se requiere un corte de carga acumulado de $P_{cd1} + P_{cd2} = 60$ [%] de P_{Totalc} , que en cantidades reales es de $P_{cd1} + P_{cd2} = 401.488$ [MW]. Y en este caso, de la Tabla 4-2 se observa que la contingencia C4 implica un corte de carga cerca, es decir, de 400.005 [MW], mismo que implica $P_{c\%2} = (400.005/669.47) \times 100 = 59.78$ [%]. Finalmente, el corte de carga acumulado para la tercera etapa E_3 debe ser $P_{cd1} + P_{cd2} + P_{cd3} = P_{c\%3} = 100$ [%] de P_{Totalc} y obviamente la contingencia más crítica C9 es la que implica un corte de 669.147 [MW], ver (4.13). Lo anterior se resume en la Tabla 4-3 en las columnas P_{cd} y $P_{c\%}$.

$$\begin{bmatrix} P_{c\%1} \\ \vdots \\ P_{c\%m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_{c1}^{\min} / P_{Totalc}) \times 100 \\ \vdots \\ (P_{cm}^{\min} / P_{Totalc}) \times 100 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 14.31 \\ 59.78 \\ 100.0 \end{bmatrix} [\%] \quad (4.10)$$

Habiendo calculado los cortes de carga acumulados $P_{c\%} = \{14.31, 59.78, 100\}$ [%], de acuerdo con las contingencias simuladas, de aquí se infiere que los cortes de carga acumulados en MW, de acuerdo con (3.11), son los indicados en (4.11) y en la columna P_c de la Tabla 4-3..

$$\begin{bmatrix} P_{c1} \\ P_{c2} \\ P_{c3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{c\%1} \times P_{Totalc} \\ \vdots \\ P_{c\%m} \times P_{Totalc} - \sum_{i=1}^{m-1} P_{ci} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (14.31/100) \times 669.147 \\ (59.78/100) \times 669.147 - 95.762 \\ (100/100) \times 669.147 - 304.243 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 95.762 \\ 304.243 \\ 269.141 \end{bmatrix} [\text{MW}] \quad (4.11)$$

Con los resultados anteriores y usando (3.12), los cortes de carga normalizados por etapa, P_{ct} , con respecto a la demanda del SEP, P_d , se calculan como se indica en (4.12), los cuales se reportan también en la Tabla 4-3.

$$\begin{bmatrix} P_{ct1} \\ P_{ct2} \\ P_{ct3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{c1} \\ P_{c2} \\ P_{c3} \end{bmatrix} \left(\frac{100}{P_d} \right) = \begin{bmatrix} 95.762 \\ 304.243 \\ 269.141 \end{bmatrix} \left(\frac{100}{6097.0995} \right) = \begin{bmatrix} 1.57 \\ 4.99 \\ 4.41 \end{bmatrix} [\%] \quad (4.12)$$

La Tabla 4-3 muestra el resumen de los cálculos realizados previamente. Estos resultados implican que, como se discute en el Capítulo 3, los montos de corte de carga deben ser progresivos para atender las contingencias menos drásticas con menos deslastre de carga, e ir incrementando este monto para atender las contingencias más severas. Note que la segunda etapa es en la que más corte de carga debe realizarse en este caso. Previo a la etapa de simulación dinámica, los deslastres de carga P_{ct} pueden reajustarse ligeramente tomando criterios de redondeo para cada etapa o algún otro criterio que ayude a obtener un EDACBF más adecuado y/o práctico.

Tabla 4-3. Cortes de carga calculados por etapa, P_{ct}

P_d [MW]	P_{Totalc} [MW]	E	P_{cd} [%]	P_{cd} [MW]	$P_{c\%}$ [%]	$P_{c\%}$ [MW]	P_c [MW]	P_{ct} [%]
6097.0995	669.147	1	30	200.744	14.31	95.762	95.762	1.57
		2	30	200.744	59.78	400.005	304.243	4.99
		3	40	267.659	100	669.147	269.141	4.41

- **Paso 6. Frecuencias de corte por etapa, f_{ct}**

Tal como se discute en el Capítulo 3, la primera frecuencia de corte se determina seleccionando la contingencia que ocasiona máxima desviación final de frecuencia, df_{max} , pero cuyo valor sea igual o mayor a la frecuencia mínima permitida, $f_{fin} \geq f_{minp}$. En este sentido, de la Tabla 4-2 se observa que la contingencia C2 cumple con este criterio, ya que ocasiona una desviación de $df_{max} = 0.379$ [Hz], es decir, $f_{fin2} = 59.621$ [Hz] que es mayor a $f_{minp} = 59.5$ [Hz], ver también la Fig. 4.2. De acuerdo con las condiciones anteriores, de la tabla de la Fig. 4.2 se toma la frecuencia mínima que el SEP experimenta para la contingencia C2, es decir, $f_{min2} = 59.336$ [Hz]. Por lo anterior, se establece que la frecuencia de corte de la primera etapa sea de $f_{ct1} = 59.336$ [Hz] (4.13).

$$f_{ct1} = f_{min2} = 59.336 \text{ [Hz]} \quad (4.13)$$

Por otro lado, la sensibilidad de frecuencia, df/dt , se determina con los valores de la simulación dinámica, entre $t_1 = 1.5$ [s] y $t_2 = 2$ [s], posteriores al evento de cada contingencia, usando (3.16). Retomando el ejemplo de la contingencia C1, el primer valor de la frecuencia en $t_1 = 1.5$ [s] es de $f_1 = 59.920$ [Hz], mientras que en $t_2 = 2.0$ [s] es $f_2 = 59.901$ [Hz], ambos tomados directamente de la frecuencia f_{C1} reportada en la Fig. 4.2. Por lo que $df/dt = -0.0374$ [Hz/s] de acuerdo con (4.14). Este cálculo se realiza para todas las contingencias y los resultados se muestran en la Tabla 4-4.

$$\frac{df}{dt} = \frac{59.92 - 59.901}{2 - 1.5} = -0.0374 \text{ [Hz/s]} \quad (4.14)$$

Tabla 4-4. Sensibilidad de frecuencia para cada contingencia

Casos	f_1 [Hz]	f_2 [Hz]	df/dt [Hz/s]	Casos	f_1 [Hz]	f_2 [Hz]	df/dt [Hz/s]
C1	59.920	59.901	-0.0371	C6	59.747	59.660	-0.1740
C2	59.797	59.722	-0.1500	C7	59.746	59.662	-0.1662
C3	59.747	59.639	-0.2166	C8	59.761	59.679	-0.1627
C4	59.746	59.660	-0.1724	C9	59.649	59.534	-0.2290
C5	59.817	59.760	-0.1145	C10	59.811	59.791	-0.0406

Tomando estas sensibilidades de frecuencia, se calculan las frecuencias de corte para las etapas E_2 y E_3 . Para ello, se emplean los df/dt de las contingencias C4 y C9, que fueron las seleccionadas para calcular los montos de carga en el paso anterior para las etapas correspondientes. Empleando (3.17), junto con las sensibilidad de frecuencia de C4 y C9, df/dt_4 y df/dt_9 tomadas de la Tabla 4-4, y considerando un tiempo de retraso de los relevadores de $t_r = 0.1$ [s], se obtienen las frecuencias de corte para E_2 y E_3 indicadas en (4.15) - (4.16).

$$f_{ct2} = f_{ct1} + \frac{df}{dt}_4 (t_r) = 59.336 + (-0.1627)(0.1) = 59.3185 \text{ [Hz]} \quad (4.15)$$

$$f_{ct3} = f_{ct2} + \frac{df}{dt}_9 (t_r) = 59.3185 + (-0.2290)(0.1) = 59.2956 \text{ [Hz]} \quad (4.16)$$

Para pronta referencia, las frecuencias de corte, f_{ct} , y montos de corte de carga, P_{ct} , para las tres etapas propuestas inicialmente del EDACBF, se indican en la Tabla 4-5. Observe que el monto



total de corte de carga resultante es del 10.97 [%] y que, como era de esperarse, es inferior al desbalance de potencia máximo $dP_t = 13.94$ [%] obtenido en el Paso 3.

Tabla 4-5. EDACBF obtenido para la demanda máxima, $f_{minp} = 59.5$ [Hz]

Etapa <i>E</i>	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]	t_r [s]
1	59.3357	1.57	0.1
2	59.3185	4.99	0.1
3	59.2956	4.41	0.1

- **Paso 7. Validación del EDACBF**

Previo a realizar la validación del EDACBF de la Tabla 4-5 mediante simulaciones dinámicas, es necesario reajustar ligeramente P_{ct} y f_{ct} por practicidad. En este caso se propone inicialmente evaluar el desempeño dinámico del SEP considerando el esquema de corte de la Tabla 4-6.

Note que el corte de carga de $P_{ct1} = 1.57$ [%] se redondea a $P_{ct1} = 2$ [%], mientras que el segundo corte de $P_{ct2} = 4.99$ [%] se disminuye a $P_{ct2} = 4$ [%], esto con la idea de compensar el incremento otorgado a P_{ct1} . Y para la tercera etapa, de $P_{ct3} = 4.41$ [%] se incrementa a $P_{ct3} = 5$ [%], completando así el corte de carga total equivalente al 11 [%] aproximadamente del EDACBF obtenido en el paso anterior. En el caso de las frecuencias, se asume que $f_{ct1} = 59.33$ [Hz] cambie a $f_{ct1} = 59.4$ [Hz], teniendo así un margen de seguridad. Para las siguientes frecuencias de corte, se reajustan sus valores de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 4-6, con $f_{ct2} = 59.3$ [Hz] y $f_{ct3} = 59.2$ [Hz], tomando como criterio las posibles limitaciones de los relevadores de frecuencia en un SEP real, que pueden tener restricciones de configuración en la resolución de valores de consigna de hasta 0.1 [Hz].

Tabla 4-6. EDACBF reajustado para la demanda máxima, $f_{minp} = 59.5$ [Hz]

Etapa <i>E</i>	f_{ct} [Hz]	P_{ct} [%]	t_r [s]
1	59.4	2.0	0.1
2	59.3	4.0	0.1
3	59.2	5.0	0.1

La Fig. 4.3 muestra las respuestas de frecuencia del SEP al simular las contingencias seleccionadas que implican desbalances de carga-generación, sin y con la implementación del EDACBF, Fig. 4.3(a) y Fig. 4.3(b), respectivamente. A simple vista, se verifica que con la aplicación del EDACBF

las frecuencias finales f_{fin} obtenidas para todas las contingencias se encuentran por encima de la $f_{minp} = 59.5$ [Hz]. Para facilitar el análisis, la Tabla 4-7 indica puntos de interés de frecuencias mínimas y finales observadas de las simulaciones dinámicas incluyendo sus tiempos asociados, lo anterior para ambos casos, sin y con el EDACBF simulado. Adicionalmente, en esta tabla se reportan las activaciones de las etapas del esquema. Para completar la información, la Tabla 4-8 muestra las frecuencias y tiempos de corte efectivos en que se activa alguna, o todas, las etapas asociadas con el EDACBF. Note que, para las contingencias C1 y C10 no se activa el esquema de corte, esto debido a que el control primario de frecuencia del SEP es suficiente para reestablecer la frecuencia por encima del valor mínimo permitido de $f_{minp} = 59.5$ [Hz]. Para el resto de las contingencias, se activa la primera etapa E_1 dado que todas las contingencias provocan que el SEP experimente frecuencias por debajo de $f_{ct1} = 59.4$ [Hz]. Nótese que la contingencia C9 es la más drástica de todas, y para la cual se requiere activar las tres etapas del EDACBF.

En conclusión, este diseño del EDACBF cumple con el objetivo principal de apoyar a que la frecuencia del SEP permanezca siempre por encima de $f_{minp} = 59.5$ [Hz]. Sin embargo, en el siguiente paso de la metodología se modifican algunos criterios de diseño con tal de analizar diferentes esquemas que pudieran presentar menores pérdidas económicas al SEP, esto en términos del número de activaciones de las etapas del EDACBF y sus montos de corte de carga acumulados.

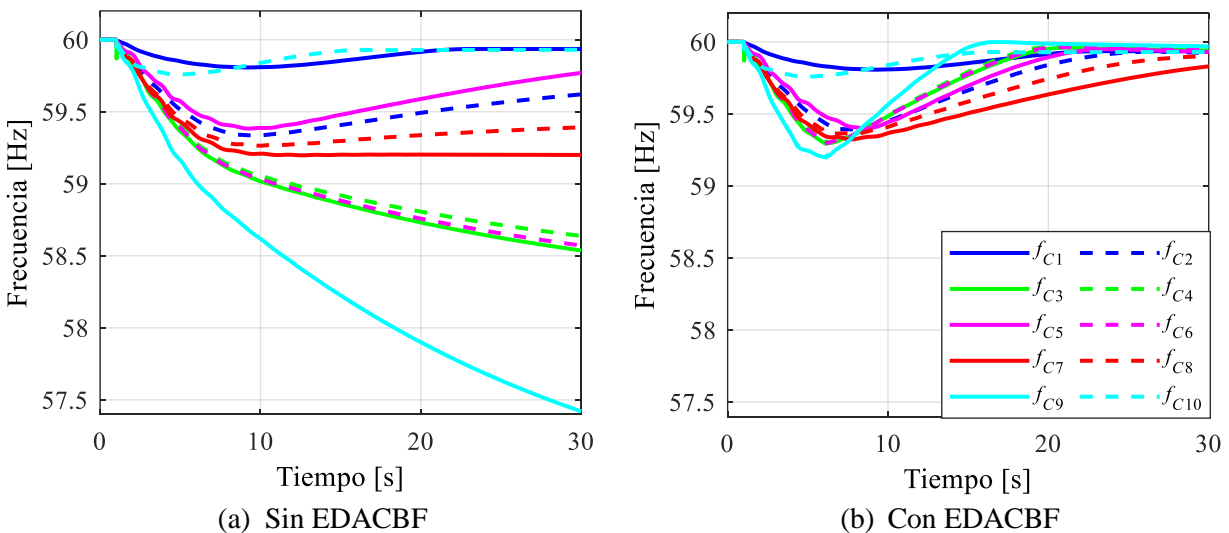


Fig. 4.3. Respuesta de frecuencia sin y con EDACBF en demanda máxima

Tabla 4-7. Frecuencias y tiempos ante contingencias. Activación de las etapas E : 1 = Sí, 0 = No.

Casos	ΔP		Sin EDACBF				Con EDACBF				E		
	ΔP_g	ΔP_d	f_{min}		f_{fin}		f_{min}		f_{fin}		1	2	3
	[MW]	[MW]	f	t	f	t	f	t	f	t			
			[Hz]	[s]	[Hz]	[s]	[Hz]	[s]	[Hz]	[s]			
C1	250.0	0.0	59.807	9.2	59.936	30.0	59.807	9.2	59.936	30.0	0	0	0
C2	519.0	0.0	59.336	9.7	59.621	30.0	59.393	7.5	59.923	30.0	1	0	0
C3	650.0	0.0	58.537	30.0	58.537	30.0	59.293	6.1	59.941	30.0	1	1	0
C4	632.0	0.0	58.638	30.0	58.638	30.0	59.295	6.3	59.945	30.0	1	1	0
C5	508.0	0.0	59.383	9.3	59.770	30.0	59.397	8.5	59.930	30.0	1	0	0
C6	650.0	0.0	58.571	30.0	58.571	30.0	59.293	6.2	59.943	30.0	1	1	0
C7	560.0	0.0	59.197	12.6	59.200	30.0	59.323	7.7	59.830	30.0	1	0	0
C8	540.0	0.0	59.265	10.0	59.392	30.0	59.363	6.7	59.901	30.0	1	0	0
C9	830.0	0.0	57.420	30.0	57.420	30.0	59.198	6.2	59.969	30.0	1	1	1
C10	1000.9	828	59.760	5.3	59.930	30.0	59.760	5.3	59.930	30.0	0	0	0

Tabla 4-8. Frecuencias y tiempos de corte efectivos del EDACBF

Casos	E_1		E_2		E_3		Casos	E_1		E_2		E_3	
	f	t	f	t	f	t		f	t	f	t	f	t
	[Hz]	[s]	[Hz]	[s]	[Hz]	[s]		[Hz]	[s]	[Hz]	[s]	[Hz]	[s]
C1	-	-	-	-	-	-	C6	59.390	4.98	59.294	6.15	-	-
C2	59.396	6.82	-	-	-	-	C7	59.390	5.45	-	-	-	-
C3	59.386	4.81	59.293	6.11	-	-	C8	59.391	5.88	-	-	-	-
C4	59.390	5.12	59.295	6.27	-	-	C9	59.381	3.82	59.278	4.32	59.191	5.43
C5	59.397	8.50	-	-	-	-	C10	-	-	-	-	-	-

- **Paso 8. Análisis y selección del EDACBF**

En este paso se analizan diferentes criterios de diseño para la selección final del EDACBF más adecuado. En este tenor, se propone evaluar el desempeño del EDACBF considerando diferentes frecuencias mínimas permitidas, f_{minp} , de 59.5 [Hz], 59.4 [Hz] y 59.3 [Hz]. Consecuentemente, la Tabla 4-9 muestra los resultados obtenidos de los cortes de carga y frecuencias de corte, P_{ct} y f_{ct} , para cada criterio de f_{minp} , aplicando juiciosamente para cada uno de ellos los Pasos 2 al 7 de la metodología, como se ejemplificó previamente. Es importante mencionar que con al reducir f_{minp} se busca mitigar el impacto del esquema sobre los usuarios (y por ende su impacto económico). Sin embargo, se debe asegurar que todos los dispositivos del SEP puedan operar de forma segura en frecuencias más bajas.

Tabla 4-9. EDACBF calculados para demanda máxima, con diferentes f_{minp}

f_{minp} [Hz]	E	P_{ct} total [%]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]
59.5	1		1.57	59.336	0.1
	2	10.97	4.99	59.318	0.1
	3		4.41	59.296	0.1
59.4	1		2.30	59.336	0.1
	2	10.45	3.89	59.318	0.1
	3		4.26	59.295	0.1
59.3	1		1.15	59.265	0.1
	2	9.92	4.41	59.243	0.1
	3		4.36	59.220	0.1

De los resultados de la Tabla 4-9, se propone evaluar 6 diseños diferentes del EDACBF para la operación del SEP en demanda máxima, considerando:

- un corte de carga total del 11 [%] para $f_{minp} = 59.5$ [Hz], con 2 y 3 etapas, y $t_r = 0.1$ [s]
- un corte de carga total del 10.5% para $f_{minp} = 59.4$ [Hz], con 2 y 3 etapas, y $t_r = 0.1$ [s]
- un corte de carga total del 10 [%] para $f_{minp} = 59.3$ [Hz], con 2 y 3 etapas, y $t_r = 0.1$ [s]

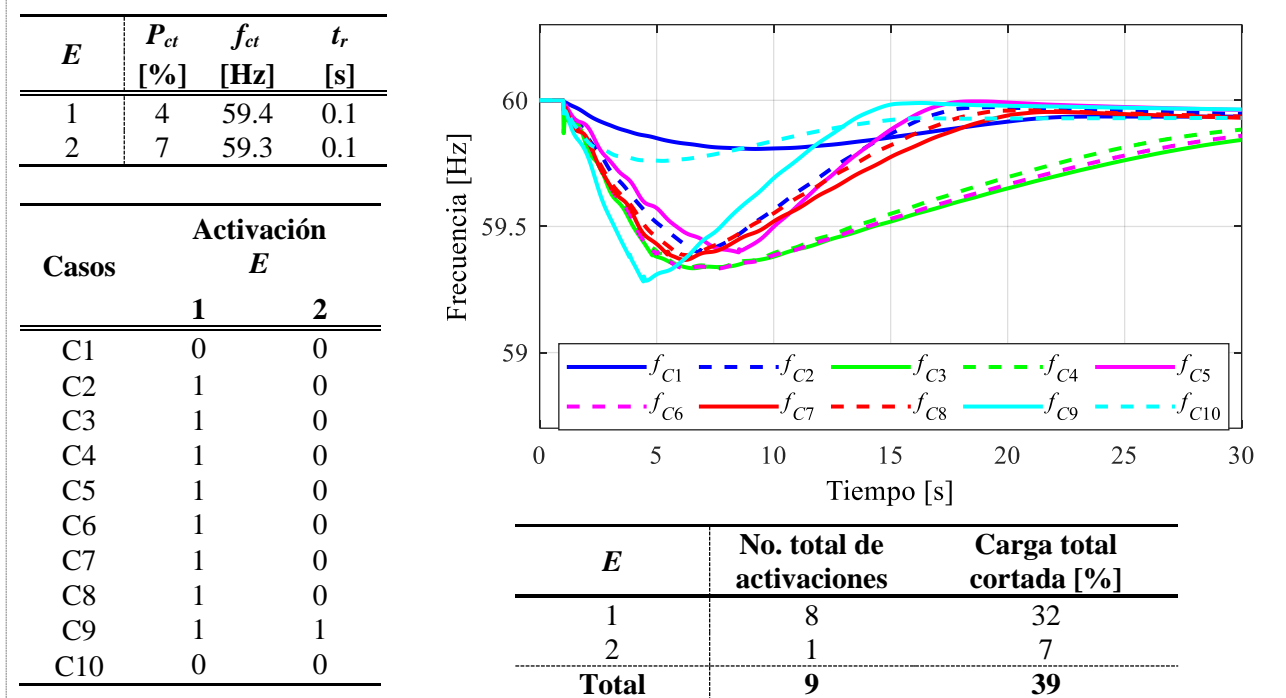
Note que se consideran diseños con 2 etapas debido a que se obtuvieron diferencias pequeñas de centesimales en las frecuencias de corte, f_{ct} , entre cada etapa, para las tres condiciones de f_{minp} . A continuación, de la Tabla I-1 a Tabla I-6 se muestra lo siguiente: (i) el diseño de cada uno de los seis EDACBF evaluados, (ii) el desempeño dinámico de las frecuencias del SEP para todas las contingencias, (iii) las activaciones del esquema por etapa y totales, y (iv) la carga total acumulada correspondiente al número de activaciones del EDACBF. Con estos criterios, se selecciona el EDACBF más eficiente y práctico, que implique menor afectación a los usuarios.

❖ EDACBF con 2 etapas y $f_{minp} = 59.5$ [Hz]

El diseño del EDACBF mostrado en la Tabla I-1 plantea 2 etapas de cortes con $P_{ct1} = 4$ [%] y $P_{ct2} = 7$ [%], y con $f_{ct1} = 59.4$ [Hz] y $f_{ct2} = 59.3$ [Hz]. De la figura de la Tabla I-1 se verifica que la frecuencia del SEP permanece por encima de 59.5 [Hz] para todas las contingencias, una vez aplicado el EDACBF, cumpliéndose así el objetivo principal del esquema. Note que el SEP tiene un desempeño similar para C3, C4 y C6 puesto que las pérdidas de generación son de $P_{g3} = 650$ [MW], $P_{g4} = 632$ [MW] y $P_{g6} = 650.0$ [MW], respectivamente. Además, observe que C1 y C10 no activan del EDACBF en ninguna de sus etapas, mientras que para C9 se requiere la activación de las 2 etapas. En resumen, el número de activaciones fue de 9 en total, 8 para la etapa E_1 y 1 para la etapa E_2 . Si el EDACBF se empleara para garantizar la operación del SEP ante la ocurrencia de las

diez contingencias (una a la vez), la carga total cortada por el esquema sería de $8 \times 4 [\%] + 1 \times 7 [\%] = 39 [\%]$ de la potencia nominal del SEP.

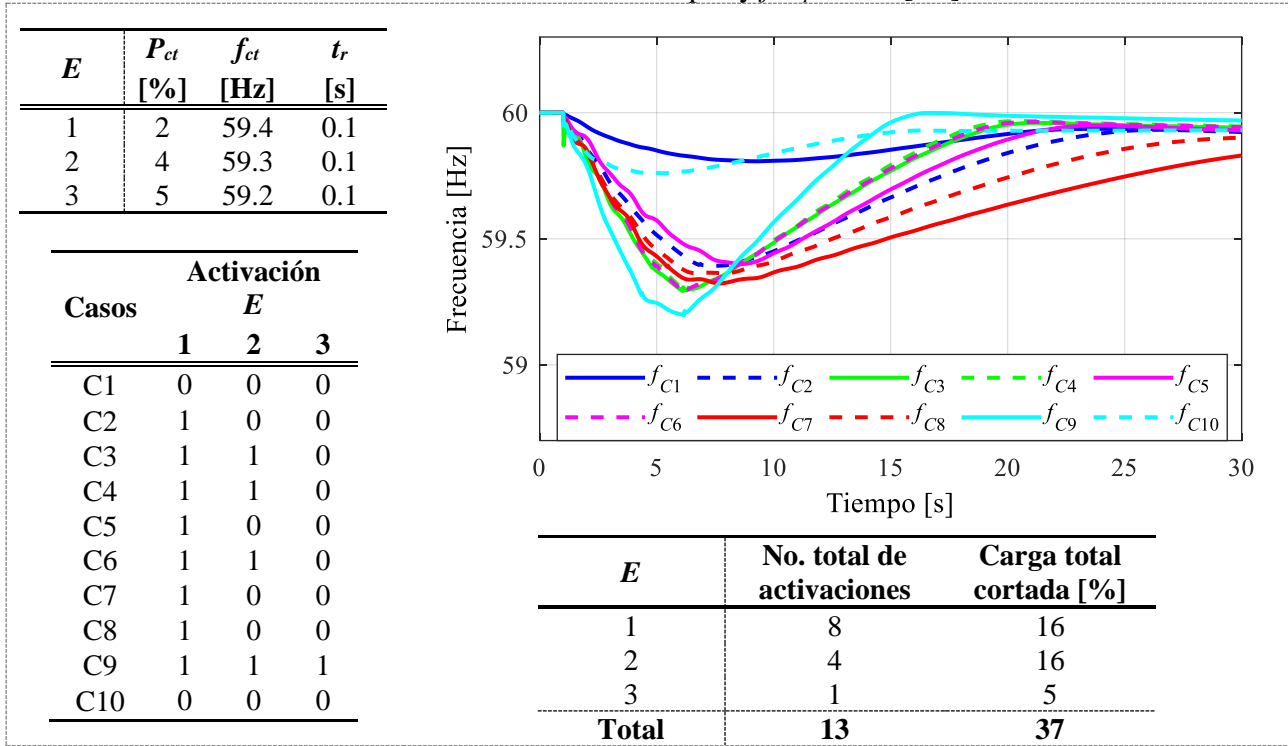
Tabla I-1. EDACBF con 2 etapas y $f_{minp} = 59.5$ [Hz]



❖ EDACBF con 3 etapas y $f_{minp} = 59.5$ [Hz]

La Tabla I-2 presenta el resumen de resultados del EDACBF caracterizado por tres etapas y $f_{minp} = 59.5$ [Hz]. Este diseño fue previamente analizado en la Fig. 4.3, Tabla 4-7 y Tabla 4-8, en donde $P_{ct1} = 2$ [%], $P_{ct2} = 4$ [%], $P_{ct3} = 5$ [%], y $f_{ct1} = 59.4$ [Hz], $f_{ct2} = 59.3$ [Hz] y $f_{ct3} = 59.2$ [Hz]. De la figura de la Tabla I-2, se verifica que la frecuencia final del SEP es superior a 59.5 [Hz] para todas las contingencias simuladas, y con un número de activaciones total de 13 y un 37 [%] de la carga total cortada. Del desempeño de los dos diseños de EDACBF con igual $f_{minp} = 59.5$ [Hz], ver la Tabla I-1 y la Tabla I-2, se concluye que ambos cumplen con el objetivo de lograr que la frecuencia se recupere por encima del umbral $f_{minp} = 59.5$ [Hz]. Sin embargo, note que el diseño del EDACBF con dos etapas implicaría un porcentaje de carga total cortada de 39 [%], que es mayor con respecto al diseño de tres etapas de 37 [%]. Con esta diferencia significativa del 2 [%], se concluye que el EDACBF que provoca menores pérdidas económicas es el de tres etapas, cuyo desempeño se ilustra en la Tabla I-2.

Tabla I-2. EDACBF con 3 etapas y $f_{minp} = 59.5$ [Hz]



❖ EDACBF con 2 y 3 etapas, $f_{minp} = 59.4$ [Hz]

La Tabla I-3 y la Tabla I-4 muestran de manera resumida el desempeño del EDACBF considerando dos y tres etapas de corte, respectivamente, y ambas con un umbral de $f_{minp} = 59.4$ [Hz]. Para el de dos etapas mostrado en la Tabla I-3, se considera $P_{ct1} = 3.5$ [%] y $P_{ct2} = 7$ [%], con $f_{ct1} = 59.4$ [Hz] y $f_{ct2} = 59.3$ [Hz]. Mientras que para el de tres etapas mostrado en la Tabla I-4, el esquema se configura con $P_{ct1} = 2$ [%], $P_{ct2} = 3.5$ [%], $P_{ct3} = 5$ [%], y $f_{ct1} = 59.4$ [Hz], $f_{ct2} = 59.3$ [Hz], $f_{ct3} = 59.2$ [Hz]. De acuerdo con los resultados obtenidos mediante simulaciones dinámicas con el software PSS/E, se verifica que para ambos diseños se cumple con el objetivo, logrando que la frecuencia del SEP permanezca siempre por encima de $f_{minp} = 59.4$ [Hz] para todas las contingencias. En este caso, note que ambos diseños del EDACBF coinciden con un mismo porcentaje de corte de carga acumulada del 35 [%], sin embargo, el número de activaciones es diferente para cada uno de ellos. De acuerdo con la Tabla I-3, se presentan 9 activaciones con el diseño de dos etapas, mientras que con el diseño de tres etapas se presentan 13 activaciones, ver Tabla I-4. Por lo tanto, entre ambos diseños, se concluye que el EDACBF más práctico es el asociado con dos etapas por tener menor número de activaciones.



Tabla I-3. EDACBF con 2 etapas y $f_{minp} = 59.4$ [Hz]

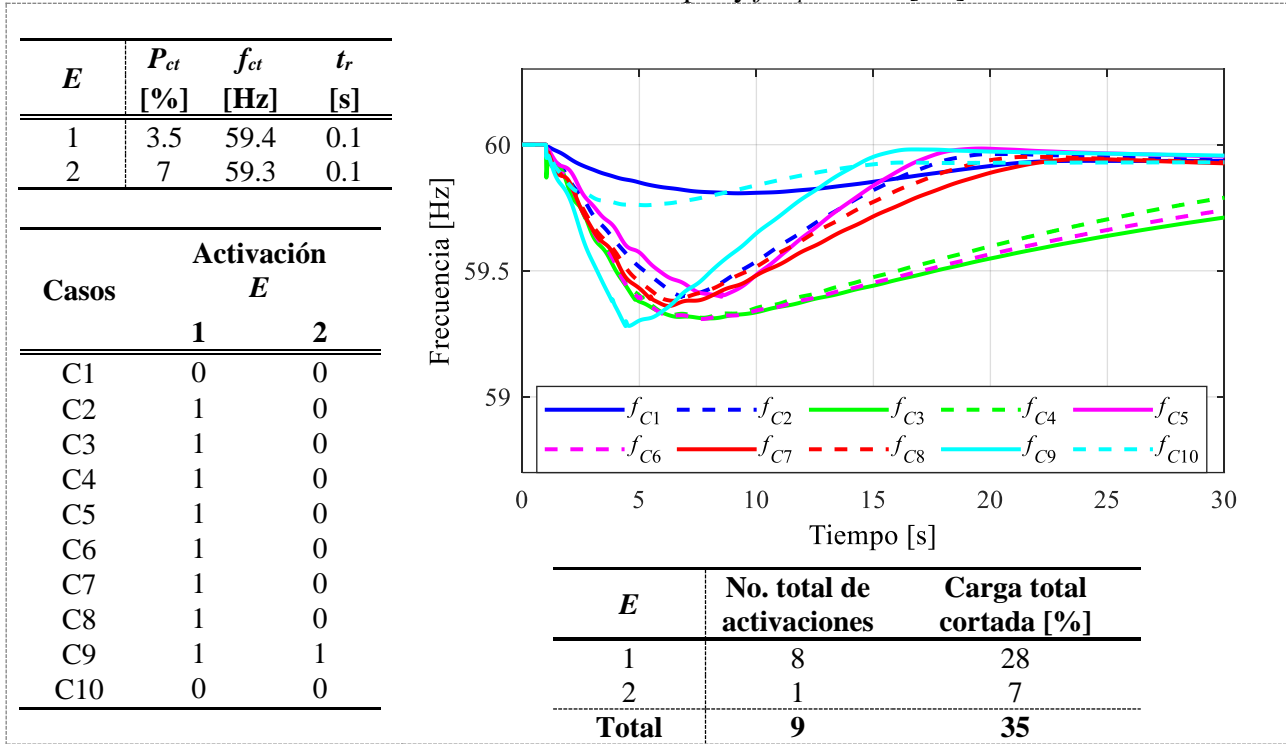
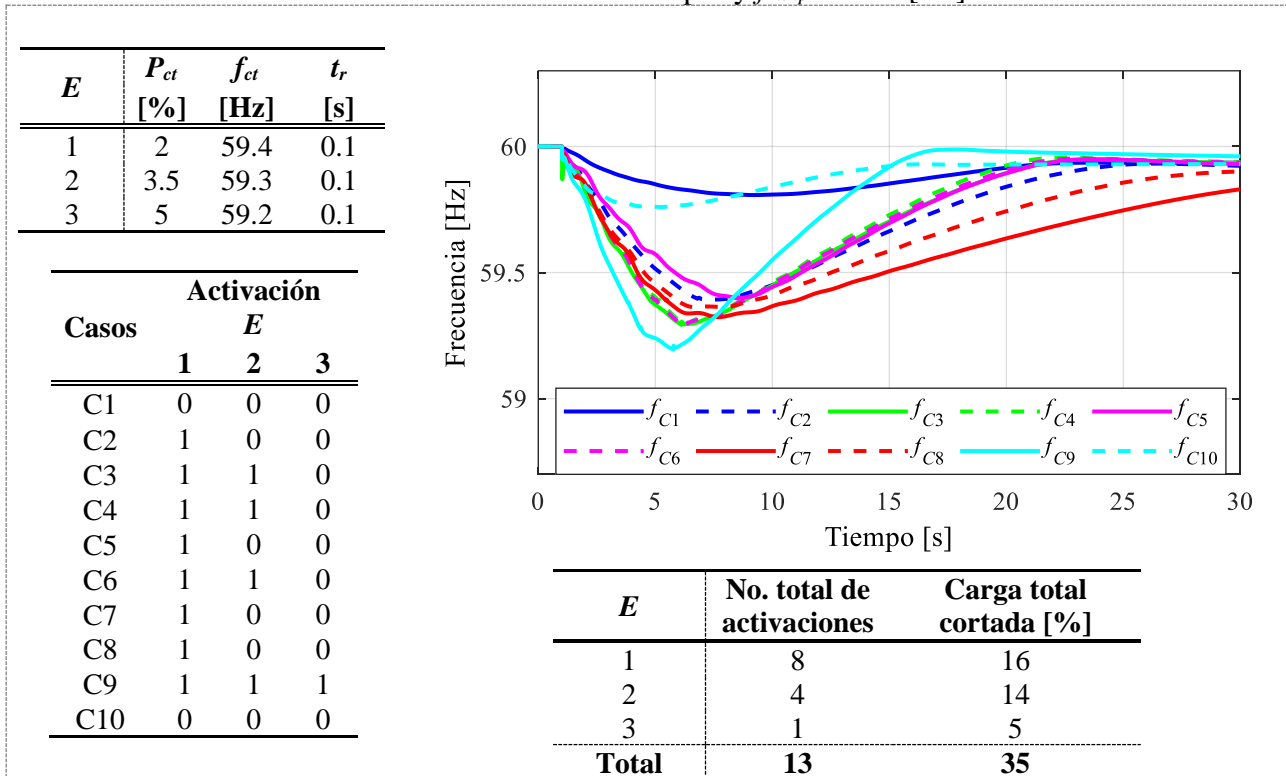


Tabla I-4. EDACBF con 3 etapas y $f_{minp} = 59.4$ [Hz]





❖ EDACBF con 2 y 3 etapas, $f_{minp} = 59.3$ [Hz]

Para finalizar este análisis en demanda máxima, se evalúan dos diseños del EDACBF, con dos y tres etapas de corte de carga, considerando un umbral de frecuencia de $f_{minp} = 59.3$ [Hz]. Los resultados que validan la actuación de ambos diseños se muestran en la Tabla I-5 y la Tabla I-6, respectivamente, donde se observa que para todas las contingencias se cumple que $f_{fin} \geq f_{minp}$. De acuerdo con estos resultados, el diseño del EDACBF con dos etapas implica un corte de carga total acumulado del 25 [%] con 7 activaciones para todas las contingencias evaluadas. Por otro lado, el corte total de carga acumulado para el diseño con tres etapas es de 29 [%] con 11 activaciones. Por ende, se determina que el EDACBF mostrado en la Tabla I-5, además de ser el esquema con menos corte de carga, tiene menor número de activaciones de las etapas asociadas. Esto permite concluir que el EDACBF más práctico y con menor impacto a los usuarios del SEP es el que se caracteriza por dos etapas de corte.

Tabla I-5. EDACBF con 2 etapas y $f_{minp} = 59.3$ [Hz]

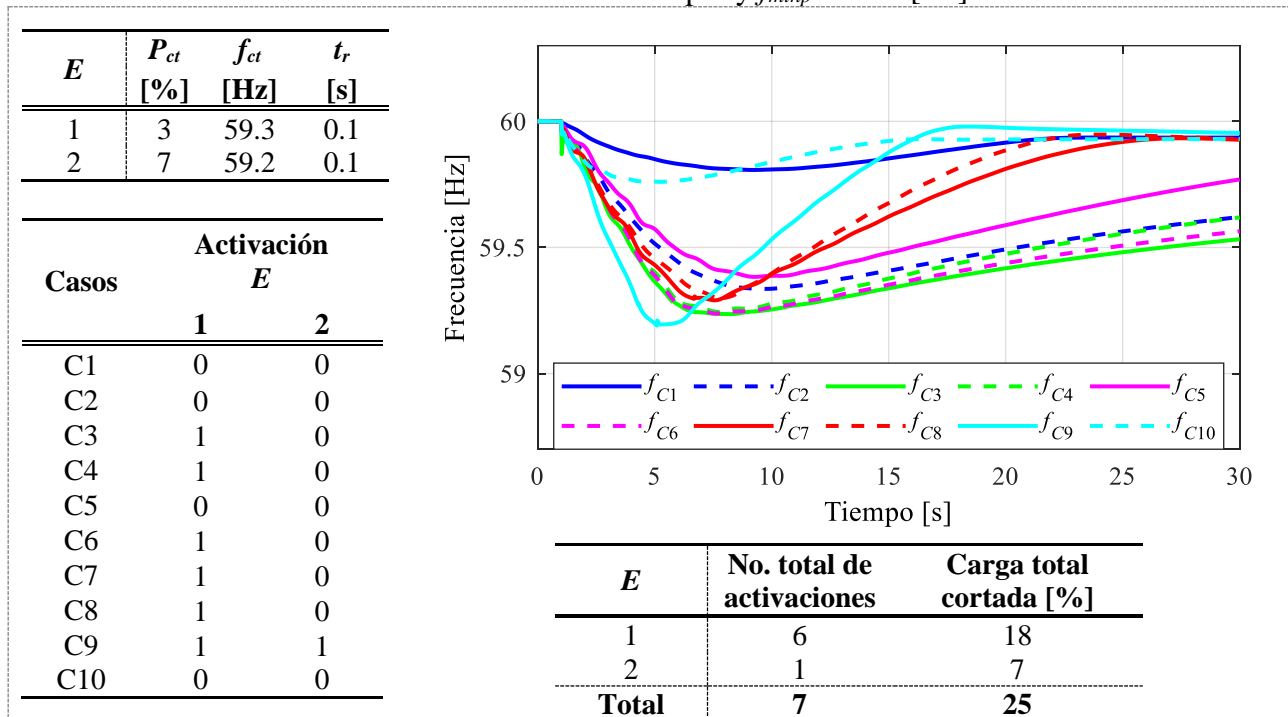
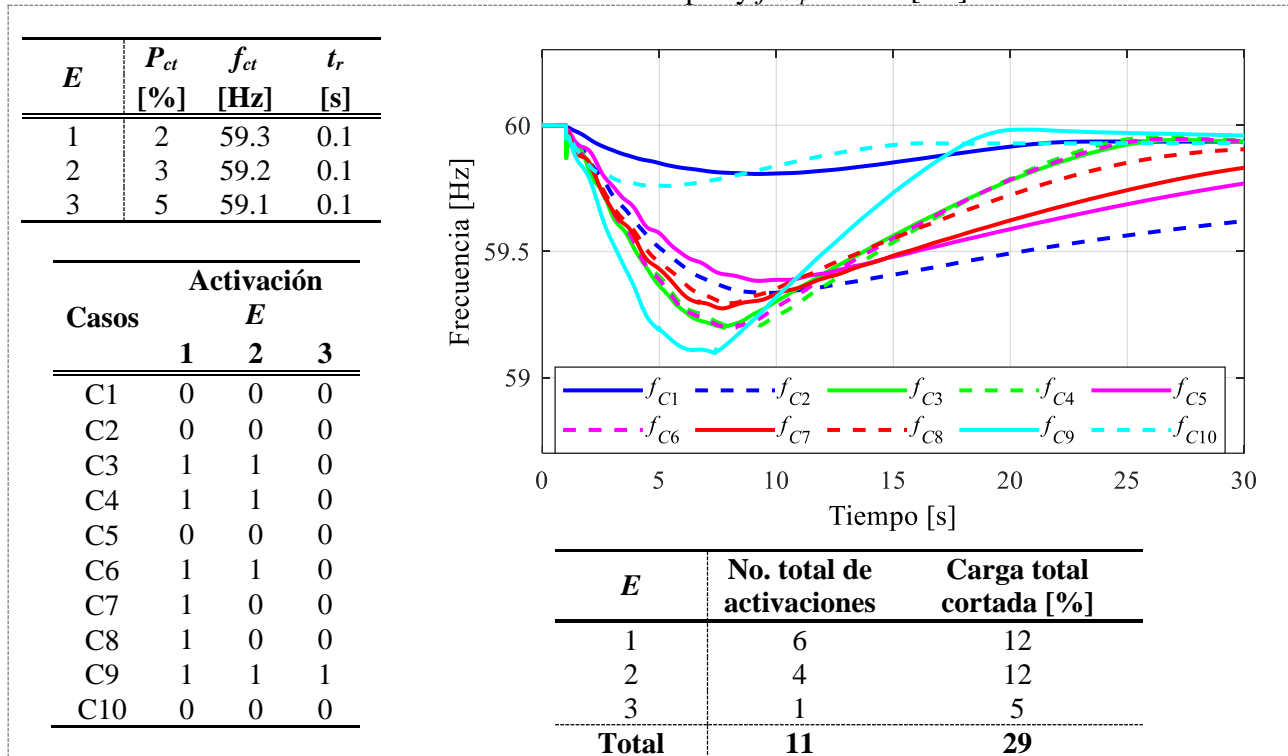


Tabla I-6. EDACBF con 3 etapas y $f_{minp} = 59.3$ [Hz]



De estos análisis se concluye que, reduciendo el umbral de frecuencia mínima permitida, de $f_{minp} = 59.5$ [Hz] a $f_{minp} = 59.3$ [Hz], se obtiene una disminución considerable del corte de carga total asociado con el esquema. De los resultados mostrados de la Tabla I-1 a Tabla I-6, se puede concluir que el esquema asociado con la Tabla I-5 es el más eficiente y práctico para la demanda máxima del SEP, mismo que se replica en la Tabla 4-10. Además de permitir una operación del SEP a frecuencias por debajo de los 60 [Hz] y por encima de $f_{minp} = 59.3$ [Hz], este diseño del EDACBF también presenta un menor porcentaje de carga cortada y menores activaciones, 25 [%] y 7, respectivamente, en comparación con el resto de los diseños evaluados.

Tabla 4-10. EDACBF seleccionado para demanda máxima

E	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]
1	3	59.3	0.1
2	7	59.2	0.1



Y de conformidad con la metodología planteada en el Capítulo 3, una vez realizado el análisis para el SEP operando en demanda máxima, se procede a determinar el EDACBF para la demanda mínima, lo cual se aborda a continuación.

4.2.2. Escenario con demanda mínima

Para este escenario operativo del SEP en demanda mínima, se asume un decremento de carga del 20 [%] con respecto al escenario de demanda máxima, es decir, la carga del SEP se reduce de $P_d = 6097.099$ [MW] a $P_d = 4877.68$ [MW]. Y debido a esta reducción, se elimina generación del sistema, asumiendo que las plantas G1, G7 y G8 con $P_{g1} = 250$ [MW], $P_{g7} = 560$ [MW] y $P_{g8} = 540$ [MW], respectivamente, no se despachan para este escenario operativo. En suma, esta eliminación de unidades de generación también representa un 20 [%] menos de potencia generada aproximadamente. De acuerdo con lo anterior, la Tabla 4-11 indica el despacho de generación en demanda mínima, así como su reserva rodante del 5 [%].

Tabla 4-11. Potencias de generación de precontingencia y reservas rodantes del 5 [%]

Planta	Bus	P_g [MW]	Reserva [MW]	Planta	Bus	P_g [MW]	Reserva [MW]
Gen 1	30	-	-	Gen 6	35	663.0	±33.15
Gen 2	31	529.4	±26.469	Gen 7	36	-	-
Gen 3	32	663.0	±33.15	Gen 8	37	-	-
Gen 4	33	644.6	±32.232	Gen 9	38	846.6	±42.33
Gen 5	34	518.2	±25.908	Gen 10	39	1020.9	±51.047

De acuerdo con estas condiciones de operación, se procede al diseño del EDACBF para demanda mínima. Y teniendo en cuenta los resultados discutidos para los diferentes diseños del EDACBF evaluados en demanda máxima, se considera directamente para demanda mínima que la frecuencia mínima permitida de operación del SEP sea de $f_{minp} = 59.3$ [Hz].

- Paso 2. Contingencias para el diseño del esquema

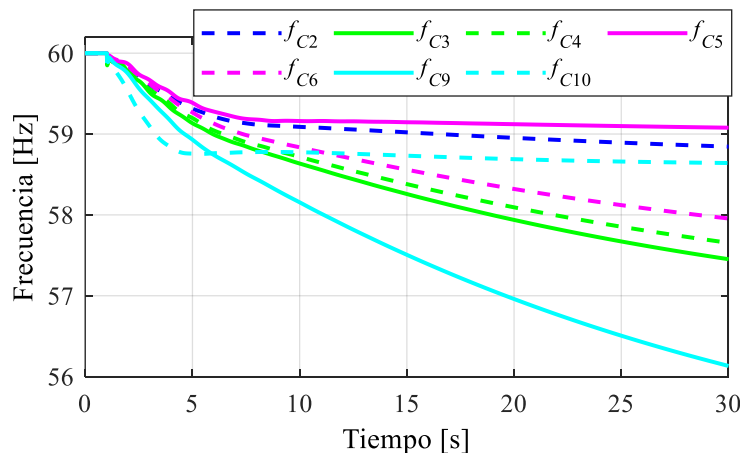
Las contingencias por considerar para la demanda mínima se muestran en la Tabla 4-12. Las respuestas transitorias de la frecuencia para cada contingencia, sin considerar la aplicación del EDACBF, se observan en la Fig. 4.4 donde también se reportan numéricamente las frecuencias mínimas y finales. Como era de esperarse, la frecuencia final del SEP a los $t = 30$ [s] permanece

por debajo de la mínima permitida de $f_{minp} = 59.3$ [Hz] en todos los casos. Observe que, el SEP presenta mayores caídas de frecuencia para este escenario operativo con respecto al caso de demanda máxima. La contingencia menos drástica es la C5 con una frecuencia final de $f_{fin5} = 59.078$ [Hz]. Al igual que en demanda máxima, C9 continúa siendo la contingencia más drástica con un valor de frecuencia de $f_{fin9} = 56.13$ [Hz] en $t = 30$ [s].

Tabla 4-12. Contingencias de desbalance de carga-generación para demanda mínima

Casos	Desconexión		dP		Casos	Desconexión		dP	
	Equipo	Nodo	ΔP_g [MW]	ΔP_d [MW]		Equipo	Nodo	ΔP_g [MW]	ΔP_d [MW]
C1	Gen 1	30	-	-	C6	Gen 6	35	663	0
C2	Gen 2	31	529.38	0	C7	Gen 7	36	-	-
C3	Gen 3	32	666.3	0	C8	Gen 8	37	-	-
C4	Gen 4	33	644.64	0	C9	Gen 9	38	846.6	0
C5	Gen 5	34	518.16	0	C10	Gen 10	39	1047.25	*662.4

*Se desconecta un 75[%] de la carga del nodo 39, ver Tabla A-5 del Apéndice.



Casos	f_{min}		f_{fin}	
	f [Hz]	t [s]	f [Hz]	t [s]
C1	-	-	-	-
C2	58.844	30	58.844	30
C3	57.452	30	57.452	30
C4	57.655	30	57.655	30
C5	59.078	30	59.078	30
C6	57.955	30	57.955	30
C7	-	-	-	-
C8	-	-	-	-
C9	56.131	30	56.131	30
C10	58.642	30	58.642	30

Fig. 4.4. Respuesta del SEP en demanda mínima ante desbalances de potencia, sin EDACBF

- **Pasos 3 a 8. Resultados, análisis y selección del EDACBF para demanda mínima**

Los pasos de la metodología del diseño del EDACBF para demanda mínima se realizan de la misma manera que para la demanda máxima, ver Sección 4.2.1. Y con el fin de sintetizar la información, los resultados finales del cálculo del EDACBF se indican en la Tabla 4-13 considerando una $f_{minp} = 59.3$ [Hz]. Note que el corte de carga total calculado en demanda mínima es de $P_{ct} = 14.19$ [%], que es mayor al total de $P_{ct} = 9.92 \approx 10$ [%] obtenido para la demanda máxima, ver Tabla 4-10.



Tabla 4-13. EDACBF calculado para demanda mínima, $f_{minp} = 59.3$ [Hz]

E	P_{cd} [%]	P_{ct} total [%]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]
1	30		3.82	59.3	0.1
2	30	14.19	0.45	59.279	0.1
3	40		9.92	59.251	0.1

En este caso, se requieren tres etapas de corte de carga con $P_{ct1} = 3.82$ [%], $P_{ct2} = 0.45$ [%] y $P_{ct3} = 9.92$ [%], respectivamente, notando que las frecuencias de corte entre las etapas están muy cercanas entre sí. Sin embargo, debe tomarse en consideración las características del EDACBF definido en demanda máxima, el cual resultó con dos etapas, $P_{ct1} = 3$ [%] y $P_{ct2} = 7$ [%]. Por lo tanto, para la selección del EDACBF en demanda mínima, se considera que:

- Los montos de corte de carga en la primera y segunda etapa, E_1 y E_2 , para demanda mínima pueden aplicarse directamente de los obtenidos para demanda máxima, es decir, $P_{ct1} = 3$ [%] y $P_{ct2} = 7$ [%]. Además, se busca que la tercera etapa de corte de carga se active para las contingencias más drásticas de demanda mínima (por ejemplo, con C9). Por ende, para la tercera etapa $P_{ct3} = 4$ [%] completa el corte de carga total aproximado a $P_{ct} = 14$ [%].
- Las frecuencias de corte de $f_{ct1} = 59.3$ [Hz], $f_{ct2} = 59.279$ [Hz] y $f_{ct3} = 59.251$ [Hz] tienen una diferencia de centésimas, de manera similar a lo obtenido para la demanda máxima. Por tanto, se considera que $f_{ct1} = 59.3$ [Hz], $f_{ct2} = 59.2$ [Hz] y $f_{ct3} = 59.1$ [Hz].

En función de la discusión anterior, la Tabla 4-14 muestra el EDACBF para ambas demandas del SEP, máxima y mínima. Dado que el monto de corte de carga total es mayor en demanda mínima, se espera que la actuación del EDACBF para demanda máxima sea más favorable para el SEP. No obstante, el Paso 9 sugiere validar nuevamente el nuevo diseño del EDACBF para todos los escenarios considerados para el diseño del esquema, lo cual se aborda a continuación.

Tabla 4-14. EDACBF seleccionado para demandas máxima y mínima

E	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]
1	3	59.3	0.1
2	7	59.2	0.1
3	4	59.1	0.1



- ***Paso 9. Validación del EDACBF para los escenarios base: demanda mínima y máxima***

En este paso se valida el esquema propuesto de la Tabla 4-14 para los escenarios de demanda mínima y máxima del SEP, cuyos resultados se muestran en la Tabla I-7 y la Tabla I-8, respectivamente. Note que para el caso de la aplicación de esta configuración del EDACBF para la demanda máxima, no se presenta la activación de la tercera etapa E_3 , como era de esperarse, ver la Tabla I-7. Por el contrario, se observa que para el caso de la demanda mínima la tercera etapa se activa dos veces, para C9 y C10, como se reporta en la Tabla I-8. El número total de activaciones para la demanda máxima fue de 7 con un 25 [%] de corte de carga total acumulada, mientras que para demanda mínima se obtuvieron 14 activaciones con 64 [%] de corte de carga total acumulada, lo cual demuestra que el SEP es más vulnerable con condiciones de demanda mínima. Puede decirse que la actuación del EDACBF para ambas demandas es correcta puesto que la frecuencia permanece por encima de $f_{minp} = 59.3$ [Hz] para todas las contingencias. Note que únicamente para la contingencia C10 en demanda mínima se presenta una frecuencia final de $f_{fin} = 60.03$ [Hz], que es ligeramente mayor a la nominal. Según los resultados mostrados en la Tabla I-7 y la Tabla I-8, se concluye que el diseño del EDACBF mostrado en la Tabla 4-14 es aplicable para ambas condiciones operativas del SEP.

Es preciso mencionar que, el EDACBF determinado es solo aplicable a las condiciones evaluadas, sin embargo, cambios en la matriz energética del SEP, implicarían posiblemente cambios en el diseño del EDACBF. En este contexto, en la siguiente sección se considera el intercambio de dos plantas convencionales por dos plantas renovables, para las dos condiciones operativas de la red eléctrica, es decir, demanda máxima y demanda mínima. Esto con el objetivo de observar el impacto de la inclusión de energía renovable y pérdida de inercia en el SEP sobre la configuración final del diseño del EDACBF, lo cual puede analizarse con relativa facilidad apoyándose de la metodología desarrollada en el Capítulo 3 de esta tesis.

Tabla I-7. Validación del EDACBF para demanda máxima, $f_{minp} = 59.3$ [Hz]

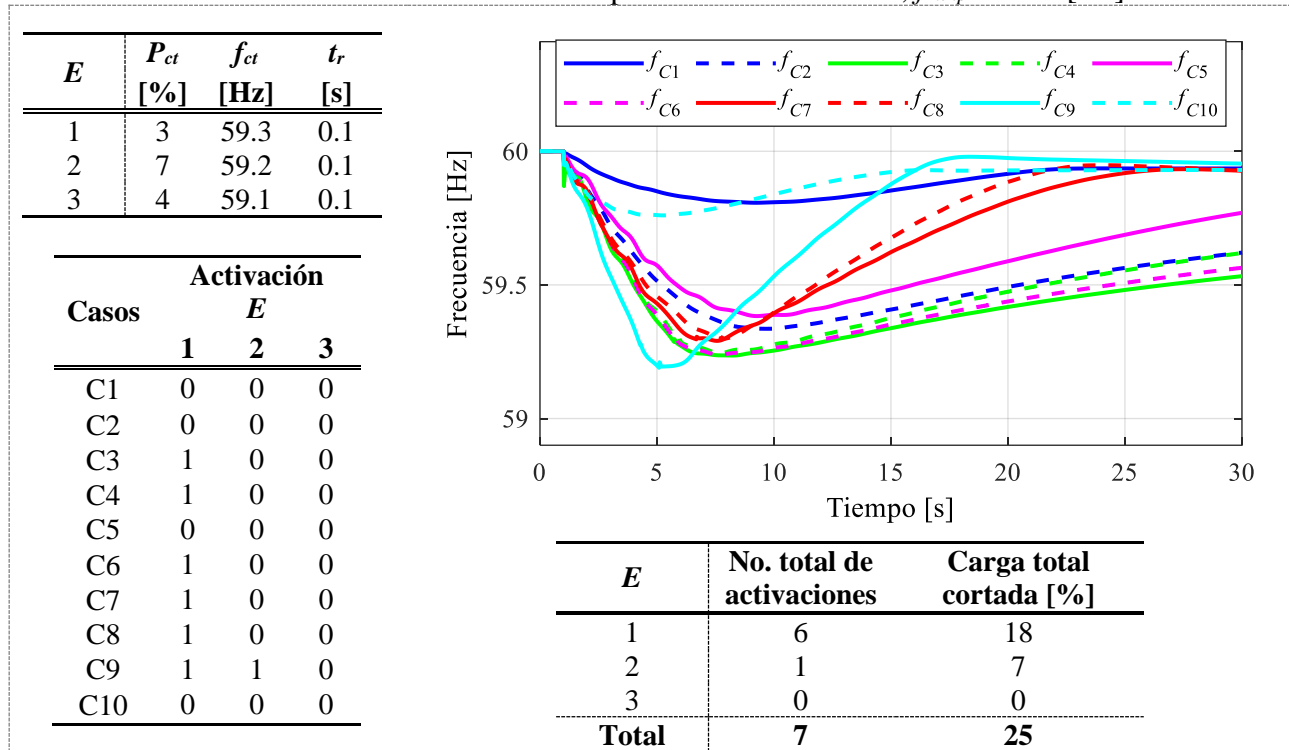
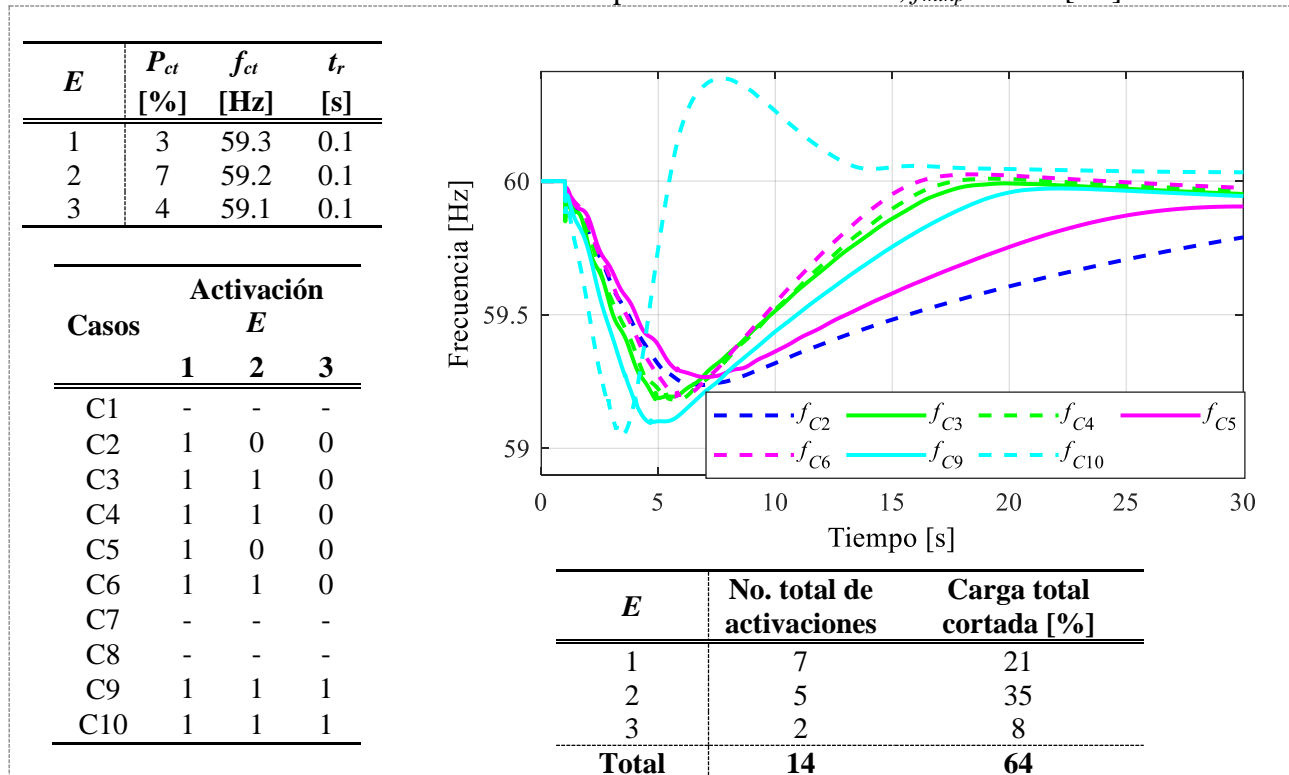


Tabla I-8. Validación del EDACBF para demanda mínima, $f_{minp} = 59.3$ [Hz]



4.3. Sistema de potencia de 39 nodos y 10 generadores, con plantas renovables

En esta sección se analiza el SEP de 39 nodos “*New England Test System*”, pero ahora incluyendo generación renovable, como se muestra en la Fig. 4.5. En este sentido, a este sistema de potencia bajo estudio se le remplazan dos plantas convencionales por plantas renovables, fotovoltaica y eólica, ubicadas en los nodos 32 y 34, con las mismas capacidades reportadas en la Tabla 4-1. Inicialmente, se muestran los resultados del diseño del EDACBF de forma resumida, para demanda máxima y mínima considerando la inclusión de generación renovable. Posteriormente se realiza la comparación de la evaluación del EDACBF seleccionado en la Sección 4.2 para el SEP sin generación renovable, con respecto al rediseño del EDACBF de esta sección cuando el SEP incluye generación renovable.

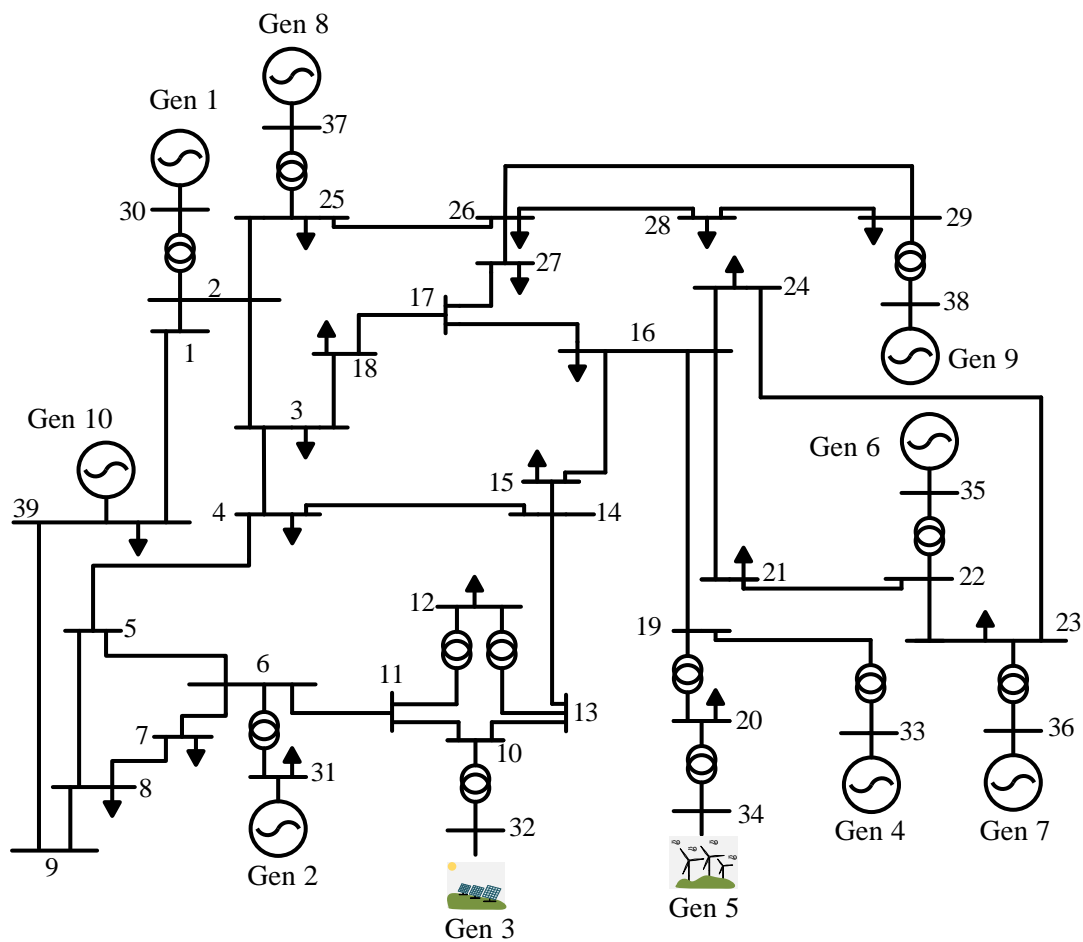


Fig. 4.5. Sistema de 39 nodos “*New England Test System*”, con generación renovable

4.3.1. Demanda máxima y mínima

En estos escenarios operativos se considera la sustitución de un 20 [%] de generación convencional por plantas renovables, es decir, $P_{g3} = 650.0$ [MW] y $P_{g5} = 508.0$ [MW] para la demanda máxima y $P_{g3} = 666.3$ [MW] y $P_{g5} = 518.16$ [MW] para la demanda mínima. De acuerdo con lo descrito en la Sección 2.4 la representación de las plantas renovables tipo WECC se realiza con tres tipos de controles: REGCA, REECB y REPCA. Con el uso de estos controles se obtiene el comportamiento de las plantas fotovoltaicas y/o eólicas, configurando en ellos la capacidad de la planta de participar en la respuesta primaria de frecuencia. Lo anterior, ya que de acuerdo con los códigos de red alrededor del mundo y de México, toda planta renovable debe cumplir con este requerimiento. Por lo anterior, en este caso de estudio se emplean los módulos genéricos del programa PSS/E Explore v35, el módulo REGCAU2 representando el control del modelo del generador, el módulo REECB1 refiriéndose al control eléctrico de la planta y el módulo REPCA1 que se refiere al control de la planta renovable. Los parámetros de estos controles se reportan en la Tabla A-12 del Apéndice A.2. De igual forma, se mantienen las condiciones de operación para el análisis del sistema de potencia de acuerdo con la Sección 4.2, tales como las condiciones de despacho de generación (ver Tabla 2-4 y Tabla 4-11), de demanda, contingencias para el diseño del esquema y frecuencia f_{minp} . La Fig. 4.6 muestra las frecuencias del SEP sin la aplicación del EDACBF, para las demandas mínima y máxima, pero con la inclusión de plantas renovables.

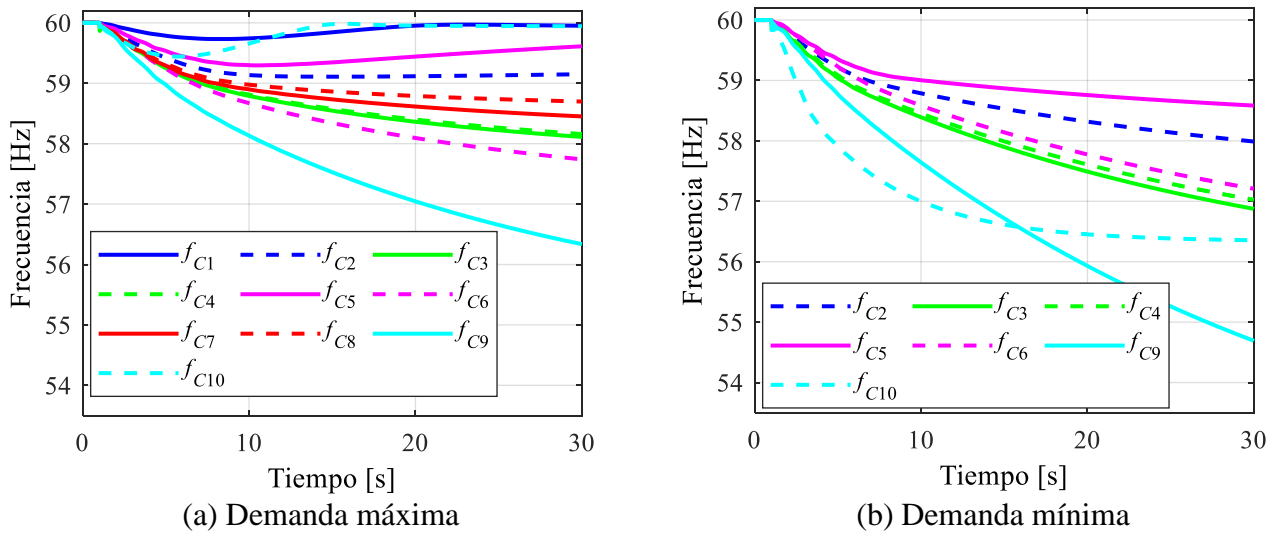


Fig. 4.6. Respuesta del SEP con generación renovable, sin EDACBF.



Se observa que la contingencia C9 es nuevamente la más severa para ambas demandas. En demanda máxima, se observan frecuencias mínimas de $f_{min9} = 56.33$ [Hz] en $t = 30$ [s] y en demanda mínima de $f_{min9} = 54.69$ [Hz] en $t = 30$ [s], ambos valores mucho menores al umbral de frecuencia permitida $f_{minp} = 59.3$ [Hz]. Observe que el desempeño del SEP en este escenario es más desfavorable con respecto al caso de la operación del SEP sin considerar plantas renovables, ver Fig. 4.2 y Fig. 4.4.

4.3.2. Cálculo del EDACBF para el SEP con generación renovable

Bajo estas nuevas condiciones, se procede a realizar el cálculo del EDACBF para el SEP con el 20 [%] de generación renovable incluida. Lo anterior, siguiendo la metodología desarrollada en el Capítulo 3, de manera similar a como se realizó en la Sección 4.2 para el diseño y evaluación del EDACBF para el SEP sin generación renovable. Los resultados obtenidos para ambas demandas se resumen en la Tabla 4-15, notándose que para demanda máxima se requiere un 11 [%] de corte de carga total, mientras que para demanda mínima un 15 [%]. Específicamente, los montos totales de deslastre de carga aumentan ligeramente un 1 [%] con respecto al escenario operativo del SEP sin plantas renovables.

Tabla 4-15. EDACBF calculado para el SEP con generación renovable, $f_{minp} = 59.3$ [Hz]

Demanda máxima				Demanda mínima			
P_{cd} [%]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]	P_{cd} [%]	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]
30	1.51	59.295	0.1	30	5.37	59.300	0.1
30	4.93	59.273	0.1	30	1.71	59.278	0.1
40	4.58	59.246	0.1	40	7.98	59.246	0.1

Con los resultados anteriores, y aplicando los criterios de diseño de la metodología (Pasos 3-8), se propone el EDACBF de la Tabla 4-16 para el SEP con generación renovable, el cual se caracteriza por 3 etapas de corte de carga de $P_{ct1} = 5$ [%], $P_{ct2} = 4$ [%] y $P_{ct3} = 5$ [%], respectivamente. Esta distribución de los montos de corte se realiza tomando como referencia los porcentajes que se obtienen al aplicar la metodología desarrollada, ver Tabla 4-15. Para este rediseño del EDACBF, se opta por reducir ligeramente el porcentaje de corte a 14 [%] (en lugar del 15 [%] obtenido en el cálculo). Esto se debe principalmente al comportamiento de la contingencia C10 para la demanda

mínima donde, como se mostrará gráficamente en la siguiente subsección, la frecuencia presenta valores transitorios por encima de la nominal.

Tabla 4-16. EDACBF seleccionado, con generación renovable

E	P_{ct} [%]	f_{ct} [Hz]	t_r [s]
1	5	59.3	0.1
2	4	59.2	0.1
3	5	59.1	0.1

Específicamente, si bien C10 no representa el mayor desbalance de potencia del SEP, sí representa la desconexión de la planta con la mayor capacidad nominal e inercia ($P_{nom} = 1000$ [MVA]; $H = 50$ [s]). Por lo tanto, cuando ocurre C10 se presenta una gran pérdida de inercia, esto aunado a que las nuevas condiciones del SEP implican una menor inercia debido al reemplazo de las plantas convencionales por plantas renovables. Esto provoca mayores oscilaciones transitorias de frecuencia y origina caídas rápidas de frecuencia, siendo necesaria la activación de las 3 etapas del EDACBF, provocando que la frecuencia experimente valores mayores a 60 [Hz] para C10. Por esta razón, se decide disminuir en 1 [%] el corte total de carga del EDACBF, quedando en 14 [%] como se mencionó al inicio de esta discusión.

En la siguiente sección se reporta el comportamiento de la frecuencia para todas las contingencias consideradas para el diseño del EDACBF mostrado en la Tabla 4-16.

4.3.3. Evaluación del EDACBF para el SEP con generación renovable

Con la finalidad de mostrar que es necesario rediseñar apropiadamente los EDACBF ante la inclusión de generación renovable en las redes eléctricas, en esta sección se evalúa el desempeño del SEP que incluye generación renovable, aplicándole 2 diseños de esquemas de corte diferentes:

- EDACBF 1: corresponde al esquema obtenido inicialmente para el SEP sin generación renovable, mostrado en la Tabla 4-14 de la Sección 4.2.
- EDACBF 2: corresponde al rediseño del esquema para el SEP con generación renovable que se muestra en la Tabla 4-16, y que fue recientemente obtenido en la sección anterior.



❖ Resultados obtenidos con el EDACBF 1

Los resultados con el EDACBF 1 se muestran en la Tabla II-1 y Tabla I-2 para demanda máxima y mínima, respectivamente. Ciertamente, la respuesta del SEP con plantas renovables es diferente que con respecto a la respuesta del SEP sin renovables y aplicando el mismo esquema EDACBF 1. Aunque se observa que, el EDACBF cumple con el objetivo de mantener a la frecuencia final, f_{fin} , en valores superiores a la frecuencia mínima permitida de $f_{minp} = 59.3$ [Hz] para ambos escenarios de demanda. Sin embargo, note que, para la demanda máxima la frecuencia final de C7 es de $f_{fin7} = 60.1248$ [Hz], que es ligeramente mayor a la frecuencia nominal de 60 [Hz]. En el caso de la demanda mínima, para C10 se obtiene una frecuencia final de $f_{fin10} = 60.07$ [Hz], también con un valor ligeramente mayor a la nominal.

Tabla II-1. Resultados del EDACBF 1 para demanda máxima

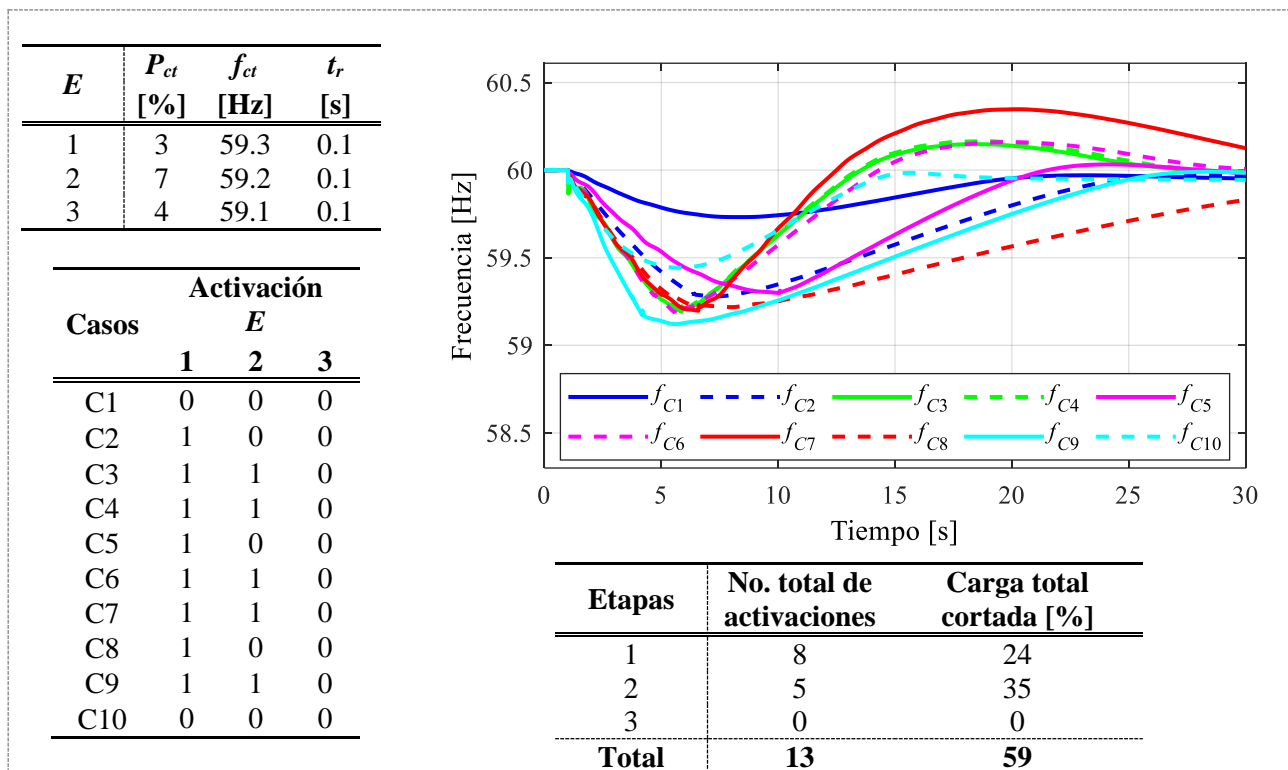
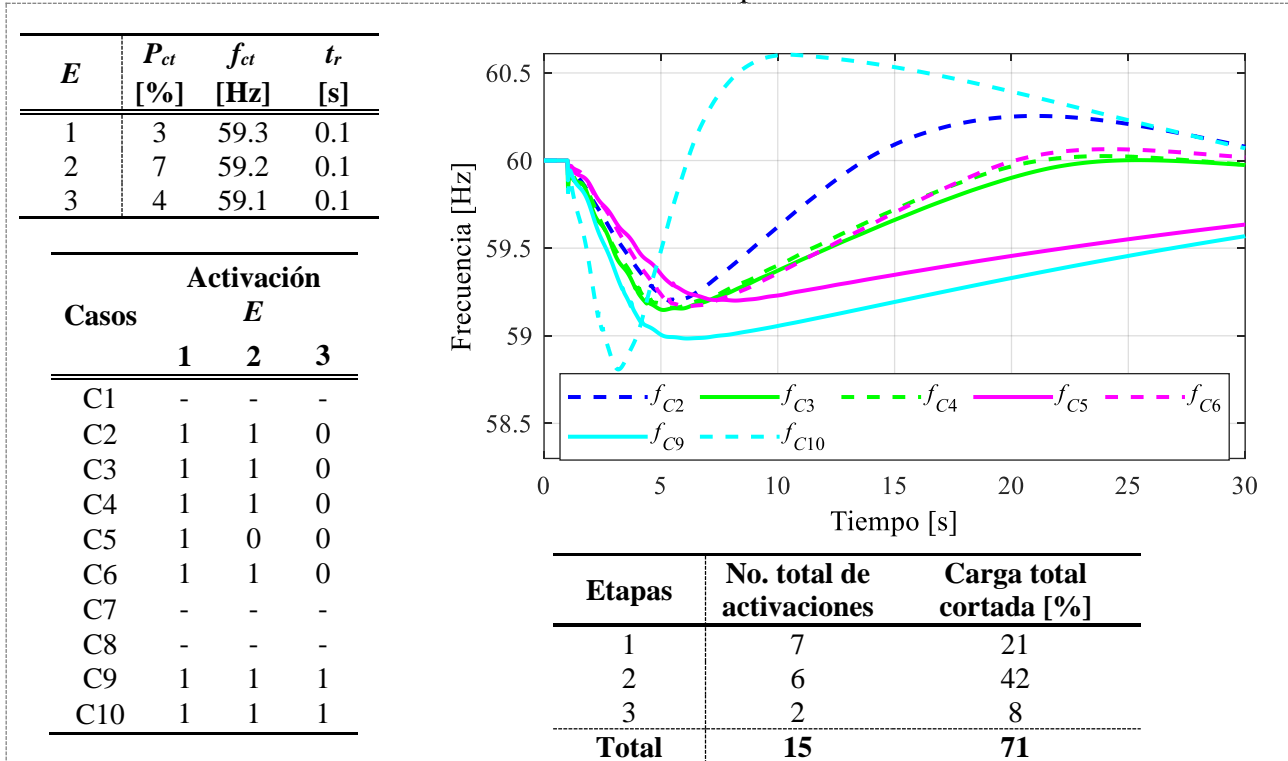


Tabla II-2. Resultados del EDACBF 1 para demanda mínima



❖ Resultados obtenidos con el EDACBF 2

Los resultados correspondientes al desempeño del EDACBF 2 se muestran en la Tabla II-3 y la Tabla II-4, para demanda máxima y mínima, respectivamente. Similarmente, estos permiten concluir que se cumple con mantener a la frecuencia final, f_{fin} , en valores superiores a la frecuencia mínima permitida de $f_{minp} = 59.3$ [Hz] para todas las contingencias evaluadas. Como era de esperarse, se observa que las respuestas de la frecuencia del SEP en demanda máxima, ver Tabla II-3, tienen menores oscilaciones puesto que los porcentajes de corte P_{ct} son más apropiados para las condiciones actuales del SEP que incluyen generación renovable. Es decir, el EDACBF 2 fue obtenido a propósito del SEP con generación renovable, a diferencia del EDACBF 1.



Tabla II-3. Resultados del EDACBF 2 para demanda máxima

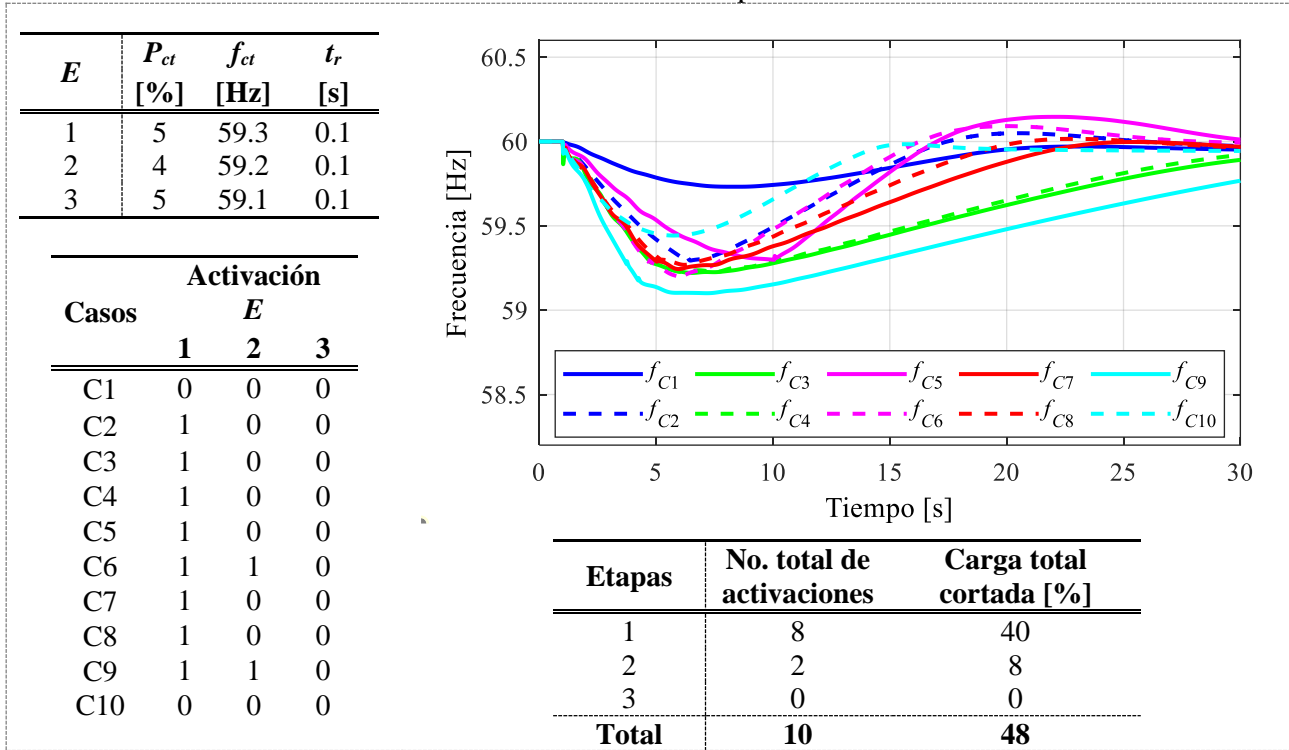
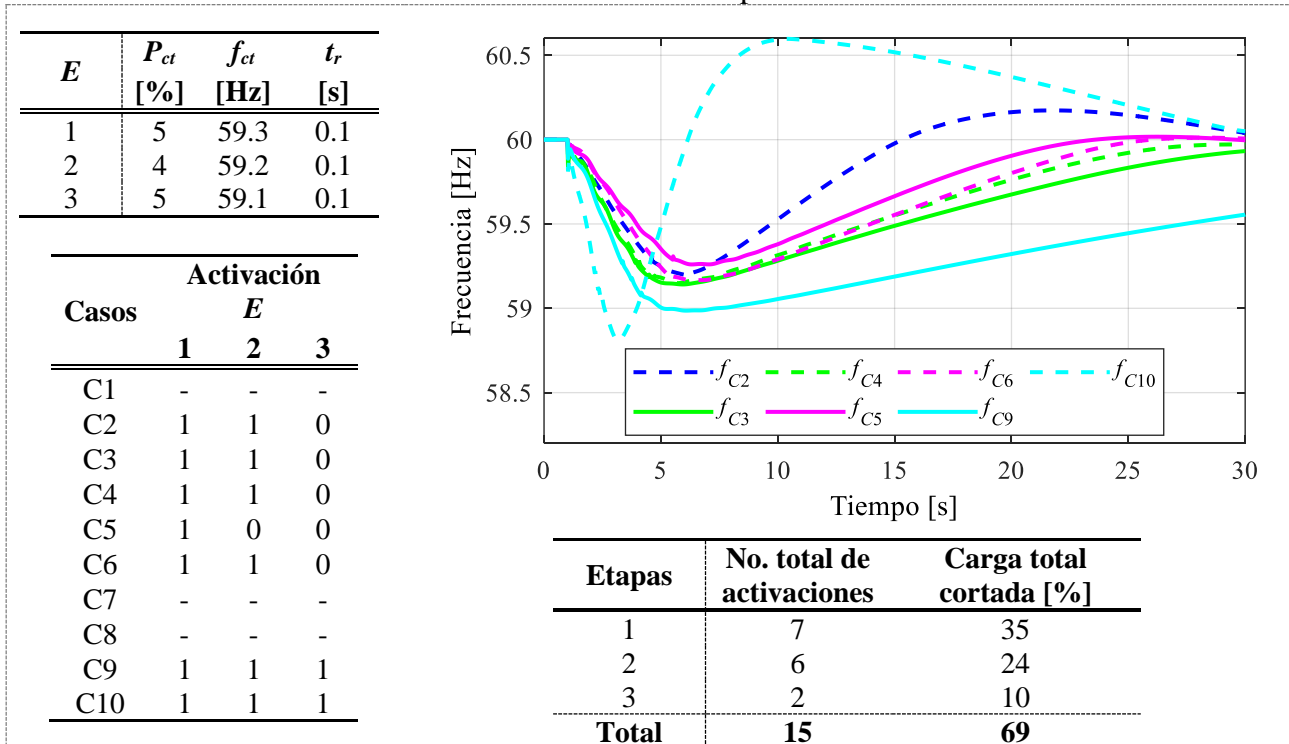


Tabla II-4. Resultados del EDACBF 2 para demanda mínima





❖ **Discusión final sobre el mejor diseño del EDACBF para el SEP con plantas renovables**

De los resultados mostrados para ambos diseños del esquema de deslastre de carga, se concluye que el EDACBF 2 de la Tabla 4-16 obtenido a propósito para la operación del SEP con plantas renovables es el más apropiado. Esto se puede cuantificar adecuadamente desde la perspectiva del número de activaciones totales incurridas por los esquemas. Puntualmente, para el diseño EDACBF 1, se obtuvieron 13 y 15 activaciones en total, con 59 [%] y 71 [%] de corte de carga total acumulada, para las demandas máxima y mínima, respectivamente. Mientras que para el EDACBF 2, se obtuvieron 10 y 15 activaciones en total, con 48 [%] y 69 [%] de corte de carga total acumulada, respectivamente. Esto implica que el rediseño EDACBF 2 es más eficiente, tiene menores afectaciones a los usuarios y pérdidas económicas asociadas.

A manera de resumen final, la Tabla 4-17 muestra los dos esquemas de corte de carga finales para la operación del SEP sin y con plantas renovables. Con ambos casos de estudio, se corrobora la importancia de rediseñar los EDACBF cuando el SEP sufre cambios de diferente índole, asociados con modificaciones en la matriz energética, red de transmisión y/o niveles de demanda. Y junto con ello, se valida la importancia de contar con una herramienta, como la desarrollada en esta tesis, para hacerle frente a este reto de diseñar y/o rediseñar los EDACBF de manera práctica y efectiva, particularmente para SEP con alta penetración de generación renovable.

Tabla 4-17. EDACBF finales para la operación del SEP sin y con plantas renovables

EDACBF sin plantas renovables				EDACBF con plantas renovables			
<i>E</i>	<i>P_{ct}</i> [%]	<i>f_{ct}</i> [Hz]	<i>t_r</i> [s]	<i>E</i>	<i>P_{ct}</i> [%]	<i>f_{ct}</i> [Hz]	<i>t_r</i> [s]
1	3	59.3	0.1	1	5	59.3	0.1
2	7	59.2	0.1	2	4	59.2	0.1
3	4	59.1	0.1	3	5	59.1	0.1



Capítulo 5.

Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

En un SEP se presentan usualmente contingencias caracterizadas por grandes desbalances de carga-generación que pueden comprometer su estabilidad, en específico, donde la frecuencia toca valores no permisibles para todos los dispositivos de la red. En su mayoría, estos desbalances pueden ser compensados por la respuesta primaria de frecuencia de las plantas de generación; aunque esta compensación está limitada por la reserva rodante, pudiendo no ser suficiente para estabilizar la frecuencia de la red. En tal caso, el EDACBF es un esquema auxiliar que tiene como objetivo desconectar carga del SEP para estabilizar el desbalance de potencia, cuando la reserva primaria de la red se agota. Y en este sentido, en el **Capítulo 1** se revisa la literatura sobre los aspectos fundamentales en el diseño de EDACBF, los cuales están intrínsecamente relacionados con sus condiciones operativas y con la respuesta de sus plantas de generación y controles a las variaciones de frecuencia. En esencia, se revisó en este capítulo que los EDACBF se caracterizan por varios parámetros tales como la máxima carga por desconectar, frecuencias permisibles de operación de las plantas, frecuencias de corte, tiempos de retardo de los relés y selección de contingencias. También, se revisaron los criterios de diseño empleados por SEP internacionales, tales como WECC, ERCOT, FRCC que toman de referencia el primer corte de carga del esquema con frecuencias entre 59.7 [Hz] y 59.1 [Hz], y montos de corte de carga que varían de 5 a 15 [%] en cada una de sus etapas.

Para determinar un EDACBF, se emplean modelos de plantas de generación que ayudan a representar una respuesta de frecuencia del SEP lo más cercana a la realidad, tales como el modelo dinámico del generador, del control de voltaje (AVR) y del control de carga-frecuencia (ALFC). Es por ello, que en el **Capítulo 2** de esta tesis se abordaron los modelos de plantas convencionales, con sus respectivos controles AVR y ALFC, siendo este último control, con su respuesta primaria de frecuencia, el que ayuda a compensar los desbalances de carga-generación de la red. Igualmente,



importante, es el hecho de que los SEP hoy en día cuentan con plantas renovables, por lo cual, en este mismo capítulo se abordaron los modelos de plantas renovables tipo WECC. Con todo ello, se estudió el comportamiento transitorio de la frecuencia ante desbalances de carga-generación, por incremento de carga o por pérdida de generación, para establecer las bases del diseño de un EDACBF, utilizando el sistema de prueba de 39 de Nueva Inglaterra. Se observó que, ante ciertas contingencias, se presentan desviaciones de frecuencia que no son permisibles para la operación del SEP. Con tal de mantener la estabilidad de frecuencia, y de acuerdo con la literatura revisada, la implementación de EDACBF es necesaria en la industria eléctrica como una forma eficaz para estabilizar la frecuencia de la red en condiciones de emergencia extrema.

El **Capítulo 3** se enfoca en describir una metodología efectiva para el diseño y evaluación del EDACBF en sistemas de potencia reales. Dentro de esta formulación se plantearon 9 pasos, dentro de los cuales los primeros dos pasos ayudan a definir la cobertura del EDACBF seleccionando los escenarios de operación del SEP y el límite de frecuencia mínima permitida. Se propone que con los pasos 3-6 se realicen los cálculos correspondientes para determinar los parámetros característicos de un EDACBF, es decir, la definición de etapas de corte, frecuencias de corte, montes de corte por etapa y tiempo de retraso de actuación de los relés de baja frecuencia asociados con el EDACBF. Adicionalmente, la metodología propone que en sus pasos 7 a 9 se apliquen criterios ingenieriles de ajuste y evaluaciones sistemáticas del esquema, para posteriormente determinar el EDACBF más apropiado para el SEP bajo estudio. En esta tesis, el análisis de la respuesta de frecuencia ante desbalances de carga-generación se realiza a través de simulaciones dinámicas usando el programa PSS/E Explore v35. Y de acuerdo con la metodología desarrollada, se obtiene información relevante para establecer criterios de diseño del EDACBF, es decir, desviaciones de frecuencia finales, respuestas de control de área, potencias mínimas de corte, frecuencias de corte, y sensibilidad inercial de frecuencia. Es importante indicar que este tipo de estudios es útil a centros de control y operadores de la red, con la intención de preservar la estabilidad del SEP con condiciones críticas de operación ante contingencias severas.

En el **Capítulo 4** se discute que, a través de la información de la respuesta transitoria de frecuencia de un SEP, fue posible determinar el diseño y llevar a cabo evaluaciones del desempeño del EDACBF para un sistema eléctrico bajo estudio. Asimismo, se comprueba que el software PSS/E Explore v35, con su módulo de simulaciones dinámicas, fue de utilidad como herramienta de apoyo



para establecer un diseño apropiado de EDACBF, así como para estudiar el comportamiento del SEP incluyendo generación renovable. Los resultados obtenidos demostraron que el diseño del EDACBF está definido por la potencia total de corte de carga. Así como que la potencia total está directamente relacionada con la contingencia más crítica de desbalance de potencia. También, se comprueba que, con la inclusión de plantas renovables, la respuesta transitoria de frecuencia del SEP es diferente con respecto a un sistema sin generación renovable. Esto implicó que el EDACBF previamente calculado tuviera que rediseñarse, realizando el análisis correspondiente aplicando la metodología planteada en este trabajo de tesis, para determinar un nuevo EDACBF más apropiado. El cambio del comportamiento transitorio es debido principalmente al reemplazo de generación convencional que afecta la respuesta inercial y de regulación primaria de la red. En este sentido, se concluye que siempre es necesario verificar/rediseñar los EDACBF ante la inclusión de generación renovable.

Resumiendo lo planteado previamente, en este trabajo de tesis se detallaron los criterios fundamentales para diseñar y evaluar correctamente un EDACBF. Se mostró su aplicación paso a paso, mediante una guía práctica para establecer un diseño apropiado para un sistema de potencia operado bajo condiciones preestablecidas en su matriz energética, despacho de generación, demanda y contingencias. Y de acuerdo con los resultados obtenidos sobre el desempeño del EDACBF aplicado en los casos de estudio sin y con generación renovable, se verifica que la frecuencia del SEP opera en valores adecuados, preservando así la estabilidad, continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

5.2. Trabajos futuros

De acuerdo con lo discutido en el estado de arte de esta tesis y con el planteamiento de la metodología para diseñar/evaluar EDACBF en SEP, esta sección plantea los siguientes trabajos futuros:

- Se sugiere analizar diferentes lazos de control de voltaje (AVR) y lazos de control de carga/frecuencia (ALFC) para probar otras tecnologías de plantas de generación. También, se sugiere evaluar el impacto de los EDACBF con redes eléctricas que contengan otros tipos de dispositivos tales como sistemas flexibles de transmisión en CA (FACTS, por sus



siglas en inglés) o enlaces de alto voltaje en corriente directa (HVDC, por sus siglas en inglés).

- Analizar la optimización de corte de carga en diferentes puntos de la red con la aplicación del EDACBF, reduciendo las oscilaciones de frecuencia ante la desconexión de carga.
- Analizar la implementación y el aporte de potencia con sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS, por sus siglas en inglés), ya que este sistema pudiera ayudar a la regulación de frecuencia en contingencias severas. Por lo que se podría ampliar este análisis con la implementación del EDACBF en conjunto con los BESS.



Referencias

-
-
- [1] Maliszewski, R. M., Dunlop, R. D., Wilson, G. L., “Frequency actuated load shedding and restoration: Part I — philosophy”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-90(4), pp. 1452–1459, 1971.
 - [2] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “WECC Coordinated Off-Nominal Frequency Load Shedding and Restoration Requirements”, Western Electricity Coordinating Council ONF Report, 2005.
 - [3] Mohd Zin, A. A., Hafiz, H. M., & Aziz, M. S., “A Review of Under-frequency Load Shedding Scheme on TNB System”, Proceedings, National Power & Energy Conference (PECon), 2004.
 - [4] N. Perumal and Aliza Che Amran, “Automatic Load Shedding in Power System”, Proceedings, National Power and Energy Conference (PECon), 2003.
 - [5] Lu, M., Zainalabidin, W. A. W., Masri, T., Lee, D. H. A., Chen, S., “Under-Frequency Load Shedding (UFLS) Schemes-A Survey”, International Journal of Applied Engineering Research, ISSN 0973-4562, vol. 11, pp. 456-472, 2016.
 - [6] Anderson, P. M., Mirheydar, M., “An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, pp. 647–655, 1992.
 - [7] Shahgholian Ghazanfar, “Effect of Load Shedding Strategy on Interconnected Power Systems Stability When a Blackout Occurs”, International Journal of Computer and Electrical Engineering, vol. 4, pp. 212-217, 2012.
 - [8] Subhana, Arik, Nahid-Al-Masood, “Estimation of Frequency Stability Considering Load Levels and Load Frequency”, IEEE International Women in Engineering (WIE) Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE), 2020.
 - [9] IEEE Std C37.117, “Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration”, IEEE Power Engineering Society, 2007.
 - [10] Etezadi-Amoli, M., “On underfrequency load shedding schemes”, Proceedings of the Twenty-Second Annual North American Power Symposium, 1990.
 - [11] Working Group On Methods of System Preservation During Under-Frequency Conditions Power System Relaying Committee, “A status report on methods used for system



- preservation during underfrequency conditions”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 94, pp. 360–366, 1975.
- [12] IEEE Std C37.106, “Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants”, IEEE Power Engineering Society, pp. 41, 2004.
- [13] Chan, M. L., Schweppe, F., Dunlop, R. D., “Dynamic equivalents for average system frequency behavior following major disturbances”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, pp. 1637–1642, 1972.
- [14] Anderson, P. M., Mirheydar, M., “A low-order system frequency response model”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, pp. 720–729, 1990.
- [15] Halevi, Y., Kottick, D., “Optimization of load shedding system”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 8, pp. 207–213, 1993.
- [16] Wu, C., Gao, L., Dai, Y., “Simulation and optimization of load shedding scheme for islanded power system”, International Conference on Power System Technology: Technological Innovations Making Power Grid Smarter, 2010.
- [17] IEEE Committee Report, “Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-92, pp. 1904-1915, 1973.
- [18] Aik, D. L. H., “A general-order system frequency response model incorporating load shedding: Analytic Modeling and applications”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, pp. 709-717, 2006.
- [19] Aimin Li, Zexiang Cai, “A Method for Frequency Dynamics Analysis and Load Shedding Assessment Based on the Trajectory of Power System Simulation”, Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008.
- [20] Lu, Y., Kao, W. S., Chen, Y. T., “Study of applying load shedding scheme with dynamic D-factor values of various dynamic load models to Taiwan power system”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, pp. 1976-1984, 2005.
- [21] Wu, C., Gao, L., Dai, Y., “Simulation and optimization of load shedding scheme for islanded power system”, International Conference on Power System Technology: Technological Innovations Making Power Grid Smarter, 2010.



- [22] Shariati, O., Mohd Zin, A. A., Khairuddin, A., Pesaran, M., Aghamohammadi, M. R., “An integrated method for under frequency load shedding based on hybrid intelligent system-part I: Dynamic simulation”, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 2012.
- [23] Tan, W., Shen, C., Zhang, X., Ni, J., “A new under-frequency load shedding scheme based on OBDD”, International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN, 2009.
- [24] Zhang, X., Ma, J., Yao, S., “Optimization Method of Under Frequency Load Shedding Schemes for Systems with High Permeability New Energy”, International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG), 2019.
- [25] Chin, V., Dong, Z. Y., Saha, T. K., Ford J., Zhang, Jing., “Adaptive and optimal under frequency load shedding”, Australasian Universities Power Engineering Conference, 2008.
- [26] Saffarian, A., Sanaye-pasand, M., Asadi, H., “Performance investigation of new combinational load shedding schemes”, Joint International Conference on Power System Technology POWERCON and IEEE Power India Conference, 2008.
- [27] Terzija, V., “Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, pp. 1260-1266, 2006.
- [28] Du, P., Nelson, J. K., “Two-step solution to optimal load shedding in a micro-grid”, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE, 2009.
- [29] Zhao, Y., Zhou, N., Zhou, J., Xie, K., Liu, Y., Kuang, J., “A heuristic approach to local load shedding scheme for reliability assessment of bulk power systems”, IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2005.
- [30] Wang, G., Xin, H., Gan, D., Li, N. Wang, Z., “An investigation into WAMS-based Under-frequency load shedding”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- [31] Horowitz, S. H., Politis, A., Gabrielle, A. F., “Frequency actuated load shedding and restoration: Part II-implementation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-90, pp. 1460–1468, 1971.
- [32] CENACE, “Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista”, PAMRNT 2021-2035.



- [33] Comisión Reguladora de Energía, “Criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red”, Diario Oficial de la Federación, 2016.
- [34] SENER, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036”, 2022.
- [35] Hatziargyriou, N., Milanović, J., Rahmann, C., “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, pp. 3271-3281, 2020.
- [36] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, vol. 19, pp. 1387-1401, 2004.
- [37] Kundur, P., “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, Inc, 1993.
- [38] Olle I. Elgerd, “Electric Energy Systems Theory An Introduction”, McGraw-Hill Series in Electrical Engineering, Book Company, 1982.
- [39] Padiyar, K.R., “Power system dynamics: stability and control”, JohnWiley New York, 1996.
- [40] IEEE Std 421.5, “Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, IEEE Power Engineering Society, 2016.
- [41] SIEMENS, “Program Application Guide Volume 2 PSS®E 35.3.0”, Siemens Power Technologies International, 2021.
- [42] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines”, Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2014.
- [43] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations”, Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2010.
- [44] System Review Work Group Technical Studies Subcommittee, “WECC Data Preparation Manual for Interconnection-wide Cases”, Western Electricity Coordinating Council, 2023.
- [45] Ackermann, T., “Wind Power in Power Systems”, John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [46] Pai, M. A., “Energy Function Analysis for Power System Stability”, Kluwer Academic Publishers, 1989.

A. Apéndice

A.1. Controles para plantas convencionales

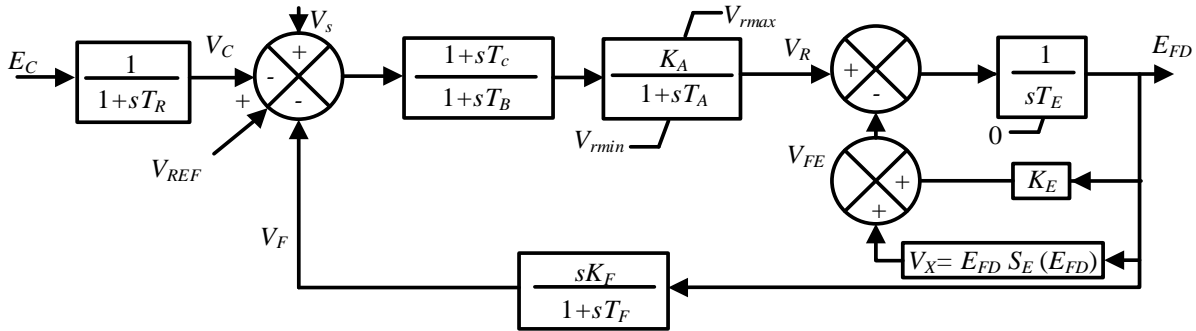


Fig. A.1. Diagrama de control del excitador “IEEE Tipo 1” (ESDC1A) [41].

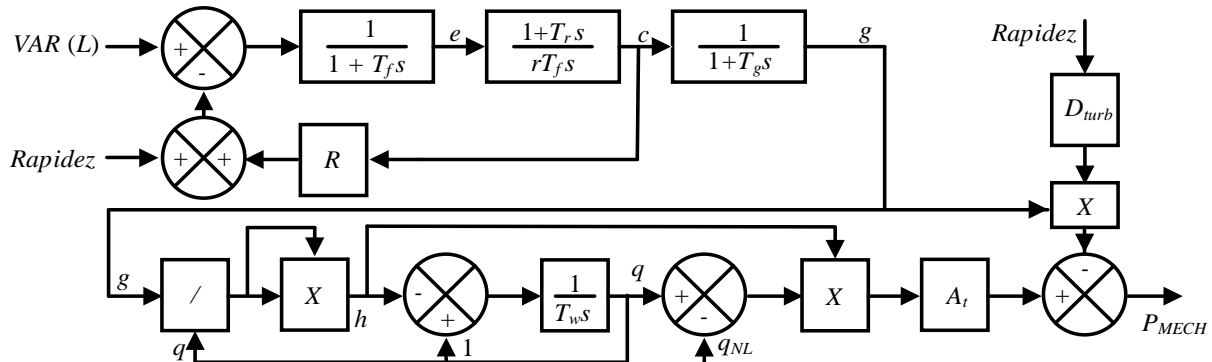


Fig. A.2. Diagrama de control del gobernador de velocidad “HYGOV”[41].

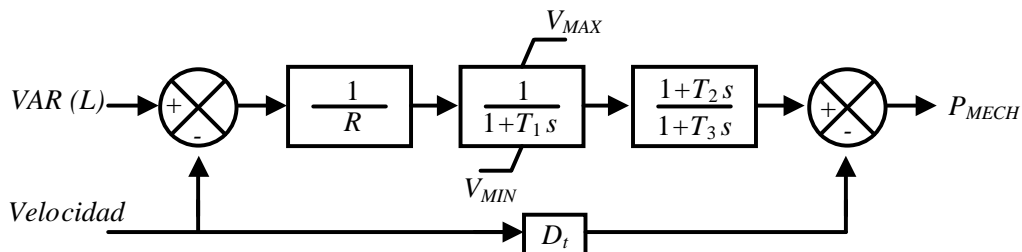


Fig. A.3. Diagrama de control del gobernador de velocidad “TGOV1” [41].



Tabla A-1. Parámetros del excitador tipo “ESDC1A”

Valores típicos	Descripción	
0.0 - 0.5 [s]	T_R	Tiempo del filtro con el transductor de voltaje
10 - 500	K_A	Ganancia del regulador de voltaje
0.0 - 1 [s]	T_A	Tiempo del regulador de voltaje
$0.0 \leq T_B$ [s]	T_B	Tiempo para reducción de ganancia transitoria
$0.0 \leq T_C$ [s]	T_C	Tiempo para reducción de ganancia transitoria
0.5 - 10 [pu]	V_{RMAX}	Límites del voltaje de regulación máximos
-10 - 0.0 [pu]	V_{RMIN}	Límites del voltaje de regulación mínimos
-1.0 - 1.0 [pu]	K_E	Valor de ajuste del reóstato del campo de derivación
0.0 - 0.3 [pu]	K_f	Ganancia de la estabilización
5 - 15 [s]	T_f/K_F	T_f , tiempo de la estabilización

Tabla A-2. Parámetros del gobernador tipo “HYGOV”

Valores típicos	Descripción	
0.03 - 0.08 [pu]	R	Regulación (estatismo)
0.1 - 1.0 [pu]	r	Regulación temporal
2 - 20 [s]	T_r	Constante de tiempo del gobernador
0.05 [s]	T_f	Contante de tiempo del filtro
0.5 [s]	T_g	Constante de tiempo del servo
0.167 [pu/sec]	V_{ELM}	Velocidad límite de la compuerta
1.0 [pu]	G_{max}	Límite máximo de compuerta
0 [pu]	G_{min}	Límite mínimo de compuerta
1.0 - 3.0 [s]	T_w	Constante de tiempo del agua
1.2 [pu]	A_t	Ganancia de la turbina
1.5 a 2.0 [pu] Pelton		
0.0 [pu] Kaplan	D_{turb}	Amortiguamiento de vapor
0.5 [pu] Francis		
0.08 [pu]	q_{NL}	Flujo de energía sin carga

Tabla A-3. Parámetros del gobernador tipo “TGOV1”

Valores típicos	Descripción	
0.03- 0.08 [pu]	R	Regulación
0.5 [s]	T_1	Constante de tiempo de la máquina de vapor
1.0 [pu]	V_{max}	Límite máximo de compuerta
0.0 [pu]	V_{min}	Límite mínimo de compuerta
$T_2/T_3=0.3$ [pu]	T_2	$T_2/T_3=0.3$ Constante de tiempo alta presión
5 - 9 [s]	T_3	Constante de tiempo del recalentador



A.2. Parámetros del sistema de 39 nodos “New England Test System”

Los valores se indican en [pu] para una base de 100 [MVA], a menos que se indique otra cosa.

Tabla A-4. Plantas de generación

No.	Bus	Tipo	V_{sch} [pu]	P_{nom} [MVA]
1	30	TGOV1	1.0475	1000
2	31	TGOV1	0.9820	1000
3	32	HYGOV	0.9831	1000
4	33	HYGOV	0.9972	1000
5	34	TGOV1	1.0123	1000
6	35	HYGOV	1.0493	1000
7	36	TGOV1	1.0635	1000
8	37	TGOV1	1.0278	1000
9	38	HYGOV	1.0265	1000
10	39	HYGOV	1.0300	1000

Tabla A-6. Transformadores

No.	De	Hacia	r [pu]	x [pu]
1	2	30	0	0.0181
2	6	31	0	0.025
3	10	32	0	0.02
4	11	12	0.0016	0.0435
5	12	13	0.0016	0.0435
6	19	20	0.0007	0.0138
7	19	33	0.0007	0.0142
8	20	34	0.0009	0.018
9	22	35	0	0.0143
10	23	36	0.0005	0.0272
11	25	37	0.0006	0.0232
12	29	38	0.0008	0.0156

Tabla A-5. Cargas

No.	Bus	Demanda máxima		Demanda mínima	
		P_d [MW]	Q_d [MVAr]	P_d [MW]	Q_d [MVAr]
1	3	322	2.4	257.6	1.92
2	4	500	184	400.0	147.2
3	7	233.8	84	187.04	67.2
4	8	522	176	417.6	140.8
5	12	7.5	88	6.0	70.4
6	15	320	153	256	122.4
7	16	329	32.3	263.2	25.84
8	18	158	30	126.4	24.0
9	20	628	103	502.4	82.4
10	21	274	115	219.2	92.0
11	23	247.5	84.6	198.0	67.68
12	24	308.6	-92.2	246.88	-73.76
13	25	224	47.2	179.2	37.76
14	26	139	17	111.2	13.6
15	27	281	75.5	224.8	60.4
16	28	206	27.6	164.8	22.08
17	29	283.5	26.9	226.8	21.52
18	31	9.2	4.6	7.36	3.68
19	39	1104	250	883.2	200.0

Tabla A-7. Líneas de transmisión

No.	De	Hacia	r [pu]	x [pu]	b [pu]
1	1	2	0.0035	0.0411	0.6987
2	1	39	0.001	0.025	0.75
3	2	3	0.0013	0.0151	0.2572
4	2	25	0.007	0.0086	0.146
5	3	4	0.0013	0.0213	0.2214
6	3	18	0.0011	0.0133	0.2138
7	4	5	0.0008	0.0128	0.1342
8	4	14	0.0008	0.0129	0.1382
9	5	6	0.0002	0.0026	0.0434
10	5	8	0.0008	0.0112	0.1476
11	6	7	0.0006	0.0092	0.113
12	6	11	0.0007	0.0082	0.1389
13	7	8	0.0004	0.0046	0.078
14	8	9	0.0023	0.0363	0.3804
15	9	39	0.001	0.025	1.2
16	10	11	0.0004	0.0043	0.0729
17	10	13	0.0004	0.0043	0.0729
18	13	14	0.0009	0.0101	0.1723
19	14	15	0.0018	0.0217	0.366
20	15	16	0.0009	0.0094	0.171
21	16	17	0.0007	0.0089	0.1342
22	16	19	0.0016	0.0195	0.304
23	16	21	0.0008	0.0135	0.2548
24	16	24	0.0003	0.0059	0.068



No.	De	Hacia	r [pu]	x [pu]	b [pu]	No.	De	Hacia	r [pu]	x [pu]	b [pu]
25	17	18	0.0007	0.0082	0.1319	30	25	26	0.0032	0.0323	0.513
26	17	27	0.0013	0.0173	0.3216	31	26	27	0.0014	0.0147	0.2396
27	21	22	0.0008	0.014	0.2565	32	26	28	0.0043	0.0474	0.7802
28	22	23	0.0006	0.0096	0.1846	33	26	29	0.0057	0.0625	1.029
29	23	24	0.0022	0.035	0.361	34	28	29	0.0014	0.0151	0.249

Tabla A-8. Generadores tipo “GENROU”, usando la base del generador

No.	T'_{do}	T''_{do}	T'_{qo}	T''_{qo}	x_d	x_q	x'_d	x'_q	$x''_d=x''_q$	x_l	H	D	P_{nom} [MVA]
30	10.2	0.03	1.5	0.04	1	0.69	0.31	1	0.2	0.125	4.2	0.0	1000
31	6.56	0.03	1.5	0.04	2.95	2.82	0.697	1.7	0.2	0.35	3.03	0.0	1000
32	5.7	0.03	1.5	0.04	2.495	2.37	0.531	0.876	0.2	0.304	3.58	0.0	1000
33	5.69	0.03	1.5	0.04	2.62	2.58	0.436	1.66	0.2	0.295	2.86	0.0	1000
34	5.4	0.03	0.44	0.04	6.7	6.2	1.32	1.66	0.2	0.54	2.6	0.0	1000
35	7.3	0.03	0.4	0.04	2.54	2.41	0.5	0.814	0.2	0.224	3.48	0.0	1000
36	5.66	0.03	1.5	0.04	2.95	2.92	0.49	1.86	0.2	0.322	2.64	0.0	1000
37	6.7	0.03	0.41	0.04	2.9	2.8	0.57	0.911	0.2	0.28	2.43	0.0	1000
38	4.79	0.03	1.96	0.04	2.106	2.05	0.57	0.587	0.2	0.298	3.45	0.0	1000
39	7	0.03	0.7	0.04	0.2	0.19	0.06	0.08	0.02	0.03	50	0.0	1000

Tabla A-9. Excitador tipo “ESDC1A”

Bus	T_R	K_A	T_A	T_B	T_C	V_{RMAX}	V_{RMIN}	K_E	T_E	K_F	T_{F1}	Switch	E_1	$Se(E_1)$	E_2	$Se(E_2)$
30	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
31	0	50	0.01	0	0.1	9	-9	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
32	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
33	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
34	0	50	0.01	0	0.1	9	-9	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
35	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
36	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
37	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
38	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34
39	0	50	0.01	0	0.1	5	-5	0	1	0.29	4	0	3	0.13	4	0.34

Tabla A-10. Gobernador tipo “HYGOV” para plantas hidroeléctricas

Bus	R	r	T_r	T_f	T_g	V_{ELM}	G_{max}	G_{min}	T_w	A_t	D_{turb}	q_{NL}
32	0.05	0.33	4	0.05	0.5	0.167	0.683	0.618	1	1.2	0	0.08
33	0.05	0.33	4	0.05	0.5	0.167	0.664	0.600	1	1.2	0	0.08
35	0.05	0.33	4	0.05	0.5	0.167	0.683	0.618	1	1.2	0	0.08
38	0.05	0.33	4	0.05	0.5	0.167	0.872	0.789	1	1.05	0	0.01
39	0.05	0.33	4	0.05	0.5	0.167	1.051	0.951	1	1.05	0	0.01



Tabla A-11. Gobernador tipo “TGOV1” para plantas de vapor

Bus	R	T ₁	V _{max}	V _{min}	T ₂	T ₃	DT ₁
30	0.05	0.5	0.263	0.238	1	1	0
31	0.05	0.5	0.545	0.493	1	1	0
34	0.05	0.5	0.533	0.483	1	1	0
36	0.05	0.5	0.588	0.532	1	1	0
37	0.05	0.5	0.567	0.513	1	1	0

Tabla A-12. Generador renovable “REGCAU2”, “REECB1” y “REPCA1”

REGCAU2			REECB1			REPCA1		
Bus			Bus			Bus		
32	34		32	34		32	34	
<i>T_g</i>	0.02	0.02	<i>V_{dip}</i>	0	0	<i>T_{fltr}</i>	0.02	0.02
<i>R_{rpwr}</i>	10	10	<i>V_{up}</i>	1.3	1.3	<i>K_p</i>	0.1	0.1
<i>B_{rkpt}</i>	0.9	0.9	<i>T_{rv}</i>	0.02	0.02	<i>K_i</i>	0.01	0.01
<i>Z_{erox}</i>	0.4	0.4	<i>dbd₁</i>	0	0	<i>T_{ft}</i>	6	6
<i>L_{vpl1}</i>	1.22	1.22	<i>dbd₂</i>	0.1	0.1	<i>T_{fv}</i>	6	6
<i>V_{olim}</i>	1.2	1.2	<i>K_{qv}</i>	10	10	<i>V_{frz}</i>	0.9	0.9
<i>L_{vpt1}</i>	0.8	0.8	<i>I_{qh1}</i>	999	999	<i>R_c</i>	0	0
<i>L_{vpt0}</i>	0.4	0.4	<i>I_{ql1}</i>	-999	-999	<i>X_c</i>	0	0
<i>I_{olim}</i>	-1.3	-1.3	<i>T_p</i>	0.02	0.02	<i>K_c</i>	0	0
<i>T_{fltr}</i>	0.02	0.02	<i>Q_{Max}</i>	1	1	<i>e_{min}</i>	0.01	0.01
<i>K_{hv}</i>	0.7	0.7	<i>Q_{Min}</i>	-1	-1	<i>e_{max}</i>	0.01	0.01
<i>I_{qrmax}</i>	999	999	<i>V_{MAX}</i>	1.15	1.15	<i>dbd₁</i>	0	0
<i>I_{qrmin}</i>	-999	-999	<i>V_{MIN}</i>	0.85	0.85	<i>dbd₂</i>	0.1	0.1
			<i>K_{qp}</i>	1	1	<i>Q_{max}</i>	1	1
			<i>K_{qi}</i>	0.1	0.1	<i>Q_{min}</i>	-1	-1
			<i>K_{vp}</i>	1	1	<i>K_{pg}</i>	0.1	0.1
			<i>K_{vi}</i>	0.1	0.1	<i>K_{ig}</i>	0.3	0.3
			<i>T_{iq}</i>	0.02	0.02	<i>T_p</i>	0.02	0.02
			<i>dP_{max}</i>	0.1	0.1	<i>fdbd₁</i>	-0.0005	-0.0005
			<i>dP_{min}</i>	-0.1	-0.1	<i>fdbd₂</i>	0.0005	0.0005
			<i>P_{MAX}</i>	1	1	<i>f_{emax}</i>	0.02	0.02
			<i>P_{MIN}</i>	0	0	<i>f_{emin}</i>	0.02	0.02
			<i>I_{max}</i>	999	999	<i>P_{max}</i>	1	1
			<i>T_{pord}</i>	0.02	0.02	<i>P_{min}</i>	0	0
						<i>T_g</i>	3	3
						<i>D_{dn}</i>	33.3	33.3
						<i>D_{up}</i>	-33.3	-33.3