



**Universidad Autónoma de San Luis
Potosí**
Facultad de Ingeniería
Centro de Investigación y Estudios de Posgrado



Esquema de Acción Remedial para Amortiguar Oscilaciones Interárea

TESIS

Que para obtener el grado de:
Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta:

I. Miguel Angel Toro Mendoza

Asesor:

Dr. Juan Segundo Ramírez

Coasesor:

Dr. Aarón Esparza Gurrola

San Luis Potosí, México
Septiembre 2020

©2020 – MIGUEL ANGEL TORO MENDOZA
ALL RIGHTS RESERVED.

Esquema de Acción Remedial para Amortiguar Oscilaciones Interárea

RESUMEN

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia se suelen operar cerca de sus límites de capacidad de transmisión antes de construir más infraestructura, esto debido a temas económicos, tecnológicos, ambientales, etc. Esto los vuelve vulnerables a experimentar una serie de fenómenos que en algún momento pudieran ocasionar su colapso total. A pesar de que los sistemas se manejan cada vez más cerca de sus límites, éstos deben de seguir manteniendo una alta confiabilidad y calidad. Por ello, es importante que el sistema opere dentro de los márgenes de seguridad preestablecidos durante su diseño. Para evitar problemáticas a gran escala, se suelen utilizar esquemas de protección especial como los esquemas de acción remedial. Estos esquemas se encargan de monitorear el sistema, y realizar acciones de control para contrarrestar los efectos negativos de ciertas perturbaciones. Sin embargo, el diseño de estos esquemas de protección conlleva una gran cantidad de estudios, pues se caracterizan por ser algoritmos basados en grandes bases de datos. Considerando las grandes dimensiones de los sistemas modernos y su comportamiento impredecible, resulta relevante que las lógicas de decisión de estos esquemas de protección estén basadas en sistemas de monitoreo y control de área amplia con unidades de medición sincrofasorial. Esto permite una mejor estimación del estado del sistema, pues hace posible utilizar herramientas de análisis avanzado.

En esta tesis se propone un disparo automático de carga como esquema de acción remedial, con el objetivo de amortiguar oscilaciones interárea. El esquema de acción remedial propuesto utiliza mediciones PMU para trazar en línea las curvas potencia-voltaje (PV) del sistema, con lo cual es posible monitorear su estado operativo y calcular la cantidad de potencia para los desprendimientos exactos de carga, con el objetivo de regresar el sistema a un punto de operación seguro. También, utiliza la técnica de análisis modal de estabilidad de voltaje para determinar los buses óptimos para el desprendimiento de carga. Finalmente, con el método de Prony el esquema monitorea el amortiguamiento de las oscilaciones para poder observar si estas desconexiones de carga tienen efectos positivos en los transitorios ocasionados por ciertas contingencias, es decir, para determinar en línea si la desconexión de carga tiene el efecto esperado.



FACULTAD DE INGENIERÍA

16 de julio de 2020

**ING. MIGUEL ANGEL TORO MENDOZA
P R E S E N T E.**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por los **Dres. Juan Segundo Ramírez y Aarón Esparza Gurrola**, Asesor y Co-asesor de la Tesis que desarrollará Usted con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Ingeniería Eléctrica**, me es grato comunicarle que en la Sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 16 de julio del presente, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Esquema de Acción Remedial para Amortiguar Oscilaciones Interárea"

Introducción.

1. Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.
2. Seguridad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.
3. Esquema de Acción Remedial Propuesto.
4. Implementación y Pruebas del Esquema de Acción Remedial.

Conclusiones.

Referencias.

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

ATENTAMENTE



**DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN
DIRECTOR.**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCION

www.uaslp.mx

Copia. Archivo.
*etn.

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al39
fax (444) 826 2336

"1945-2020: 75 años de formación de profesionales en la Facultad de Ingeniería"

Índice

INTRODUCCIÓN	1
1 ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	5
1.1 Estabilidad angular	6
1.2 Estabilidad de voltaje	13
1.3 Estabilidad de frecuencia	16
2 SEGURIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	19
2.1 Análisis de contingencias	20
2.2 Esquemas de acción remedial	21
2.3 Clasificación de los esquemas de acción remedial	23
2.4 Unidades de medición fasorial	27
2.5 Sistemas de monitoreo y control de área amplia	32
3 ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL PROPUESTO	35
3.1 Descripción del problema a resolver	36
3.2 Modelo del sistema de estudio	38
3.3 Cálculo del excedente de potencia	42
3.4 Detección de áreas críticas	55
3.5 Monitoreo de oscilaciones	64
4 IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL	75
4.1 Niveles de potencia para el desprendimiento de carga	77
4.2 Desempeño del análisis modal	82
4.3 Selección de cargas	86
4.4 Margen de estabilidad del sistema	88
4.5 Respuesta transitoria del sistema a los disparos de carga	90
CONCLUSIONES	95
REFERENCIAS	107

Lista de figuras

1.1	Característica potencia-ángulo.	7
1.2	Naturaleza de la respuesta de las oscilaciones.	8
1.3	Modos de Oscilacion.	9
1.4	Grupo de máquinas en una central de generación conectadas al resto del sistema (posible presencia del modo local).	10
1.5	Centrales de generación interconectadas mediante un enlace (posible presencia del modo inter-área).	10
1.6	Curva $P - \delta$ y $\delta - t$	12
1.7	Curva característica potencia-voltaje (curva PV).	14
1.8	Resumen de la inestabilidad de voltaje y el proceso que origina un colapso en el sistema.	16
1.9	Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia.	17
2.1	RAS convencional.	22
2.2	Acciones de control asociadas con el problema de la red eléctrica.	24
2.3	Panorama general de un RAS.	26
2.4	Estados en un sistema de potencia.	27
2.5	Señal instantánea (izquierda) y su respectivo fasor (derecha).	28
2.6	Formato de mensaje transmitidos desde y hacia la PMU.	29
2.7	Diagrama básico del procesamiento interno en una PMU.	30
2.8	Diagrama del procesamiento completo de las señales.	31
2.9	Diagrama de un sistema de monitoreo y control de área amplia.	33
3.1	Esquema de disparo propuesto.	37
3.2	Sistema de estudio de 12 buses.	38
3.3	Estructura geométrica de las líneas de transmisión.	40
3.4	RAS propuesto.	42
3.5	Margen de estabilidad de voltaje.	43
3.6	Sistema de 2 buses.	44
3.7	Puntos de operación de la curva característica V_2-P_2 del sistema.	45
3.8	Esquemas predictor-corrector en los métodos de continuación.	48
3.9	Diagrama de flujo del método de continuación predictor tangente con parametrización local.	50
3.10	Problemas de convergencia del método de continuación predictor-corrector.	51
3.11	Comportamiento del método pseudo longitud de arco en el punto crítico.	53
3.12	Esquema predictor-corrector del método de continuación pseudo longitud de arco.	54
3.13	Diagrama de flujo del método de continuación pseudo longitud de arco.	54
3.14	Diagrama de flujo del algoritmo de la etapa de excedente de potencia.	56

3.15	Diagrama de flujo del algoritmo de detección de áreas críticas.	64
3.16	Diagrama flujo de la interacción entre las etapas de excedente de potencia y detección de áreas críticas.	65
3.17	Respuesta oscilatoria de un sistema, y los tipos de datos que se presentan	66
3.18	Diagrama de flujo del algoritmo del método de Prony.	71
3.19	Esquema del RAS conectado al sistema de prueba	72
4.1	Diagrama de flujo del procesamiento realizado por cada etapa del RAS en simulación. .	76
4.2	Curvas características PV del bus 2.	78
4.3	Curvas características PV del bus 3.	79
4.4	Curvas características PV del bus 4.	79
4.5	Curvas características PV del bus 5.	80
4.6	Curvas características PV del bus 6.	80
4.7	Excedente de potencia en los buses del sistema de estudio respecto al caso base.	81
4.8	Factores de participación de C_3 para distintos puntos de operación.	84
4.9	Factores de participación durante cambios de carga para C_3	84
4.10	Buses de carga.	85
4.11	Potencia activa a través del enlace 7-8 durante contingencia C_1 : color naranja sin RAS, y color azul con RAS y disparo en bus 4.	91
4.12	Potencia activa a través del enlace 7-8 durante contingencia C_2 : color naranja sin RAS, color azul con RAS y disparo en bus 4, color verde con RAS y disparo en bus 3 y 4, y color rosa disparo en bus 5.	92
4.13	Potencia activa a través del enlace 7-8 durante contingencia C_3 : color naranja sin RAS, color azul con RAS y disparo en bus 4, color verde con RAS y disparo en bus 3 y 4, y color rosa disparo en bus 6.	93
14	Sistema de prueba para simulación en tiempo real.	100
15	Interfaz de RSCAD para implementar el sistema.	102
16	Interfaz de RSCAD para correr la simulación.	103
17	Módulo para mediciones PMU en RSCAD.	103
18	Entorno del software de configuración del SEL-3530.	104
19	Representación esquemática de la implementación del CPF en línea.	105

Lista de Acrónimos

AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
FACTS	Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna
FPA	Factor de Participación Activo
FPR	Factor de Participación Reactivo
DAG	Disparo Automático de Generación
DAC	Disparo Automático de Carga
DAL	Disparo Automático de Línea
GPS	Sistema Global de Posicionamiento
HVDC	Corriente Directa de Alta Tensión
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electronicos
PDC	Concentrador de Datos de Fasores
PMU	Unidad de Medición de Fasores
ROCOF	Relación de cambio de frecuencia
TVE	Error Total del Vector
RAS	Esquema de Acción Remedial
NERC	North American Electric Corporation
RTAC	Controlador Automático en Tiempo Real
RTDS	Simulador Digital en Tiempo Real
SNR	Relación de Señal a Ruido
SOC	Segundo del Siglo
SVC	Compensador Estático de VARs
WACS	Sistema de Control de Área Amplia
WAMS	Sistema de Monitoreo de Área Amplia

Lista de Símbolos

- A** Matriz de estado.
- α Amortiguamiento.
- $d\theta$ Componente del ángulo de voltaje del vector tangente.
- $\delta(t)$ Desplazamiento angular del rotor de una máquina.
- $d\lambda$ Componente de parámetro de carga del vector tangente.
- dV Componente de voltaje del vector tangente.
- Λ Matriz de eigenvalores.
- f Frecuencia en Hertz
- $\mathbf{J}_{RP\theta}$ Jacobiano reducido $P\theta$.
- \mathbf{J}_{RQV} Jacobiano reducido QV .
- λ Parámetro de carga.
- ω Frecuencia angular fundamental en rad/s
- $P_e(t)$ Potencia eléctrica.
- ϕ Desplazamiento angular
- Φ Eigenvector modal derecho.
- Γ Eigenvector modal izquierdo.
- P_m Potencia mecánica.
- s Longitud de arco.
- t Tiempo
- θ Ángulo de voltaje.
- $x(t)$ Señal en el dominio del tiempo
- V Voltaje.
- \hat{y} Señal medida en el dominio del tiempo.
- ζ Relación de amortiguamiento.

Contribuciones

PUBLICADO

CONFERENCIA INTERNACIONAL

- **“Remedial Action Scheme based on Automatic Load Shedding for Power Oscillation Damping”**. *Miguel Toro, Juan Segundo, Aarón Esparza, Nancy Visairo and Ciro Nuñez*. 2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)

Agradecimientos

A mi familia en general por el amor y apoyo hacia mi persona durante todo este tiempo.

A mis padres Miguel y Adriana por ser mi mayor soporte y motivación durante tantos años, por su apoyo incondicional en cada decisión de mi vida y siempre enseñarme a soñar y luchar por mis ideales.

A mi hermana Sofía por estar siempre para mí y ser mi compañera.

Al Dr. Juan Segundo por la confianza depositada para realizar este trabajo, pero sobre todo por su dedicación y apoyo incondicional brindado a lo largo de este tiempo. Al Dr. Aarón Esparza por sus diversas atenciones y disposición de transmitir sus conocimientos de campo.

A todos los profesores con los que tomé alguna materia en el CIEP, sin duda alguna fueron parte fundamental de mi formación y motivación para emprender este camino.

Al CONACYT por el apoyo económico que me brindaron para llevar a cabo esta meta.

A mis compañeros y amigos de posgrado: Saúl, Josué, Araiza, Ángel, Ricardo, y Noé; que sin duda hicieron más amena la estancia durante estos años de estudio.

A mis amigos y compañeros del Laboratorio: Carlos y Julio; por los consejos que me han dado durante este tiempo y la amistad que hemos forjado.

A Gibran por su amistad, sus consejos y la ayuda brindada a lo largo de éste trabajo.

A mis amigos de toda la vida: Moisés, Natanael, Alejandro, Miguel e Iván; por su amistad y su apoyo emocional.

Introducción

En los últimos años los sistemas de potencia han presentado un crecimiento significativo ocasionado por el incremento en la demanda energética. Debido a que la demanda de energía eléctrica varía a lo largo del año, se tienen periodos de demanda máxima donde el sistema eléctrico opera bajo condiciones de estrés, provocando que sea susceptible a experimentar pérdidas de estabilidad, eventos en cascada, e incluso apagones¹.

Similar a cualquier sistema dinámico, el sistema de potencia está continuamente sujeto a perturbaciones y, por lo tanto, experimenta transiciones de un estado operativo a otro en forma de oscilaciones, pues estas son un comportamiento natural del sistema. La presencia de estas oscilaciones provoca restricciones en la cantidad de energía que se puede transmitir entre algunas zonas del sistema eléctrico, e inclusive si no se toman acciones adecuadas para su control, estas oscilaciones pueden llevar a la separación y colapso del sistema. Además, la presencia de oscilaciones puede ocasionar efectos negativos al sistema en áreas que podrían parecer relativamente alejadas. Para esto, debido a las grandes dimensiones de los sistemas actuales, tener mediciones de puntos distantes puede ayudar a enfrentar efectos adversos entre áreas, por ello la importancia de utilizar sistemas de medición de área amplia para el monitoreo y control de los sistemas de potencia.

Gracias a las unidades de medición sincrofasorial (PMU, Phasor Measurement Units por sus siglas en inglés), las cuales proporcionan mediciones de voltaje y corriente de la red en tiempo real mediante sincrofasores, se pueden tomar mediciones en áreas relativamente alejadas. Con base en esta información se pueden diseñar esquemas de control que permitan la operación segura del sistema, pues estos dispositivos hacen posible estimar el estado del sistema en tiempo real a partir de herramientas de análisis. El objetivo es tomar acciones de control selectivas, de forma que se tome acción antes de que el sistema entre en un estado de emergencia.²

Con lo antes mencionado, los Esquemas de Acción Remedial (RAS) juegan un papel importante en el diseño, seguridad y control de los sistemas de potencia pues, detectan contingencias evaluadas fuera de línea y toman acciones de control como cambios en la topología del sistema, con la finalidad de asegurar su operación aún estando en estado crítico. Por ello, se han encontrado diversas aplicaciones de estos esquemas de protección para: inestabilidad de voltaje, bajas frecuencias, sobrefrecuencias, pérdida de sincronismo, inestabilidad angular y bajo amortiguamiento de oscilaciones^{3,4,5}. Sin embargo, la implementación de un esquema de acción remedial convencional requiere la evaluación de múltiples escenarios fuera de línea, lo que resulta ser un trabajo muy complejo y tardado por la cantidad de

combinaciones y casos que podrían presentarse y, por lo tanto, no se llegan a cubrir todos los escenarios. Por otro lado, en ocasiones resulta complicado poder distinguir entre diferentes escenarios, lo que obliga a utilizar una misma acción de control para un grupo de escenarios con condiciones similares, es decir, se podrían tomar acciones de control de forma automática incluso cuando no es necesario⁶. Por tal motivo, resulta relevante el poder evaluar en línea cada uno de los escenarios de forma aislada con la finalidad de tomar una acción de control de forma selectiva para cada escenario según se requiera. Para lograr esto de forma confiable se requiere utilizar en línea diversas herramientas de análisis de sistemas de potencia, y por lo tanto, se requiere de un alto nivel de precisión en la estimación del estado del sistema, lo cual es posible lograr a partir de las unidades de medición sincrofasorial. Con esto, toma mayor relevancia la implementación de esquemas de acción remedial basados en sistemas de medición y control de área amplia, pues con esto los efectos de su aplicación pueden tener un mayor impacto en el sistema y verse reflejados a gran escala.

OBJETIVOS DE LA TESIS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una propuesta de Esquema de Acción Remedial, basado en los sistemas de monitoreo y control de área amplia para mitigar las oscilaciones interárea.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Desarrollar un algoritmo para estimar el estado operativo del sistema.
- Realizar pruebas del algoritmo a partir de simulaciones en Simulink.
- Implementar el esquema de acción remedial en RSCAD para validar si el esquema de protección propuesto puede llevarse a la práctica.

HIPÓTESIS

Debido a lo crítico que pueden llegar a ser los efectos adversos que se presentan continuamente en el sistema, como cambios abruptos de generación o demanda de carga, e inclusive cambios de gran impacto como pérdida de elementos del sistema, se tiene la hipótesis de que la implementación de esquemas de acción remedial a partir de los sistemas de monitoreo y control de área amplia permite tomar acciones certeras, haciendo al esquema de protección selectivo.

ESQUEMA GENERAL DE LA TESIS

CAPÍTULO 1: ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se presentan cuáles son los principales problemas en los sistemas de potencia, y se realiza una descripción de las categorías de estabilidad que se manejan en esta área y los elementos de la red asociados.

CAPÍTULO 2: SEGURIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se hace una descripción de cómo se sobrellevan en un sistema de potencia los escenarios que ponen en riesgo su correcta operación desde el enfoque de sistemas de protección realizando múltiples estudios a partir del análisis de contingencias. También se da la definición de esquemas de acción remedial y cómo son utilizados en la práctica; se describen los puntos vulnerables de su aplicación en los sistemas de potencia modernos, y cómo las mediciones de área amplia permiten incrementar la precisión de estimación del estado del sistema en línea.

CAPÍTULO 3: ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL PROPUESTO

Primero se describe el problema a resolver, es decir, se plantea la problemática que se aborda en este trabajo. También se presenta el sistema de prueba para la implementación del esquema de acción remedial. Además, se describe la metodología y las bases teóricas del esquema de acción remedial propuesto. El esquema se divide en tres etapas: cálculo del excedente de potencia, detección de áreas críticas y monitoreo de oscilaciones.

CAPÍTULO 4: IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL

En este capítulo se presentan los resultados del esquema de acción remedial. Las pruebas realizadas parten del caso base y se incluyen tres contingencias distintas para evaluar el desempeño del esquema ante diversos escenarios. Se muestran los resultados obtenidos en cada una de las etapas del esquema, y se muestra su desempeño amortiguando oscilaciones de potencia.

Finalmente, se presentan las conclusiones obtenidas del trabajo desarrollado, así como el trabajo a futuro que podría realizarse.

1

Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

El objetivo de mantener el suministro de forma confiable y segura siempre ha sido primordial en los sistemas de potencia, y a pesar de su gran crecimiento y de la incorporación de nuevas tecnologías como las nuevas fuentes alternas de energía eléctrica, estos objetivos no dejan de tomar relevancia. Sin embargo, para lograr esto se debe asegurar de forma esencial la estabilidad del sistema de potencia⁷.

La estabilidad del sistema de potencia es un tema que se aborda desde hace tiempo. Sin embargo, a pesar de los avances significativos en la tecnología de control y protección, los apagones causados por inestabilidad siguen presentándose continuamente^{8,9,10}. Además, debido al crecimiento continuo de los sistemas eléctricos, el problema de estabilidad ha adquirido nuevas dimensiones. Hablar de estabilidad es un problema global ya que involucra diversos aspectos, por lo que el mantener operando todas las áreas del sistema en estado estable se ha dificultado en la medida en que los sistemas y las interconexiones entre ellos crecen.

La estabilidad en un sistema de potencia se define como su capacidad de mantenerse en un punto de operación estable bajo condiciones normales, así como también en condiciones críticas, pues cabe recordar que un sistema es sometido constantemente a perturbaciones, las cuales están asociadas a cambios de carga e inclusive a la pérdida de elementos del sistema de potencia, lo que puede poner en riesgo su correcta operación¹¹. Debido a que el sistema eléctrico es altamente dominado por máquinas

síncronas, la estabilidad está fuertemente relacionada con la respuesta dinámica de los ángulos de sus rotores, por tal motivo se busca que las máquinas permanezcan en sincronismo, ya que esta condición es necesaria para el buen funcionamiento del sistema.

Por otra parte, la inestabilidad puede estar asociada a diversos fenómenos. Por ejemplo, problemas en los perfiles de voltaje debido a poca reserva de potencia reactiva en el sistema, bajo voltaje en las zonas de generación por una mala interacción entre los reguladores de voltaje y las máquinas o debido a grandes demandas de carga en ciertas áreas del sistema. Por lo tanto, el problema se convierte en el control de voltaje en ciertas zonas crítica, y no en un problema de pérdida de sincronismo. Por esta razón, es importante realizar estudios de estabilidad del sistema, y evaluar el impacto de las perturbaciones en su comportamiento dinámico. Las perturbaciones pueden ser grandes o pequeñas dependiendo de su origen, y someter el sistema a alguna de éstas provoca variaciones en las variables de la red eléctrica como en los voltajes de los buses, potencia de transferencia y las velocidades de los rotores de las máquinas. A pesar de que el sistema de potencia sea sometido a perturbaciones éste deberá de ser capaz de volver a un estado operativo estable, en caso contrario podría presentar inestabilidad.

Como se ha mencionado, el problema de estabilidad puede asociarse a diversas causas, lo que origina que para su mejor comprensión y evaluación sea de mayor facilidad clasificar la estabilidad en distintas categorías. Por lo tanto, a continuación se realiza la clasificación de estabilidad¹².

1.1 ESTABILIDAD ANGULAR

En un sistema eléctrico es de gran relevancia la interacción dinámica entre la red y los ángulos de los rotores de las máquinas síncronas, pues debido a que el sistema se somete a cambios drásticos durante su operación, se pueden llegar a producir grandes separaciones angulares, ocasionando la pérdida de sincronismo entre las máquinas y, en consecuencia, la inestabilidad del sistema. Por este motivo, se introduce la definición de estabilidad angular, la cual hace referencia a la capacidad que tienen las máquinas síncronas interconectadas en un sistema de potencia para permanecer en sincronismo y alcanzar un nuevo punto de operación con suficiente amortiguamiento, después de que el sistema haya sido sometido a alguna perturbación¹¹.

El ángulo del rotor de una máquina síncrona δ hace referencia al desplazamiento angular del rotor con respecto al eje de referencia que rota a la velocidad síncrona, o también se denomina como el ángulo de carga pues, refleja la cantidad de carga de una máquina síncrona, de manera que a medida que la carga se incrementa, mayor será el ángulo del rotor. Por lo tanto, éste se ha convertido en un indicador de qué tan estresado se encuentra el sistema⁷. El problema resulta en situaciones de demanda máxima o durante los transitorios ocasionados por grandes perturbaciones, en estos escenarios se presentan separaciones angulares grandes en donde la máquina síncrona puede llegar a perder sincronismo. En general, debido a cuestiones de estabilidad el valor máximo que puede llegar a alcanzar un ángulo de rotor en condiciones estacionarias es de 90° .

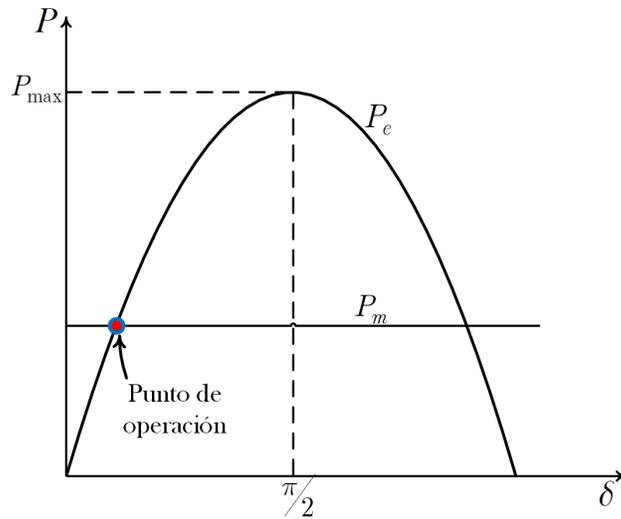


Figura 1.1: Característica potencia-ángulo.

La característica potencia-ángulo es una medida que ayuda a evaluar la estabilidad, pues indica la separación angular máxima en donde la máquina entrega su máxima potencia eléctrica, y muestra que más allá de esa separación angular, la potencia a la salida de la máquina será menor, lo cual es indeseable y es un índice de que la máquina síncrona pudiera estar a punto de perder sincronismo (figura 1.1). Este tema se retomará más adelante (Capítulo 1, sección 1.1.2) debido a que es de mucha relevancia para estudios de estabilidad angular en grandes perturbaciones.

Siempre que el sistema sea sometido a perturbaciones, se pierde el equilibrio entre el par mecánico y el par eléctrico de las máquinas. En estos escenarios, los sistemas de control de las máquinas buscan equilibrarlos y llevar al sistema a un nuevo punto de operación en estado estacionario. Las transiciones a nuevos puntos de operación involucran cambios en las velocidades de los rotores, cambios en los voltajes y en los flujos de potencia del sistema, los cuales son de naturaleza oscilatoria y, generalmente, se les llama oscilaciones electromecánicas, las cuales están asociadas directamente al ángulo del rotor.

Desde las variaciones normales de carga hasta grandes perturbaciones, como pérdidas de líneas de transmisión, provocan cambios en el par eléctrico de los generadores síncronos (ΔT_e), el cual se divide en dos componentes, y ambas son indispensables para que el sistema mantenga estabilidad angular (recuadro a en la figura 1.2).

$$\Delta T_e = C_s \Delta \delta + C_D \Delta \omega \quad (1.1)$$

En primer lugar, se tiene la componente del par de sincronización ($C_s \Delta \delta$), donde $\Delta \delta$ corresponde a la desviación del ángulo del rotor, y C_s al coeficiente del par de sincronización. La componente del par de sincronización es la que se encarga de regresar la velocidad del rotor a la velocidad síncrona, cuando se presentan desviaciones ocasionadas por perturbaciones. Si se tuviera par de sincronización insuficiente, se pudieran ocasionar incrementos considerables en el ángulo del rotor y, en consecuen-

cia, inestabilidad aperiódica o no oscilatoria (recuadro b en la figura 1.2), pues a pesar de tener una componente de amortiguamiento positiva, la oscilación no regresa al mismo punto de operación, y se pierde sincronismo.

Por otro lado, se tiene la componente del par de amortiguamiento ($C_D \Delta \omega$). Donde C_D es el coeficiente del par de amortiguamiento. La ausencia de esta componente provoca la presencia de oscilaciones crecientes, lo cual resulta en inestabilidad oscilatoria (recuadro c en la figura 1.2). Hoy en día, este es uno de los principales problemas que se presentan en la red eléctrica^{13,14,15}, y motivación de muchos temas de investigación.

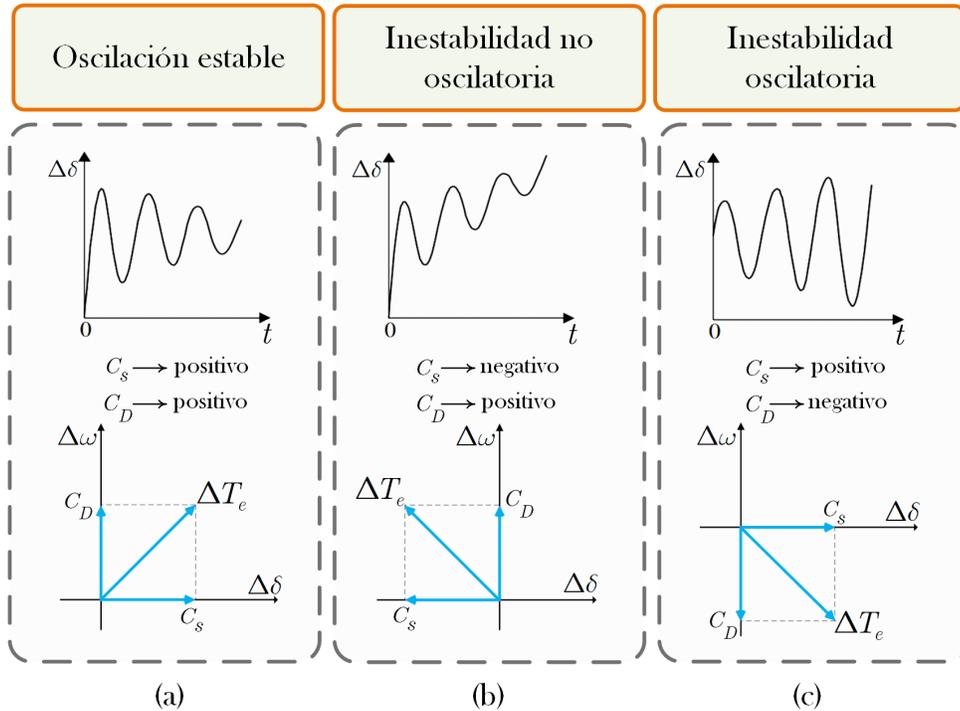


Figura 1.2: Naturaleza de la respuesta de las oscilaciones.

Las oscilaciones electromecánicas pueden presentarse en topologías particulares. Típicamente se asocian a sistemas longitudinales los cuales se caracterizan por tener líneas de transmisión largas. Sin embargo, también suelen presentarse en interconexiones débiles entre grandes sistemas. Además, el comportamiento de las oscilaciones va de la mano con el nivel de potencia que se transfiere en el sistema, mientras el nivel de potencia sea mayor, las oscilaciones son de mayor amplitud y de menor frecuencia, lo que complica su control e incrementa la dificultad de estabilizar el sistema. Estas oscilaciones pueden llegar a ocasionar daños en las plantas de generación o en otros equipos del sistema de potencia, e inclusive en algunos casos provocan la pérdida de conexión entre sistemas interconectados¹⁶.

Debido a que el concepto de estabilidad angular es demasiado extenso, se ha dividido en dos categorías para comprender de una mejor forma la naturaleza de la estabilidad angular: estabilidad angular

de pequeña perturbación y estabilidad angular de perturbación grande, o mejor conocida como estabilidad transitoria.

1.1.1 ESTABILIDAD ANGULAR DE PEQUEÑA PERTURBACIÓN

Se relaciona con la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Se considera que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones dinámicas del sistema, pues los estudios realizados desde este enfoque se basan en la reproducción de modelos detallados de todos los elementos del sistema, que sean capaces de reproducir su dinámica. Estas perturbaciones suelen ocurrir continuamente en el sistema, pues se pueden considerar como pequeños cambios de carga o generación, e inclusive cambios de ganancias en los sistemas de excitación de las unidades de generación¹⁷, pues cabe resaltar que los sistemas de excitación juegan un papel importante y, pueden llegar a ocasionar oscilaciones al interactuar con las máquinas síncronas; por lo tanto, su sintonización se vuelve relevante, ya que un ajuste inadecuado de los controles podría introducir amortiguamientos negativos¹⁸.

Por otra parte, las oscilaciones electromecánicas se han detectado en un rango de frecuencias entre 0.1 a 2 Hz. La frecuencia de las oscilaciones dependerá de su origen y su ubicación. De esta forma, las oscilaciones se clasifican de la forma mostrada en la figura 1.3.

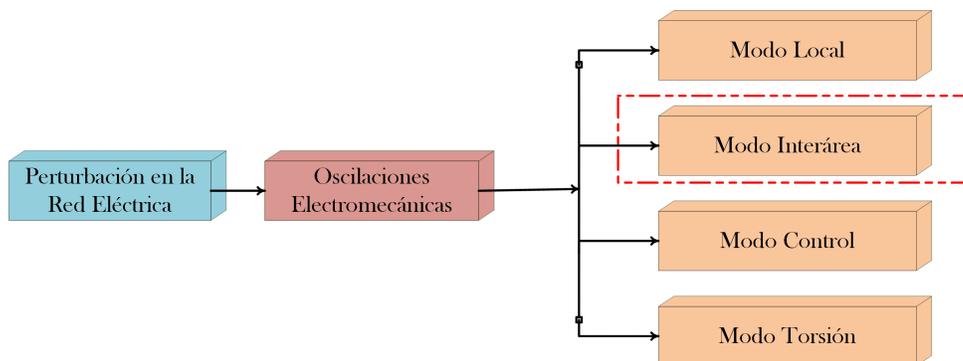


Figura 1.3: Modos de Oscilacion.

MODO LOCAL

Se asocian con la oscilación de las unidades de una planta de generación con respecto al resto del sistema (figura 1.4). El término “local” se utiliza porque las oscilaciones se localizan en una central o en una pequeña parte del sistema donde se tienen máquinas eléctricamente cercanas. Los modos locales normalmente tienen frecuencias en un rango de 1 a 2 Hz, dependiendo de las características de las máquinas y las condiciones operativas del sistema¹⁹.

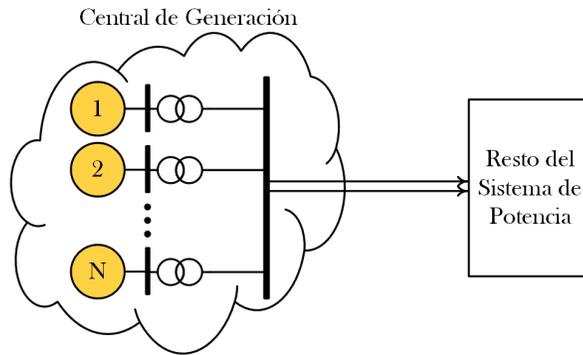


Figura 1.4: Grupo de máquinas en una central de generación conectadas al resto del sistema (posible presencia del modo local).

MODO INTERÁREA

Está relacionado con la oscilación de varias máquinas en una área del sistema de potencia, contra máquinas situadas en otras áreas (figura 1.5). Estos modos de oscilación suelen ser causados cuando dos o más grupos de máquinas están interconectadas a través de enlaces débiles; esto se refiere a enlaces que transmiten grandes cantidades de potencia en relación con la potencia máxima de transferencia del enlace. Los modos interárea tienen frecuencias en los rangos de 0.1 a 1 Hz, y usualmente se presentan en los enlaces de sistemas interconectados^{20,21,22}.

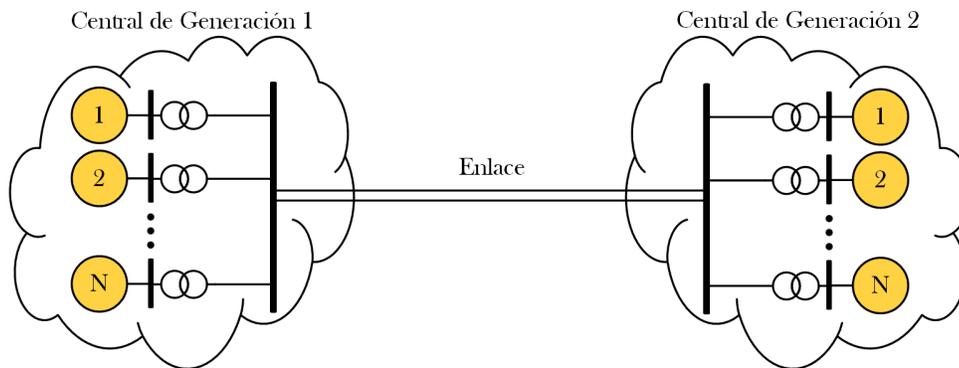


Figura 1.5: Centrales de generación interconectadas mediante un enlace (posible presencia del modo interárea).

MODO CONTROL

Los modo control se relacionan con las unidades de generación y sus controles. Los excitadores mal sintonizados, reguladores de velocidad, enlaces de corriente directa en alto voltaje (HVDC o High Voltage Direct Current, por sus siglas en inglés) y compensadores estáticos de vars (SVC o Static Var Compensator, por sus siglas en inglés) son usualmente las causas de inestabilidad de este modo.

MODO DE TORSIÓN

Estos modos están asociados con los componentes de rotación del sistema de eje de la turbina-generador. La inestabilidad de este modo puede ser causada por la interacción con controles de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC y líneas compensadas con condensadores en serie.

Debido a la gran relevancia en el estudio de las oscilaciones interárea, y del impacto negativo con el que frecuentemente afectan a los sistemas eléctricos modernos, se decidió enfocar este trabajo de tesis en la mitigación de oscilaciones interárea.

1.1.2 ESTABILIDAD TRANSITORIA

En estabilidad transitoria se hace referencia a que el sistema debe tener la capacidad de mantener el sincronismo cuando se somete a grandes perturbaciones. Las perturbaciones asociadas con la estabilidad transitoria están relacionadas con eventos que suelen ocurrir en el sistema eléctrico, tales como las fallas en líneas de transmisión, disparo de generadores, pérdidas de carga de gran magnitud y la apertura de líneas. Dichos eventos provocan grandes desviaciones angulares en los rotores de los generadores; por lo tanto, la estabilidad del sistema dependerá de qué tan severa sea la perturbación¹¹.

En ocasiones, cuando el sistema es sometido a una perturbación severa puede llegar a alcanzar una condición de operación en estado estacionario totalmente diferente a la que se tenía antes de la perturbación, esto es conocido como un sistema transitoriamente estable. En estabilidad transitoria, el marco de tiempo de interés es generalmente de 3 a 5 segundos después de la perturbación, y puede extenderse a los 10 segundos en sistemas muy grandes con presencia de oscilaciones interárea⁷.

Las oscilaciones que se experimentan pueden presentarse en tres formas distintas:

- Oscilaciones amortiguadas (amplitud decreciente), donde el ángulo del rotor tiende a estabilizarse a un valor constante.
- Pérdida de sincronismo en la primera oscilación, ocasionado por un bajo par de sincronización.
- La máquina mantiene el sincronismo en las primeras oscilaciones, pero en el lapso de algunos segundos las oscilaciones crecen en amplitud y se pierde el sincronismo.

En estabilidad transitoria no es válida la linealización del conjunto de ecuaciones del sistema, debido a las grandes perturbaciones que se consideran en este escenario. Por lo tanto, se monitorea el comportamiento de las oscilaciones mediante simulaciones en el dominio del tiempo, lo cuál requiere de métodos de integración. También, se han desarrollado métodos más simples para la evaluación de la estabilidad transitoria, entre los cuales destaca el criterio de áreas iguales.

1.1.3 CRITERIO DE ÁREAS IGUALES

Hasta ahora, se ha mencionado que la respuesta dinámica del rotor es de naturaleza oscilatoria, y está en función de la pérdida de equilibrio del par mecánico y eléctrico cuando el sistema está sujeto a cambios. Además, el proceso de restauración se ve reflejado en aceleraciones y desaceleraciones en los rotores de las máquinas, pues este comportamiento es una respuesta natural del sistema para restaurar el equilibrio entre el par mecánico y eléctrico. Este comportamiento se describe matemáticamente por la ecuación de oscilación de la máquina síncrona (1.2):

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.2)$$

donde H es la constante de inercia, ω_0 la frecuencia síncrona, P_m la potencia mecánica de entrada, P_e la potencia eléctrica de salida y δ el ángulo del rotor de la máquina síncrona. Con base en esto, las curvas $P - \delta$ se utilizan para evaluar la estabilidad de las máquinas en escenarios de falla, en donde es visible el proceso de restauración.

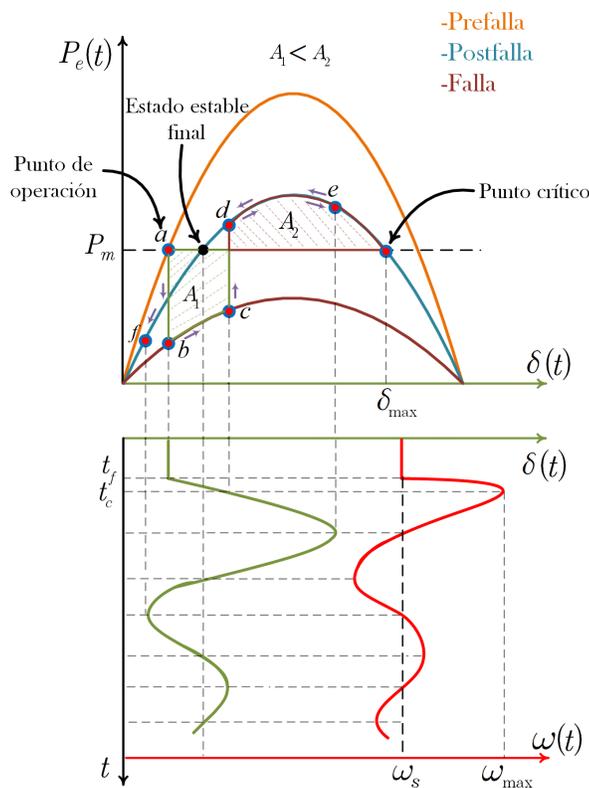


Figura 1.6: Curva $P - \delta$ y $\delta - t$.

En la figura 1.6, se muestran las curvas $P - \delta$ para los escenarios de prefalla, falla y postfalla. También, se muestra el comportamiento dinámico de un caso estable ante una perturbación grande.

En escenarios estables se busca que se cumpla el criterio de áreas iguales, el cual establece que una máquina será estable si el área de desaceleración (A_2) es igual o mayor que el área de aceleración (A_1).

Se asume que el sistema opera en equilibrio y sin perturbaciones en a , donde se mantiene un balance entre la potencia mecánica y eléctrica ($P_e = P_m$) y, por lo tanto, la velocidad angular del rotor se encuentra en la velocidad de sincronismo ω_s (figura 1.6, parte inferior línea roja). Cuando se presenta la falla en $t = t_f$, se pasa al punto de operación b donde la potencia mecánica es mayor a la potencia eléctrica, en ese escenario el rotor comienza a acelerarse y su velocidad crece, por lo tanto δ se incrementa (observar figura 1.6 parte inferior línea verde y ecuación 1.2). Después, en $t = t_c$ se libera la falla y se pasa del punto c al punto de postfalla d . En este punto, la potencia eléctrica supera la potencia mecánica ($P_e > P_m$) por lo que el rotor comienza a desacelerarse hasta que se alcanza la velocidad de sincronismo en el punto e . Cuando esto sucede el sistema aun no se encuentra en estado estable debido a que no existe un equilibrio entre P_m y P_e . Por lo tanto, el proceso de aceleración y desaceleración continua (del punto e en dirección al punto d) hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio. Por otra parte, si el rotor no alcanza la velocidad de sincronismo antes de llegar a la separación angular máxima δ_{max} , el rotor se acelerará de forma que la máquina perderá estabilidad.

El comportamiento de estas oscilaciones que se presentan durante el proceso de restauración está ligado con la severidad y ubicación de la perturbación, con la constante de inercia de la máquina, con que se cumplan con ciertos criterios como el de áreas iguales, y con el amortiguamiento del sistema.

1.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad que tiene un sistema de potencia para mantener sus niveles de voltaje estables, ya sea en condiciones de operación normal o después de ser sometido a perturbaciones. La inestabilidad de voltaje es un fenómeno que puede presentarse en una área del sistema o en todo el sistema, y típicamente se ve reflejado como caídas progresivas e incontrolables de voltaje.²³

Por otra parte, el problema de estabilidad de voltaje resulta ser un tema complicado debido a la amplia gama de aspectos a los que está asociado. Comúnmente está ligado con las demandas de potencia reactiva en las cargas que no se cumplen ya sea por limitaciones en la generación o transmisión de potencia reactiva. Por lo tanto, las distancias eléctricas entre generación y carga toman un rol muy importante. Las limitaciones de potencia reactiva incluyen los límites de potencia reactiva de los generadores, así como de los límites de los dispositivos que sirven de soporte a la red como los SVC. En la transmisión de potencia reactiva una de las limitaciones principales son las grandes pérdidas de potencia reactiva en líneas muy cargadas, así como también la apertura de líneas de transmisión, pues esto provoca una reducción en la capacidad de transmisión.

La estabilidad de voltaje está fuertemente influenciada por el comportamiento estático y dinámico de la carga, por ello este tema de estabilidad involucra un estudio detallado de modelos que representen

de buena forma su comportamiento, pues la interacción entre la red eléctrica y la carga es de vital importancia¹¹.

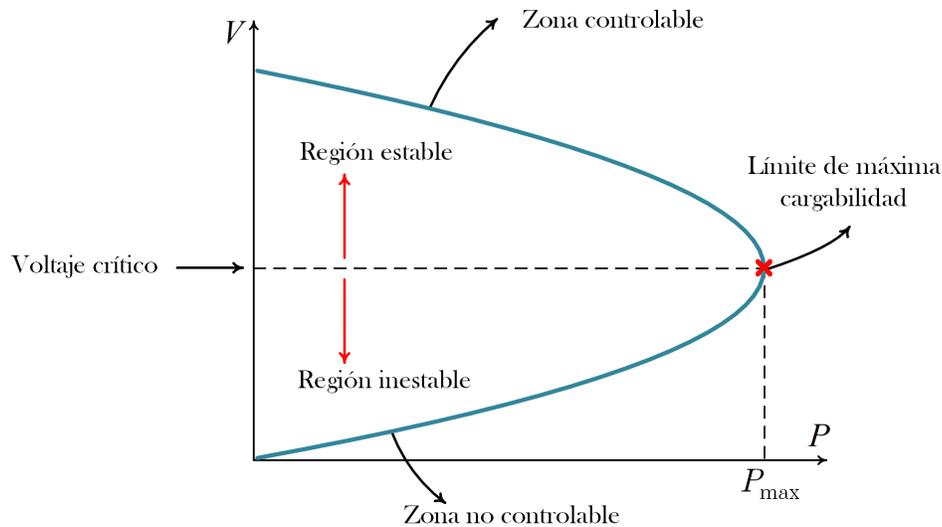


Figura 1.7: Curva característica potencia-voltaje (curva PV).

Existen diversos estudios para evaluar la estabilidad de voltaje, y uno de los más aceptados es el de la evaluación de las curvas características PV. En este estudio se ve reflejada la relación potencia-voltaje de un sistema de potencia, y brinda los puntos de operación posibles con respecto a las variaciones de potencia activa, como se muestra en la figura 1.7; de esta forma se indica el límite máximo de transferencia de potencia del sistema. El cargar al sistema más allá de este punto ocasionaría el colapso por bajo voltaje y, por lo tanto, inestabilidad. Por otro lado, se tienen dos regiones de operación, la región estable se caracteriza por niveles de operación de voltaje aceptables y comunes en un sistema, además en esta región es posible controlar el nivel de voltaje a través de dispositivos como los transformadores cambiadores de taps y reguladores de voltaje, con el objetivo de evitar operar cerca del límite máximo, y reducir el riesgo de inestabilidad de voltaje. La región inestable se caracteriza por tener niveles de voltaje muy bajos y, por lo tanto, corrientes de gran magnitud, lo cual no es un comportamiento deseado en un sistema que opera en condiciones nominales, además las acciones de control en esta zona tendrían un efecto contrario al deseado.

Como en el caso de la estabilidad angular, es conveniente clasificar la estabilidad de voltaje en términos de la severidad de la perturbación para ayudar a comprender y analizar correctamente las variaciones de voltaje en el sistema de potencia. Por lo tanto, la estabilidad de voltaje puede clasificarse en estabilidad de voltaje de perturbación grande y estabilidad de voltaje de perturbación pequeña.

1.2.1 ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE PERTURBACIÓN GRANDE

Está ligada con la capacidad de controlar los voltajes del sistema cuando es sometido a grandes perturbaciones como: cortocircuito, pérdida de generación, desconexión de líneas o transformadores, etc. En este enfoque es importante analizar el comportamiento dinámico del sistema durante un periodo de tiempo lo suficientemente largo para observar la interacción del sistema con ciertos dispositivos a los que les lleva cierto tiempo verse reflejado el efecto de sus acciones en el sistema, como podrían ser los transformadores con cambiadores de taps. Los tiempos de análisis podrían extenderse de unos pocos segundos hasta decenas de minutos, dependiendo de la dinámica de los dispositivos que se utilizan.

1.2.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE PEQUEÑA PERTURBACIÓN

Es la habilidad del sistema para controlar los voltajes después de ser sometido a pequeñas perturbaciones, como lo son las variaciones normales de carga debido al incremento de demanda variable que se presenta a lo largo del año. Esto es importante ya que ayuda a analizar la interacción del sistema con la carga, pues se puede observar cómo las variaciones de voltaje determinan cambios repentinos en la potencia consumida y cómo afecta esto en el sistema, así como también el comportamiento de los perfiles de voltaje cuando se presentan incrementos en la demanda de la carga.

El lapso de tiempo de estos estudios varía de acuerdo al tipo de carga, pues la dinámica cambia y su tiempo de respuesta es diferente. Además, a pesar de que el fenómeno de estabilidad de voltaje es lento, cuando se opera cerca de los límites de capacidad de transmisión se vuelve más rápido. Por lo tanto, la estabilidad de voltaje puede ser un fenómeno de corto o largo plazo.

ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE CORTO PLAZO

Ésta tiene que ver con el comportamiento dinámico de las cargas y la interacción con el sistema eléctrico. Las cargas o dispositivos que se ven involucrados en estabilidad de voltaje de corto plazo son de acción rápida como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores de HVDC.

ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO

Está asociada con la respuesta de dispositivos de acción lenta como los transformadores con cambiadores de taps y reguladores de voltaje de los generadores, los cuales sirven de soporte al sistema para regular los niveles de voltaje en los buses.

En la figura 1.8 se muestra el resumen del proceso de colapso de voltaje en un sistema de potencia.

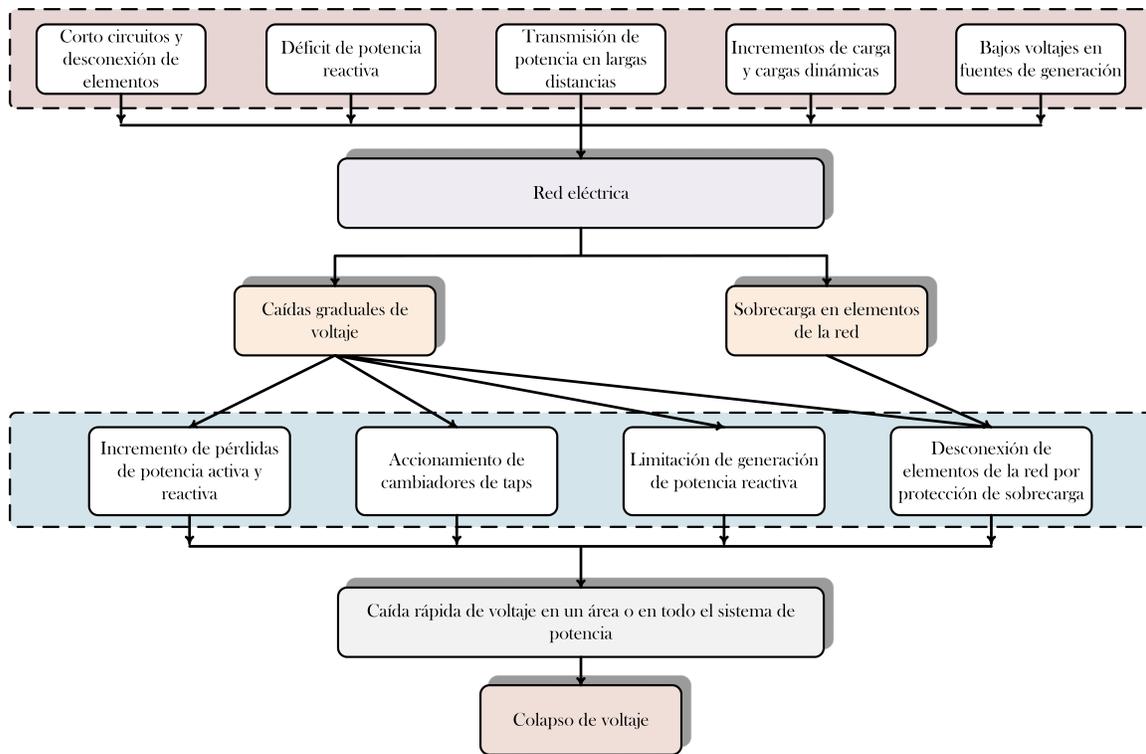


Figura 1.8: Resumen de la inestabilidad de voltaje y el proceso que origina un colapso en el sistema.

1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante después de un desequilibrio significativo entre la generación y la carga, ocasionado por alguna perturbación. Cualquier desbalance entre generación y carga causa desviaciones en la frecuencia del sistema (sobrefrecuencias o caídas de frecuencia). Además, afecta en el funcionamiento de las máquinas síncronas del sistema de potencia. La inestabilidad puede resultar en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de unidades de generación o cargas.

Por otra parte, los sistemas de potencia están diseñados con sistemas de control automáticos y manuales para responder rápidamente a las desviaciones de frecuencia.

En estabilidad de frecuencia el tiempo de análisis va desde la fracción de segundos hasta varios minutos dependiendo del evento o los eventos que ocasionaron el desbalance generación-demanda, y las acciones de control que se están utilizando para recuperar el equilibrio. Por lo tanto, la estabilidad de frecuencia puede ser también de corto plazo y largo plazo.

Una vez definidas las distintas categorías de estabilidad en un sistema de potencia, la figura 1.9 muestra la clasificación general de los temas abordados en esta sección¹².

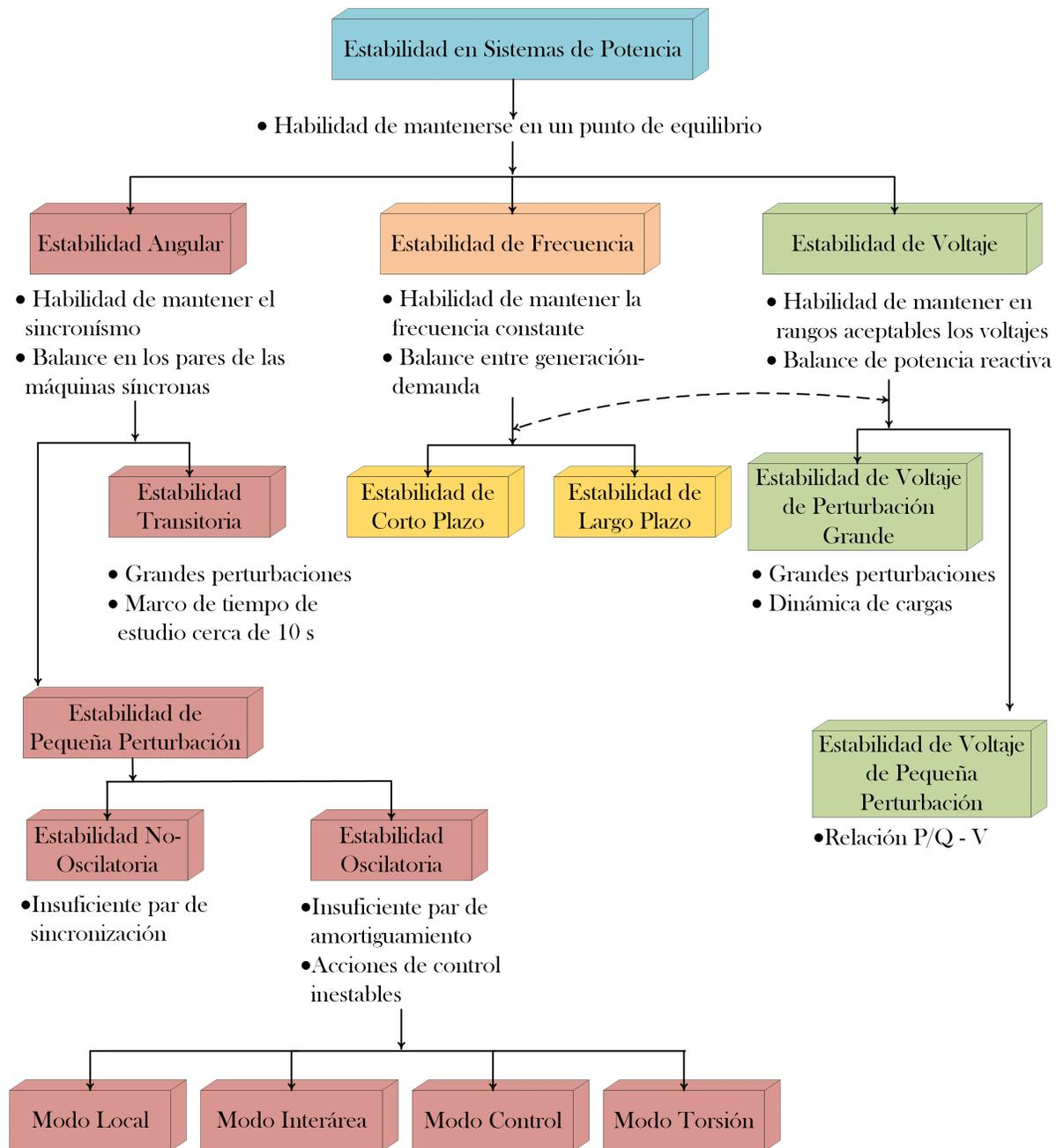


Figura 1.9: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia.

2

Seguridad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

En un sistema eléctrico de potencia es de gran relevancia garantizar su seguridad de operación y la continuidad del suministro de energía eléctrica a los consumidores, independientemente de sus condiciones de funcionamiento. Por esto, resulta importante evaluar de forma continua el estado operativo del sistema eléctrico para asegurar que se mantenga dentro de los límites operativos. Para asegurar el suministro continuo, el sistema de alimentación debe estar diseñado de manera que resista cualquier perturbación, por ejemplo, cortocircuito, pérdidas de líneas de transmisión, pérdidas de unidades de generación o de cualquier elemento sin falla.

En sistemas de potencia, la seguridad se define como la capacidad de resistir cualquier tipo de perturbación sin interrumpir el suministro de energía eléctrica²⁴. Además, la seguridad del sistema eléctrico está ligada tanto a la seguridad física del sistema como a la seguridad de los equipos de comunicación y control digital instalados en los centros de control, plantas de generación y subestaciones, los cuales forman una parte importante para asegurar el correcto funcionamiento del sistema de potencia.

Un sistema de potencia continuamente se somete a contingencias, las cuales se refieren a la pérdida de uno o varios elementos de la red eléctrica. El número posible de contingencias que teóricamente pueden ocurrir es infinito y, por lo tanto, resulta imposible diseñar el sistema de potencia para resistir todas las posibles contingencias o combinación de contingencias. En la práctica se evalúa el estado del

sistema de potencia utilizando uno o más índices para todas las contingencias posibles, con el objetivo de clasificar las contingencias en orden descendente, de forma que estos índices evalúen la violación del límite de capacidad de transmisión, límites de voltaje, límites de potencia, límites de estabilidad, entre otros. Los planes de protección están diseñados para contrarrestar todas las perturbaciones peligrosas a partir de la parte superior de la lista.

Por otra parte, dentro de los estándares de operación de las redes eléctricas, se estipula que el estado operativo del sistema debe mantenerse en rangos aceptables para cualquier desconexión de un elemento (líneas, generadores, transformadores, etc.). Esto se conoce como el criterio de seguridad N-1. También, los sistemas de potencia están expuestos a presentar contingencias múltiples, por esto, se recomienda que el sistema de alimentación se diseñe de manera que resista desconexiones múltiples, conocido como criterio de seguridad N-2. Desafortunadamente, debido a las grandes inversiones financieras requeridas, muchos de los sistemas de potencia pueden llegar a tener problemas para cumplir con el criterio de seguridad N-2²⁴.

La evaluación de los criterios de seguridad mencionados anteriormente es un análisis que se lleva a cabo fuera de línea, con el cual se detectan las contingencias con la mayor posibilidad de poner en riesgo la correcta operación del sistema eléctrico. Este proceso comúnmente es llamado “análisis de contingencias” y es de gran importancia llevar a cabo su evaluación como protocolo de planeación y diseño en un sistema de potencia, para garantizar su seguridad.

2.1 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

En los análisis de contingencias se estudian los efectos de las contingencias sobre el sistema, así como su capacidad de permanecer en operación sin uno o varios elementos. También se analizan los problemas que estas desconexiones producen, ya que las corrientes en las líneas se redistribuyen y las tensiones en los buses cambian cada vez que se presenta una desconexión de algún elemento. Como consecuencia de esto se presentan sobrecargas en las líneas y transformadores. Por otro lado, la desconexión de un elemento puede dar origen a la desconexión descontrolada de otros, ocasionando un efecto en cascada que eventualmente puede conducir al colapso del sistema.

Una forma de llevar a cabo el análisis de contingencias es realizando simulaciones de cada una de las contingencias sobre el caso base, y revisar las violaciones de los límites de operación que se presenten. El problema resulta cuando en la práctica se tiene que realizar un gran número de contingencias, lo que resulta en grandes esfuerzos computacionales.

El análisis de contingencias se puede dividir en tres etapas²⁵:

- Definición de contingencias: En esta etapa se enumeran detalladamente todas las contingencias con mayor posibilidad de ocurrir, y se especifica qué elementos del sistema pueden fallar. La lista varía en relación a la topología del sistema.

- Selección de contingencias: Su finalidad es reducir la lista original de contingencias, descartando los casos que no representan un riesgo para el sistema. Esta elección se realiza a partir de métodos automatizados o a partir de la experiencia de los diseñadores. Después de la selección, las contingencias son ordenadas en función de su severidad.
- Evaluación de contingencias: Se evalúa la lista de contingencias obtenida a partir de la etapa de selección. Normalmente esta evaluación se realiza mediante corridas de flujos de potencia.

La realización de este proceso requiere grandes esfuerzos computacionales debido a las dimensiones del sistema y al gran número de contingencias que pudieran presentarse, lo que ha llevado a la realización de métodos aproximados para poder reducir los tiempos de procesamiento o guiarse en la experiencia de los diseñadores^{26,27}.

Después de llevar a cabo el análisis de contingencias y tener bien definido cuáles de éstas son un problema crítico para el sistema de potencia, se necesitan desarrollar planes de acción de control que sean capaces de mitigar sus efectos negativos. Típicamente, estas acciones de control están relacionadas con cambios en la topología del sistema, como pudiera ser la conexión y desconexión de bancos de condensadores o reactores con la finalidad de regular los niveles de voltaje en algún bus.

Las acciones de control como la desconexión y conexión de dispositivos, cuya finalidad es mantener la integridad del sistema, son propias de un Esquema de Acción Remedial (RAS o Remedial Action Scheme, por sus siglas en inglés)⁶. Estos esquemas son sistemas de protección automáticos que detectan contingencias analizadas previamente, y toman acciones con la finalidad de mantener cierto margen de seguridad en el sistema. Por ejemplo, al realizar el análisis de contingencias se pueden encontrar contingencias que requieran disminuir transmisión de potencia o limitar ciertas centrales de generación, incluso desde contingencias N-1. En estos escenarios, se puede permitir a esa central generar a su máxima capacidad o transmitir una mayor cantidad de potencia si cuentan con esquema remedial, y en caso de presentarse la contingencia el RAS se encargaría de realizar las acciones necesarias para evitar que esa contingencia sea un problema para el sistema.

2.2 ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL

La North American Electric Reliability Corporation (NERC), define un RAS como “un esquema de protección automático que detecta condiciones anormales o predeterminadas del sistema y toma medidas correctivas que pueden incluir, pero no limitarse a, reducir o disparar carga, reducir o disparar generación, y modificar la topología para asegurar la confiabilidad del sistema”²⁸. Los objetivos de un RAS son los siguientes.

- Mantener la estabilidad.
- Mantener en rangos aceptables los voltajes.

- Mantener los flujos de potencia dentro de los límites.
- Limitar eventos en cascada.
- Abordar otros aspectos sobre la confiabilidad de sistemas a gran escala.

Los RAS convencionales están basados en la información obtenida a través del análisis de contingencias u otros estudios realizados previamente, información que es almacenada en una base de datos de manera que si se detecta alguna violación de los límites de operación o cambios de topología que se consideren cruciales, se toman acciones de control las cuales también son analizadas en estudios previos y almacenadas dentro de la base de datos. El proceso de detección y acción se realiza como se observa en la figura 2.1²⁹.

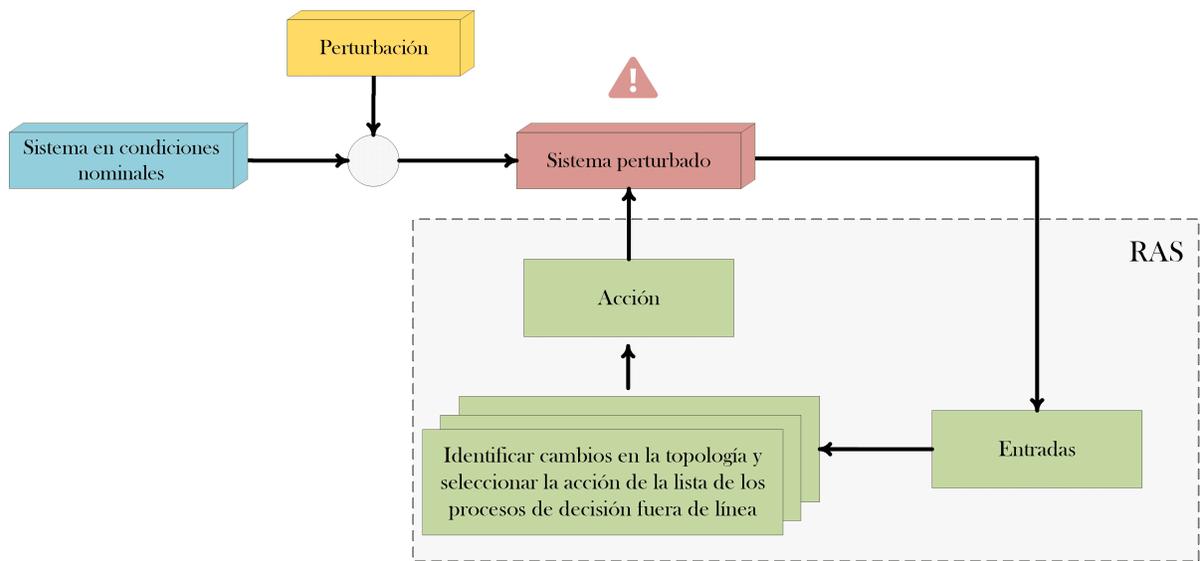


Figura 2.1: RAS convencional.

Los RAS son importantes para asegurar la correcta operación del sistema ante ciertos escenarios. Por lo tanto, son un producto del proceso de planificación, ya que en las evaluaciones anuales se evalúa si las capacidades del sistema de generación y transmisión son inadecuadas o insuficientes para soportar las contingencias consideradas para la planificación del sistema.

Además, debido a la integración de energías renovables, los RAS han tomado un papel relevante, ya que la velocidad con la que incrementa la infraestructura de transmisión es distinta a la que presenta la integración de estas nuevas centrales de energía, es decir, no se cuentan con los suficientes corredores para transmitir energía eléctrica. En este sentido, se han propuesto esquemas de acción remedial que consideran la intermitencia de las energías renovables, por lo que monitorean continuamente su generación, cuando existen casos de congestión en alguna línea de transmisión, desconectan la generación de energía renovable y redistribuyen la generación con las demás centrales, reduciendo los altos niveles de transmisión que pudieran presentarse³⁰.

Por otra parte, los detalles críticos en el diseño de un RAS y sus características de operación deben ser determinadas a través de estudios apropiados que consideren los siguientes aspectos³¹:

- Criterio de armado: Condición crítica del sistema para la cual el esquema se prepara para una posible operación.
- Condición de arranque: Contingencia crítica que inicia la acción si el esquema está armado.
- Acción a tomar: Acción remedial requerida para mitigar la contingencia.
- Tiempo requerido o permitido: Tiempo máximo permitido para que la acción remedial se complete.

Las condiciones que logran la activación de los esquemas de acción remedial pueden estar enfocadas a ciertos principios. Algunos esquemas detectan directamente la contingencia como la pérdida de líneas o generación y realizan la acción de control inmediatamente (basados en evento). En otras ocasiones, los esquemas monitorean variables de interés, donde un cambio abrupto significaría la presencia de una contingencia, algunas variables que se pudieran medir podrían ser, frecuencia, potencia y ángulos (basados en parámetros). También, otros esquemas monitorean la evolución de la respuesta ante una contingencia (basado en respuesta). Una vez activado el RAS, las acciones de control dependerán de la problemática que se presenta, tal como se muestra en la figura 2.2³⁰.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL

Debido a la gran diversidad de acciones que se pudieran utilizar, los RAS también se clasifican por su acción remedial. Dentro de las acciones remediales más utilizadas se encuentran:

2.3.1 DISPARO AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (DAG)

Las desconexiones de unidades de generación (también conocidas como desprendimientos o disparos de generación) para evitar ciertas problemáticas como pudiera ser la sobrefrecuencia por exceso de generación, o porque alguna máquina estuviera cerca de presentar inestabilidad debido a grandes desviaciones angulares, ya sea por grandes perturbaciones o sobrecarga del sistema.

2.3.2 DISPARO AUTOMÁTICO DE CARGA (DAC)

La desconexión de carga (también conocida como desprendimiento o disparo de carga) se lleva a cabo con frecuencia en la práctica, pues en escenarios estresados permite aliviar la carga del sistema reduciendo la separación angular entre generación y carga, y aumentando el amortiguamiento del sistema. Además, esta acción evita sobrecargas en líneas de transmisión y otros equipos del sistema, y

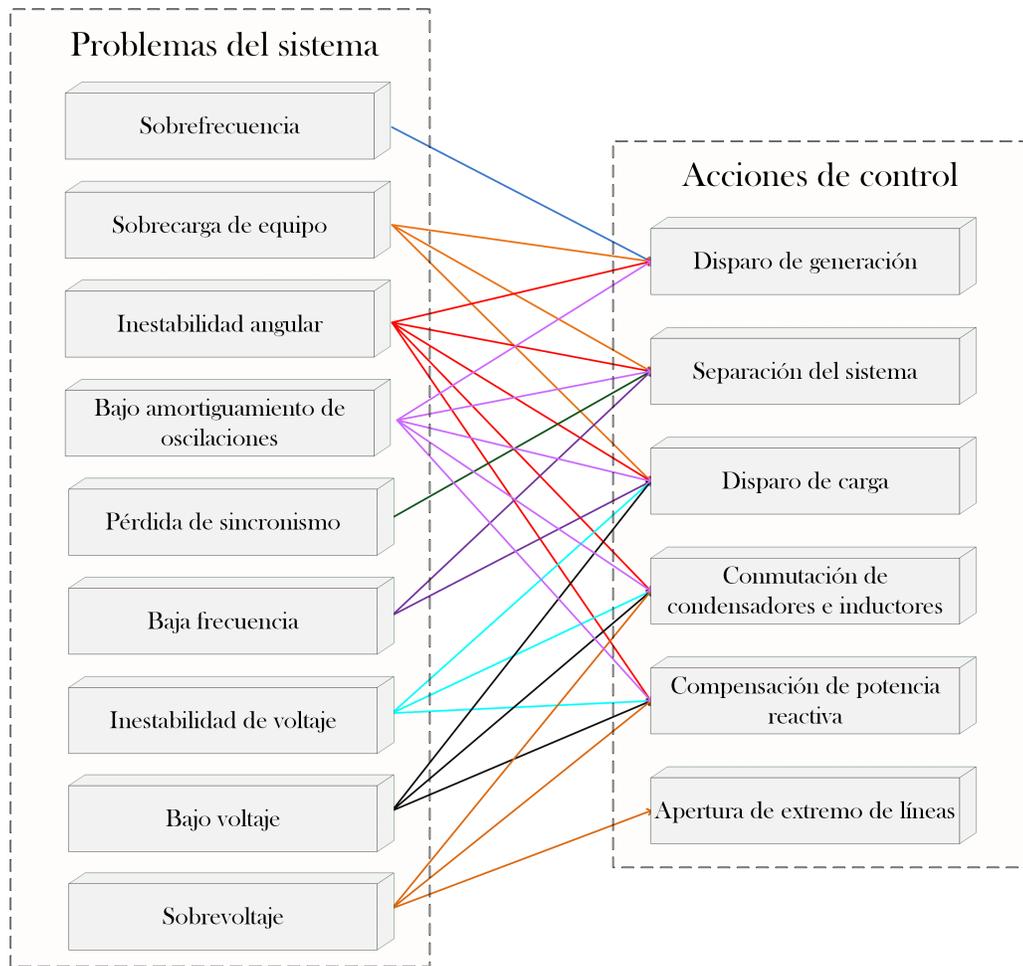


Figura 2.2: Acciones de control asociadas con el problema de la red eléctrica.

permite colocar al sistema dentro de los márgenes de estabilidad de voltaje óptimos. También, suele utilizarse cuando se presentan caídas de frecuencia y se tiene un exceso de carga, pues es crucial recuperar de forma inmediata el equilibrio entre generación y carga.

2.3.3 ESQUEMA COMPLEMENTARIO DE DESCONEXIÓN/CONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CONDENSADORES/REACTORES

Su finalidad es controlar los niveles de voltaje a través de la conexión y desconexión de bancos de reactores o condensadores, sin la afectación de carga. Por otra parte, estas acciones proporcionan amortiguamiento al sistema eléctrico y aumentan la capacidad de transferencia.

2.3.4 SEPARACIÓN CONTROLADA DEL SISTEMA

Estas lógicas son medidas de emergencia, y típicamente son utilizadas cuando se avecinan escenarios de inestabilidad inminentes. En sistemas internacionales interconectados, lo más común es separar los sistemas ante una perturbación o en el caso de perder estabilidad en el enlace. También pueden ser usados para desaparecer oscilaciones de potencia¹⁶.

2.3.5 DISPARO AUTOMÁTICO DE LÍNEA (DAL)

Esta acción se implementa para el diseño de una línea de transmisión o subtransmisión, y se realiza de manera controlada. Dentro de los motivos para los cuales se implementa esta acción es para evitar incrementos o abatimientos de frecuencia o evitar sobrecarga en equipos.

Como se ha observado, en la implementación de los RAS se involucran distintos factores, desde las condiciones que lo activan, así como también el tipo de acción de control que debe utilizarse, y los análisis previos que deben realizarse. Por lo tanto, con un panorama más general en la figura 2.3 se muestra un resumen de lo que involucra la implementación de un RAS y sus posibles acciones de control.

Por otra parte, como se ha mencionado, es importante identificar el estado operativo en el que se encuentra el sistema de potencia para poder determinar el instante en el que los esquemas de acción remedial deben operar. En un sistema de potencia, las condiciones operativas varían continuamente y el sistema se mueve de un estado a otro, denotados como S_n en la figura 2.4, donde n denota el estado del sistema.

En la figura 2.4, se realiza una clasificación de las posibles etapas del sistema de potencia dependiendo de los eventos que pudieran ocurrir²⁴. Las transiciones de un estado a otro dependen de los eventos aleatorios que pudieran presentarse así como del punto de operación en el que se encuentre y las decisiones tomadas por los operadores del sistema. En el estado normal, el sistema eléctrico opera de forma estable y segura (S_1 y S_2). Además, sus parámetros se encuentran dentro de los rangos aceptables y dentro de los criterios de seguridad (N-1). Sin embargo, someter el sistema a perturbaciones significativas como grandes cambios de carga hacen que éste se vuelva vulnerable a la desconexión de elementos y provocar que el sistema entre en un estado de alerta (S_3). En el estado de alerta se deben tomar acciones correctivas de forma inmediata para regresar al sistema al estado normal. El tiempo para que el sistema se recupere dependerá de la acción correctiva utilizada, y si durante esta transición ocurriera una nueva contingencia (S_4) el sistema podría ingresar a un estado de emergencia. En el estado de emergencia se presenta una gran cantidad de violaciones de los límites tanto de voltaje y de transferencia de potencia en algunos enlaces, en este estado aún se pueden tomar acciones remediales como último recurso y de esta forma restaurar el sistema a un estado normal (S_6). Por otra parte, si la contingencia es muy severa, el sistema de potencia podría volverse inestable y finalmente colapsar (S_5).

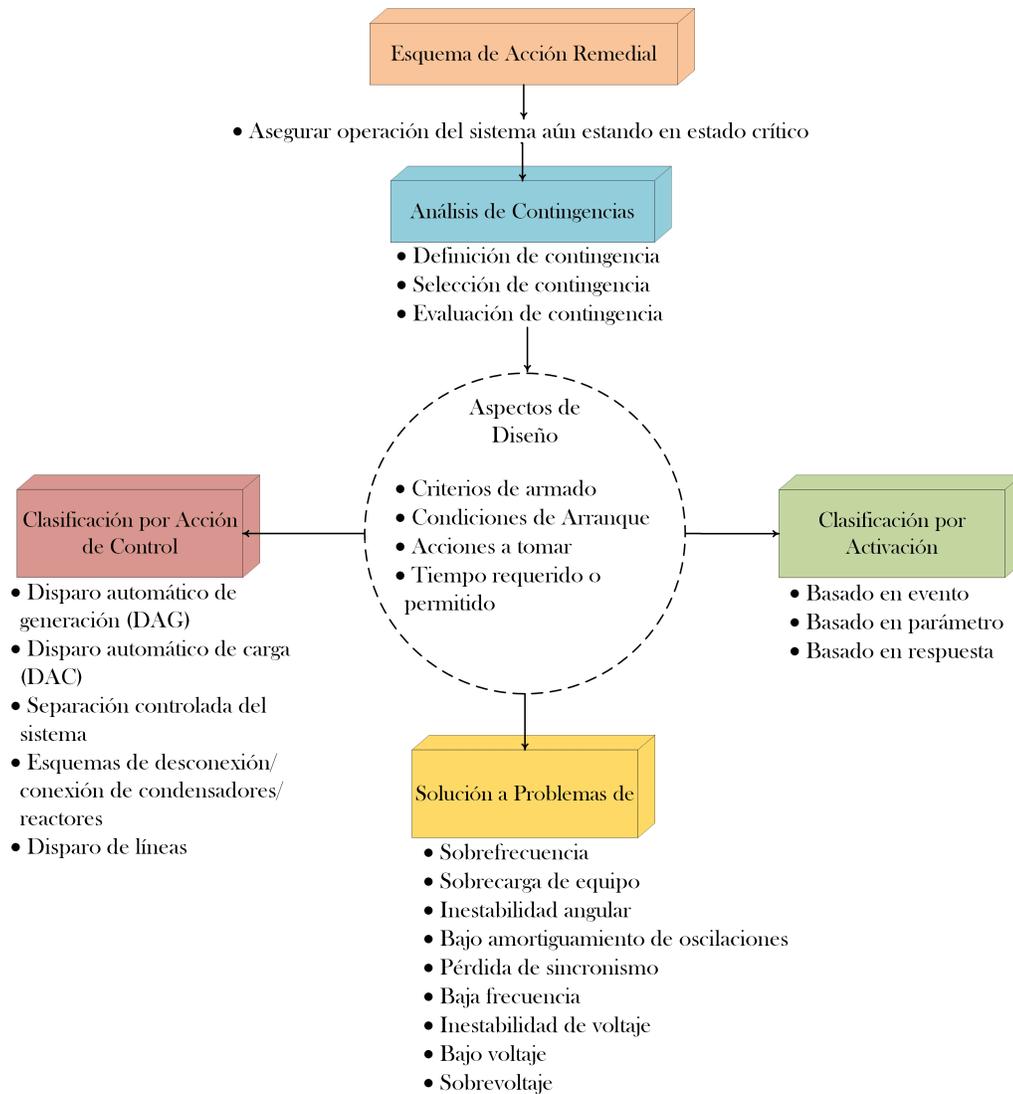


Figura 2.3: Panorama general de un RAS.

Hasta ahora, se ha observado que gran parte del desarrollo de los esquemas de acción remedial se realiza a partir de un gran número de simulaciones fuera de línea, y es evidente que debido a la naturaleza impredecible de los sistemas de potencia modernos, es muy complicado determinar las contingencias posibles para todas las condiciones de operación y sus acciones de control en una base de datos, ya que se necesitan esfuerzos computacionales y bases de datos a gran escala. Por lo tanto, surge la necesidad de monitorear los sistemas de potencia en tiempo real con la ayuda de dispositivos que permitan observar el comportamiento dinámico del sistema.

Debido al desarrollo de nuevas tecnologías para el monitoreo de los sistemas de potencia, se han implementado dispositivos como las unidades de medición fasorial, las cuales permiten estimar el estado del sistema en tiempo real. Con esto, se han desarrollado algoritmos con la capacidad de monitorear

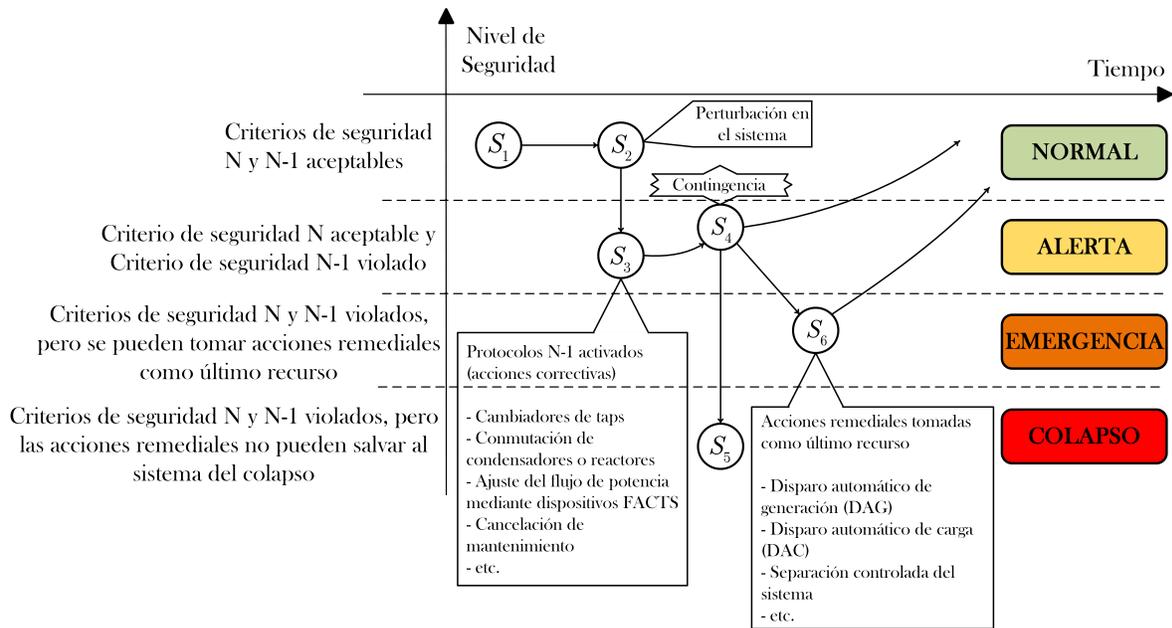


Figura 2.4: Estados en un sistema de potencia.

ciertos índices que proporcionen información sobre la estabilidad de la red eléctrica²⁹.

2.4 UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL

Un fasor es una herramienta que puede representar una onda senoidal a partir de un número complejo. Típicamente, los fasores se utilizan para estudios de estado estacionario, pero incluso cuando el sistema no está en estado estable, los fasores aún pueden utilizarse para describir el rendimiento de la red eléctrica.

Debido a la importancia de la medición de fasores y de la diferencia de ángulo de fase entre puntos remotos de un sistema, se da lugar a los sincrofasores. Los sincrofasores se definen como el cálculo de un fasor a partir de muestras, utilizando una estampa de tiempo. Normalmente, la estampa de tiempo se logra con ayuda de un GPS debido a la buena disponibilidad, confiabilidad y alta precisión que ofrecen. Por último, la unidad de medición fasorial (PMU) es el dispositivo encargado de estimar el valor del fasor, a partir de las mediciones sincronizadas de la señal senoidal².

En (2.1) se representa la forma de onda de una señal senoidal:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (2.1)$$

Recordando que (2.1) se puede reescribir como:

$$x(t) = \text{Re} \left\{ X_m e^{j(\omega t + \phi)} \right\} = \text{Re} \left[\left\{ e^{j(\omega t)} \right\} X_m e^{j\phi} \right] \quad (2.2)$$

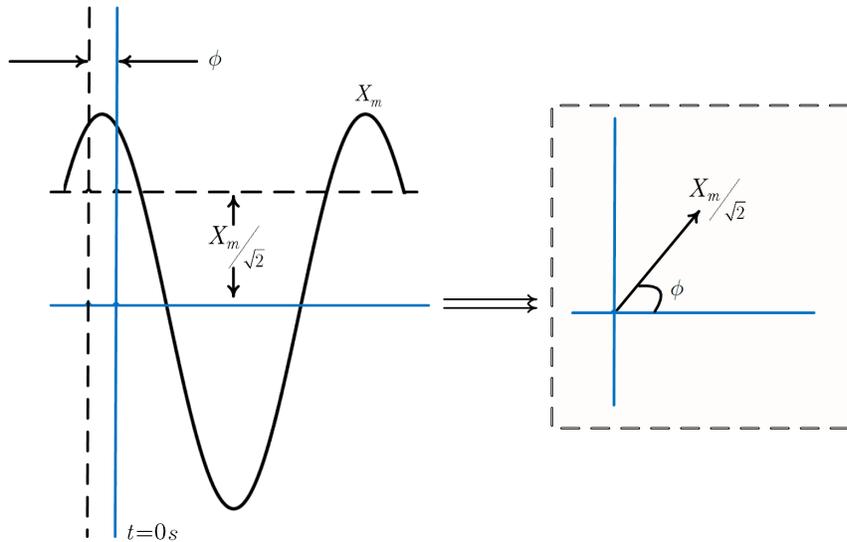


Figura 2.5: Señal instantánea (izquierda) y su respectivo fasor (derecha).

donde, X_m es la amplitud máxima de la señal, $\omega = 2\pi f_0$, y ϕ el desplazamiento angular de la señal respecto a una referencia. Considerando que $t = 0$ s y que la frecuencia se asume constante, se obtiene la representación fasorial:

$$\bar{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \phi \quad (2.3)$$

En la figura 2.5 se describe la señal senoidal y su representación fasorial resultante. Se puede observar que la magnitud del fasor es el valor RMS o valor eficaz de la señal senoidal y que el ángulo de fase dependerá de la referencia de tiempo.

Debido al gran nivel de importancia que representa introducir dispositivos PMU en los sistemas de monitoreo para las redes eléctricas, varias empresas se han encargado de su desarrollo, incluso son incluidos como una función adicional en equipos de protección, lo que facilita su incorporación al sistema de potencia. Por ello, para permitir la interconectividad entre dispositivos de diversos fabricantes se utiliza el estándar IEEE Std.C37.118-2011³². Este estándar es necesario para la integración de los sistemas de medición a los sistemas eléctricos de potencia para especificar los formatos de salida de los datos, y para asegurar que los procesos de medición arrojen resultados que puedan ser utilizados para realizar comparaciones de mediciones de puntos remotos.

2.4.1 ESTÁNDAR PARA MEDICIONES SINCRÓFASORIALES EN SISTEMAS DE POTENCIA (IEEE C37.118-2011)

Este estándar fue dividido en dos secciones. Por un lado, se tiene el IEEE Std.C37.118.1 en el cual se definen los requisitos para la sincronización de mediciones de sincrofasores, frecuencia y la tasa

de cambio de la frecuencia (ROCOF). Esta sección define los métodos para cuantificar las mediciones y además especifica pruebas de rendimiento y límites aceptables. Por otro lado, se tiene el estándar IEEE Std.C37.118.2 el cual cubre aspectos de comunicación y transferencia de mediciones sincrofasoriales^{33,34}.

La sección encargada de la transferencia de datos define cuatro tipos de mensajes para su transmisión hacia las PMU, tres de los cuales son generados por el mismo PMU; de configuración, de dato, de encabezado y un mensaje denominado mensaje de comandos.

- Mensaje de datos: pueden incluir múltiples canales de estimación fasorial, palabras analógicas y digitales combinadas con una estampa de tiempo, contienen las mediciones hechas por el PMU.
- Mensaje de configuración: es un código que describe el tipo de datos e información para entender los tipos de datos.
- Mensaje de encabezado: describe la subestación, línea de transmisión, nivel de voltaje y dispositivo que envían los fasores.
- Mensaje de comando: permite comunicarse con la PMU y solicitar información, además de detener o reiniciar el envío de fasores.

Los cuatro mensajes son esenciales para una correcta transmisión e interpretación de los sincrofasores. Además, los mensajes enviados por la PMU tienen una estructura común basada en el estándar IEEE C37.118, como se muestra en la figura 2.6³³.

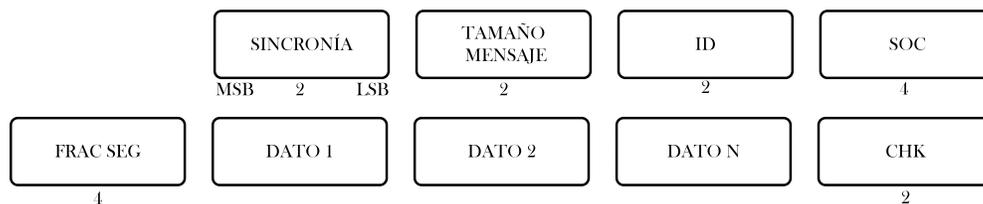


Figura 2.6: Formato de mensaje transmitidos desde y hacia la PMU.

La primera palabra de 2 bytes es para sincronizar la transferencia de datos, la siguiente palabra indica el tamaño total del mensaje, la tercera palabra contiene el identificador único del equipo, enseguida se envía el “segundo del siglo” (SOC), y la fracción de segundos (FRAC SEG) que indica la estampa de tiempo con la cual los datos han sido reportados. Posteriormente, se envían las palabras correspondientes a los datos de los fasores. Finalmente, se envía una última palabra que ayuda a determinar si existió algún error en la transferencia del dato.

Hasta ahora, se ha definido la forma en la que se transmiten los datos para su procesamiento. Como se mencionó anteriormente, el primer apartado define la forma en la que se miden los sincrofasores y los requerimientos del estándar.

En el estándar se proporciona un modelo básico sobre el procesamiento de las mediciones dentro de un PMU. Éste asume un muestreo de frecuencia fija sincronizada con una referencia de tiempo absoluta, seguido de una multiplicación compleja, como se muestra en la figura 2.7³⁴.

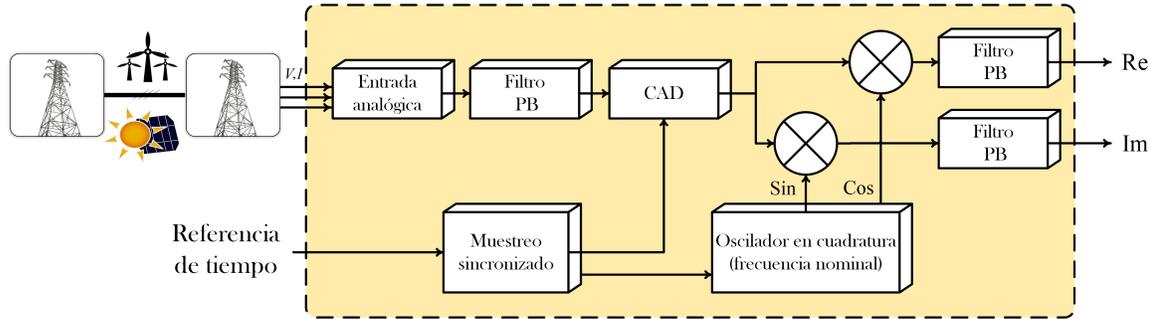


Figura 2.7: Diagrama básico del procesamiento interno en una PMU.

Con lo antes mencionado, el estándar muestra un método para el cálculo de los fasores. Partiendo de un conjunto de muestras de una de las fases del sistema de potencia x_i , el sincrofasor estimado $X(i)$ se puede representar como:

$$X(i) = \frac{\sqrt{2}}{G} \sum_{k=-N/2}^{N/2} x_{(i+k)} W_{(k)} \exp(-j(i+k)\Delta t\omega_0) \quad (2.4)$$

$$G = \sum_{k=-N/2}^{N/2} W_{(k)}$$

donde

$$\omega_0 = 2\pi f_0$$

N = orden del filtro FIR

Δt = 1/frecuencia de muestreo

$W_{(k)}$ = coeficientes del filtro pasa bajas

Por otra parte, en el estándar se especifica que las PMU deben incluir el cálculo de los valores de secuencia positiva, de fase, o ambos dentro de sus algoritmos de estimación. En la figura 2.8, se muestra el procesamiento típico para el cálculo de los valores de secuencia positiva, de fase y ROCOF³⁴.

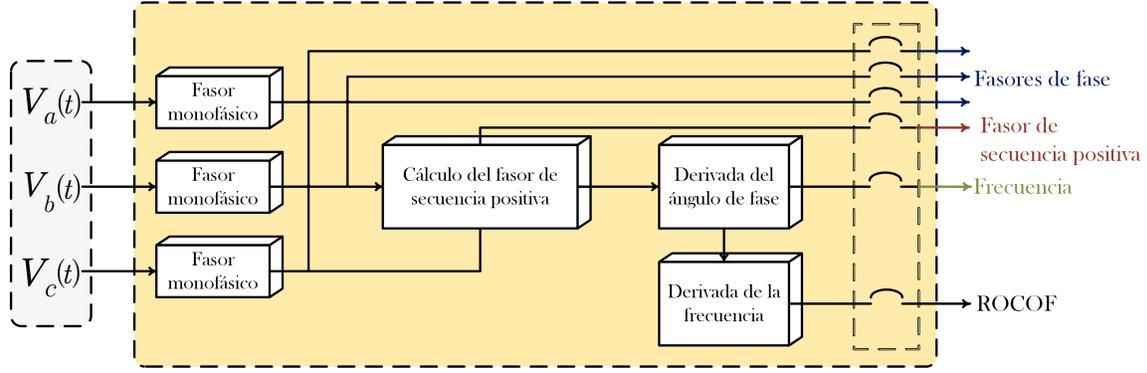


Figura 2.8: Diagrama del procesamiento completo de las señales.

Los valores de secuencia positiva se calculan a partir de la transformación de componentes simétricas. Por otro lado, la frecuencia se calcula mediante la tasa de cambio del ángulo de fase, y dado que el ángulo de fase cambia en relación con la diferencia entre la frecuencia real y la frecuencia nominal, se puede utilizar para el cálculo del ROCOF.

Como se ha mencionado hasta ahora, una PMU deberá ser capaz de calcular, además de fasores de voltaje y corriente, la frecuencia y la tasa de cambio de la frecuencia. Por lo tanto, según el estándar la frecuencia y el ROCOF se definen como:

$$x(t) = X_m \cos(2\pi ft + \phi) = X_m \cos(\psi(t)) \quad (2.5)$$

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi(t)}{dt} \quad (2.6)$$

$$ROCOF = \frac{df(t)}{dt} \quad (2.7)$$

Otro aspecto de gran relevancia es la confiabilidad de las mediciones de los fasores en los PMU. Debido a esto, el estándar introduce la medición del error total del vector (TVE). EL TVE es el valor de la diferencia entre el valor teórico y el fasor estimado por la PMU y está dado por:

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \quad (2.8)$$

donde $\hat{X}_r(n)$ y $\hat{X}_i(n)$ son los valores de los fasores estimados dados por las PMU, y $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son secuencias de los valores teóricos de los fasores de una señal de entrada en un tiempo n . La precisión de las mediciones de los sincrofasores se evalúa a través de (2.8). Por otro lado, el estándar especifica un error máximo de $1 \mu s$, lo que corresponde a un error de fase del sincrofasor de solo 0.022 grados para un sistema de 60 Hz.

Asegurando que las mediciones de la PMU como los sincrofasores, frecuencia y ROCOF cuentan con su estampa de tiempo, y que además fueron realizadas de forma confiable y segura a partir de los requerimientos enlistados por el estándar IEEE C37.118, se pueden comparar con mediciones PMU tomadas en puntos remotos de la red eléctrica. Para esto, las mediciones son recibidas, seleccionadas y en algunos casos analizadas mediante un concentrador de datos de fasores (PDC).

El PDC se encarga de recolectar las mediciones de diferentes puntos de la red y organizarlas en un paquete de datos con la misma estampa de tiempo, de acuerdo al formato estándar que se encuentra en el IEEE C37.118, el PDC permite realizar las siguientes funciones:

- Alinear información conforme a la estampa de tiempo de las mediciones fasoriales sincronizadas.
- Almacenar datos provenientes de las PMU para realizar análisis fuera de línea.
- Monitoreo en línea de diferentes parámetros eléctricos provenientes de las PMU (voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva, etc).

El poder tener mediciones de diversos puntos del sistema eléctrico de esta forma, logra lo que se conoce como sistemas de monitoreo de área amplia basados en PMU (WAMS/PMU), los cuales son utilizados en la mayoría de los países alrededor del mundo, ya que son una excelente herramienta para mejorar el monitoreo, protección y control de los sistemas de potencia.

2.5 SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE ÁREA AMPLIA

Los sistemas de monitoreo de área amplia están basados en la toma de mediciones de forma distribuida en el sistema eléctrico. Por lo tanto, se han convertido en una de las aplicaciones más comunes de las PMU. El propósito principal de los WAMS es mejorar la estimación del estado del sistema y el análisis antes, durante y después de una falla o perturbación a partir de la información concentrada por los PDC³⁵.

Las nuevas tecnologías de medición permiten que los sistemas de monitoreo de área amplia tomen mediciones de forma rápida y directa, logrando la implementación de algoritmos de control que sean capaces de utilizar herramientas de análisis avanzadas, como análisis modal o estudios de márgenes de estabilidad. Además, debido a la alta resolución que ofrecen estas mediciones (30 o 60 muestras por segundo), permiten que ciertos análisis relacionados con problemas transitorios o de pequeña señal se realicen en línea³⁶.

En los WAMS, se pueden ejecutar tareas de supervisión, análisis de datos y ofrecer información para estudios fuera de línea, pero en algunas ocasiones envían información a dispositivos que son capaces de procesar los fasores y programar acciones de control que permiten la operación segura del sistema eléctrico, los cuales son parte de los denominados sistemas de control de área amplia (WACS). De esta

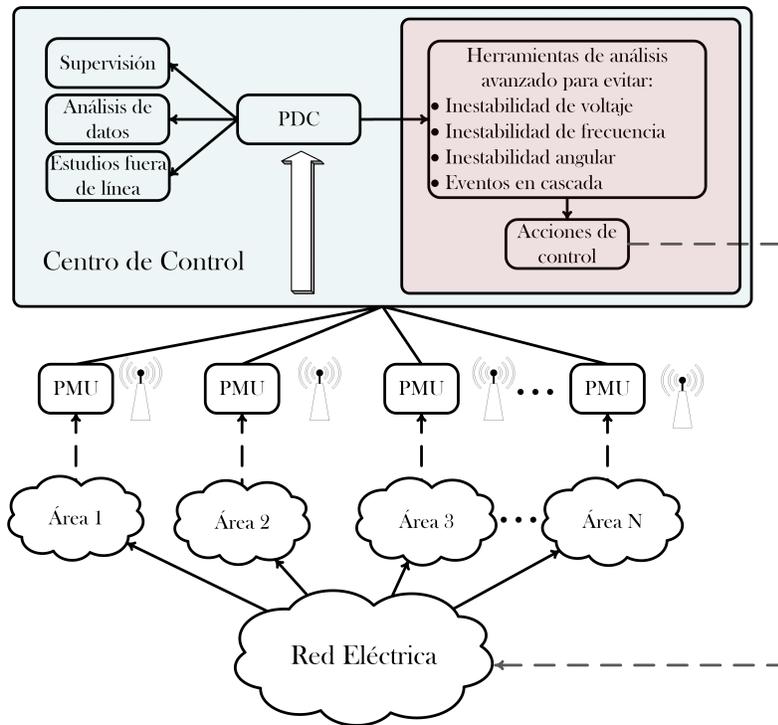


Figura 2.9: Diagrama de un sistema de monitoreo y control de área amplia.

forma, los WACS tienen la capacidad de cómputo y comunicación para realizar funciones más allá de las que realizan los sistemas de protección tradicionales.

En la figura 2.9, se muestra el diagrama de un sistema de monitoreo y control de área amplia, donde se toman mediciones PMU de distintas áreas de un sistema eléctrico que pudieran estar a cientos de kilómetros de distancia. Las mediciones se toman de forma sincronizada y son ordenadas y agrupadas por el PDC a partir de su estampa de tiempo. Una vez concentrados los datos, se pueden utilizar para lograr diversos objetivos, e incluso para realizar algoritmos que determinen la estabilidad de la red eléctrica y tomen acciones de control para asegurar la correcta operación del sistema.

El uso de este tipo de tecnología ha tenido mucha relevancia alrededor del mundo, a tal grado que continuamente se busca implementar herramientas de análisis basadas en estos sistemas de área amplia. Por ejemplo, en²⁹ se propone un RAS que tiene como acción de control un DAG. El algoritmo captura mediciones PMU de todas las máquinas síncronas del sistema de prueba IEEE de 39 buses. Después, realiza una estimación de los estados dinámicos de las máquinas en línea y las ordena comenzando por la que tiene mayor riesgo de perder estabilidad. Cuando se detecta un estado de inestabilidad inminente se dispara el primer generador y así sucesivamente hasta que el sistema se recupere. Por otro lado, también se han propuesto esquemas de acción remedial que realizan el análisis de estabilidad transitoria en línea. Por ejemplo, en³⁷ se calculan en línea las curvas características $P-\delta$ para ciertas contingencias, y utilizando el criterio de áreas iguales se determinan las máquinas más propensas a colapsar, de manera que cuando se presenta alguna contingencia se dispara la primera en la lista. El

realizar los disparos de generación basados en la estimación de la respuesta dinámica de las máquinas en línea, evita que se tengan bases de datos de las contingencias que ponen en riesgo la estabilidad del sistema y sus acciones de control correspondientes.

Por otra parte, esta tecnología también ha sido utilizada para el monitoreo de las oscilaciones interárea que se presentan continuamente en el sistema eléctrico, y con la ayuda de análisis modal se ha logrado llevar a cabo la evaluación en línea del comportamiento dinámico de estas oscilaciones⁵. También, las mediciones PMU se han logrado incorporar dentro de las leyes de control de las máquinas síncronas, de forma que se puedan reforzar los objetivos de los estabilizadores de potencia (PSS) como es el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema³⁸. Además, los sistemas de área amplia pueden incluir el control de ciertos sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), para controlar ciertas variables de la red eléctrica³⁹.

Recientemente debido a la expansión de grandes cargas en la región del sur de Perú, se vio la necesidad de utilizar un esquema de acción remedial para mantener la operación segura del sistema, pues cuando se presentaban ciertas contingencias algunas líneas se llegaban a saturar. En este sentido, el RAS propuesto para esta región toma mediciones PMU de dos buses separados por una línea de transmisión de 400 km. Después, monitorea la separación angular entre ambos buses, de manera que cuando se sobrepasa el umbral de seguridad, realiza un desprendimiento de carga y mantiene la estabilidad del sistema. Los umbrales de seguridad utilizados están determinados por un gran número de estudios fuera de línea, al igual que los niveles de potencia para el desprendimiento de carga⁴⁰.

Son muchos los países que han optado por la implementación de estos sistemas de monitoreo, e inclusive México tiene su propio sistema de medición fasorial (SIMEFAS). El SIMEFAS fue desarrollado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en la década de 1990's. Al principio, sus principales funciones eran la validación de modelos y la toma de mediciones sincrofasoriales para análisis fuera de línea como los análisis de contingencias y el cálculo de curvas P-V/Q-V/P- δ , que proporcionan información sobre el comportamiento de las máquinas y sus controles. Actualmente, también involucra aplicaciones como WAMS y esquemas de control y protección de área amplia, así como también estimadores de estado basados en PMU⁴¹.

Los sistemas de área amplia basados en PMU han incrementado de manera importante la observabilidad de la dinámica de los sistemas eléctricos. Con base en esto, se pueden diseñar diferentes tipos de sistemas de protección. Además, es importante recalcar que el diseño de estos sistemas requiere de una gran cantidad de ingeniería asociada con estudios de sistemas eléctricos de potencia, ya que la instalación de cada sistema de área amplia es única.

3

Esquema de Acción Remedial Propuesto

En los capítulos anteriores se describieron los conceptos más importantes sobre estabilidad en un sistema de potencia y cómo su correcta operación se pone en riesgo cuando se somete a contingencias. Por otra parte, se describió cómo se abordan estas problemáticas desde el enfoque de sistemas de protección con la aplicación de las nuevas tecnologías de medición.

En este Capítulo 3 se describe el esquema de acción remedial que se propone en este tema de tesis. Se busca que el sistema de protección propuesto sea capaz de realizar el monitoreo del estado del sistema y detectar en línea las contingencias que se vuelven críticas conforme el sistema evoluciona, evitando la necesidad de realizar un gran número de estudios para la etapa de análisis de contingencias. También, que las acciones de control utilizadas tengan ciertos criterios de desconexión que son relevantes tanto para el consumidor de energía eléctrica como para el proveedor.

En primera instancia se realiza una descripción del problema a resolver. Después, se presenta el modelo del sistema de estudio utilizado para la implementación del RAS. Por último, se presentan los fundamentos teóricos en los cuales el RAS está basado para lograr una adecuada estimación del estado operativo del sistema.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA A RESOLVER

Como se ha mencionado, los sistemas de potencia se encuentran constantemente en sus límites operativos debido a los altos niveles de demanda energética que se presentan a lo largo del año. El trabajar bajo estas condiciones de estrés los vuelve susceptibles a experimentar pérdidas de estabilidad, eventos en cascada, e incluso apagones. Por lo tanto, en los sistemas de potencia se suelen utilizar esquemas de acción remedial para asegurar su operación aun estando en estado crítico.

Por otra parte, los sistemas de potencia son sensibles a los cambios constantes de potencia activa y reactiva debido a que el balance generación-demanda se realiza en línea. Al no mantener este balance, el sistema puede experimentar la presencia de oscilaciones o también presentar bajas frecuencias y sobrefrecuencias, lo que en consecuencia podría originar apagones o la separación del sistema si el balance no se reestablece. Por ejemplo, cuando disminuye la demanda de forma repentina, se tiene exceso de generación (sobrefrecuencia). Por otro lado, se puede tener el caso donde ante alguna perturbación exista la pérdida de unidades de generación (baja frecuencia). En estas situaciones críticas, los RAS juegan un papel muy importante, ya que dentro de sus acciones más utilizadas son los disparos de generación de la red (DAG) para sobrefrecuencias y disparos de carga (DAC) para bajas frecuencias. Además, las acciones mencionadas anteriormente pueden ayudar a aliviar otro tipo de problemáticas que se presentan en los sistemas de potencia, como se mostró previamente en la figura 2.2.

Los desprendimientos de carga y generación son utilizados actualmente, pero comúnmente los niveles de carga que se disparan son de mayor magnitud que lo necesario, pues debido a la incertidumbre y a otros factores se da cierto margen adicional para reducir el riesgo de perder grandes partes del sistema eléctrico. En este sentido, lo óptimo sería sólo desconectar la cantidad de carga que permita recuperar el balance generación-demanda.

Los algoritmos actuales para la desconexión de carga son ambiguos y sin la capacidad de discernir entre cuáles cargas son las más adecuadas para desconectar y cuáles no. Esta elección resulta típicamente de estudios previos y los algoritmos sólo disparan cargas preseleccionadas. Para la toma de decisión, el problema se vuelve complejo si se consideran criterios de desconexión, pues una gran cantidad de cargas y con distintos niveles de potencia están conectadas a la red eléctrica. Por lo tanto, existen diversas combinaciones que suman la cantidad de potencia que debe desconectarse, sin olvidar que se busca desconectar la menor cantidad de cargas y potencia posible. El problema no termina aquí, puesto que las cargas pueden ser asignadas con niveles de prioridad, cabe recordar que éstas pueden representar zonas industriales, y sin duda sería costoso sacarlas de operación continuamente. Sin embargo, también podrían ser zonas residenciales o zonas que incluyan hospitales, de manera que sean cargas críticas. Algo semejante ocurre con el disparo de generación, ya que estos algoritmos primero permiten la acción de los gobernadores reduciendo la cantidad de generación de las máquinas; si esto no tiene efectos positivos se prosigue a desconectar las unidades de generación. De la misma forma, sólo se disparan grandes cantidades de generación preseleccionadas a partir de estudios previos. En este caso,

es importante considerar la zona en la que se encuentran los generadores, sus capacidades, curvas de costo e inclusive que existen productores independientes a los que les resulta costoso el desconectarlos continuamente de la red.

Debido a la complejidad que resulta el abarcar diferentes acciones remediales incluyendo las problemáticas mencionadas anteriormente, éste trabajo se enfoca en el método para desarrollar un esquema de disparo automático de carga (DAC), en donde a partir de mediciones PMU se diseña un algoritmo que calcule la cantidad de potencia que se debe desconectar en distintas áreas del sistema eléctrico para la presencia de diversas contingencias. Incluyendo la herramienta de análisis modal en el algoritmo, el RAS podrá identificar de forma automática cuál de las áreas del sistema es la más crítica, con el propósito de sólo disparar carga en áreas donde en realidad se requiera hacerlo, y que en efecto, esto tenga un impacto en el amortiguamiento de las oscilaciones que se presenten en el sistema. En un panorama más general, el esquema del disparo de carga propuesto se muestra en la figura 3.1.

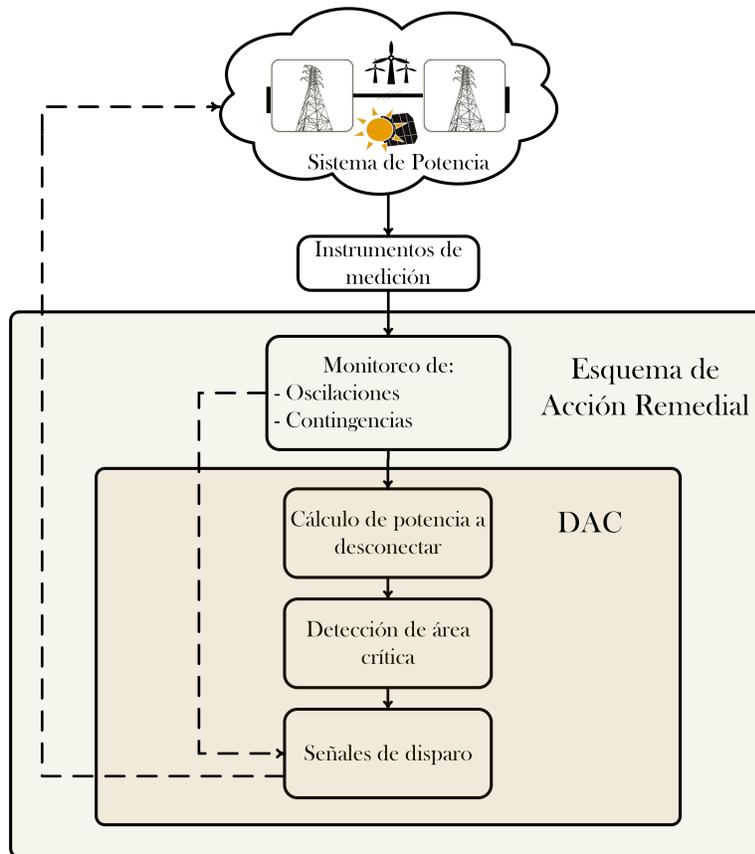


Figura 3.1: Esquema de disparo propuesto.

El sistema de estudio utilizado y las etapas del esquema de acción remedial, se describen a detalle en las siguientes secciones de este capítulo.

3.2 MODELO DEL SISTEMA DE ESTUDIO

Para evaluar el rendimiento del RAS propuesto se utilizó el benchmark para FACTS que se muestra en la figura 3.2, consta de 12 buses (seis buses de 230 kV, dos de 345 kV y cuatro de 22 kV) distribuidos en tres áreas geográficas diferentes (área 1, área 2 y área 3)⁴². Debido a que el aporte de energía eléctrica de algunos generadores está limitado, la transferencia de potencia se realiza entre áreas a través de las líneas de transmisión. El sistema de transmisión está formado por líneas de 230 kV a excepción del enlace de 345 kV entre las áreas 1 y 3 (entre los buses 7 y 8). Es un sistema que ofrece escenarios de gran relevancia, ya que la desconexión de algunos enlaces podría ocasionar el congestionamiento de otras líneas de transmisión o en el peor de los escenarios podría ocurrir la pérdida de capacidad de transferencia entre áreas. Además, este sistema fue diseñado para presentar un pobre amortiguamiento en las oscilaciones interárea para fines de estudio, por lo tanto, el someter el sistema a ciertas contingencias puede provocar oscilaciones en diversos puntos del sistema de prueba⁴².

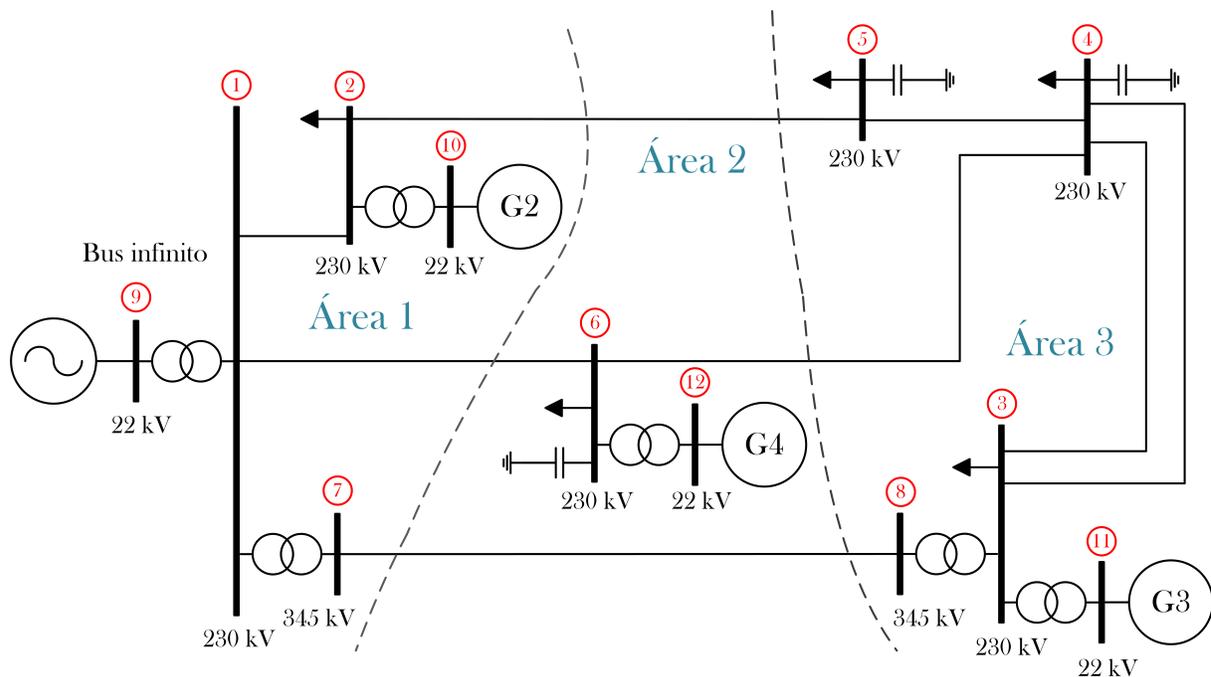


Figura 3.2: Sistema de estudio de 12 buses.

Para los controles de los generadores, se utilizan gobernadores, reguladores de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés) tipo IEEE-1, y estabilizadores de potencia del tipo IEEE PSS1A⁴³. Los parámetros de los generadores y de sus controles se muestran en las tablas 3.1-3.4.

Tabla 3.1 Parámetros de las Máquinas Síncronas

Máquina	Voltaje (kV)	R_a	X_a	X_d	X'_d	X''_d	X_q	X'_q	X''_q	H
G_2	22	0.002854	0.18	1.305	0.296	0.252	0.474	0.228	0.243	3.7
G_3	22	0.002854	0.18	1.305	0.296	0.252	0.474	0.228	0.243	3.7
G_4	22	0.002854	0.184	1.305	0.296	0.252	0.474	0.228	0.243	3.7

Tabla 3.2 Parámetros de los Gobernadores

K	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_{min}	T_{max}	T_d
10	0.01	0.02	0.2	0.25	0.009	0.0384	0	1.1	0.024

Tabla 3.3 Parámetros de los PSS

T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	K_s	V_{rmax}	V_{rmin}	V_{cu}	V_{c1}
0.06	0.5	0	0	0.7	0.015	2	0.15	-0.15	2	0.31

Tabla 3.4 Parámetros de los AVR

K_a	T_a	K_e	T_e	V_{max}	V_{min}	T_r	K_f	T_f
10	0.05	1	0.01	10	-10	0.02	0.008	1.5

En la tabla 3.5, se muestran las relaciones de voltaje en los transformadores, conexiones y otros parámetros de interés para poder realizar de forma correcta el modelo del sistema.

Tabla 3.5 Parámetros de los transformadores (Potencia Base: 100 MVA)

Transformador	Voltaje (kV)	Conexión	Reactancia (p.u)	P. Nominal (MVA)
1 – 7	230 – 345	Y–Y	0.01	1000
1 – 9	230 – 22	Y– Δ	0.01	1000
2 – 10	230 – 22	Y– Δ	0.01	1000
3 – 8	230 – 345	Y–Y	0.01	1000
3 – 11	230 – 22	Y– Δ	0.01	1000
6 – 12	230 – 22	Y– Δ	0.02	500

Para las líneas de transmisión se utilizó el modelo de líneas de parámetros distribuidos. La estructura geométrica de las líneas de transmisión, así como sus parámetros físicos se muestran en la figura 3.3 y tabla 3.6, respectivamente. Todas las líneas de 230 kV tienen la misma geometría y parámetros físicos excepto por sus longitudes.

	230	345
Voltaje (kV)	230	345
Tipo de estructura	3H6	3H6
Altura de conductores (m)	14.4	17.526
Desplazamiento vertical del conductor central (m)	1.22	3.505
Separación horizontal entre conductores (m)	5.49	7.925
Deflexión del conductor de línea	5.94	7.254
n (conductores/arreglo)	1	2
B (m)	0.4572	0.4572
Tipo de conductor	954ACSR54/7	795ACSR26/19
Resistencia DC (Ω/km)	0.0587	0.0683
Hilos de guarda (HG)	1	2
S (m)	6.10	9.2960
D (m)	3.81	5.00
Resistividad de tierra (Ω/km)	100	100
Deflexión del HG (m)	4.45	7.254

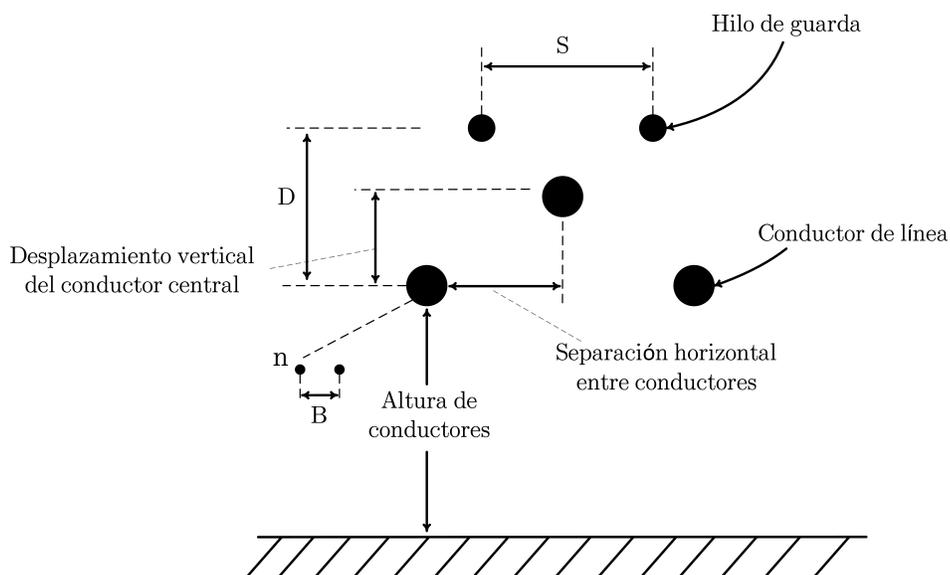


Figura 3.3: Estructura geométrica de las líneas de transmisión.

A partir de estos datos, en la tabla 3.7 se muestran las líneas de transmisión con sus longitudes, sus impedancias serie y reactancia en derivación relacionadas con la geometría de las líneas.

Una vez mencionadas las características principales del sistema de prueba como la descripción de cada uno de sus elementos y las problemáticas que este sistema adolece, se retoma la descripción del algoritmo de disparo automático de carga el cual es el tema principal de este trabajo.

Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)
1 – 2	230	100	0.01151	0.09088	0.18368
1 – 6	230	300	0.03455	0.27265	0.55104
2 – 5	230	300	0.03455	0.27265	0.55104
3 – 4(1)	230	100	0.01151	0.09088	0.18368
3 – 4(2)	230	100	0.01151	0.09088	0.18368
4 – 5	230	300	0.03455	0.27265	0.55104
4 – 6	230	300	0.03455	0.27265	0.55104
7 – 8	345	600	0.01810	0.19004	3.16617

Una de las principales preguntas que se realizan cuando se necesita utilizar disparos de carga es, ¿de qué área se debe realizar la desconexión? y ¿cuánta carga se debería desconectar? Como se ha mencionado hasta ahora, la ubicación de la desconexión como la selección de cantidad de carga que se desconecta se realiza mediante un gran número de estudios previos. Por lo tanto, cuando se presenta cierta contingencia ya se tiene programado el área de desconexión de carga y la cantidad de potencia. El problema resulta que para cada contingencia el nivel de carga podría ser diferente, además debido a las dimensiones del sistema actual el número de contingencias tal vez sea considerable y se deba realizar una gran cantidad de estudios fuera de línea. Por último, si una misma contingencia se presenta repetidamente, el cliente asociado a la carga preseleccionada se verá afectado continuamente.

3.2.1 RESUMEN DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL

En este trabajo, se propone un RAS para determinar en línea la cantidad de potencia que se debe desconectar del sistema (figura 3.4). El algoritmo calcula el nivel máximo de potencia al que puede ser sometido en estado normal y en estado de emergencia cuando se presenten ciertas contingencias. El algoritmo propuesto logra estimar la cantidad de potencia que se excede en algunas áreas del sistema y detectar cuál de estas áreas es la más crítica, de forma que sólo se desconecten cargas en los puntos del sistema que en realidad es necesario hacerlo. Además, el RAS realiza este cálculo de forma continua de modo que a medida que el sistema evoluciona éste detecta nuevas áreas críticas y nuevos excedentes de potencia, dependiendo del punto de operación en el que se encuentre. También, debido a que el sistema presenta transiciones de un punto de operación a otro durante los transitorios, se busca que sólo realice el cálculo cuando se encuentre en estado estacionario, por esto el RAS continuamente está monitoreando la presencia de oscilaciones. El método utilizado es práctico ya que se pueden incluir un gran número de contingencias dentro del cálculo y las desconexiones de carga tienen un impacto positivo en el amortiguamiento de las oscilaciones. Además, está basado en el criterio de márgenes de estabilidad de voltaje, factores de participación y análisis de Prony. El RAS fue dividido en tres etapas:

cálculo de excedente de potencia, detección de áreas críticas y monitoreo de oscilaciones, las cuales se describen a detalle a continuación.

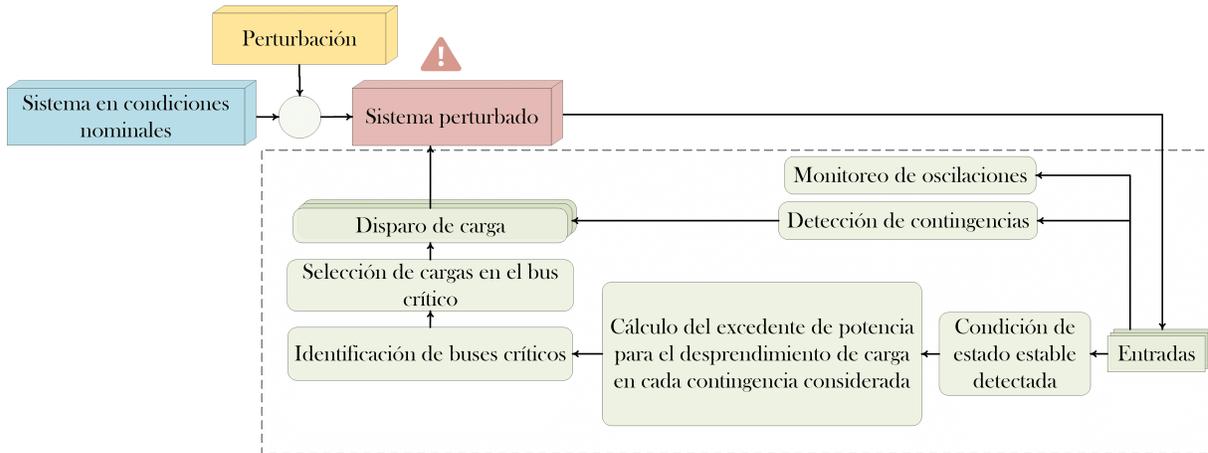


Figura 3.4: RAS propuesto.

3.3 CÁLCULO DEL EXCEDENTE DE POTENCIA

3.3.1 MÁRGENES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

En la figura 3.5, se muestran las curvas PV de un sistema en estado normal (curva azul) y en condiciones críticas (curva roja). Desde el enfoque de estabilidad de voltaje, uno de los objetivos de mayor importancia involucra el obtener el límite máximo o la punta de la nariz de la curva característica PV (punto C), el cual representa la máxima capacidad de transferencia de potencia de un sistema en estado normal. También, involucra el obtener los límites máximos del sistema cuando opera bajo ciertas contingencias críticas que pudieran ocasionar que opere en estado de alerta (punto E), pues cuando el sistema es perturbado de forma severa su capacidad de transmisión se ve reducida considerablemente²³. Se asume que el punto de operación del sistema es A , y cuando se presenta la contingencia pasa al punto de operación D , el cual es aceptable ya que está dentro de la curva característica de la contingencia. Como se puede observar en la curva de operación normal, el sistema tiene la capacidad de llegar al punto C sin experimentar inestabilidad, a esto se le conoce como margen de estabilidad (distancia desde el punto A hasta el punto de máxima cargabilidad C). Sin embargo, la contingencia crítica restringe al sistema al punto B , ya que si se llegara a presentar dicha contingencia pasaría al punto E , el cual es aceptable al ser el punto máximo de la curva correspondiente. Operar en el punto F sería muy riesgoso, ya que al presentarse la contingencia no existiría punto de operación alguno y, por lo tanto, el sistema colapsaría.

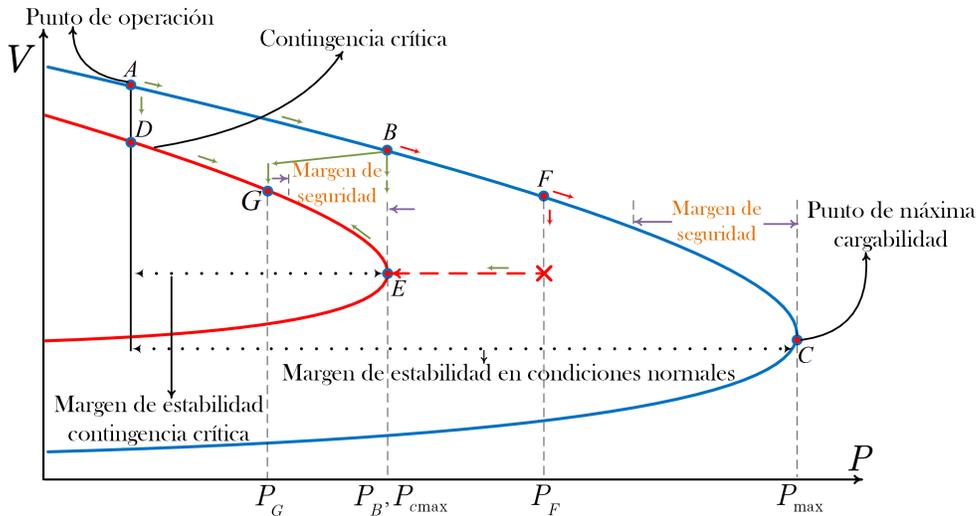


Figura 3.5: Margen de estabilidad de voltaje.

Debido a esto, en la práctica no se opera en el punto de máxima cargabilidad (punto crítico), y se dan ciertos márgenes de seguridad dependiendo de las contingencias críticas posibles, rangos de operación en los niveles de voltaje o inclusive por requerimientos preestablecidos. Por ejemplo, si el sistema opera en el punto B y se presenta la contingencia, es preferible tomar una acción de control para mover el sistema del punto de operación B a G , el cual es más seguro. Por otro lado, la WECC propone un requisito de margen de seguridad mínimo del 5% para contingencias simples y 2.5% para contingencias dobles. De manera similar, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) suele utilizar un margen del 12%¹.

Por otro lado, típicamente el estudio de estas curvas se realiza fuera de línea y se utiliza para escenarios específicos, o para estudios de expansión del sistema. Además, el poder realizar el trazado de la curva y encontrar el punto de máxima cargabilidad para cada escenario es de mucha relevancia, ya que con esto se logra conocer hasta qué punto de operación se puede llevar al sistema en estado normal y en cada contingencia crítica, y si este se encontrara operando en el punto F o B , se conocería la cantidad de potencia que se debe desconectar para regresar al sistema al punto G en caso de que se presentara la contingencia en color rojo. Por esto, el algoritmo está basado en esta idea y debido a la información que estas curvas pueden proporcionar, es valioso que el RAS pueda calcularlas en línea conforme el sistema evoluciona, y logre utilizar esta información para llevar a cabo sus objetivos de protección sin la necesidad de realizar numerosas simulaciones fuera de línea. Con esta información, el RAS continuamente conocerá en qué punto de operación se encuentra el sistema, qué tan cerca está del punto de colapso tanto del sistema en estado normal como en la presencia de n -contingencias, y qué cantidad de potencia se está excediendo en el sistema en caso de que se presentara n -contingencias.

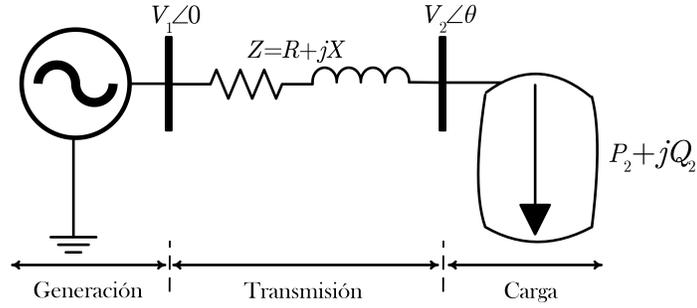


Figura 3.6: Sistema de 2 buses.

Una vez conocida la relevancia que tiene para este trabajo el realizar en línea el trazado de las curvas características PV, a continuación se describe a detalle, de manera de ejemplo, la relación potencia-voltaje en un sistema simple generación-transmisión-carga de dos buses que se muestra en la figura 3.6.

Por motivos de simplicidad del ejemplo se desprecia la resistencia de la línea en la figura 3.6. Se considera una fuente de voltaje ideal en el bus de generación siendo éste el punto de referencia (bus slack) de forma que $\bar{V}_1 = V_1\angle 0$, y en el lado receptor de la línea (bus PQ) se denota la magnitud de voltaje y ángulo de fase como $\bar{V}_2 = V_2\angle\theta$.

De forma simple a partir del sistema de la figura 3.6 se obtiene:

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 - jX\bar{I} \quad (3.1)$$

la potencia compleja absorbida por la carga es:

$$\begin{aligned} S_2 = P_2 + jQ_2 &= \bar{V}_2\bar{I}^* = \bar{V}_2 \frac{\bar{V}_1^* - \bar{V}_2^*}{-jX} \\ &= \frac{j}{X} (V_1V_2\cos\theta + jV_1V_2\sin\theta - V_2^2) \end{aligned} \quad (3.2)$$

la cual puede ser reescrita de la siguiente forma:

$$P_2 = -\frac{V_1V_2}{X}\sin\theta \quad (3.3)$$

$$Q_2 = -\frac{V_2^2}{X} + \frac{V_1V_2}{X}\cos\theta \quad (3.4)$$

Las expresiones (3.3) y (3.4) son las ecuaciones de potencia de carga del sistema sin pérdidas. Y para una carga dada ($P_2 + jQ_2$), se tiene que resolver con respecto a V_2 y θ .

Eliminando θ de (3.3) y (3.4), se obtiene (3.5), la cual define la relación entre los voltajes de envío-

receptor y las potencias transmitidas a la carga P_2 y Q_2 :

$$(V_2)^2 + (2QX - V_1^2) V_2^2 + X^2(S_2) = 0 \quad (3.5)$$

Esta es una ecuación de segundo orden con respecto a V_2^2 , y la condición para que exista al menos una solución es:

$$(2QX - V_1^2)^2 - 4X^2(S_2) \geq 0 \quad (3.6)$$

La existencia de soluciones de esta ecuación corresponde a los posibles puntos de operación del sistema (A y B en la figura 3.7). Partiendo de (3.5) y (3.6) se utiliza la siguiente notación:

$$\begin{aligned} y &= V_2^2 \quad ; \quad \alpha = V_1^2 - 2QX \\ \Delta &= (2QX - V_1^2)^2 - 4X^2(S_2) \end{aligned} \quad (3.7)$$

De esta forma, a partir de (3.5) se obtiene una ecuación cuadrática en y de la siguiente forma:

$$y^2 - \alpha y + X^2 S_2^2 = 0 \quad (3.8)$$

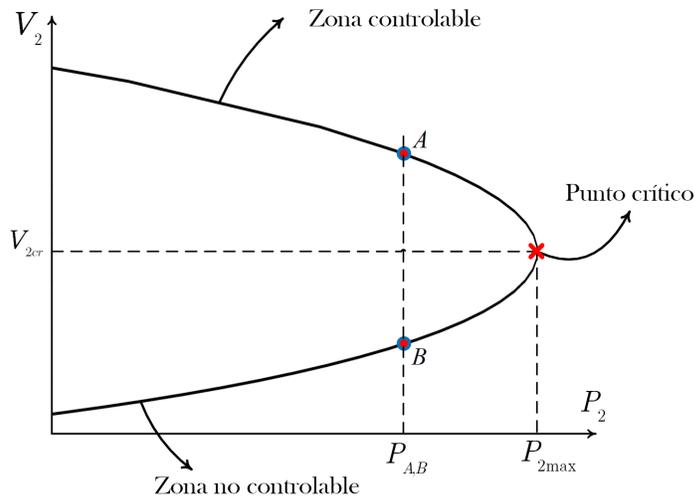


Figura 3.7: Puntos de operación de la curva característica V_2 - P_2 del sistema.

Donde las soluciones $y_{1,2}$ proporcionan los voltajes correspondientes a los dos puntos de operación A y B , es decir:

$$V_{2A} = \sqrt{\frac{\alpha + \sqrt{\Delta}}{2}}; \quad V_{2B} = \sqrt{\frac{\alpha - \sqrt{\Delta}}{2}} \quad (3.9)$$

Por otra parte, en el punto crítico se presenta una característica importante del sistema, pues dos puntos de equilibrio coinciden cuando $\Delta = 0$, y si se llegara a operar mas allá del punto crítico estos puntos de equilibrio desapareceran ocasionando que el sistema colapse.

$$[2Q_2X - V_1^2]^2 = 4X^2S_2^2 \quad (3.10)$$

Si consideramos que $\Delta = 0$ en (3.9), se obtienen soluciones idénticas para V_{2A} y V_{2B} en el punto crítico, como se muestra a continuación:

$$V_{2A} = V_{2B} = V_{2cr} = \sqrt{\frac{\alpha}{2}} = \sqrt{\frac{V_1^2 - 2Q_2X}{2}} \quad (3.11)$$

El método mostrado anteriormente para la solución de los puntos de operación sólo es de carácter demostrativo de la esencia de la relación que existe entre la potencia en la carga y el voltaje receptor para un sistema simple, con el objetivo de mostrar cómo se ven reflejadas las soluciones del sistema en la curva PV (para mayores detalles consultar²³). Sin embargo, para sistemas más complejos es común utilizar otro tipo de herramientas para el trazado de estas curvas. Por una parte, se tienen métodos directos que encuentran directamente el punto crítico de la curva a partir de la solución de sistemas algebraicos no lineales, sin la determinación de otros puntos entre el caso base y el punto crítico, la desventaja es que para sistemas grandes se tienen que resolver grandes conjuntos de ecuaciones, lo cual se ve reflejado en fuertes esfuerzos computacionales. Otra desventaja, es que es difícil proveer buenas condiciones iniciales a los métodos de solución⁴⁴. Por otro lado, en la práctica estas curvas suelen trazarse mediante cálculos repetidos de flujos de potencia con el método de Newton Raphson. La metodología de este proceso consiste en iniciar en el punto de operación en el que se encuentra el sistema, y suponer pequeños incrementos de carga, para los cuales se realiza un nuevo cálculo de flujos de potencia hasta que se alcanza el punto crítico de la curva PV. Este método tiene buenos resultados para aproximarse al punto crítico, pero tiene una desventaja en particular, pues a medida que se acerca al límite de la curva, el jacobiano del sistema de ecuaciones de flujos de potencia se torna mal condicionado, y tiende a volverse singular ocasionando problemas de convergencia, debido a la característica que presenta el sistema en el punto crítico de la curva. Ya que esta propiedad se presenta en cualquier sistema de potencia, se han buscado varias alternativas para superar esta problemática utilizando diversas herramientas, e inclusive se ha tenido éxito utilizando estrategias de parametrización modificando las ecuaciones de flujos de potencia, e incluyendo esquemas predictor-corrector. Los métodos que están basados en estrategias de optimización y esquemas de predicción y corrección, son llamados Métodos de Continuación de Flujos de Potencia (CPF, por sus siglas en inglés) y son utilizados hoy en día para realizar el trazado de las curvas PV.

3.3.2 MÉTODOS DE CONTINUACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA (CPF)

Los CPF realizan el trazado de la curvas PV a través de la solución sucesiva de flujos de potencia, realizando pequeños incrementos de carga hasta llegar al límite máximo de cargabilidad. La particularidad de estos métodos es la forma de eludir la singularidad del jacobiano a partir de ciertas estrategias de parametrización, introduciendo ciertos parámetros al sistema de ecuaciones como el parámetro de carga λ , el cual representa los incrementos de carga.

El proceso de realizar incrementos de carga y obtener la solución de flujos de potencia era realizado manualmente, de forma que se obtenían soluciones sucesivas de flujos de potencia. Los métodos de continuación introducen la variable λ al sistema de ecuaciones, de forma que se realiza un trazado completo del perfil de voltaje a partir de la variación del parámetro de carga.

Se sabe que para realizar el cálculo de flujos de potencia convencional se realiza la solución de un sistema de ecuaciones no lineales a partir de un proceso iterativo mediante el método de Newton Rapshon, encontrando la solución para un sistema del tipo⁷:

$$F(\theta, V) = 0 \quad (3.12)$$

donde F se define como el sistema de ecuaciones, θ representa el vector de ángulos de voltaje y V el vector de las magnitudes de voltaje del sistema. Al realizar la parametrización del conjunto de ecuaciones de flujos de potencia, éstas se reformulan de manera que se logra expresar la carga y generación en función del parámetro de carga. Este procedimiento se muestra a detalle en el apéndice A.

Una vez parametrizado el sistema, es posible expresar (3.12) en función de λ , es decir⁴⁵:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (3.13)$$

Es posible encontrar cada solución de (3.13), el problema resulta cuando se busca una solución para un valor máximo λ_{cr} , es decir en el punto crítico. En este punto la dificultad se presenta cuando el jacobiano se torna singular, o cuando se buscan soluciones para valores mayores a λ_{cr} , lo que en consecuencia provoca la no convergencia del flujo de potencia. Por este motivo, los CPF que utilizan a λ como único parámetro de variación tienden a fallar para valores de $\lambda \geq \lambda_{cr}$. Por lo tanto, no es recomendable realizar la solución de la curva parametrizando las ecuaciones únicamente con el parámetro de carga λ . En estos escenarios, algunos métodos proponen que las variables de estado (θ, V) , puedan ser utilizadas como parámetros de variación. De esta forma, se logra reducir el riesgo de que el jacobiano se vuelva singular en el punto crítico de la curva. Existen otros métodos que no realizan este cambio de parámetro, y utilizan la longitud de arco de los puntos de solución de la curva PV como parámetro de variación, pues en general cualquier variable o parámetro puede ser elegido.

Típicamente, los CPF se basan en un esquema predictor-corrector como se muestra en la figura 3.8. Este esquema consiste en predecir una solución del sistema para el siguiente valor del parámetro de carga (o cual sea el que se esté utilizando como parámetro de variación), a partir de una solución

conocida (punto de operación del sistema). Después, la predicción usualmente es corregida utilizando un Newton Rapshon convencional. Además, existen varios métodos utilizados dentro de esta categoría, y en este trabajo se describen dos de ellos, el predictor tangente con parametrización local y el pseudo longitud de arco.

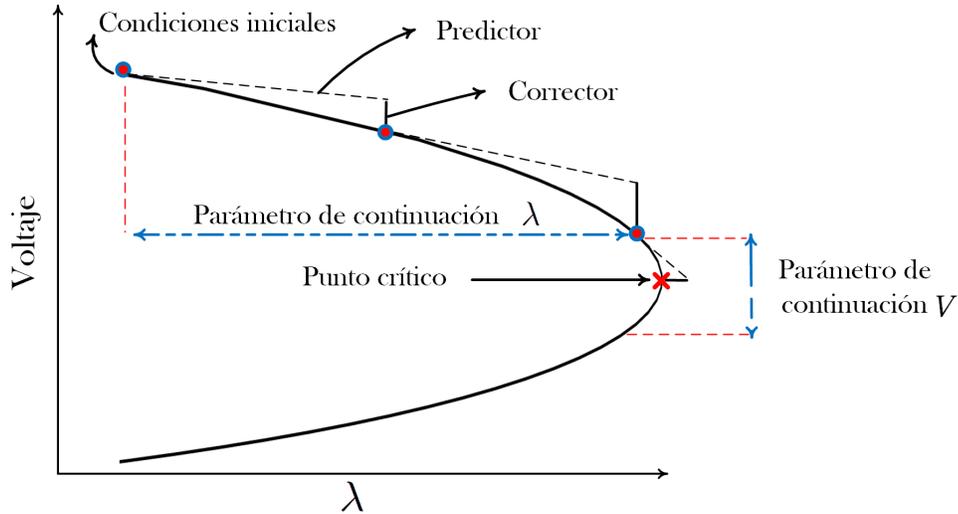


Figura 3.8: Esquemas predictor-corrector en los métodos de continuación.

PREDICTOR TANGENTE CON PARAMETRIZACIÓN LOCAL

Este método consiste en buscar una solución a lo largo de un vector tangente a partir de un punto de operación conocido. La particularidad de este método es que realiza un cambio de parámetro de variación también conocido como parámetro de continuación, cuando la solución se encuentra cerca del punto crítico, con el objetivo de evitar problemas de convergencia. La figura 3.8 corresponde a un predictor tangente.

El primer paso consiste en encontrar un vector tangente a partir de un punto de operación, el cual se puede obtener diferenciando (3.13), obteniendo la siguiente expresión⁴⁶:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \theta} & \frac{\partial F}{\partial V} & \frac{\partial F}{\partial \lambda} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (3.14)$$

donde la matriz de la izquierda corresponde al jacobiano de flujos de potencia convencional con una columna adicional, mientras que $[d\theta, dV, d\lambda]^T$ es el vector tangente. Sin embargo, surge un problema cuando se introduce el parámetro λ , anteriormente el sistema era representado por n ecuaciones y n incógnitas, ahora se representa por n ecuaciones y $n + 1$ incógnitas. Por lo tanto, para sobrellevar este

obstáculo se recurre a una ecuación adicional⁴⁷:

$$e_k \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 1 \quad (3.15)$$

donde e_k es un vector renglón de ceros con un ± 1 en la posición de la variable que ha sido elegida como parámetro de continuación. El signo de este valor se selecciona dependiendo si el parámetro de continuación está creciendo o decreciendo, es decir, si se considera λ como parámetro de continuación, el signo positivo indicará que la carga se está incrementando. Por otro lado, si el parámetro de continuación es el voltaje, el signo negativo indica que su magnitud está disminuyendo. De esta forma, el signo indica la dirección en la cuál se está resolviendo la curva PV. Es muy importante elegir de forma adecuada el parámetro de continuación ya que una buena elección reduce el riesgo de que el jacobiano se vuelva singular en el punto crítico. Dejado claro lo anterior, el vector tangente se soluciona a partir de:

$$\begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \theta} & \frac{\partial F}{\partial V} & \frac{\partial F}{\partial \lambda} \\ & & e_k \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Con el vector tangente de (3.16), es posible realizar la predicción de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \theta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde “*” representa las soluciones predichas y σ es el tamaño del paso que puede ser fijo o de paso variable. Las condiciones iniciales para inicializar el método típicamente se toman de la solución de un flujo de potencia.

A partir de la predicción en (3.17), se realiza una corrección utilizando un flujo de potencia aumentado, donde la ecuación que se añade está en función del parámetro de continuación elegido, y se expresa de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} F(x) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = 0, \quad x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

donde x_k es el valor del parámetro de continuación solucionado en cada iteración del flujos de potencia, y η representa su valor predicho en (3.17). Las soluciones corregidas en (3.18), representan los nuevos puntos de operación en la curva PV para el nuevo valor del parámetro de continuación, de forma que el proceso se repite hasta llegar al punto crítico.

Por otra parte, existen varios procedimientos para elegir la variable como parámetro de continuación. Se contempla que será aquella que presenta la mayor tasa de cambio en cada solución del vector tangente (3.16). Por ejemplo, si el sistema se caracteriza por estar en un punto de operación con poca carga, el parámetro λ como parámetro de continuación es la mejor opción, pues los ángulos y las magnitudes de voltaje sufren modificaciones mínimas. Por otro lado, cuando el sistema se aproxima al punto crítico, los ángulos y magnitudes de los voltajes experimentan cambios significativos, lo contrario sucede con el parámetro de carga λ , y sería una mala elección en esta situación. Esta forma de determinar el nuevo parámetro de continuación se le denomina parametrización local⁴⁸.

Para finalizar el método de continuación, sólo falta saber cómo verificar si el límite de máxima cargabilidad se alcanzó o no. Se considera que el punto crítico representa el punto máximo de carga, de forma que éste se alcanza y enseguida ocurre un decrecimiento. Por lo tanto, basta monitorear la componente del vector tangente asociada al parámetro de carga, pues un valor negativo indicaría que se ha pasado el punto crítico. De esta forma, en la figura 3.9 se muestra el diagrama de flujo para implementar el método predictor tangente con parametrización local.

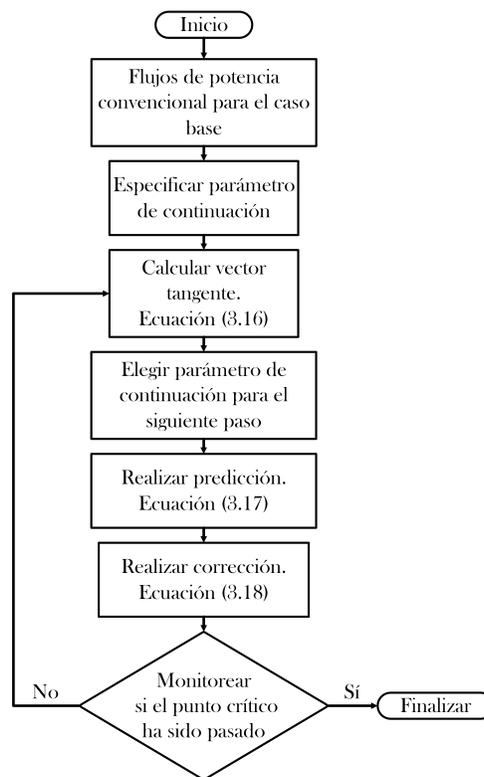


Figura 3.9: Diagrama de flujo del método de continuación predictor tangente con parametrización local.

La confiabilidad de la mayoría de los métodos basados en esquemas predictor-corrector como el que se ha descrito anteriormente, está relacionada con el tamaño del paso σ . El tamaño del paso juega un papel sumamente importante en las grandes curvaturas que se presentan cerca del punto crítico de las

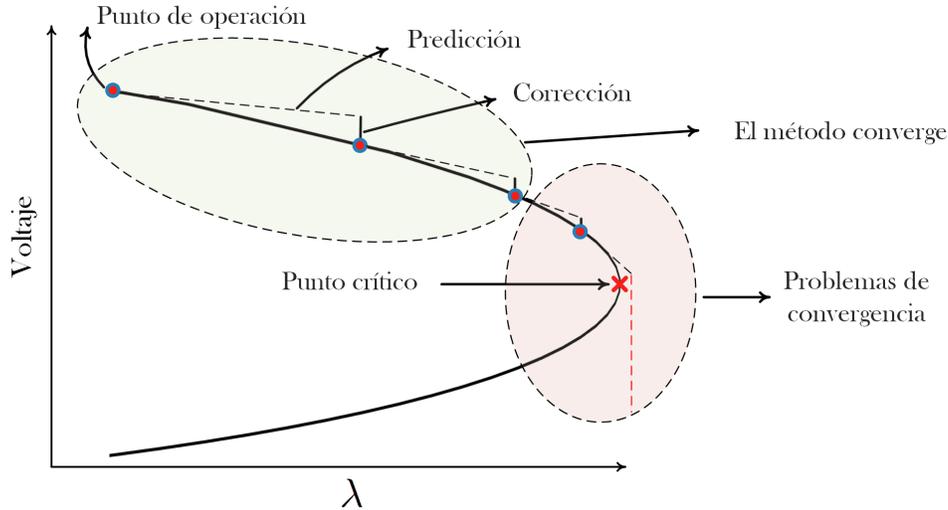


Figura 3.10: Problemas de convergencia del método de continuación predictor-corrector.

curvas PV, pues las predicciones podrían realizarse en direcciones alejadas del radio de convergencia del Newton Raphson. Por lo tanto, a medida que el esquema se acerca a la curva del punto crítico y no se tenga un tamaño de paso adecuado, estos esquemas tenderán a fallar como se muestra en la figura 3.10. Para sobrellevar esta problemática, se describirá el método llamado pseudo longitud de arco.

PSEUDO LONGITUD DE ARCO

Este es un método de continuación que también cae dentro de la categoría de los esquemas predictor-corrector, sólo que su formulación es un poco distinta en relación al método mostrado anteriormente. En este método se considera como único parámetro de continuación la longitud de arco s , de los puntos de solución que forman la curva PV, de esta forma las variables de estado y el parámetro de carga λ (sigue siendo incluido como variable del sistema, para emular los incrementos de carga), son considerados funciones de s ; esto es, $\theta(s)$, $V(s)$ y $\lambda(s)$. De manera que a través de la trayectoria de s se pueden ir encontrando las variables de estado y λ , de tal forma que:

$$F[x(s), \lambda(s)] = 0, \quad x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Primeramente, se encuentra el vector tangente a la curva s . Por lo tanto, diferenciando (3.19) respecto a s se obtiene⁴⁹:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} & \frac{\partial F}{\partial \lambda} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (3.20)$$

donde $dx = dx/ds$ y $d\lambda = d\lambda/ds$, y por lo tanto $[dx, d\lambda]^T$ es el vector tangente que se desea encontrar. Una de las diferencias con el método anterior es la ecuación adicional que se agrega para completar el

sistema de ecuaciones. En este caso se hace uso de la norma euclidiana de la longitud de arco, lo cual implica que el vector tangente deba cumplir la siguiente condición⁴⁹:

$$dx^T dx + d\lambda^2 = dx_1^2 + dx_2^2 + \dots + dx_n^2 + d\lambda_1^2 = 1 \quad (3.21)$$

Por lo tanto, a partir de (3.20) y (3.21), se puede determinar el vector tangente. En primer lugar, se resuelve el sistema de ecuaciones para z , el cual mantiene la relación entre las componentes del vector tangente:

$$\frac{\partial F}{\partial x} z = -\frac{\partial F}{\partial \lambda} \quad (3.22)$$

y debido a la linealidad de (3.20), en las componentes dx y $d\lambda$ se tiene que:

$$dx = z d\lambda \quad (3.23)$$

Hasta ahora, la variable del vector tangente correspondiente al parámetro de carga $d\lambda$ es desconocida. Por lo tanto, sustituyendo (3.23) en (3.21), se obtiene la siguiente expresión:

$$d\lambda = \pm(1 + z^T z)^{-1/2} \quad (3.24)$$

donde el signo positivo o negativo indicarán la dirección en la que se está realizando la solución de la curva. Cuando sea positivo significará que se están realizando incrementos de carga. Cuando sea negativo indicará que se ha pasado el punto crítico, y que se está calculando la solución de la parte inferior de la curva PV.

A partir de esto, es posible determinar la predicción de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} x^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

En la figura 3.11, se observa un acercamiento en la curvatura que se produce cerca del punto crítico. Si en esta área se obtiene el vector tangente $[dx \ d\lambda] = (x', \lambda')$ cuando $s = s^*$ mediante (3.23) y (3.24), se pueden encontrar las predicciones (x_1, λ_1) a partir de (3.25).

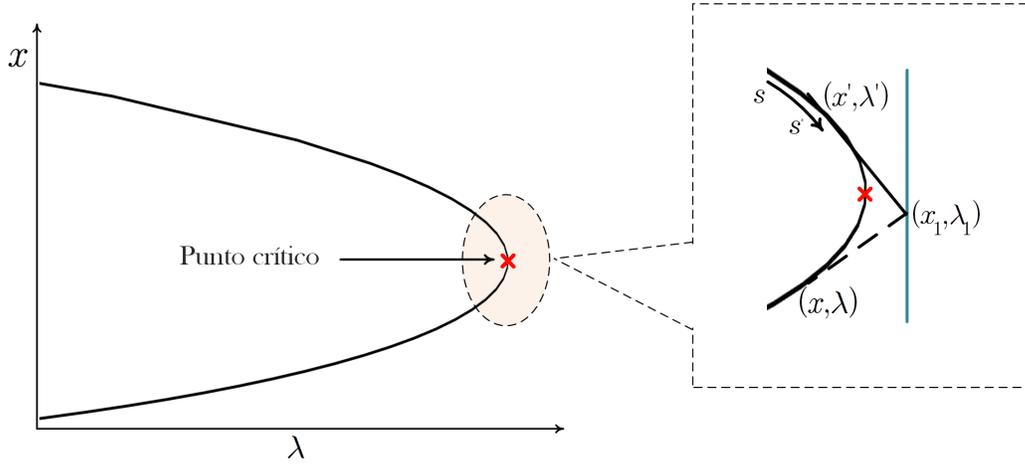


Figura 3.11: Comportamiento del método pseudo longitud de arco en el punto crítico.

En esta etapa, si se realiza una corrección utilizando un Newton Raphson como típicamente se hace en los esquemas predictor-corrector, éste buscaría una solución a lo largo de la línea vertical que pasa por (x_1, λ_1) . Si esto sucediera, el corrector fallaría al no converger porque no existen soluciones para el sistema en la línea vertical. Para superar esta problemática, el pseudo longitud de arco busca una corrección a (x_1, λ_1) de modo que la solución sea perpendicular o normal al vector tangente en (x_1, λ_1) . De esta forma, el radio de convergencia del Newton Raphson es mayor en esta dirección, por lo tanto se puede reducir el riesgo de perder convergencia cuando el esquema se encuentre cerca del punto crítico. Esta solución se muestra en la figura 3.11 como una línea punteada.

A partir de esto, se sabe que en la solución de la línea punteada el método convergerá. Por lo tanto, para la trayectoria de s , y las k -ésimas soluciones de (x_{k+1}, λ_{k+1}) se satisface:

$$F(x_{k+1}, \lambda_{k+1}) = 0 \quad (3.26)$$

de tal forma que el vector:

$$\mathbf{N} = \begin{bmatrix} x_{k+1} - x^* \\ \lambda_{k+1} - \lambda^* \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

es normal al vector tangente:

$$\mathbf{N}^T \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (3.28)$$

entonces, substituyendo (3.25) en (3.28), se obtiene la siguiente expresión:

$$(x_{k+1} - x)^T dx + (\lambda_{k+1} - \lambda) d\lambda - \sigma = 0 \quad (3.29)$$

De esta forma, el método de continuación pseudo longitud de arco está basado en la solución ite-

rativa entre (3.26) y (3.29). De manera que se resuelve un sistema de flujos de potencia aumentado, es decir:

$$\begin{bmatrix} F(x, \lambda) \\ G(x, \lambda, s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Al realizar la corrección que corresponde a (3.30), estos valores representarán las nuevas condiciones iniciales para realizar la siguiente predicción hacia el siguiente punto, y el procedimiento se repite hasta llegar al punto crítico.

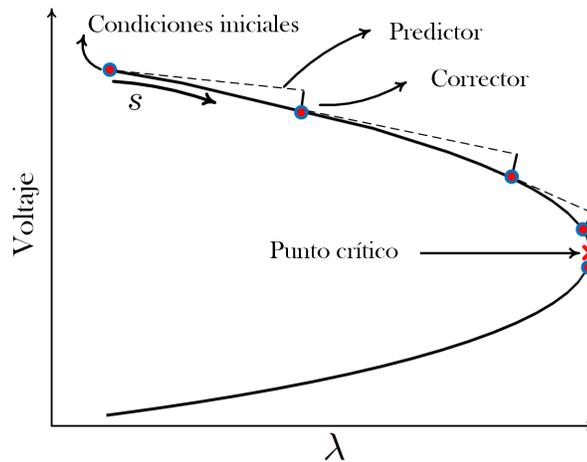


Figura 3.12: Esquema predictor-corrector del método de continuación pseudo longitud de arco.

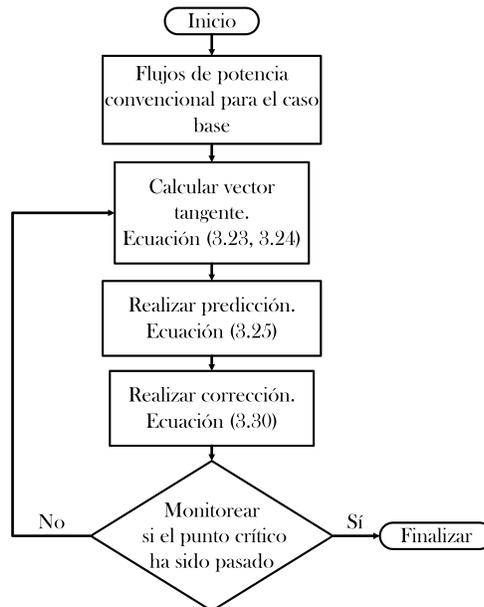


Figura 3.13: Diagrama de flujo del método de continuación pseudo longitud de arco.

En la figura 3.12 se muestra el comportamiento del método pseudo longitud de arco durante el trazado de la curva PV, mientras que en la figura 3.13, se muestra el diagrama de flujo para realizar el método. Se puede observar que las correcciones realizadas al predictor se hacen de forma que la solución del flujo de potencia sea perpendicular al vector tangente, siendo ésta la principal característica del pseudo longitud de arco. Con esto, se logra reducir el riesgo de que el método falle, y evitar la necesidad de utilizar tamaños de paso muy pequeños, al aproximarse a la curvatura que se forma cerca del punto crítico. Además, este método utiliza sólo un parámetro de continuación en todo el proceso de solución de la curva, pues la longitud de arco s tiene una tasa de cambio significativa durante todo el trazado, caso contrario si se utilizara solamente el parámetro de carga λ como parámetro de continuación. El utilizar la longitud de arco s como único parámetro de continuación es beneficioso, ya que no se tiene que invertir tiempo de procesamiento en decidir qué parámetro de continuación seleccionar. Con esto, se llegó a la conclusión de que el pseudo longitud de arco es el método más adecuado para utilizarse dentro del algoritmo del RAS, debido a los aspectos antes mencionados y a su confiabilidad en la convergencia. En el apéndice B se muestra la implementación de este algoritmo en simulaciones de tiempo real, programado en un dispositivo industrial. Para mayor referencia de estos métodos, revisar las referencias^{45,46,47,48,49}.

Hasta ahora se tiene el método para el trazado de las curvas PV, y el factor más importante para poder llevar acabo este esquema, es que se necesitan mediciones instantáneas ya sea de los perfiles de voltaje o del despacho del sistema, pues serán el punto de operación de arranque para el algoritmo. Por ello, es importante que las mediciones tengan una estampa de tiempo. Por lo tanto, el diagrama de flujo de la etapa del cálculo del excedente de potencia se muestra en la figura 3.14.

3.4 DETECCIÓN DE ÁREAS CRÍTICAS

Mediante el estudio de análisis modal es posible detectar qué áreas del sistema son más propensas a experimentar inestabilidad de voltaje, pues a través de este análisis se puede calcular de forma eficiente los modos que son de mayor importancia, y qué elementos del sistema están asociados. Desde el enfoque de estabilidad de voltaje, esta herramienta se aplica directamente a la matriz jacobiana del flujo de potencia, pues contiene la información del estado operativo del sistema, así como el comportamiento de las variaciones de las variables eléctricas ante los cambios de potencia activa y reactiva¹¹.

Debido a que en el sistema el intercambio de potencia activa y reactiva tiene un fuerte impacto en la estabilidad, se puede conocer de forma aislada la influencia de la potencia reactiva en la estabilidad del sistema, así como también el impacto de la potencia activa. Para esto, es posible extraer del jacobiano completo de flujos de potencia, jacobianos reducidos que mantengan únicamente las relaciones $Q-V$ y $P-V$ de forma aislada, con el objetivo de realizar el análisis modal de forma separada, y que sea más sencillo discernir qué factores o elementos están asociados a cada una de estas relaciones, ya que cada enfoque puede brindar información valiosa del sistema. En esta sección se dará a conocer a detalle

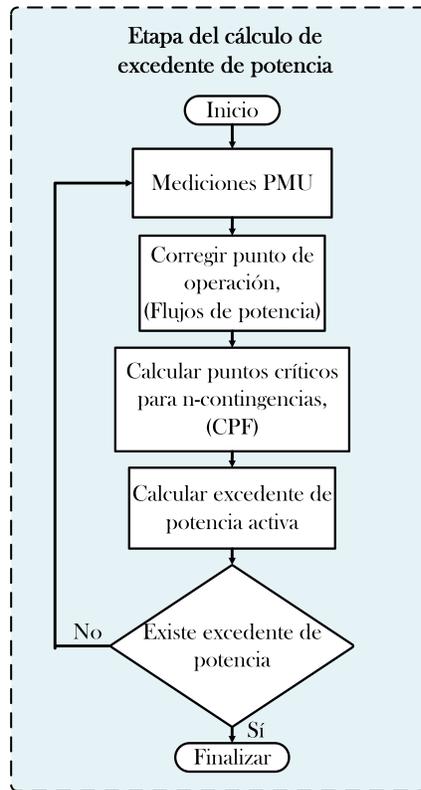


Figura 3.14: Diagrama de flujo del algoritmo de la etapa de excedente de potencia.

cómo realizar el análisis modal desde el enfoque de potencia reactiva, y en el de potencia activa, de manera que se conozca la información que puede proporcionar ambos enfoques, y cuál de ellos es de mayor utilidad para el propósito de este trabajo.

Cuando se trazan las curvas PV, se puede obtener el jacobiano en distintos puntos de operación, el cual se expresa de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

donde

ΔP = variaciones de potencia activa de los buses.

ΔQ = variaciones de potencia reactiva de los buses.

$\Delta \theta$ = variaciones del ángulo de voltaje de los buses.

ΔV = variaciones de magnitud de voltaje de los buses.

3.4.1 ANÁLISIS MODAL DE POTENCIA REACTIVA

Para centrarse en la influencia de la potencia reactiva en el sistema, se encuentra un jacobiano reducido que mantenga la característica Q - V a partir del jacobiano de flujos de potencia dado por (3.31). Para esto, la potencia activa se mantiene constante y sólo se consideran variaciones en Q ⁵⁰. Esto es paralelo al análisis de las curvas Q - V . Por lo tanto, haciendo $\Delta P = 0$ se obtiene:

$$\begin{aligned}\Delta Q &= [\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta}\mathbf{J}_{P\theta}^{-1}\mathbf{J}_{PV}] \Delta V \\ \Delta Q &= \mathbf{J}_{RQV} \Delta V\end{aligned}\quad (3.32)$$

por lo tanto:

$$\Delta V = \mathbf{J}_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (3.33)$$

donde

$$\mathbf{J}_{RQV} = [\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta}\mathbf{J}_{P\theta}^{-1}\mathbf{J}_{PV}] \quad (3.34)$$

\mathbf{J}_{RQV} es el jacobiano reducido del sistema, y es la matriz que relaciona directamente la magnitud de voltaje del bus y la inyección de potencia reactiva en el bus. Cuando se elimina la parte de potencia activa y los ángulos del sistema de ecuaciones, permite enfocarse únicamente en el estudio de la demanda reactiva. Antes de comenzar, es importante recordar algunas propiedades de la matriz.

Los eigenvalores de una matriz son un conjunto de escalares λ_i , dado que para un vector no nulo Φ , se cumple la siguiente expresión para el jacobiano reducido:

$$\mathbf{J}_{RQV} \Phi_i = \lambda_i \Phi_i \quad (3.35)$$

Recordando que \mathbf{J}_{RQV} es una matriz de dimensiones $n \times n$, y el vector Φ de dimensión $n \times 1$. Por lo que los eigenvalores se pueden determinar resolviendo la ecuación:

$$|\lambda \mathbf{I} - \mathbf{J}_{RQV}| = 0 \quad (3.36)$$

Para cada eigenvalor λ_i obtenido, se asocia un vector columna de Φ_i (eigenvector derecho). De forma similar es posible determinar un vector renglón Γ_i (eigenvector izquierdo), que satisface la siguiente expresión:

$$\Gamma_i \mathbf{J}_{RQV} = \lambda_i \Gamma_i \quad (3.37)$$

Por lo tanto, las matrices modales del eigenvector derecho (Φ) e izquierdo (Γ) se forman como:

$$\begin{aligned}\Phi &= \begin{bmatrix} \Phi_1 & \Phi_2 & \dots & \Phi_n \end{bmatrix} \\ \Gamma &= \begin{bmatrix} \Gamma_1^T & \Gamma_2^T & \dots & \Gamma_n^T \end{bmatrix}^T\end{aligned}\quad (3.38)$$

De esta forma, el jacobiano reducido \mathbf{J}_{RQV} se puede expresar a partir de la descomposición modal de sus eigenvectores, es decir:

$$\mathbf{J}_{RQV} = \Phi \Lambda \Gamma \quad (3.39)$$

recordando que:

Φ = eigenvector derecho de \mathbf{J}_{RQV} .

Γ = eigenvector izquierdo de \mathbf{J}_{RQV} .

Λ = matriz de eigenvalores de \mathbf{J}_{RQV} .

y

$$\mathbf{J}_{RQV}^{-1} = \Phi \Lambda^{-1} \Gamma \quad (3.40)$$

Sustituyendo \mathbf{J}_{RQV}^{-1} en (3.33), se obtiene:

$$\Delta V = \Phi \Lambda^{-1} \Gamma \Delta Q \quad (3.41)$$

o expresado de otra forma se tiene:

$$\Delta V = \sum_{i=1}^n \frac{\Phi_i \Gamma_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (3.42)$$

donde Φ_i es la i -ésima columna del eigenvector derecho, y Γ_i el i -ésimo renglón del eigenvector izquierdo de \mathbf{J}_{RQV} . De forma que cada eigenvalor λ_i , y sus correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo, definen el i -ésimo modo de la respuesta Q - V del sistema.

Asumiendo que los eigenvectores están normalizados, se sabe que $\Phi^{-1} = \Gamma$. Es posible expresar las variaciones de voltaje en relación a las variaciones de potencia reactiva y sus eigenvectores modales, mediante la descomposición modal del jacobiano reducido, es decir:

$$\Gamma \Delta V = \Lambda^{-1} \Gamma \Delta Q \quad (3.43)$$

o

$$\mathbf{v} = \Lambda^{-1} \mathbf{q} \quad (3.44)$$

donde $\mathbf{v} = \Gamma \Delta V$ representa el vector de las variaciones del voltaje modal, y $\mathbf{q} = \Gamma \Delta Q$, el vector de varia-

ciones de potencia reactiva modal. Al expresar el jacobiano de esta forma, permite trabajar con un sistema desacoplado y, por lo tanto, facilita identificar la relación entre los modos de interés y las variaciones de voltaje. El trabajar directamente con el jacobiano \mathbf{J}_{RQV} complica el tratar los modos y su relación con las variaciones de voltaje de una forma asilada. Por lo tanto, expresando (3.44) en su forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_1 \\ \mathbf{v}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{v}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_i^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{q}_1 \\ \mathbf{q}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{q}_i \end{bmatrix} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.45)$$

En (3.45) se observa que cada voltaje modal se define mediante la relación entre su modo de variación de potencia reactiva \mathbf{q}_i , y el eigenvalor λ_i asociado. Por lo tanto, cada modo de variación está desacoplado. De esta forma, los eigenvalores λ_i representarán un buen índice de la estabilidad en los modos del sistema, y a diferencia del análisis de estabilidad de pequeña señal, el sistema será estable en voltaje si todos los eigenvalores del jacobiano reducido son positivos, pues esto tiene un significado físico, y se relaciona con la respuesta $Q-V$ de un sistema de potencia. Un sistema es estable cuando la magnitud de voltaje en un bus incrementa a medida que la inyección de potencia reactiva aumenta en el mismo bus. Por otra parte, será inestable si la magnitud de voltaje en un bus disminuye a medida que la inyección de potencia reactiva aumenta.

De esta forma:

- si $\lambda_i > 0$, el sistema es estable en el i -ésimo modo debido a que el voltaje modal \mathbf{v}_i y la potencia reactiva modal \mathbf{q}_i tienen la misma dirección de variación, esto quiere decir que la inyección de potencia reactiva está causando un incremento en el nivel de voltaje.
- si $\lambda_i < 0$, el sistema es inestable en el i -ésimo modo debido a que el voltaje modal \mathbf{v}_i y la potencia reactiva modal \mathbf{q}_i tienen distintas direcciones de variación, esto quiere decir que la inyección de potencia reactiva está causando un decremento en la magnitud de voltaje.
- si $\lambda_i = 0$, el voltaje modal \mathbf{v}_i colapsará, pues quiere decir que el sistema se encuentra en el punto de máxima cargabilidad, y cualquier modificación en la potencia reactiva modal, ocasionaría resultados infinitos en la variación del voltaje modal.

Cuando el sistema opera en estado estable y además no se encuentra estresado, es decir, con poca carga, todos los eigenvalores del jacobiano \mathbf{J}_{RQV} tendrán valores positivos. Por otro lado, a medida que la carga del sistema aumenta y comienza a operar cerca del punto crítico, los eigenvalores de \mathbf{J}_{RQV} se harán pequeños, y en el punto de máxima cargabilidad al menos un eigenvalor de \mathbf{J}_{RQV} será cero, de forma que será el eigenvalor crítico de interés.

Por otra parte, es importante analizar la relación que existe entre los eigenvalores y las sensibilidades Q - V de los buses. Para esto, la sensibilidad desde este enfoque, se refiere a cómo afectan las variaciones de potencia activa al voltaje de un bus. A partir de esto, en (3.42) se considera $\Delta Q = m_k$, donde los elementos de m_k son cero, excepto el k -ésimo elemento que será 1. Entonces:

$$\Delta V = \sum_{i=1}^n \frac{\Gamma_{ik} \Phi_i}{\lambda_i} \quad (3.46)$$

donde Γ_{ik} es el k -ésimo elemento del eigenvector izquierdo Γ_i .

Por lo tanto, la sensibilidad de voltaje en el bus k a las variaciones de potencia reactiva, se expresa de la siguiente forma:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_{i=1}^n \frac{\Phi_{ki} \Gamma_{ik}}{\lambda_i} \quad (3.47)$$

En este caso, si todos los eigenvalores λ_i son positivos, las sensibilidades también lo serán, pues indicarán que la relación Q - V del sistema es positiva y que las variaciones de voltaje y potencia reactiva están en la misma dirección. Sin embargo, en (3.47) se puede observar que la información proporcionada por las sensibilidades de cada bus es un efecto combinado de todos los modos de la respuesta Q - V del sistema. Esto ocasiona que se vuelva complicado poder detectar y analizar únicamente los modos críticos, los cuales son de gran relevancia. Por otra parte, esto es posible a través del análisis modal de la matriz \mathbf{J}_{RQV} .

La aplicación del análisis modal permite evaluar el grado de estabilidad del sistema, y en condiciones críticas cuando se está por alcanzar el punto de máxima cargabilidad, puede ayudar a detectar las áreas críticas identificando los elementos del sistema asociados a los modos críticos.

FACTORES DE PARTICIPACIÓN REACTIVOS

La participación del bus k en el modo i está dada por el factor de participación reactivo del bus (FPR):

$$\text{FPR}_{ki} = \Phi_{ki} \Gamma_{ik} \quad (3.48)$$

Se puede observar que el factor de participación es una particularidad de las sensibilidades, pues en (3.47) el término $\Phi_{ki} \Gamma_{ik}$ determina la contribución del eigenvalor λ_i a la sensibilidad Q - V del bus k .

Además, la suma de todos los factores de participación será igual a la unidad, debido a que los eigenvectores izquierdo y derecho están normalizados. La magnitud de los FPR determinará qué tanta influencia tienen los buses del sistema en cada modo. Por lo tanto, los de mayor valor serán los buses candidatos para tomar acciones correctivas asociadas con la potencia reactiva, pues en éstos se tendría un mayor efecto si se toman acciones de soporte reactivo como la conexión de condensadores en

derivación o dispositivos FACTS.

Por otro lado, no es necesario obtener los factores de participación para todos los modos. El objetivo es obtener la información de los FPR del modo asociado al eigenvalor nulo, pues éste es el modo crítico que representa la relación $Q-V$ del sistema cuando se encuentra en el punto de máxima cargabilidad. Por lo tanto, los buses asociados a este modo serán los más propensos a ser inestables por problemas de potencia reactiva, y sobre los cuales se deberán tomar acciones de control.

Por otra parte, cuando se inició la aplicación de análisis modal para la evaluación de estabilidad de voltaje, sólo se realizaba desde el enfoque de potencia reactiva. Sin embargo, los factores de participación reactivos sólo brindan información de los buses de carga (PQ), y de las áreas que son críticas por demanda de potencia reactiva. Debido a esto, se extendió la técnica de análisis modal a la porción de potencia activa del jacobiano de flujos de potencia, pues esta parte del jacobiano proporciona información sobre cómo afectan los cambios de potencia activa en la estabilidad de voltaje en el sistema⁵¹.

3.4.2 ANÁLISIS MODAL DE POTENCIA ACTIVA

En el análisis modal de potencia reactiva, se consideraban las variaciones de potencia activa cero. En consecuencia, los resultados del jacobiano \mathbf{J}_{RQV} sólo hacían referencia a la influencia de la potencia reactiva en el sistema. Para concentrarse en el efecto de la potencia activa, se evalúa el jacobiano completo de flujos de potencia cuando $\Delta Q=0$, de esta forma se obtiene:

$$\begin{aligned}\Delta P &= \left[\mathbf{J}_{P\theta} - \mathbf{J}_{PV} \mathbf{J}_{QV}^{-1} \mathbf{J}_{Q\theta} \right] \Delta \theta \\ \Delta P &= \mathbf{J}_{RP\theta} \Delta \theta\end{aligned}\tag{3.49}$$

por lo tanto:

$$\Delta \theta = \mathbf{J}_{RP\theta}^{-1} \Delta P\tag{3.50}$$

donde $\mathbf{J}_{RP\theta} = \mathbf{J}_{P\theta} - \mathbf{J}_{PV} \mathbf{J}_{QV}^{-1} \mathbf{J}_{Q\theta}$, es el jacobiano reducido que mantiene únicamente las componentes P y θ . Es importante resaltar que es posible obtener otros jacobianos reducidos que mantengan otras relaciones. Sin embargo, únicamente la información combinada entre \mathbf{J}_{RQV} y $\mathbf{J}_{RP\theta}$, es la que define la información modal del jacobiano completo. Por lo tanto, la información obtenida de los modos del jacobiano completo en cualquier punto de operación, también se puede obtener de \mathbf{J}_{RQV} y $\mathbf{J}_{RP\theta}$ de forma aislada. Además, cuando el sistema se encuentre en el punto de máxima cargabilidad, el jacobiano completo será singular, al igual que los jacobianos reducidos \mathbf{J}_{RQV} y $\mathbf{J}_{RP\theta}$ ⁵².

Como hasta ahora se ha mencionado, el aplicar análisis modal a \mathbf{J}_{RQV} revela el impacto de la potencia reactiva en la estabilidad de voltaje. De forma similar, el análisis modal de $\mathbf{J}_{RP\theta}$ brinda información de gran utilidad sobre el impacto de la potencia activa en el sistema. Por otro lado, de (3.50) se puede

obtener la siguiente expresión cuando se asume $\Delta Q=0$:

$$\Delta V = -J_{RQV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} \Delta P \quad (3.51)$$

Partiendo de que los jacobianos \mathbf{J}_{RQV} y $\mathbf{J}_{RP\theta}$ son singulares en el punto crítico, tanto (3.50) y (3.51) muestran que el incremento de potencia activa hasta el punto crítico no sólo ocasionaría el colapso de los ángulos de voltaje, sino que también en las magnitudes de voltaje. Por lo tanto, el analizar la matriz $\mathbf{J}_{RP\theta}$ tiene una relación con el estudio de las curvas PV, las cuales son generadas aplicando incrementos en la potencia activa.

A partir de lo anterior, y de la misma forma que en el enfoque de potencia reactiva, el método se extiende a la descomposición modal de la matriz $\mathbf{J}_{RP\theta}$:

$$\mathbf{J}_{RP\theta} = \Phi \Lambda \Gamma \quad (3.52)$$

donde la inversa de la matriz está dada por:

$$\mathbf{J}_{RP\theta}^{-1} = \Phi \Lambda^{-1} \Gamma \quad (3.53)$$

Utilizando (3.53) y (3.50) se puede llegar a un sistema de ecuaciones desacoplado de las variaciones de los ángulos modales, y su respectiva variación de potencia activa modal para cada λ_i asociado, con la finalidad de detectar qué modos son críticos a las variaciones de potencia activa, es decir:

$$\begin{bmatrix} \Theta_1 \\ \Theta_2 \\ \vdots \\ \Theta_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_i^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{p}_1 \\ \mathbf{p}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{p}_i \end{bmatrix} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.54)$$

donde $\Theta = \Gamma \Delta \theta$ y $\mathbf{p} = \Gamma \Delta P$ son las variaciones de los ángulos modales y las variaciones de potencia activa modal, respectivamente. Por otra parte, también es posible obtener la sensibilidad de un bus a los cambios de potencia activa:

$$\frac{\partial \theta_k}{\partial P_k} = \sum_{i=1}^n \frac{\Phi_{ki} \Gamma_{ik}}{\lambda_i} \quad (3.55)$$

En (3.55) se observa que también las sensibilidades de los buses a los cambios de potencia activa son un resultado del efecto combinado de todos los modos, y complica enfocarse únicamente en el modo crítico asociado al eigenvalor nulo. Por ello, de la misma forma que en la etapa de potencia reactiva, se utiliza únicamente el análisis modal para $\mathbf{J}_{RP\theta}$, con la finalidad de detectar los elementos asociados a los modos críticos⁵³.

FACTORES DE PARTICIPACIÓN ACTIVOS

Utilizando el jacobiano que corresponde a la porción de potencia activa $\mathbf{J}_{RP\theta}$. La participación del bus k en el modo i está dada por el factor de participación activo (FPA):

$$\text{FPA}_{ki} = \Phi_{ki} \Gamma_{ik} \quad (3.56)$$

Los FPA indicarán los buses asociados con cada modo. De esta forma, al detectar los modos críticos, será posible conocer los buses asociados, de manera que los buses con un factor de participación mayor serán los más críticos y, por lo tanto, los que limitan la estabilidad del sistema desde la perspectiva de potencia activa. Estos buses representan buenas ubicaciones para realizar acciones de control asociadas a la potencia activa, como pudiera ser el redespacho de generación o desprendimiento de carga.

Por otro lado, los FPA aún pueden separarse en dos grupos. Uno relacionado con los buses de generación (Bus PV), y otro con la demanda de potencia activa en los buses de carga (Bus PQ), es decir:

$$\text{FPA}_i = \begin{bmatrix} \text{FPA}_{i-PV} \\ \text{FPA}_{i-PQ} \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

donde i representa el factor de participación asociado al modo i . El motivo de realizar esta separación es que para ambos casos los factores de participación tienen distintos significados. Por una parte, los buses de generación PV con un factor de participación alto son aquellos que pueden inyectar potencia activa sin agotar severamente las reservas reactivas del sistema, y los que tengan un factor de participación bajo son aquellos generadores que si inyectan potencia activa causarían un rápido agotamiento en las reservas reactivas del sistema. Por otro lado, los buses de carga PQ con un factor de participación alto indican las áreas del sistema donde una desconexión de carga sería más efectiva, aumentando el límite de estabilidad del sistema⁵⁴.

Por lo tanto, la información proporcionada por los factores de participación activos es la más adecuada para el propósito de este trabajo, pues se busca detectar aquellos buses críticos donde es factible realizar las desconexiones de carga en el sistema, cuando se encuentra en condiciones de operación crítica. De esta forma, en la figura 3.15 se muestra el diagrama de flujo para llevar a cabo la detección de áreas críticas.

Una vez descritas las etapas de excedente de potencia y detección de áreas críticas, en la figura 3.16 se muestra un diagrama de flujo de cómo interactúan entre sí. El esquema comienza tomando mediciones PMU del sistema y resolviendo los puntos críticos para un número de contingencias propuestas con el método de continuación pseudo longitud de arco. Después, detecta si el sistema violará los márgenes de seguridad operando con alguna de las contingencias, y si es el caso, calcula la cantidad de potencia que se necesita desconectar en cada bus para cada una de las contingencias que viole el margen, para mantener al sistema dentro de los márgenes de seguridad en caso que se presentara alguna de las contingencias. De manera simultánea, el RAS obtiene los jacobianos $\mathbf{J}_{RP\theta}$ de las curvas PV en

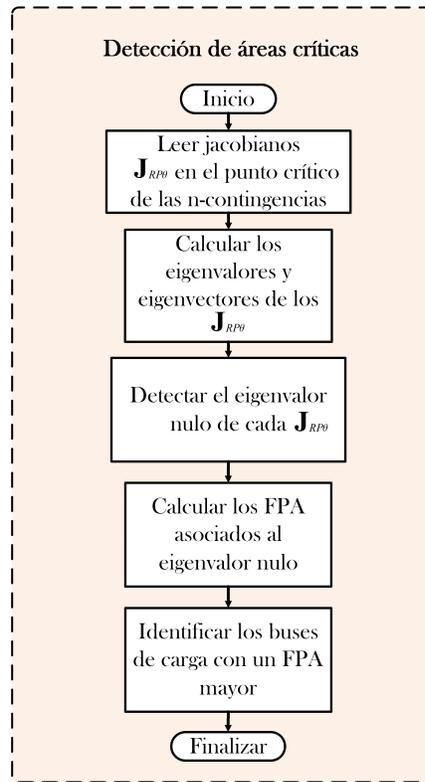


Figura 3.15: Diagrama de flujo del algoritmo de detección de áreas críticas.

los puntos críticos de cada contingencia. Por lo tanto, a partir de los factores de participación activos el algoritmo identifica los buses más críticos asociados al modo crítico de cada contingencia. Además, el RAS contiene una base de datos de las cargas conectadas en cada bus. Las cargas están ordenadas por niveles de prioridad y agrupadas por las mejores combinaciones posibles, de manera que dependiendo de la cantidad de potencia solicitada para el desprendimiento de carga, el RAS selecciona la mejor combinación (la base de datos se describe a detalle en la sección 4.3, del Capítulo 4). De esta forma, el esquema tiene las cargas preseleccionadas para desconectar en cada escenario en espera, en caso de que se presente la contingencia correspondiente, el RAS selecciona la combinación de cargas que cumpla con la cantidad de potencia solicitada para cada contingencia. Finalmente, si el algoritmo detecta una contingencia realiza su desprendimiento de carga correspondiente.

3.5 MONITOREO DE OSCILACIONES

Las oscilaciones de potencia pueden presentarse en cualquier momento, y es de interés poder realizar el monitoreo y evaluación de su comportamiento de forma adecuada. Típicamente, las oscilaciones interárea, las cuales se abordan en este trabajo, se asocian a modos que se encuentran en un rango de frecuencia entre 0.1 a 1 Hz. Por otro lado, las mediciones sincrofásicas han permitido la

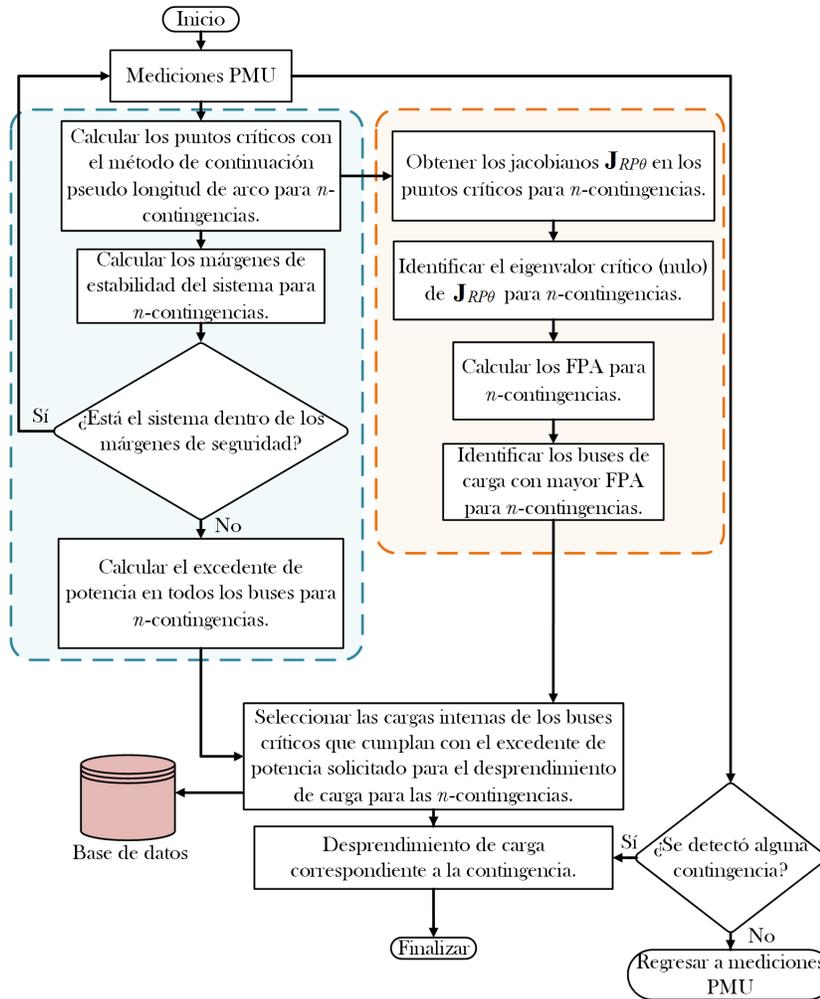


Figura 3.16: Diagrama flujo de la interacción entre las etapas de excedente de potencia y detección de áreas críticas.

aplicación de métodos capaces de determinar la información proporcionada por los modos como, frecuencia, amortiguamiento, fase y amplitud, a partir de mediciones tomadas directamente del sistema. Estos métodos han sido bien recibidos, ya que no necesitan un modelo detallado del sistema para poder estimar los modos. Dentro de los métodos más destacados, se encuentra el método de Prony el cual se explicará a detalle en esta sección^{55,56}.

Para utilizar el análisis de Prony es importante identificar qué tipos de datos están proporcionando las mediciones tomadas del sistema. Como se observa en la figura 3.17, se tienen dos tipos de datos. Por un lado, están los datos ambientales los cuales se obtienen cuando el sistema opera en estado estacionario, donde las mayores perturbaciones que se pueden presentar son los pequeños cambios de carga que comúnmente se tienen debido a la evolución de la demanda de energía eléctrica. También, se tienen los datos denominados ringdown, éstos se producen después de grandes perturbaciones como

la apertura de una línea, de forma que se ocasionen oscilaciones que sean observables.

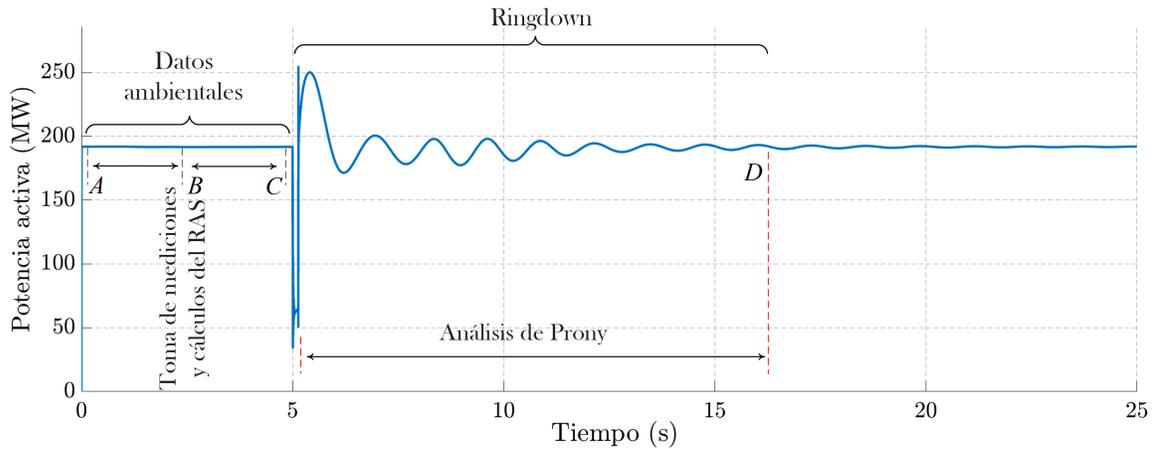


Figura 3.17: Respuesta oscilatoria de un sistema, y los tipos de datos que se presentan .

El motivo de clasificar los datos de esta forma, se debe a que los métodos como el análisis de Prony sólo tienen buenos resultados si se aplican a datos tipo ringdown, debido a que éstos son los que poseen información sobre los modos de las oscilaciones. Además, los resultados que se obtienen de los modos cuando el sistema está en estado estacionario, son poco confiables y hasta erróneos y, por lo tanto, se puede llegar a tener una estimación falsa de oscilaciones que en realidad no están ocurriendo⁵⁷.

Por otra parte, el esquema de acción remedial está pensado para que realice las mediciones, las etapas del cálculo de excedente de potencia y detección de áreas críticas con datos ambientales. Se considera que el sistema opera en estado estacionario y sin perturbaciones desde el punto *A* hasta el punto *C* (figura 3.17), lapso de tiempo en el que el RAS podrá realizar sus cálculos cada cierto tiempo. Si el RAS tomara mediciones cuando el sistema se encuentra del punto *C* al punto *D*, estaría realizando el cálculo con datos tipo ringdown en plena oscilación, y los resultados del RAS podrían ser significativamente alterados, arrojando cantidades de desprendimiento de carga y áreas críticas erróneas.

3.5.1 DETECCIÓN DE DATOS RINGDOWN

Una correcta aplicación tanto del esquema de acción remedial como del análisis de Prony estará fuertemente influenciada por la detección de los datos ringdown. Para esto, existen algunos índices que miden la confiabilidad con la que se están realizando las mediciones, y la estimación de los modos⁵⁸.

Por una parte, los datos ringdown tienen mayor energía que los datos ambientales, pues como se ha mencionado, éstos resultan cuando el sistema se somete a grandes perturbaciones, como la desconexión de generadores o apertura de líneas. Por lo tanto, la energía medida de una señal está dada por la

siguiente expresión:

$$\text{Energía medida}[k] = \text{sqrt} \left(\sum_{j=k}^{k+N-1} |\hat{y}[j]|^2 \right) \quad (3.58)$$

Para un vector de longitud N , y una muestra k . Un cambio o crecimiento en la energía de la señal medida indica que la señal es una oscilación y, por lo tanto, es un dato ringdown con el cual es posible aplicar el método de Prony.

También se utiliza el ruido relativo, el cual es un porcentaje del nivel de ruido con respecto a la energía de la medición total, y está dado por:

$$\text{Ruido relativo } [k] = \frac{\text{sqrt} \left(\sum_{j=k}^{k+N-1} |\hat{e}[j]|^2 \right)}{\text{sqrt} \left(\sum_{j=k}^{k+N-1} |\hat{y}[j]|^2 \right)} \quad (3.59)$$

donde $\hat{e}[j]$ es la diferencia entre la señal medida y la señal estimada. Un valor de ruido relativo bajo indica que se tiene una buena aproximación de la estimación de la señal.

Por último, se tiene la relación de señal a ruido (SNR o Signal to Noise Ratio, por sus siglas en inglés), y se define de la siguiente forma:

$$\text{SNR} = 10 \log_{10} \left(\frac{\sum_{j=k}^{k+N-1} |\hat{y}[j]|^2}{\sum_{j=k}^{k+N-1} |\hat{e}[j]|^2} \right) \quad (3.60)$$

donde un valor de SNR alto indica una buena aproximación y, por lo tanto, la información obtenida por el método será confiable. Con esto, se pueden utilizar estos tres índices tanto para identificar la presencia de datos ringdown como para medir la confiabilidad con la cual se están realizando las aproximaciones.

3.5.2 MÉTODO DE PRONY

Consideremos un sistema lineal e invariante en el tiempo con un estado inicial $x(t_0)=x_0$, en un tiempo t_0 . Dado que para estudios de pequeña señal se suponen pequeñas perturbaciones, ésta puede ser despreciada y, por lo tanto, el sistema es presentado por:

$$\dot{x}(t) = \mathbf{A}x(t) \quad (3.61)$$

donde x es el estado del sistema, y \mathbf{A} es una matriz de dimensión $n \times n$. La respuesta del sistema puede ser representada como una combinación lineal de sus modos, de forma que, $\lambda_i, \Phi_i, \Gamma_i$ son los i -ésimos eigenvalores, eigenvectores derechos y eigenvectores izquierdos de la matriz \mathbf{A} , es decir:

$$x(t) = \sum_{i=1}^n (\Gamma_i^T x_0) \Phi_i e^{\lambda_i t} \quad (3.62)$$

donde $\Gamma_i^T \Phi_i$ es la matriz de residuos, y el término $(\Gamma_i^T x_0)$ es un escalar que corresponde a la magnitud de excitación del i -ésimo modo asociado a λ_i . De esta forma, por simplicidad se asume que el sistema sólo tiene una salida:

$$y(t) = \sum_{i=1}^n C_i e^{\lambda_i t} \quad (3.63)$$

Por lo tanto, el método de Prony está diseñado para estimar directamente los parámetros de los términos exponenciales como la amplitud A_i , el amortiguamiento α_i , la frecuencia ω_i y la fase φ_i de $y(t)$, a través del modelo de una función exponencial:

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\alpha_i t} \cos(\omega_i t + \varphi_i) \quad (3.64)$$

Esta expresión se puede simplificar si es reescrita en su forma exponencial:

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n \mathbf{B}_i e^{\lambda_i t} \quad (3.65)$$

Por otro lado, debido a que $y(t)$ es una señal discreta que consiste de N muestras tomadas cada Δt , es decir: $y(t_k) = y(k)$, $k = 1, \dots, N - 1$. La función exponencial se puede expresar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \hat{y}(k) &= \sum_{i=1}^n \mathbf{B}_i e^{\lambda_i k \Delta t} \\ &= \sum_{i=1}^n \mathbf{B}_i z_i^k, \quad k = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (3.66)$$

donde n será el número de eigenvalores estimados correspondientes al orden del modelo de Prony, y z_i se define como:

$$z_i = e^{\lambda_i \Delta t} \quad (3.67)$$

De esta forma, el modelo del sistema (3.66) puede expresarse en su forma matricial:

$$\begin{bmatrix} z_1^0 & z_2^0 & \cdots & z_n^0 \\ z_1^1 & z_2^1 & \cdots & z_n^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & \cdots & z_n^{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{B}_1 \\ \mathbf{B}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{B}_{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y(0) \\ y(1) \\ \vdots \\ y(N-1) \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

o de forma compacta:

$$Z\mathbf{B} = Y \quad (3.69)$$

Es importante notar que si se encuentran los z_i , de forma directa es posible calcular los eigenvalores del modelo a partir de (3.67). Los valores z_i son las raíces del polinomio característico del sistema con coeficientes a_i desconocidos, y satisface:

$$z^n - (a_1 z^{n-1} + a_2 z^{n-2} + \cdots + a_{n-1} z^0) = 0 \quad (3.70)$$

Los coeficientes a_i se calculan a partir del vector de mediciones que se toman del sistema. Con dicho vector se construye un sistema de ecuaciones de diferencias, que se actualiza cada que se toma una nueva muestra. De esta forma, el sistema de ecuaciones en su forma matricial se ordena a partir de una matriz Toeplitz:

$$\begin{bmatrix} y(n) \\ y(n+1) \\ \vdots \\ y(N-1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y(n-1) & y(n-2) & \cdots & y(0) \\ y(n) & y(n-1) & \cdots & y(1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(N-2) & y(N-3) & \cdots & y(N-n-1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

Solucionando los coeficientes a_i del sistema de ecuaciones (3.71), y las raíces z_i del polinomio, es posible obtener los eigenvalores del sistema, para de esta forma poder realizar un análisis de los modos de las oscilaciones:

$$\lambda_i = \frac{\ln(z_i)}{\Delta t} \quad (3.72)$$

EIGENVALORES Y ESTABILIDAD

Debe realizarse una evaluación de los modos, donde su característica corresponde a los eigenvalores λ_i que están dados por $e^{\lambda_i t}$. Por lo tanto, la estabilidad del sistema está dada por los eigenvalores de la siguiente forma:

- Un eigenvalor real corresponde a un modo no oscilatorio. Si el eigenvalor es negativo representa un modo en decrecimiento, y si es positivo representa una inestabilidad aperiódica.

- Los eigenvalores complejos en pares conjugados corresponden a un modo oscilatorio. El par complejo de eigenvalores se representa como:

$$\lambda_i = \alpha \pm j\omega \quad (3.73)$$

La parte real define el amortiguamiento del modo oscilatorio, una parte real positiva indicará una oscilación creciente. Por otro lado, la parte imaginaria está asociada con la frecuencia de la oscilación y, por lo tanto, la frecuencia se puede calcular de la siguiente forma:

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (3.74)$$

Con lo anterior es posible llegar a la relación de amortiguamiento:

$$\zeta_i = \frac{-\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + (2\pi f_i)^2}} \quad (3.75)$$

Una relación de amortiguamiento negativa corresponde a un modo oscilatorio con amplitud creciente, y en gran medida inestable.

Con la evaluación de las relaciones de amortiguamiento de los modos obtenidos a través del método de Prony se concluye la etapa del monitoreo de las oscilaciones. De esta forma, el diagrama de flujo para llevar a cabo esta etapa del esquema de acción remedial, se muestra a detalle en la figura 3.18.

La parte medular de este trabajo, hace referencia a que este tipo de estudios descritos a lo largo de esta sección, típicamente se utilizan para análisis fuera de línea, pues se torna complicado realizarlos debido a los retardos en las comunicaciones. Por lo tanto, las mediciones a partir de dispositivos PMU hacen posible realizar este tipo de análisis, de forma que continuamente se evalúe el estado del sistema, y se tenga conocimiento de su dinámica en línea.

Finalmente, en la figura 3.19 se muestra un esquema completo del funcionamiento del RAS con cada una de las etapas descritas en esta sección. En primer lugar, se toman mediciones PMU en las distintas áreas geográficas del sistema de prueba, de forma que se tenga conocimiento del despacho en el punto de operación. Después, las mediciones son ordenadas y agrupadas por el PDC a partir de su estampa de tiempo. Los datos obtenidos son utilizados por las tres secciones para diferentes tareas. Por una parte, si se detecta que el sistema está en estado estable y sin perturbaciones, procede a la sección del cálculo de excedente de potencia activa (recuadro en amarillo), donde a partir del método de continuación pseudo longitud de arco trazará todas las curvas PV de los buses del sistema, para cada una de las contingencias consideradas. De esta forma, el RAS detectará los puntos de máxima cargabilidad de cada uno de los buses, para cada contingencia. Por lo tanto, será posible para el esquema calcular que cantidad de carga se excede según los márgenes de estabilidad propuestos. De esta forma, el RAS podrá identificar qué contingencias se vuelven más críticas conforme el sistema evoluciona, y qué cantidad de carga se debe desconectar en cada escenario para mantener al sistema en un margen de operación seguro. Una vez

que el esquema tenga las cantidades de desprendimiento de carga, se detectan los buses críticos. Por lo tanto, en la sección de detección de áreas críticas (recuadro rojo), se obtiene la información de los jacobianos en el punto de máxima cargabilidad de cada una de las contingencias consideradas, los cuales son proporcionados por el método de continuación. A partir de esta información, se aplica el análisis modal a cada jacobiano reducido $\mathbf{J}_{RP\theta}$ de cada contingencia, para conocer los modos críticos en cada contingencia y, por lo tanto, a partir de los factores de participación activos, determinar qué buses están más ligados a estos modos, y de esta forma identificar en cuáles debe realizarse la desconexión de carga.

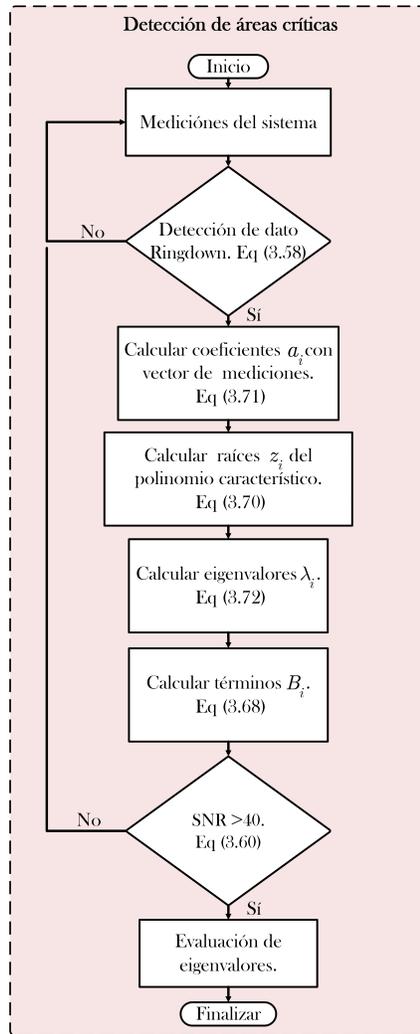


Figura 3.18: Diagrama de flujo del algoritmo del método de Prony.

Con esta información, el esquema de acción remedial ya conoce cuánta carga desconectar para cada contingencia, y en qué bus del sistema es más factible realizar la desconexión para cada escenario y, por lo tanto, sólo esperará a que alguna de las contingencias consideradas se presente.

Por último, en la etapa de monitoreo de oscilaciones se utiliza el método de Prony. Ya que se

conoce que este tipo de métodos es confiable cuando se aplican a datos ringdown, primero el esquema se asegura que el sistema esté oscilando a partir de la energía de las mediciones. Después lleva a cabo el análisis de Prony y, por consiguiente, la evaluación de los modos obtenidos del sistema, con el objetivo de que el RAS determine en línea si los disparos de carga están teniendo un efecto positivo en las oscilaciones del sistema.

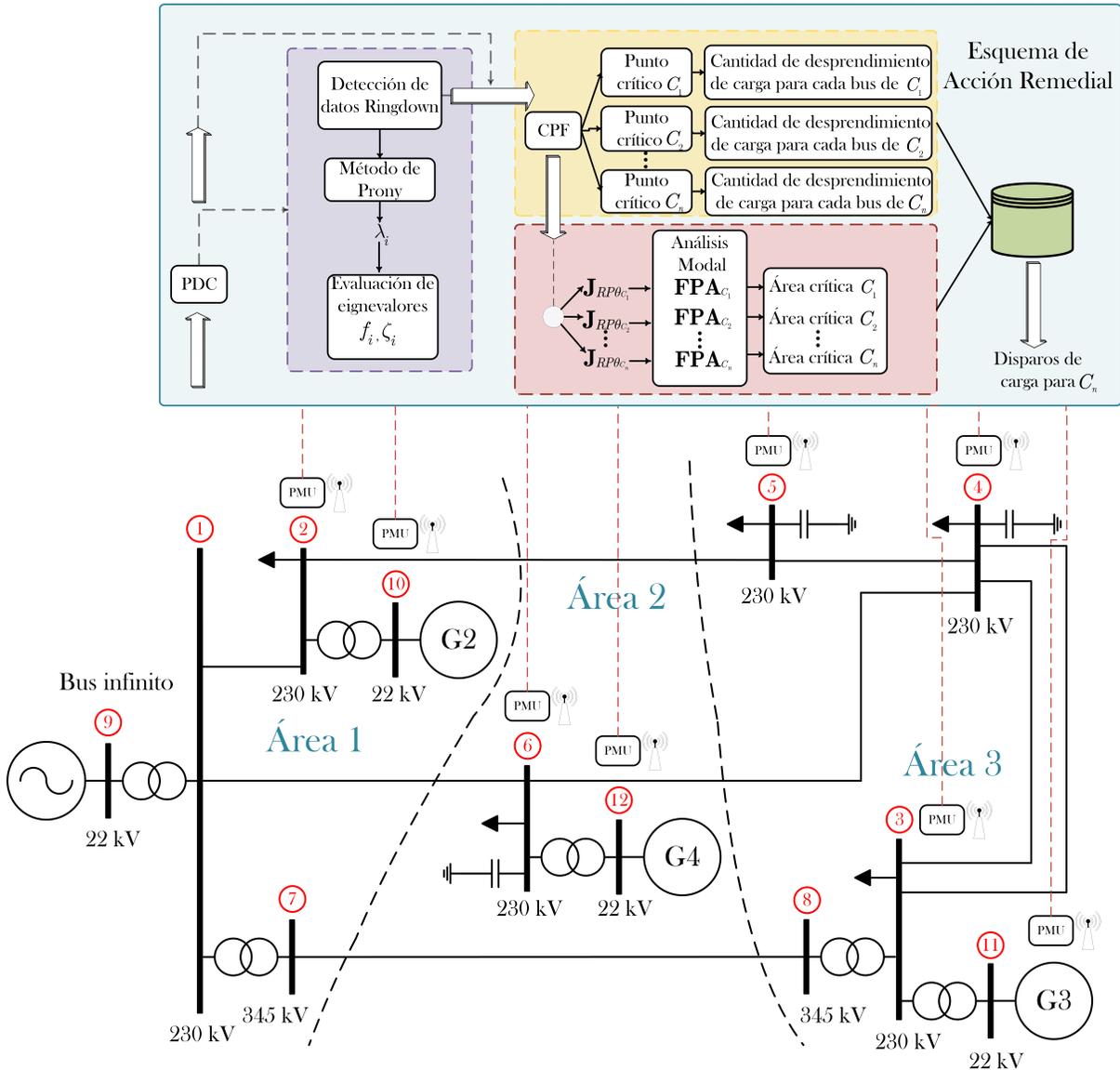


Figura 3.19: Esquema del RAS conectado al sistema de prueba

De esta forma, el esquema de acción remedial propuesto cubre puntos importantes en comparación con los convencionales como:

- Identificación en línea de las contingencias que se vuelven críticas, dependiendo del punto de

operación del sistema.

- Estimación en línea de la cantidad de potencia que se debe desconectar para cada contingencia.
- Identificación de los buses donde se tiene mayor efecto al realizar los desprendimientos de carga.

4

Implementación y Pruebas del Esquema de Acción Remedial

En este capítulo se presentan los resultados del esquema de acción remedial propuesto. Para evaluar el desempeño del esquema se realizan pruebas en el sistema de estudio de la figura 3.2 mediante simulaciones en el software Simulink. De la misma forma que en la sección pasada, los resultados del esquema primero se muestran por etapas, con el objetivo de que se comprenda la idea con la que opera el RAS propuesto, y la información que se obtiene en cada uno de los análisis realizados por cada etapa.

En la primera sección se muestran los resultados de la etapa del cálculo de excedente de potencia, a través del trazado de las curvas PV. Se evalúan los puntos de máxima cargabilidad para la apertura de ciertas líneas de transmisión y, por lo tanto, los niveles de disparo de carga. Los resultados obtenidos son de un punto de operación del sistema estresado, recordando que los RAS operan en condiciones críticas.

Después, se evalúa la información obtenida en el análisis modal de la etapa de detección de áreas críticas. Se muestra el comportamiento de los modos críticos para distintos escenarios, y de la misma forma cómo los factores de participación de los buses se modifican a medida que el sistema se somete a cambios de carga, de manera que conforme la demanda de carga evoluciona, los buses para desprendimiento de carga se alternan.

Por último, se muestra el impacto de las desconexiones de carga en las oscilaciones ocasionadas

por la apertura de ciertas líneas de transmisión. Para esto, a través del análisis de Prony se muestran las relaciones de amortiguamiento sin desconexiones de carga, y con desconexiones de carga.

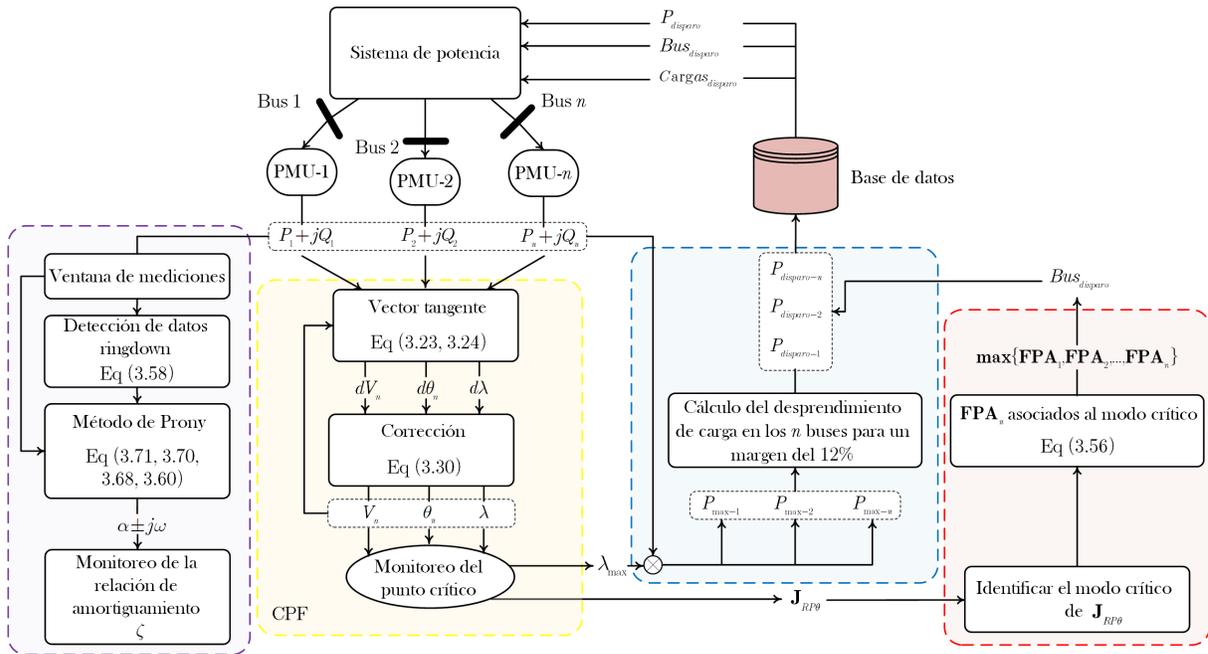


Figura 4.1: Diagrama de flujo del procesamiento realizado por cada etapa del RAS en simulación.

Por otra parte, con la finalidad de clarificar la idea de como fue implementado el RAS en simulink, en la figura 4.1 se muestra un diagrama de flujo de la información procesada en cada etapa considerando únicamente una contingencia. En primer lugar se realiza la simulación del benchmark para FACTS de 12 buses descrito en el Capítulo 3 sección 3.2. Se utilizan los bloques de medición PMU de simulink para tomar las mediciones en los buses del sistema y, por lo tanto, obtener la información de la potencia consumida y generada en cada uno de los buses. A partir de esta información, en un bloque de función de MATLAB se tiene programado el método de continuación pseudo longitud de arco para el trazado de las curvas PV. El bloque recibe las mediciones (punto de operación) y calcula el vector tangente (dV , $d\theta$, $d\lambda$) para después realizar su corrección, y así sucesivamente hasta llegar al valor máximo del parámetro de carga ($\lambda_{max} =$ punto crítico). Una vez finalizado este proceso, el punto crítico en función del parámetro de carga se utiliza para conocer los límites de cargabilidad de cada bus (P_{max-1} , P_{max-2} , P_{max-n}), y a partir de un margen de seguridad propuesto (12%), se obtienen los niveles de potencia que se necesitan desconectar en cada bus de carga para cumplir con éste margen ($P_{disparo-1}$, $P_{disparo-2}$, $P_{disparo-n}$). De forma simultánea, en otro bloque de función de MATLAB se tiene programada la etapa de detección de áreas críticas, la cual obtiene como dato de entrada el jacobiano reducido $J_{RP\theta}$ y, por lo tanto, calcula sus eigenvalores y eigenvectores derechos e izquierdos asociados. Después, calcula los factores de participación activos asociados al modo crítico y, finalmente, localiza el bus de carga con mayor participación, el cual será el bus candidato para realizar el disparo de carga ($Bus_{disparo}$). A partir de

esta información, el algoritmo ingresa a la base de datos (sección 4.3) y preselecciona las cargas internas del bus crítico, las cuáles se mantendrán en espera por si se presenta la contingencia asociada. Por último, en otro bloque de función de se tiene programado el método de Prony. El bloque recibe un vector de mediciones del sistema y detecta los datos ringdown con el objetivo de implementar el método de Prony de forma confiable, y poder evaluar la relación de amortiguamiento de las oscilaciones. El RAS es capaz de realizar el proceso descrito anteriormente para diversas contingencias de forma simultanea.

4.1 NIVELES DE POTENCIA PARA EL DESPRENDIMIENTO DE CARGA

Para evaluar el trazado de las curvas PV realizado por el método de continuación pseudo longitud de arco dentro del esquema de acción remedial, se parte del punto de operación de la tabla 4.1, el cual representa el caso base. En este escenario, el sistema se encuentra en estado estable y lo suficientemente estresado como para presentar problemas de bajo voltaje en distintas áreas.

Bus	Voltaje (kV)	Carga (MVA)	Condensadores (MVar)	Generación (MW)
1	230			
2	230	$280 + j200$		
3	230	$320 + j240$		
4	230	$360 + j240$	160	
5	230	$100 + j60$	80	
6	230	$440 + j300$	180	
7	345			
8	345			
9	22			
10	22			500
11	22			200
12	22			300

	Descripción de la contingencia
C_1	Apertura de la línea 3 – 4(1)
C_2	Apertura de la línea 4 – 5
C_3	Apertura de la línea 4 – 6

Por otra parte, se propone que el algoritmo del RAS considere tres escenarios distintos asociados a la apertura de líneas de transmisión, las cuales son consideradas contingencias fuertes en un sistema de potencia. Las aperturas de las líneas consideradas para esta sección se muestran en la tabla 4.2.

La contingencia C_1 es la menos crítica, pues en primera instancia únicamente está asociada con el área 3, y no evita la transmisión de potencia entre áreas. Además, a pesar de que se incremente la reactancia equivalente del enlace al perder una línea, ésta no transmitía una gran cantidad de potencia. Para la contingencia C_2 , el abrir la línea 4-5 evita el aporte de potencia activa proporcionado desde el área 1 (G_2) al bus 4. Por último, se tiene la contingencia C_3 , la cual evita completamente el aporte de potencia activa entre las áreas 2 y 3. Esta contingencia provoca que la demanda tengan que satisfacerla los generadores G_2 y G_3 . Por una parte, los buses asociados al generador G_2 es una zona que se caracteriza por bajo voltaje, es por ello que se tienen condensadores en derivación para el soporte reactivo.

En las figuras 4.2-4.6, se muestran las curvas características PV trazadas por el método de continuación para cada uno de los buses de carga y cada escenario, es decir, para el caso base sin perturbaciones y para las contingencias C_1 , C_2 y C_3 . Además, se indican los límites máximos de transferencia de potencia activa en cada escenario.

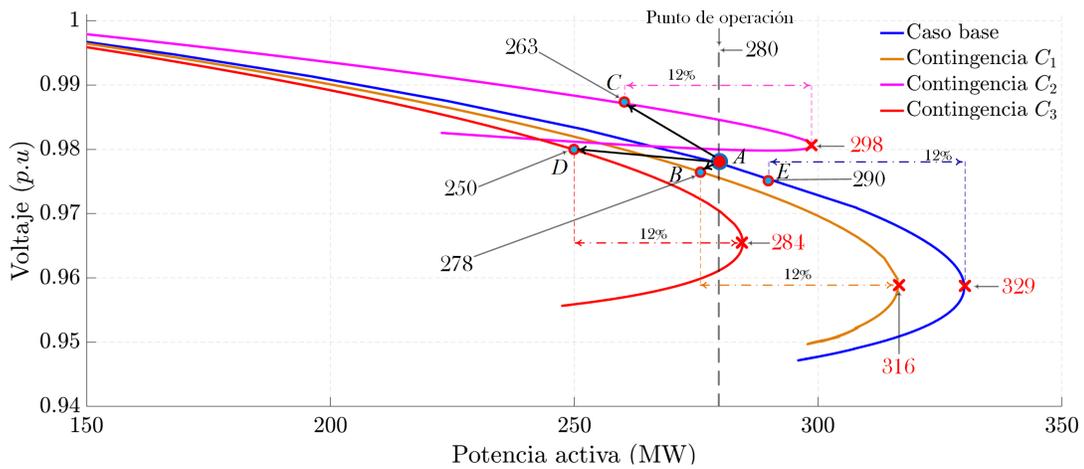


Figura 4.2: Curvas características PV del bus 2.

En primera instancia, el sistema se encuentra operando en el punto A de la curva azul en cada bus de carga, la cual corresponde al caso base sin perturbaciones. Es posible observar que en este escenario, el sistema opera de forma adecuada, sin violar el margen de seguridad del 12% (a partir del punto E en adelante se viola dicho margen). Sin embargo, si se presentara alguna de las contingencias el sistema buscaría una solución a lo largo de la línea punteada en color gris, dependiendo de la contingencia ocurrida. Si esto sucediera, los nuevos puntos de operación correspondientes a cada escenario, estarían violando el margen de seguridad en su curva correspondiente, e inclusive en algunos escenarios se estaría operando muy cerca del punto crítico, como en el caso de la contingencia C_3 (curva en color rojo). En este sentido, las curvas le permiten al RAS conocer la cantidad de potencia activa con la que se necesita operar en cada bus de carga, para permanecer dentro de las zonas seguras (puntos B , C y D), evitando operar cerca de los puntos de máxima cargabilidad, con el objetivo de reducir el riesgo

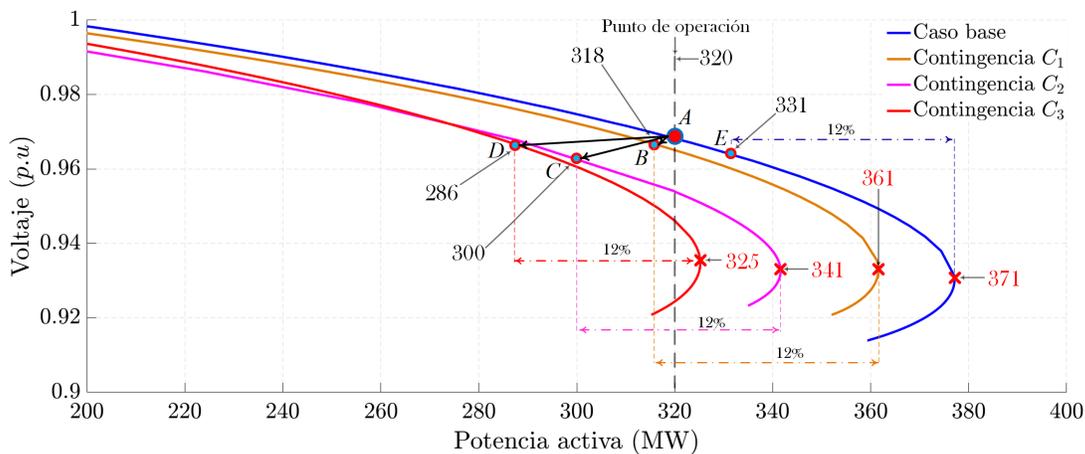


Figura 4.3: Curvas características PV del bus 3.

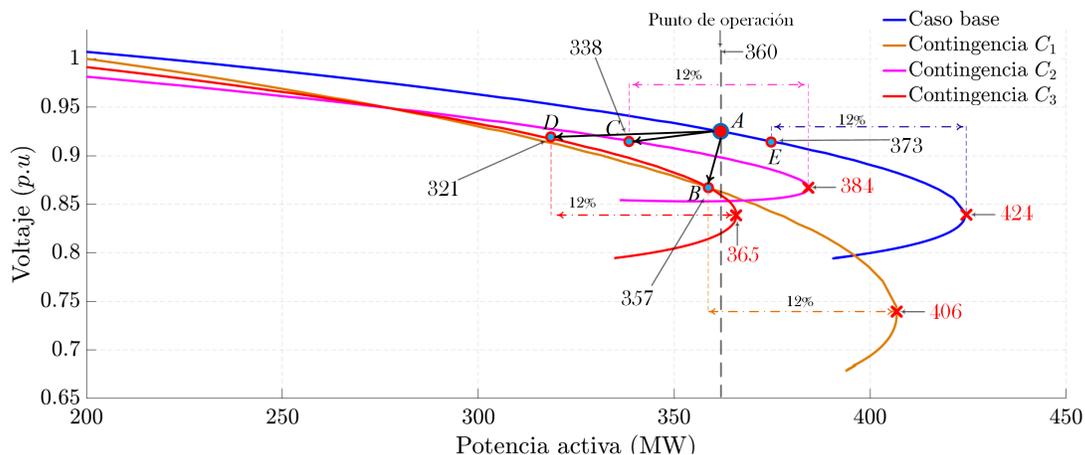


Figura 4.4: Curvas características PV del bus 4.

de presentar inestabilidad de voltaje. Por ejemplo, si se observa el bus de carga 6 cuando el sistema se ubica en el caso base (punto *A* en la curva azul de la figura 4.6), opera con una demanda de carga de 440 MW. Si se presentara la contingencia C_1 , el nuevo punto de operación estaría violando ligeramente el margen de seguridad, y se tendrían que desconectar 3 MW de carga en este bus para ubicar al sistema en el punto *B*. En el caso en que ocurriera la contingencia C_2 , el sistema estaría más próximo al punto crítico del sistema operando con esta contingencia, de manera que se necesitan disparar 27 MW del bus 6 para mover el sistema al punto *C*. Con la presencia del último escenario (contingencia C_3), el sistema estaría aproximadamente a 7 MW de ubicarse en el punto crítico y, por lo tanto, cualquier variación de carga en este bus volvería vulnerable al sistema, o incluso podría ocasionar que se sobrepase el punto de máxima cargabilidad, y finalmente colapsar. Para evitar esta situación, en el instante en que se presente la contingencia el esquema de acción remedial debe disparar 47 MW de carga para mover el punto de operación de *A* a *D* manteniendo el sistema en una zona segura. A partir de esto, en la tabla 4.3 se

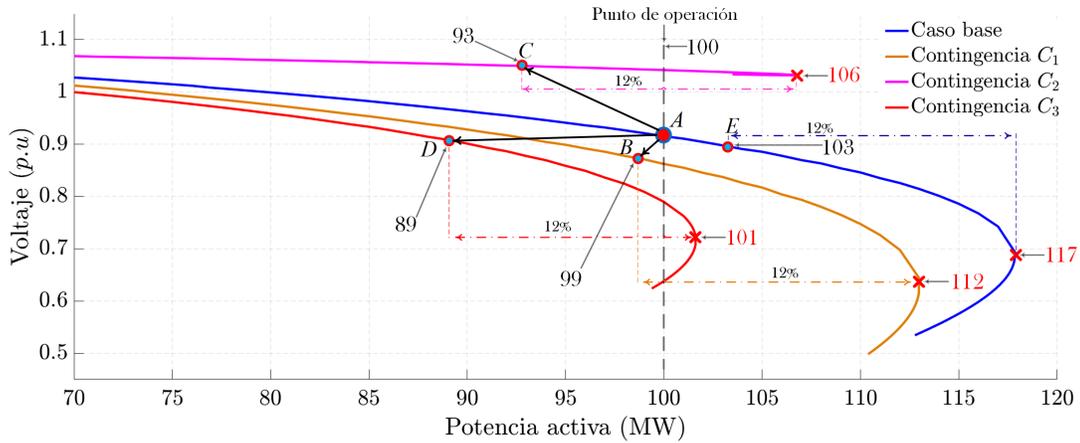


Figura 4.5: Curvas características PV del bus 5.

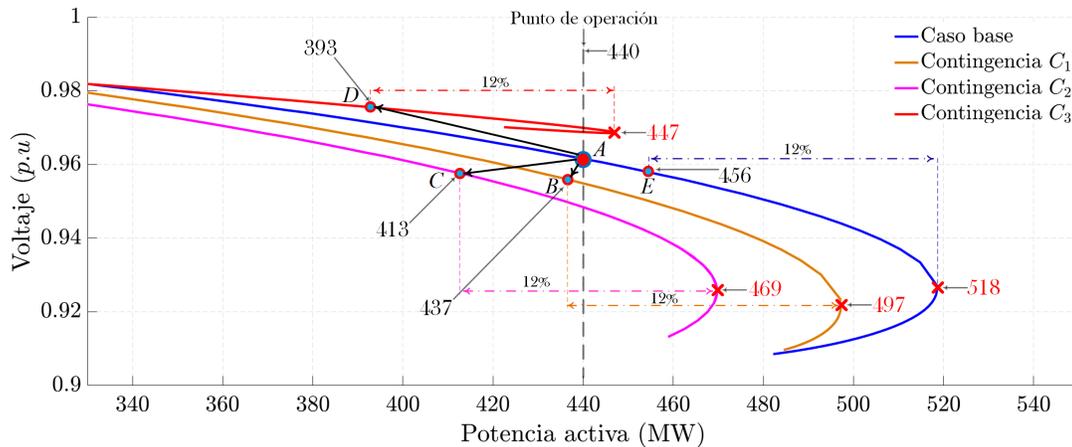


Figura 4.6: Curvas características PV del bus 6.

muestra la cantidad de potencia activa que se debe desconectar en cada bus de carga para cada una de las contingencias, para que el sistema se mantenga operando con el margen de seguridad propuesto.

En la tabla 4.3, se muestra que efectivamente la contingencia C_3 es la que requiere desconectar una mayor cantidad de carga, siendo ésta la contingencia más crítica. También, se puede observar que existe excedente de potencia en todos los buses de carga para cada una de las contingencias. Por lo tanto, se podría desconectar la potencia indicada en todos los buses, y mitigar la oscilación que se presente en la contingencia. Por otro lado, probablemente sea suficiente desconectar el excedente de potencia en un bus de carga en específico, sin la necesidad de afectar un gran número de cargas.

Por otra parte, como se observa en la figura 4.7, las cargas se encuentran en distintas áreas geográficas separadas por cientos de kilómetros, y el identificar en cuál de ellas se debe realizar el desprendimiento de carga para tener un impacto favorable en el sistema no es sencillo, pues existen diversos factores que están asociados a qué tan crítica es una área del sistema como el nivel de demanda en

las cargas, las distancias eléctricas entre generación y carga, el despacho de los generadores hacia las cargas, el nivel de potencia a través de las líneas de transmisión o las reservas de potencia reactiva en el sistema. Si bien, uno podría asumir qué áreas son críticas mediante la experiencia de los operadores, el esquema de acción remedial necesita una medida cualitativa que le proporcione el área de los disparos de carga adecuada.

Tabla 4.3 Excesos de potencia activa para margen del 12%

Contingencia C_1					
	Bus 2	Bus 3	Bus 4	bus 5	bus 6
Potencia (MW)	2	2	3	1	3
Contingencia C_2					
	Bus 2	Bus 3	Bus 4	bus 5	bus 6
Potencia (MW)	17	20	22	7	27
Contingencia C_3					
	Bus 2	Bus 3	Bus 4	bus 5	bus 6
Potencia (MW)	30	34	39	11	47

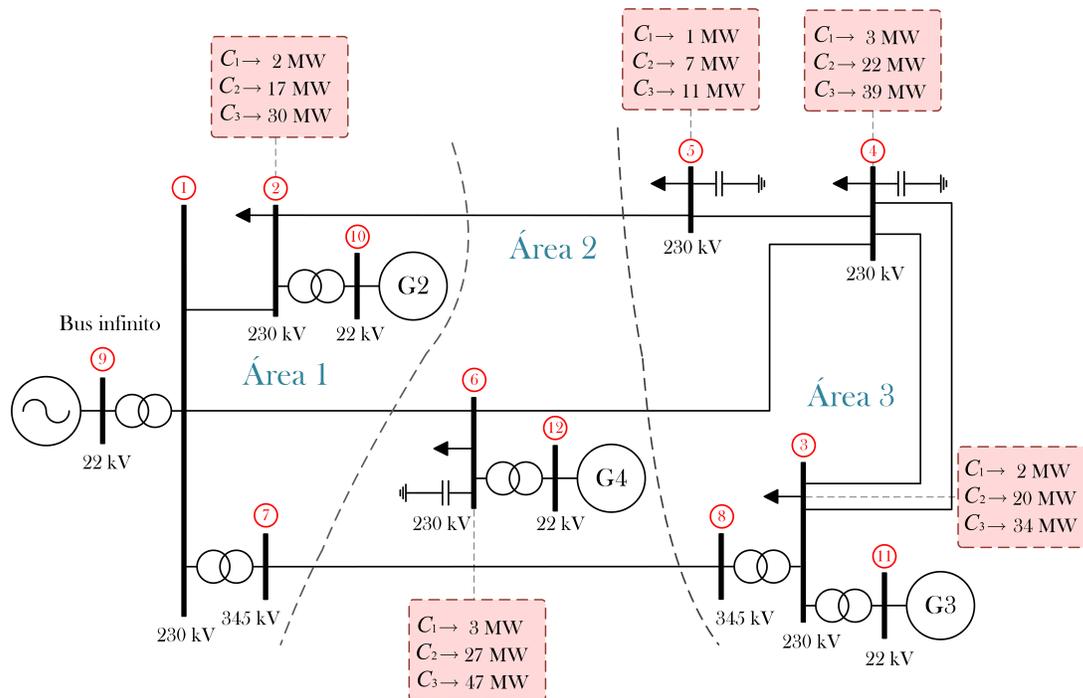


Figura 4.7: Excedente de potencia en los buses del sistema de estudio respecto al caso base.

4.2 DESEMPEÑO DEL ANÁLISIS MODAL

El esquema realiza el análisis modal del sistema de forma paralela con el trazado de las curvas PV, y el cálculo de los desprendimientos de carga. De esta forma, en la tabla 4.4 se presentan los eigenvalores calculados por el RAS para los distintos escenarios. Por una parte, se tienen los eigenvalores del sistema cuando opera exactamente en el caso base de la tabla 4.1. Por otro lado, calcula de manera simultánea los eigenvalores del sistema para las contingencias críticas de la tabla 4.2, pero en los puntos de máxima cargabilidad de sus curvas correspondientes.

Primeramente, los eigenvalores del caso base son todos positivos, lo que indica que el sistema es estable. Sin embargo, se tienen eigenvalores con magnitudes pequeñas (λ_9 , λ_{10} y λ_{11}) los cuáles están asociados al problema de estabilidad. Además, los eigenvalores obtenidos en los puntos críticos de las contingencias, tienden a volverse más pequeños en comparación al caso base, pues es el punto de operación con mayor estrés del sistema, e inclusive al menos un eigenvalor es cercano a cero, el cual se convierte en el modo crítico asociado al problema de inestabilidad de voltaje. También para las contingencias C_2 y C_3 los eigenvalores críticos son negativos por lo tanto, si el sistema opera en los puntos críticos de estos escenarios se volverá inestable. Por otro lado, los modos críticos pueden variar para cada escenario, pues están directamente relacionados con las áreas más estresadas en el sistema.

Eigenvalor	<i>Caso base</i>	<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>C3</i>
λ_1	27.195	25.69	24.92	26.12
λ_2	30.01	27.29	27.84	27.99
λ_3	20.11	19.57	20.18	19.74
λ_4	9.691	8.997	8.837	8.947
λ_5	9.837	9.296	9.342	9.755
λ_6	4.463	4.149	3.972	4.198
λ_7	2.883	0.948	2.271	2.116
λ_8	0.693	0.423	0.712	0.4791
λ_9	0.075	0.001	-0.0016	0.295
λ_{10}	0.422	0.176	0.191	0.132
λ_{11}	0.306	0.222	0.207	-0.0018

En la tabla 4.5, se muestran los factores de participación activos de los buses de carga, asociados al modo crítico de cada escenario. En primera instancia, se puede observar que los valores de los factores de participación para el caso base son muy cerrados entre ellos, esto quiere decir que el problema de estabilidad de voltaje se encuentra de forma uniforme entre estas zonas y, por lo tanto, complica discernir entre cuál de ellos desconectar carga. Por otro lado, si las contingencias son evaluadas en los puntos críticos del sistema, se torna sencillo tomar una elección, pues se puede apreciar una separación

más notoria entre los factores de participación. De esta forma, es posible considerar a los buses con un mayor FPA los candidatos para las desconexiones de carga, pues éstos tendrán un mayor efecto global en el sistema. Por lo tanto, al menos para este punto de operación y los escenarios considerados, el bus 4 y sus cantidades de excedente de potencia de la tabla 4.3, representan la mejor ubicación para realizar el disparo de carga en todos los escenarios. Además, este resultado obtenido por el análisis modal tiene mucho sentido, pues el bus 4 es el nodo más alejado eléctricamente de las áreas de generación y, por lo tanto, el más débil, pues se caracterizará por bajo voltaje y la necesidad de soporte reactivo. Por otro lado, los buses con un FPA cero o muy cercano a cero no tienen ninguna participación en estos escenarios, es decir, el realizar desprendimientos de carga en estas áreas no provocaría el efecto deseado en el sistema.

Tabla 4.5 Factores de participación activos

<i>Caso base</i>		C_1		C_2		C_3	
$\lambda_9 = 0.075$		$\lambda_9 = 0.001$		$\lambda_9 = -0.001$		$\lambda_{11} = -0.0018$	
Bus	FPA _{ki}	Bus	FPA _{ki}	Bus	FPA _{ki}	Bus	FPA _{ki}
2	0.006	2	0.000	2	0.000	2	0.000
3	0.159	3	0.135	3	0.189	3	0.208
4	0.171	4	0.229	4	0.197	4	0.243
5	0.103	5	0.188	5	0.000	5	0.135
6	0.118	6	0.087	6	0.117	6	0.000

Por otra parte, los factores de participación se modifican en relación al punto de operación del sistema y, en consecuencia, el bus para el desprendimiento de carga puede cambiar. Por ejemplo, en la figura 4.8 se muestran los factores de participación obtenidos para los buses 3, 4 y 5 de la contingencia más crítica C_3 para distintos puntos de operación. Se considera que las cargas del sistema son modelos de potencia constante, y que la potencia suministrada por los generadores se mantiene constante en todos los casos, es decir, la generación mostrada para el caso base.

En primera instancia, se considera como punto de partida una operación con poca carga en los buses mostrados (Bus 3 = 220 MW, Bus 4 = 195 MW, Bus 5 = 50 MW), donde se puede observar que el bus 4 es el de mayor participación. Después, en el segundo punto de operación (Bus 3 = 220 MW, Bus 4 = 195 MW, Bus 5 = 90 MW), el bus 4 continúa siendo el de mayor participación; sin embargo, debido a que se aumentó carga en el bus 5, este último comienza a tener mayor participación en el problema de estabilidad de voltaje. En el tercer punto de operación (Bus 3 = 300 MW, Bus 4 = 195 MW, Bus 5 = 90 MW), continúan siendo los buses 4 y 5 los más críticos, pues a pesar del incremento de carga en el bus 3, esta zona aún no representa gran problema en comparación con las antes mencionadas. Para el punto de operación cuatro (Bus 3 = 300 MW, Bus 4 = 195 MW, Bus 5 = 120 MW), se muestra que se alterna la zona para el desprendimiento de carga, pues el bus 5 se convierte en el de mayor participación, mientras que el bus 3 comienza a perder protagonismo. Para los puntos de operación

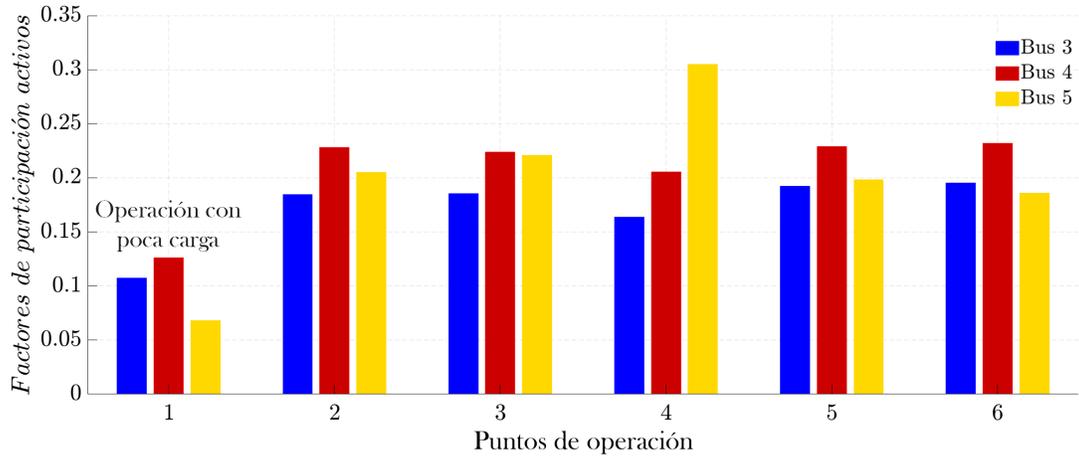


Figura 4.8: Factores de participación de C_3 para distintos puntos de operación.

cinco (Bus 3 = 320 MW, Bus 4 = 300 MW, Bus 5 = 120 MW) y seis (Bus 3 = 320 MW, Bus 4 = 320 MW, Bus 5 = 120 MW), se realizan modificaciones de carga únicamente para los buses 3 y 4, por lo tanto sus factores de participación se incrementan, y el bus para el disparo de carga vuelve a ser el bus 4. De esta forma, se puede observar que a medida que las potencias de carga se modifican, los factores de participación también y, en consecuencia, el bus de tiro de carga.

Por otra parte, en la figura 4.9 se considera que los generadores y sus controles realizan el redespacho de generación en relación a los incrementos de la demanda de carga, de forma que la participación de los buses se modifica en el tiempo, según la evolución del sistema. Para esta prueba, se considera que los modelos de carga son de impedancia constante. Además, los aumentos de carga considerados son los mismos que se realizaron para la figura 4.8, y se realizan en distintos tiempos.

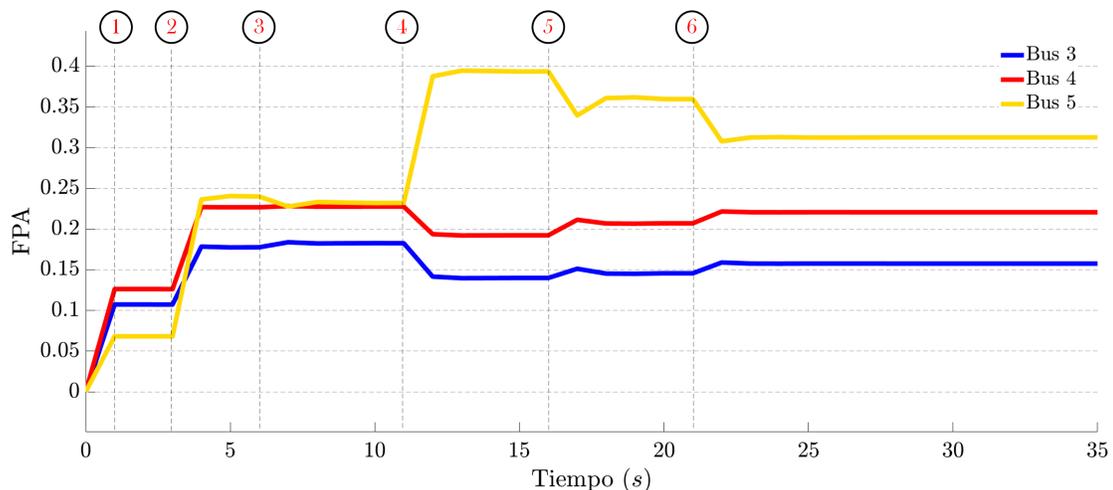


Figura 4.9: Factores de participación durante cambios de carga para C_3 .

El RAS calcula por primera vez los factores de participación en $t = 1$ s, en este instante de tiempo

el sistema se ubica en el punto de operación de partida con poca carga, de forma que la participación de los buses es la misma que se obtuvo en la figura 4.8 para el primer punto de operación. Después, en el segundo cambio de carga en $t = 3$ s comienzan a presentarse diferencias en relación a los resultados de la prueba anterior, pues en este caso el bus 5 se convierte en el bus para el desprendimiento de carga. Estas diferencias son ocasionadas por dos razones, la primera es que a pesar de que se tengan los mismos incrementos en la demanda de carga, en esta ocasión se asume que los generadores realizan redespacho y, por lo tanto, ya no son puntos de operación similares, y dependiendo de cuáles generadores inyecten más potencia al sistema, algunas áreas se verán más afectadas que otras. La otra razón, es que los modelos de impedancia constante presentan variaciones en la potencia consumida, las cuales están determinadas por las variaciones de voltaje del nodo al que estén conectadas. De esta forma, se muestra que el RAS es capaz de monitorear e identificar qué zonas del sistema se vuelven críticas conforme el sistema evoluciona, ya sea por los cambios de carga que se presentan por los aumentos en la demanda eléctrica en un sistema normal, o por los cambios en las referencias de potencia en los generadores debido a cuestiones de operación.

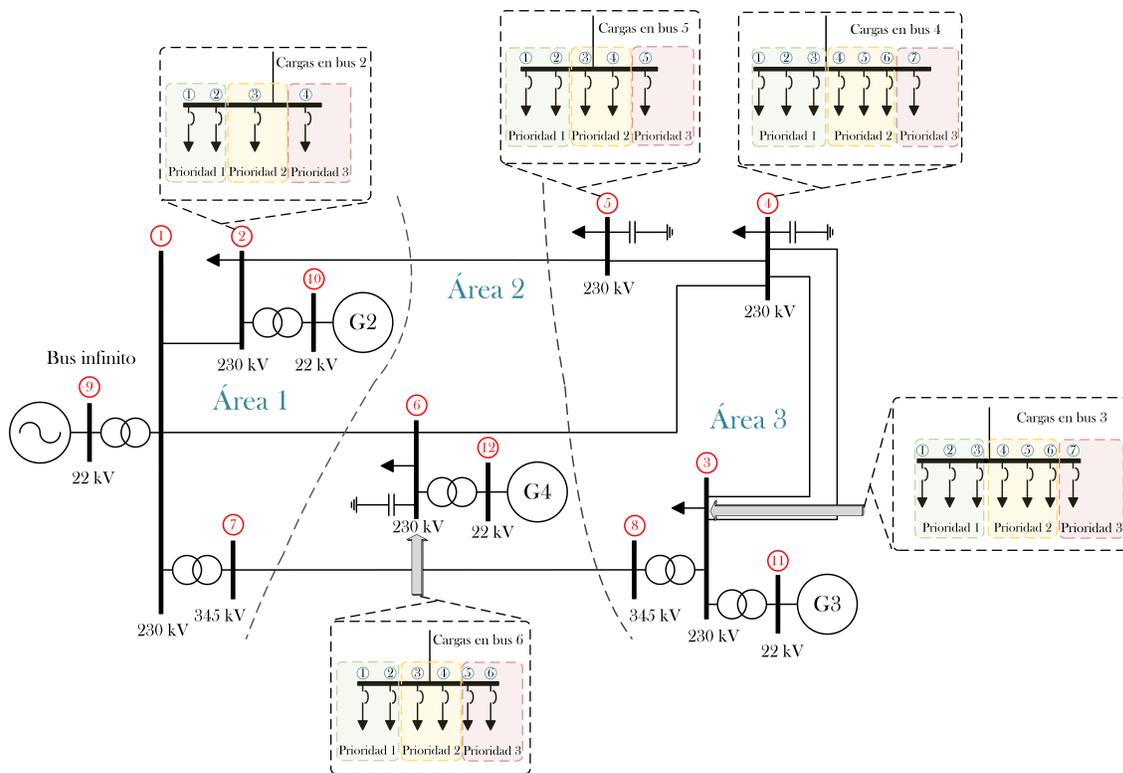


Figura 4.10: Buses de carga.

4.3 SELECCIÓN DE CARGAS

En los buses de carga del sistema se tiene diferente número de cargas con diferentes cantidades de potencias (como se muestra en la tabla 4.6) y distintos niveles de prioridad y, en conjunto, son el equivalente de la potencia total consumida en cada bus del caso base, tal como se muestra en la figura 4.10. Se propone clasificar las cargas en tres grupos de prioridad, y a cada grupo asignarle un nivel de prioridad. El grupo de prioridad 1 es definido como el de prioridad baja, el grupo 2 de prioridad media y el grupo tres con prioridad alta, de manera que las cargas del grupo de prioridad tres sean las últimas cargas en desconectarse, y sólo en escenarios donde sea necesario disparar grandes cantidades de potencia.

A partir de lo antes mencionado, en las tablas 4.7-4.11 se tienen diversos grupos de las combinaciones de cargas que pudieran desconectarse en cada bus del sistema. En primera instancia, estos grupos se clasifican por rangos de potencia, es decir, que el grupo seleccionado dependerá del nivel de potencia que las curvas PV arrojen para el deprendimiento de carga. Por otro lado, las combinaciones fueron realizadas en función de dos criterios de desconexión, el primero es que las cargas con menor prioridad sean las primeras en desconectarse, y el segundo es buscar desconectar el menor número de cargas posible, de manera que la desconexión de las cargas sea de la manera más selectiva posible.

Tabla 4.6 Distribución de potencia en los buses de carga

Bus 2 (MVA)	Bus 3 (MVA)	Bus 4 (MVA)	Bus 5 (MVA)	Bus 6 (MVA)
$S_1 = 35 + j25$	$S_1 = 5 + j2$	$S_1 = 10 + j5$	$S_1 = 3 + j1$	$S_1 = 23 + j18$
$S_2 = 60 + j50$	$S_2 = 20 + j19$	$S_2 = 15 + j12$	$S_2 = 7 + j4$	$S_2 = 34 + j20$
$S_3 = 90 + j83$	$S_3 = 35 + j25$	$S_3 = 20 + j19$	$S_3 = 20 + j19$	$S_3 = 70 + j58$
$S_4 = 95 + j42$	$S_4 = 45 + j39$	$S_4 = 40 + j39$	$S_4 = 30 + j16$	$S_4 = 95 + j70$
	$S_5 = 65 + j45$	$S_5 = 50 + j45$	$S_5 = 40 + j20$	$S_5 = 100 + j78$
	$S_6 = 70 + j50$	$S_6 = 65 + j60$		$S_6 = 118 + j56$
	$S_7 = 80 + j60$	$S_7 = 160 + j60$		

Tabla 4.7 Grupos de combinaciones del bus 2

Código de cargas	Excedente de carga (MW)	Cargas	Código de cargas	Excedente de carga (MW)	Cargas
1	$0 < P_{bus2} \leq 35$	1	5	$125 < P_{bus2} \leq 150$	2, 3
2	$35 < P_{bus2} \leq 60$	2	6	$150 < P_{bus2} \leq 185$	1, 2, 3
3	$65 < P_{bus2} \leq 95$	1, 2	7	$185 < P_{bus2} \leq 190$	1, 2, 4
4	$95 < P_{bus2} \leq 125$	1, 3	8	$190 < P_{bus2} \leq 280$	1, 2, 3, 4

Tabla 4.8 Grupos de combinaciones del bus 3

Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas	Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas
1	$0 < P_{bus3} \leq 5$	1	16	$90 < P_{bus3} \leq 95$	1, 2, 6
2	$5 < P_{bus3} \leq 20$	2	17	$95 < P_{bus3} \leq 100$	3, 5
3	$20 < P_{bus3} \leq 25$	1, 2	18	$100 < P_{bus3} \leq 105$	1, 3, 5
4	$25 < P_{bus3} \leq 35$	3	19	$105 < P_{bus3} \leq 110$	1, 3, 6
5	$35 < P_{bus3} \leq 40$	1, 3	20	$110 < P_{bus3} \leq 125$	2, 3, 6
6	$40 < P_{bus3} \leq 45$	4	21	$125 < P_{bus3} \leq 130$	1, 2, 3, 6
7	$45 < P_{bus3} \leq 50$	1, 4	22	$130 < P_{bus3} \leq 135$	5, 6
8	$50 < P_{bus3} \leq 55$	2, 3	23	$135 < P_{bus3} \leq 140$	1, 5, 6
9	$55 < P_{bus3} \leq 60$	1, 2, 3	24	$140 < P_{bus3} \leq 150$	3, 4, 6
10	$60 < P_{bus3} \leq 65$	5	25	$150 < P_{bus3} \leq 170$	2, 3, 4, 6
11	$65 < P_{bus3} \leq 70$	6	26	$170 < P_{bus3} \leq 190$	2, 3, 5, 6
12	$70 < P_{bus3} \leq 75$	1, 6	27	$190 < P_{bus3} \leq 235$	2, 3, 4, 5, 6
13	$75 < P_{bus3} \leq 80$	3, 4	28	$235 < P_{bus3} \leq 240$	1, 2, 3, 4, 5, 6
14	$80 < P_{bus3} \leq 85$	1, 3, 4	29	$240 < P_{bus3} \leq 320$	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
15	$85 < P_{bus3} \leq 90$	2, 6			

Tabla 4.9 Grupos de combinaciones del bus 4

Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas	Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas
1	$0 < P_{bus4} \leq 10$	1	19	$100 < P_{bus4} \leq 110$	1, 2, 3, 6
2	$10 < P_{bus4} \leq 15$	2	20	$110 < P_{bus4} \leq 115$	1, 2, 4, 5
3	$15 < P_{bus4} \leq 20$	3	21	$115 < P_{bus4} \leq 125$	1, 5, 6
4	$20 < P_{bus4} \leq 25$	1, 2	22	$125 < P_{bus4} \leq 130$	2, 5, 6
5	$25 < P_{bus4} \leq 30$	1, 3	23	$130 < P_{bus4} \leq 140$	1, 2, 5, 6
6	$30 < P_{bus4} \leq 35$	2, 3	24	$140 < P_{bus4} \leq 160$	1, 2, 3, 5, 6
7	$35 < P_{bus4} \leq 45$	1, 2, 3	25	$160 < P_{bus4} \leq 165$	1, 4, 5, 6
8	$45 < P_{bus4} \leq 50$	5	26	$165 < P_{bus4} \leq 170$	2, 4, 5, 6
9	$50 < P_{bus4} \leq 55$	2, 4	27	$170 < P_{bus4} \leq 180$	1, 2, 4, 5, 6
10	$55 < P_{bus4} \leq 60$	1, 6	28	$180 < P_{bus4} \leq 200$	1, 2, 3, 4, 5, 6
11	$60 < P_{bus4} \leq 65$	2, 5	29	$200 < P_{bus4} \leq 205$	1, 2, 3, 7
12	$65 < P_{bus4} \leq 70$	3, 5	30	$205 < P_{bus4} \leq 210$	5, 7
13	$70 < P_{bus4} \leq 75$	1, 6	31	$210 < P_{bus4} \leq 225$	6, 7
14	$75 < P_{bus4} \leq 80$	2, 6	32	$225 < P_{bus4} \leq 255$	1, 2, 3, 5, 7
15	$80 < P_{bus4} \leq 85$	3, 6	33	$255 < P_{bus4} \leq 270$	1, 2, 3, 7
16	$85 < P_{bus4} \leq 90$	1, 2, 6	34	$270 < P_{bus4} \leq 295$	1, 2, 3, 4, 5, 7
17	$90 < P_{bus4} \leq 95$	1, 3, 6	35	$295 < P_{bus4} \leq 360$	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
18	$95 < P_{bus4} \leq 100$	2, 3, 6			

Tabla 4.10 Grupos de combinaciones del bus 5

Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas	Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas
1	$0 < P_{bus5} \leq 3$	1	8	$30 < P_{bus5} \leq 33$	1, 4
2	$3 < P_{bus5} \leq 7$	2	9	$33 < P_{bus5} \leq 37$	2, 4
3	$7 < P_{bus5} \leq 10$	1, 2	10	$37 < P_{bus5} \leq 50$	3, 4
4	$10 < P_{bus5} \leq 20$	3	11	$50 < P_{bus5} \leq 53$	1, 3, 4
5	$20 < P_{bus5} \leq 23$	1, 3	12	$53 < P_{bus5} \leq 57$	2, 3, 4
6	$23 < P_{bus5} \leq 27$	2, 3	13	$57 < P_{bus5} \leq 60$	1, 2, 3, 4
7	$27 < P_{bus5} \leq 30$	4	14	$60 < P_{bus5} \leq 100$	1, 2, 3, 4, 5

Tabla 4.11 Grupos de combinaciones del bus 6

Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas	Código de carga	Excedente de carga (MW)	Cargas
1	$0 < P_{bus6} \leq 23$	1	8	$127 < P_{bus6} \leq 152$	1, 2, 4
2	$23 < P_{bus6} \leq 34$	2	9	$152 < P_{bus6} \leq 188$	1, 3, 4
3	$34 < P_{bus6} \leq 57$	1, 2	10	$188 < P_{bus6} \leq 222$	1, 2, 3, 4
4	$57 < P_{bus6} \leq 93$	1, 3	11	$222 < P_{bus6} \leq 252$	1, 2, 4, 5
5	$93 < P_{bus6} \leq 95$	4	12	$252 < P_{bus6} \leq 340$	1, 2, 3, 4, 6
6	$95 < P_{bus6} \leq 104$	2, 4	13	$340 < P_{bus6} \leq 440$	1, 2, 3, 4, 5, 6
7	$104 < P_{bus6} \leq 127$	1, 2, 3			

Los grupos de combinaciones descritos anteriormente completan el esquema de acción remedial. De esta forma, las cantidades de potencia calculadas previamente para el desprendimiento de carga en las curvas PV, son el punto de partida para ingresar a estas tablas. Por ejemplo, para la contingencia C_3 se requiere un desprendimiento de carga en el bus 4 de 39 MW, mediante esta cantidad el algoritmo del RAS ingresa a la tabla de combinaciones correspondiente al bus 4 (tabla 4.9), y selecciona el código de carga 7 que corresponde al rango de potencia que se solicita desconectar en ese bus, lo que significa que las cargas 1, 2 y 3 serían las seleccionadas para este caso. El algoritmo realiza este mismo procedimiento de forma simultánea para los demás buses de carga y para las demás contingencias. De esta forma, el RAS tiene seleccionadas las cargas candidatas para su desconexión para cada escenario posible, en espera por si alguna de las contingencias se presenta, recordando que sólo desconectará carga en los buses que el análisis modal haya indicado.

4.4 MARGEN DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Se realizó una evaluación del margen de estabilidad que mantiene el sistema cuando se somete a las contingencias C_1 , C_2 y C_3 , y cómo la ubicación de los desprendimientos de carga afectan en el margen final del sistema.

Para la primera contingencia C_1 , el sistema opera con un margen de estabilidad de 11.49%, ligeramente menor que el margen de seguridad propuesto. Los FPA de los buses de carga para cada una de las contingencias fueron mostrados en la tabla 4.5. Es posible observar que esta contingencia sólo afecta a algunos buses en particular, pues son los que muestran un factor de participación más alto. Como se muestra en la tabla 4.12, si se aplica un disparo de carga de 10 MW (cantidad que corresponde al excedente de potencia y los grupos de combinaciones asociados al bus seleccionado) en el bus con mayor participación (bus 4) se tiene un aumento de margen al 13.01%. Este desprendimiento es suficiente para llevar al sistema al margen de seguridad propuesto.

Tabla 4.12 Márgenes de estabilidad para C_1

Bus	Carga (MW)	Disparo de carga (MW)	Margen final
4	360	10	13.01%
4	360	10	13.29%
5	100	3	
2	280	35	11.22%

Para evaluar la eficiencia de esta metodología, también se aplica un desprendimiento de carga en los dos buses con mayor participación (bus 4 y 5) en los cuales se desconecta el excedente de potencia activa correspondiente (10 y 3 MW, respectivamente), lo cual causa un aumento del margen al 13.29%. Finalmente, se aplica un desprendimiento de carga de 35 MW en el bus 2, que tiene muy poca participación en esta contingencia. En este caso, el disparo de carga no proporciona un aumento en el margen del sistema, incluso provoca una disminución ligera en el margen.

Tabla 4.13 Márgenes de estabilidad para C_2

Bus	Carga (MW)	Disparo de carga (MW)	Margen final
4	360	25	10.39%
3	320	20	13.46%
4	360	25	
5	100	7	6.31%

Para la contingencia C_2 , el sistema opera con un margen de estabilidad de 6.31%. En la tabla 4.13, se puede observar que al desconectar 25 MW del bus con mayor participación (bus 4) se tiene un aumento del margen al 10.39%. Si bien este desprendimiento es suficiente para colocar al sistema en un punto de operación seguro, no se alcanza el margen de seguridad propuesto. Por otro lado, al realizar el disparo de carga en los buses con mayor participación (bus 3 y 4) se logra un margen del 13.46%. También, se aplicó un desprendimiento de carga en el bus 5, que está cerca de la contingencia pero tiene un factor de participación pequeño, lo que lleva a un margen del 6.31%. Es decir, que este desprendimiento de carga no tiene ningún efecto en el margen de estabilidad de esta contingencia.

Finalmente para la contingencia C_3 , el sistema opera con un margen del 1.59%, el cual es un valor muy pequeño e indica que el sistema opera cerca del punto de colapso. Esta contingencia ocasiona un impacto local, pues es posible observar que los factores de participación más altos se concentran en dos buses. En primera instancia, si se realiza un disparo de carga de 45 MW en el bus 4 el cual tiene mayor participación, se tiene un aumento de margen al 10.13%, como se observa en la tabla 4.14. De la misma forma que en el caso anterior, este desprendimiento es suficiente para llevar el sistema a un punto seguro; sin embargo, queda ligeramente abajo del margen propuesto. Por otro lado, al realizar el disparo de carga en los buses 3 y 4 (35 y 45 MW, respectivamente) los cuales tienen los factores de participación más altos, se logra incrementar de forma significativa el margen a un valor de 15.5%. Por último, se realiza el desprendimiento de carga de 57 MW en el bus 6; en este escenario este bus tiene un factor de participación bajo a pesar de estar cerca de la contingencia. En este caso, este desprendimiento de carga no proporciona un aumento significativo en el margen del sistema.

Tabla 4.14 Márgenes de estabilidad para C_3

Bus	Carga (MW)	Disparo de carga (MW)	Margen final
4	360	45	10.13%
3	320	35	15.4%
4	360	45	
6	440	57	1.73%

4.5 RESPUESTA TRANSITORIA DEL SISTEMA A LOS DISPAROS DE CARGA

Se simula el sistema de prueba, y se presentan los tres escenarios de cada una de las contingencias propuestas en el punto de operación del caso base. En los tres escenarios se muestra la comparativa de la respuesta del sistema sin y con el esquema de acción remedial. Además, en cada caso se muestra la potencia activa que circula a través del enlace de los buses 7 y 8, y la relación de amortiguamiento obtenida a través del método de Prony, que presentan las oscilaciones en esta línea en distintos puntos de interés.

4.5.1 CONTINGENCIA C1

Como se ha mencionado previamente, este caso resulta ser el menos crítico, ya que se requieren desconectar pequeñas cantidades de carga para regresar el sistema al margen de seguridad propuesto. En primer lugar, en la figura 4.11 se puede apreciar que cuando el sistema opera en estado estable, el enlace transmite aproximadamente 363 MW. En naranja se muestra la potencia del enlace cuando el esquema de acción remedial no se encuentra en operación. En $t = 10$ s, cuando se presenta la apertura de la línea superior 3-4, se origina una oscilación de 0.9 Hz donde al menos en los primeros 4 s de la oscilación

se mantiene una relación de amortiguamiento de 0.128. Después, la oscilación comienza a decrecer al igual que su relación de amortiguamiento hasta que ésta se estabiliza en otro punto de operación. Esto sucede debido a que al perder la línea 3-4 la potencia en el sistema se redistribuye con el objetivo de seguir abasteciendo la demanda de las cargas. Por otro lado, en azul se muestra la potencia del enlace cuando el esquema de acción remedial se encuentra en operación. En primera instancia, cuando se presenta la contingencia el esquema dispara 10 MW en el bus 4 (carga 1), considerando un retardo por la acción de los interruptores de 50 ms. Esta acción de control ocasiona que la oscilación tenga una relación de amortiguamiento de 0.133, ligeramente mayor que en el caso anterior, es decir, que tiene un mayor amortiguamiento. Sin embargo, se puede observar que ambas oscilaciones se estabilizan de forma similar, aunque al final la oscilación de color naranja presenta un amortiguamiento ligeramente mayor, lo que indica que cuando opera el esquema de acción remedial la oscilación se amortigua mejor.

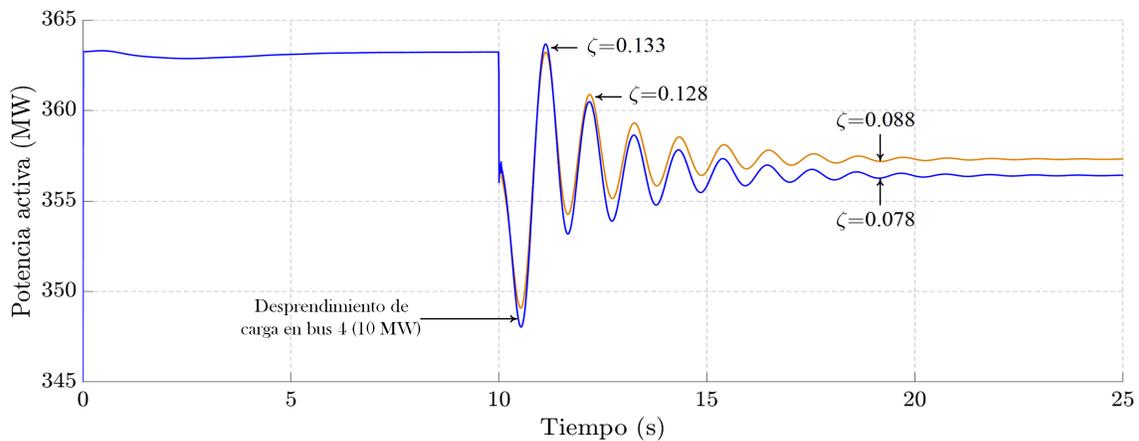


Figura 4.11: Potencia activa a través del enlace 7-8 durante contingencia C_1 : color naranja sin RAS, y color azul con RAS y disparo en bus 4.

4.5.2 CONTINGENCIA C2

En el segundo caso a evaluar, se realiza la apertura de la línea 5-4 en $t = 10$ s. Si el sistema opera sin el esquema de acción remedial (naranja), se produce una oscilación de 0.55 Hz, y se mantiene oscilando con una relación de amortiguamiento de 0.182 durante 5s aproximadamente (figura 4.12). Después, el amortiguamiento comienza a disminuir hasta alcanzar un valor negativo en $t = 26$ s, lo que indica que las máquinas y sus controles no fueron capaces de amortiguar la oscilación provocada por la contingencia y, en consecuencia, ésta comienza a presentar un comportamiento inestable. Finalmente, el valor de la relación de amortiguamiento tiende a disminuir aún más, hasta que las máquinas pierden sincronismo y el sistema colapsa.

Por otra parte, cuando el esquema de acción remedial opera realiza el desprendimiento de 25 MW en el bus 4 (cargas 1 y 2). De esta forma, se presenta una oscilación de 0.72 Hz (azul) y se logra que

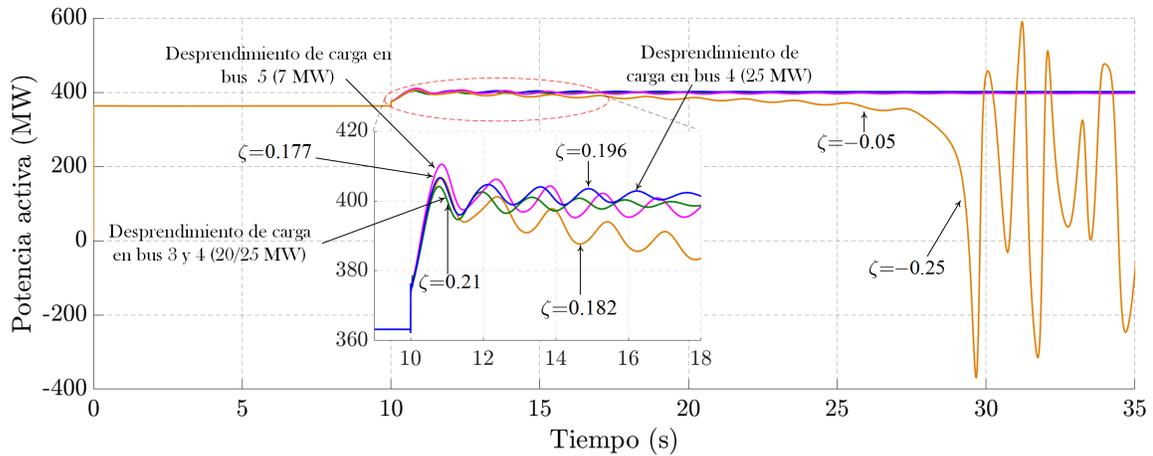


Figura 4.12: Potencia activa a través del enlace 7-8 durante contingencia C_2 : color naranja sin RAS, color azul con RAS y disparo en bus 4, color verde con RAS y disparo en bus 3 y 4, y color rosa disparo en bus 5.

la relación de amortiguamiento aumente ligeramente a un valor de 0.196, lo cual es suficiente para evitar que el sistema se vuelva inestable. También se configuró el RAS para que realice el disparo simultáneo en los dos buses con mayor participación. En este sentido, el RAS desconecta 20 MW del bus 3 (carga 2) y 25 MW del bus 4 (carga 1 y 2), lo cual produce una oscilación de 0.78 Hz (verde) con un amortiguamiento de 0.21. Finalmente, se realiza una prueba desconectando carga en el bus 5 (bus con menor participación), lo cual produce una oscilación de 0.67 Hz (rosa) con un bajo amortiguamiento en comparación con los casos anteriores. Además, es posible observar que aunque los desprendimientos de carga realizados mitigen las oscilaciones provocadas por el evento, tienen un comportamiento diferente. Cuando el RAS realiza el disparo de carga en los buses con mayor participación en la contingencia C_2 , las oscilaciones presentan una relación de amortiguamiento mayor, e incluso el desprendimiento de carga simultáneo en los buses 3 y 4 presenta la mejor relación de amortiguamiento ($\zeta = 0.21$).

4.5.3 CONTINGENCIA C3

Finalmente, en el último escenario cuando se presenta la apertura de la línea 4-6 y no se toma ninguna acción de control (figura 4.13, color naranja), se origina una oscilación de 0.78 Hz, donde se puede apreciar que le toma un largo tiempo amortiguarse, pues en todo momento presenta bajas relaciones de amortiguamiento. Por otro lado, si el RAS entra en acción dispara 45 MW en el bus 4 (carga 1, 2 y 3), y se presenta una oscilación de 0.69 Hz (azul), la cual se amortigua rápidamente con una relación de amortiguamiento de 0.615 durante los primeros 4 s, un valor significativamente mayor en comparación con el que se presenta sin el disparo de carga.

Por otra parte, si el RAS se configura para realizar un desprendimiento de carga simultáneo en los buses 3 y 4, desconecta 35 MW (carga 3) y 45 MW (carga 1, 2 y 3), respectivamente, esto ocasiona una oscilación de 0.62 Hz (verde) con una relación de amortiguamiento de 0.851. Finalmente, se muestra la

respuesta del sistema cuando se dispara carga en un bus con poca participación en la contingencia C_3 (rosa). En esta prueba se selecciona el bus 6, el cual tenía un factor de participación bajo. Se disparan 57 MW (cargas 1 y 2) en el bus 6, la oscilación que se presenta es de 0.81 Hz, y es posible observar que al menos la oscilación se extingue, lo cual en primera instancia es positivo. Sin embargo, presenta una relación de amortiguamiento de 0.196; muy pequeña si se compara con la obtenida al disparar carga en el bus 4, o el disparo de carga simultáneo en los buses 3 y 4, los cuales se habían indicado como los buses con mayor participación. También, aunque la oscilación se estabiliza al disparar carga en el bus 6, lo hace en un tiempo considerablemente mayor, con una diferencia de casi 15 s en comparación al disparo del bus 4.

La respuesta dinámica del sistema para la contingencia C_3 , muestra que la oscilación que se produce al realizar el desprendimiento de carga en el bus 4 se amortigua más rápidamente en comparación con los demás. Sin embargo, el disparo simultáneo en los buses 3 y 4 sigue presentando la mejor relación de amortiguamiento. Por lo tanto, si el RAS realiza el desprendimiento de carga en los buses con mayor FPA, el esquema tendrá un mejor desempeño y las oscilaciones una mejor relación de amortiguamiento. Con esto se valida que el esquema de acción remedial propuesto funciona adecuadamente, pues los desprendimientos de carga amortiguan de forma adecuada las oscilaciones, reduciendo el riesgo de perder estabilidad ante contingencias que originen oscilaciones inestables, y reduciendo los tiempos de asentamiento de las oscilaciones. Además, se muestra que cuando se realiza el disparo de carga en el bus indicado como el más crítico por el análisis modal, se tiene un mayor impacto que el realizar disparos en otros buses.

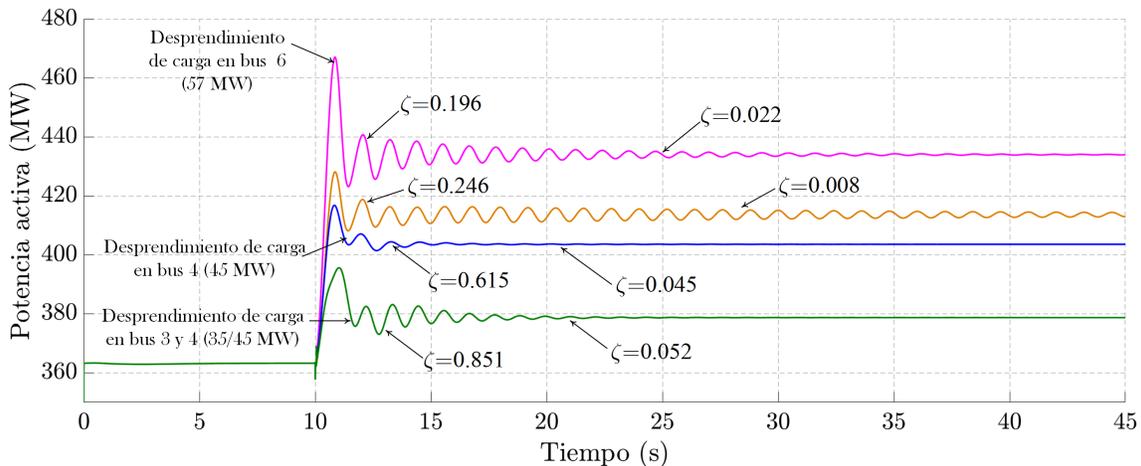


Figura 4.13: Potencia activa a través del enlace 7-8 durante contingencia C_3 : color naranja sin RAS, color azul con RAS y disparo en bus 4, color verde con RAS y disparo en bus 3 y 4, y color rosa disparo en bus 6.

Conclusiones

El esquema de acción remedial propuesto tiene resultados satisfactorios en relación a los objetivos impuestos al inicio del trabajo. En primer lugar, el esquema es capaz de detectar en línea qué tan cerca se encuentra el sistema del punto de colapso, y la cantidad de carga que se debe desconectar para mantener al sistema en un margen de estabilidad seguro. También, es posible incluir en el esquema de acción remedial distintas contingencias, de forma que el propio algoritmo podrá determinar en línea cuál de éstas se vuelve más crítica conforme el sistema evoluciona.

Una aportación relevante del esquema es el poder incluir el análisis modal de estabilidad de voltaje en el algoritmo, con este análisis el esquema puede determinar en línea los buses adecuados para realizar el desprendimiento de carga. En las pruebas realizadas en este trabajo se pudo concluir que los buses aledaños a las contingencias no siempre representan la mejor opción para los desprendimientos de carga, y que los factores de participación tienen toda la información necesaria para indicar los buses apropiados para la desconexión. En este sentido, se hace posible detectar los buses críticos del sistema conforme éste evoluciona. Es decir, conforme el sistema va presentando cambios de carga o cambios en las referencias de potencia en las máquinas síncronas.

La técnica propuesta para seleccionar qué cargas se deben desconectar en cada bus según los criterios de desconexión resulta práctica y selectiva. Sin embargo, esta metodología se vuelve extensa al realizarse de forma manual ya que el número de combinaciones se vuelve importante y complica seleccionar las combinaciones de forma adecuada. El realizar un algoritmo que encuentre las combinaciones adecuadas según la técnica propuesta es un trabajo a futuro.

Los desprendimientos de carga realizados en el sistema con el esquema de acción remedial armado, tienen efecto positivo en los márgenes de estabilidad del sistema. Si bien en algunos escenarios no se llegaba exactamente al margen de seguridad propuesto, los desprendimientos de carga fueron suficientes para colocar al sistema en un punto de operación seguro. Por otro lado, el esquema de acción remedial amortiguó de forma correcta las oscilaciones presentadas durante los transitorios de las contingencias, reduciendo los tiempos de asentamiento de las oscilaciones, e inclusive amortiguando oscilaciones inestables del sistema. Además, fue posible mostrar que las oscilaciones se amortiguan de mejor forma cuando se realizan los desprendimientos de carga en los buses con un factor de participación alto. Si bien el desprendimiento de carga en un bus con baja participación es favorable, el tiempo de asen-

tamiento sigue siendo significativamente mayor que en los tiempos que presentan los buses de alta participación.

Las técnicas de análisis en las cuales se basa la metodología del esquema de acción remedial propuesto, son utilizadas en el sector eléctrico para llevar a cabo diversos estudios en fuera de línea. Sin embargo, las mediciones PMU y los controladores automáticos en tiempo real hacen posible realizar este tipo de análisis en línea. Las pruebas realizadas en la plataforma RTDS-RTAC tienen gran relevancia, pues son dispositivos industriales que realmente se utilizan en la práctica y es lo más cercano que se tiene a un sistema real para probar el desempeño de este tipo de algoritmos.

TRABAJO A FUTURO

Los trabajos a futuro que deja el proyecto realizado son:

- Realizar un algoritmo que arroje de forma automática las cargas adecuadas para la desconexión de cada bus, incluyendo criterios de desconexión como el nivel de prioridad de las cargas y el menor número de cargas posible.
- Implementar el análisis modal de estabilidad de voltaje en el dispositivo RTAC, y cerrar el lazo del esquema de acción remedial propuesto con simulaciones del tipo HIL.

Apéndice A

Parametrización de las ecuaciones de flujos de potencia

La parametrización se logra incluyendo el parámetro de carga λ en las ecuaciones de flujos de potencia⁴⁶. El parámetro de carga tiene una variación entre $0 \leq \lambda \leq \lambda_{cr}$, donde $\lambda = 0$ corresponde al caso base y $\lambda = \lambda_{cr}$ corresponde al caso en donde el sistema se encuentra en el punto de máxima cargabilidad o punto crítico. Esta reformulación se puede lograr expresando la carga y generación de un bus en función del parámetro de carga. Por lo tanto, de forma general las nuevas ecuaciones para cada bus i quedarían de la siguiente forma:

$$\Delta P_i = P_{Gi}(\lambda) - P_{Li}(\lambda) - P_{Ti} = 0 \quad (1)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li}(\lambda) - Q_{Ti} = 0 \quad (2)$$

donde

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \quad (3)$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \quad (4)$$

Los subíndices L , G y T corresponden al bus de carga, generación e inyección respectivamente. Los voltajes en los buses i y j son $V_i \angle \theta_i$ y $V_j \angle \theta_j$ respectivamente, y $Y_{ij} \angle \gamma_{ij}$ es el (i, j) -ésimo elemento de la matriz de admitancias Y_{BUS} .

Para emular los cambios de carga los terminos P_{Li} y Q_{Li} deben ser modificados. Para esto se pueden dividir en dos componentes, una que representa el bus de carga original y el otro los cambios

de carga en función del parámetro de carga λ . De esta forma:

$$P_{Li}(\lambda) = P_{Li0} + \lambda [K_{Li} S_{Base} \cos(\psi_i)] \quad (5)$$

$$Q_{Li}(\lambda) = Q_{Li0} + \lambda [K_{Li} S_{Base} \sin(\psi_i)] \quad (6)$$

Realizando la manipulación de (5) y (6), se pueden reescribir de la siguiente forma:

$$P_{Li}(\lambda) = P_{Li0} [1 + \lambda K_{Li}] \quad (7)$$

$$Q_{Li}(\lambda) = P_{Li0} \tan(\psi_i) [1 + \lambda K_{Li}] \quad (8)$$

donde

K_{Li} = Hace referencia al crecimiento de la carga en el bus i , respecto a los cambios de λ .

ψ_i = Ángulo del factor de potencia.

S_{Base} = Potencia aparente base la cual deberá ser elegida para proveer un apropiado escalamiento para λ .

Por otra parte, la potencia activa en el bus de generación es modificada de la siguiente forma:

$$P_{Gi}(\lambda) = P_{Gi0} (1 + \lambda K_{Gi}) \quad (9)$$

donde

P_{Gi0} = Potencia activa en el bus i en el caso base.

K_{Gi} = Factor que designa la tasa de cambio de generación respecto a la variación de λ .

Apéndice B

Implementación del Método de Continuación en Línea

En este apéndice se presenta la implementación de la etapa del trazado de las curvas PV en tiempo real, utilizando el método de continuación pseudo longitud de arco. Hay que recordar, que el poder calcular los puntos de máxima cargabilidad en tiempo real, es la parte medular para poder llevar a la práctica el esquema de acción remedial propuesto, pues es el punto de partida para conocer las cantidades de los desprendimientos de carga, y la detección de buses críticos.

La simulación en tiempo real ha sido una herramienta muy utilizada para estudiar y comprender diversas áreas del sistema eléctrico. Este tipo de simulación permite a empresas de servicios públicos, fabricantes e instituciones educativas y de investigación probar múltiples dispositivos de control y protección conectados a una red de potencia simulada, de forma que sean sometidos a todas las fallas posibles, escenarios de contingencias y condiciones de funcionamiento en un entorno controlado. Este tipo de simulaciones permite validar el rendimiento de los dispositivos, así como también probar algoritmos de protección novedosos en tiempo real antes de ser implementados en campo, con el objetivo de evaluar la posibilidad de utilizarse en un sistema real.

Por otra parte, el concepto de tiempo real hace referencia a que las formas de onda, perturbaciones y/o dinámicas de los diferentes elementos del sistema de potencia duran exactamente lo que duraría el mismo fenómeno en la vida real.

SISTEMA DE ESTUDIO

En la figura 14, se muestra el sistema de prueba utilizado para la implementación del método de continuación en tiempo real. El sistema consta de cinco buses y dos máquinas interconectadas mediante líneas de transmisión, las cuales representan el enlace entre ambas áreas. Es un sistema simple, pero otorga uno de los escenarios de estudio de mayor relevancia, donde el principal objetivo es mantener

el enlace entre ambas áreas cuando el sistema es perturbado. El perder el enlace significaría perder totalmente la capacidad de transferencia de potencia entre zonas, provocando el aislamiento del sistema o inclusive un colapso de una o ambas áreas.

La capacidad de G1 es de 1000 MVA y la de G2 de 5000 MVA, solo que G1 funciona como bus PV y G2 actúa como la referencia (slack). Para los dos generadores se utilizan sus modelos de máquinas síncronas, sus gobernadores, reguladores de voltaje (AVR) y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS). El gobernador utiliza el modelo de una turbina hidráulica con un control PI, el AVR es del tipo IEEST1, y el PSS un IEEE PSS1A. Los parámetros de las máquinas síncronas y sus controles, se ubican en las tablas B.1-B.4.

Para las líneas de transmisión se utiliza el modelo de Bergeron, la longitud de cada línea es de 400 km a 500 kV y sus parámetros son descritos en la tabla B.5. Para la conexión de los generadores al enlace se utilizan transformadores conexión delta-estrella, sus parámetros se muestran en la tabla B.6.

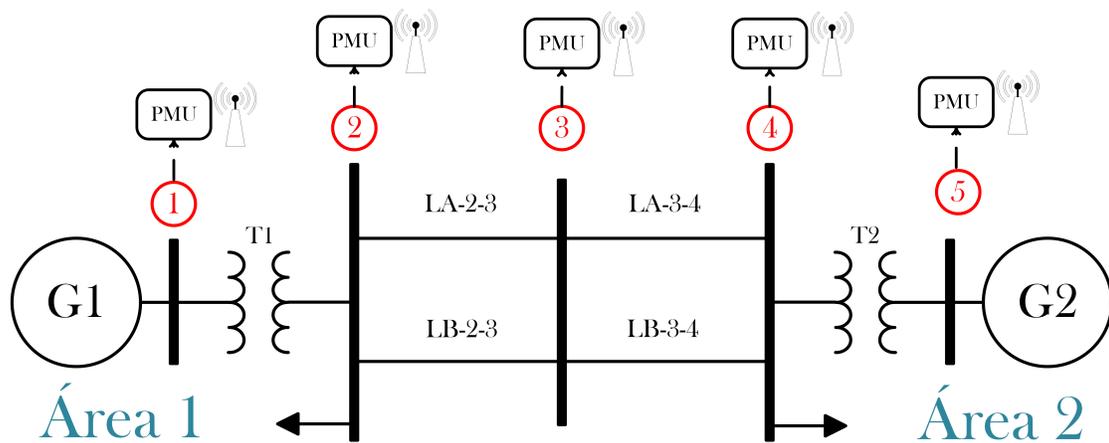


Figura 14: Sistema de prueba para simulación en tiempo real.

Máquina	Voltaje (kV)	R_a	X_a	X_d	X'_d	X''_d	X_q	X'_q	X''_q	H
G1	13.8	0.002854	0.18	1.305	0.296	0.252	0.474	0.228	0.243	3.7
G2	13.8	0.002854	0.18	1.305	0.296	0.252	0.474	0.228	0.243	3.7

R_{perm}	K_p	K_i	T_a	T_b	G_1	P_1	G_2	P_2	P_3	G_{max}	G_{min}	A_{tw}	T_w
0.05	1.163	0.105	0.000001	0.3	0.25	0.25	0.5	0.5	1	1.2	0.01	1	3

Tabla B.3 Parámetros de los AVR

K_a	T_a	V_{rmax}	V_{rmin}	V_{imax}	V_{imin}	T_r	K_f	T_f
200	0.001	20	0	10	-10	0.02	0.001	0.1

Tabla B.4 Parámetros de los PSS

T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	K_s	V_{rmax}	V_{rmin}	V_{cu}	V_{c1}
0.06	0.5	0	0	0.7	0.015	2	0.15	-0.15	2	0.31

Tabla B.5 Parámetros de las líneas de transmisión

R_+ (Ω/km)	X_{l+} (Ω/km)	X_{c+} ($M\Omega/\text{km}$)	R_0 (Ω/km)	X_{l0} (Ω/km)	X_{c0} ($M\Omega/\text{km}$)
0.01755	0.3292774	0.1989934	0.2758	1.213911	0.3197083

Tabla B.6 Parámetros de los transformadores

X_l	Primario (kV)	Secundario (kV)	Primario	Secundario
0.12	13.8	500	Δ	Y

DISPOSITIVOS UTILIZADOS

Se utiliza un Simulador Digital en Tiempo Real (RTDS) para reproducir el sistema de estudio. Para poder llevar a cabo la implementación, el RTDS debe contener tarjetas PB5 las cuales son las encargadas de solucionar el modelo del sistema. Además, una tarjeta GTNET (Giga Transceiver Network Interface) la cual proporciona un enlace de comunicación desde y hacia el simulador a través de Ethernet. Para las mediciones PMU se utilizaron los modelos internos de medición que contiene el RTDS. También, se utilizó un reloj satelital sincronizado SEL-2404 para sincronizar las mediciones. Finalmente, para programar el algoritmo del método de continuación se utilizó el dispositivo SEL-3530 RTAC (Real Time Automation Controller).

RTDS

La plataforma de simulación RTDS utiliza el software RSCAD para llevar a cabo la simulación, el cual está formado por dos interfaces. La primer interfaz se utiliza para modelar el sistema simulado (figura

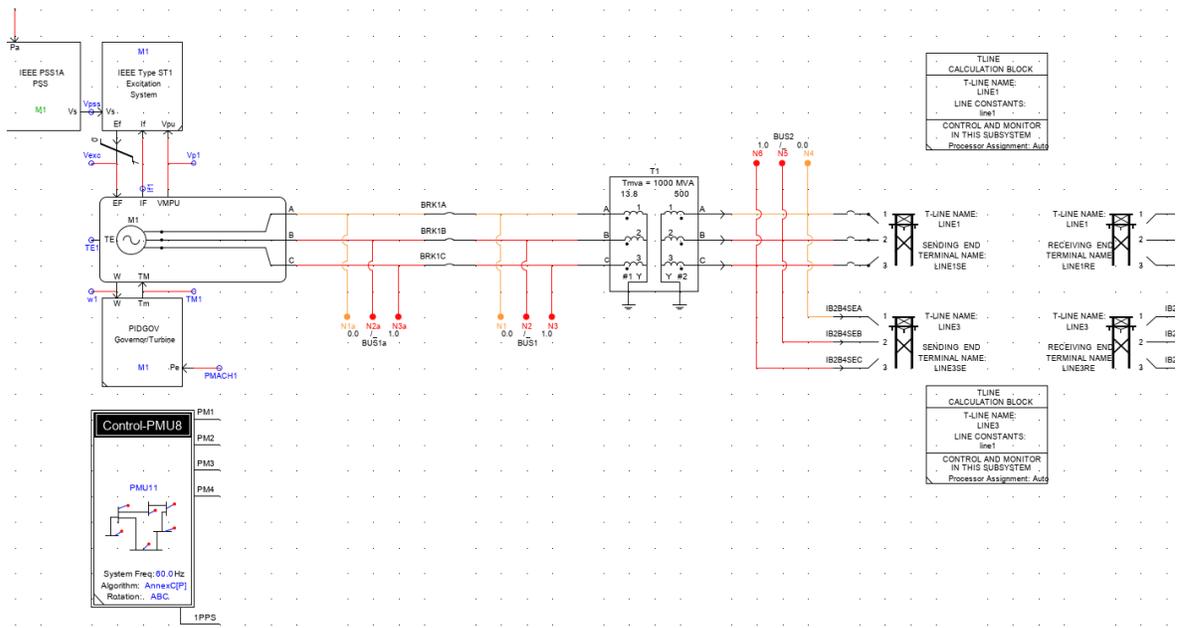


Figura 15: Interfaz de RSCAD para implementar el sistema.

15), mediante la librería del software que contiene distintos modelos de las líneas de transmisión, generadores síncronos y controles de las máquinas integrados en el software. Además, contiene diversos dispositivos de automatización y protección como los módulos de medición PMU.

La segunda interfaz es la encargada de correr la simulación y permite interactuar en línea con el sistema de prueba, de forma que se puedan realizar cambios de carga, desconexiones de líneas o generadores, e inclusive aplicar ciertas fallas para observar en tiempo real la respuesta del sistema (figura 16).

MODULOS PMU

La librería de RSCAD contiene diversos módulos que realizan ciertas tareas de control y protección. Dentro de esta gama, el software ofrece módulos de mediciones PMU como el que se muestra en la figura 17. En este módulo de mediciones se pueden incluir hasta 8 PMU sincronizados. La sincronización de las mediciones se puede llevar a cabo mediante una señal de tiempo externa, la cual en este caso es proporcionada por el reloj sincronizado SEL-2404.

Dentro de la ventana de configuraciones del módulo se tiene la configuración de cada PMU, donde se debe definir un ID único para cada uno de ellos y su canal TCP/IP. También, es posible indicar la tasa de muestreo que se desea utilizar (se utilizó una tasa de 60 mensajes por segundo), así como también el formato del PMU. Es decir, si los fasores que se enviarán serán por componentes simétricas, por fase o ambas. Por otro lado, es posible enviar la información de los PMU configurados a dispositivos externos de control a partir de la tarjeta GTNET con el protocolo C37.118 de mediciones sincrofásorales.

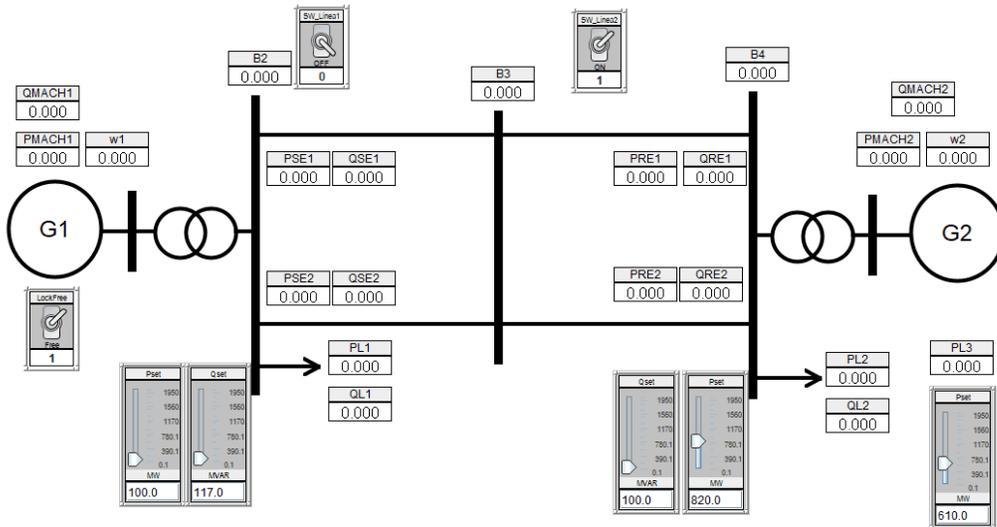


Figura 16: Interfaz de RSCAD para correr la simulación.

GTNET-PMU8

GTNET Card # 1
GTIO Fiber Port 1

PMU1

System Freq: 60.0 Hz
Algorithm: AnnexC[P]
Rotation: ABC

1PPS

PMU1-8 CALIBRATION		PMU1-8 AC SOURCE		PMU1-8 ANALOG/DIGITAL SOURCE	
CONFIGURATION		PMU1 CONFIG	PMU2 CONFIG	PMU3 CONFIG	PMU4 CONFIG
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
eC37data	Enable output of C37.118 data using GTNET	Yes		0	1
Name	GTNET Component Name	PMU1			
pmutype	PMU Model Type	Annex...		0	2
cfgtype	Configuration frame format	Confgia 2		0	1
freq	Base Frequency (Hz)	60.0		0	1
nPMU	Number of PMUs (maximum 8)	4		0	8
adv	Delay Input Signal to align V & I	V bv 1dt		0	1
eAngM	Enable Angle Difference Meter	NO		0	1
nAngDiff	Angle Difference Meter Name (PMUx-PMUy)	angdiff		0	0
calib_const	Common offset applied to all PMU inputs	0	degrees	-360.0	360.0
sfx	Plot Signal Suffix				
eUDVar	Enable User Defined Output Variable Names	NO		0	1
dt_adj	Time-step adjustment to all input signals	-1	dt	-500	500
ePri	Enable Primary Signals	YES		0	1
GT_SOC	GTSYNC advance TIME signal name	ADVSECD		0	0
GT_STAT	GTSYNC advance STAT signal name	ADVSTAT		0	0
phs_rot	Phase Rotation	ABC		0	1
Port	GTIO Fiber Port Number	1		1	20
Card	GTNET_PMU Card Number	1		1	8
Proc	Assigned Controls Processor	1		1	40
Pri	Priority Level	1		1	
gtnettype	GTNET Type	GTNET		0	1

Figura 17: Módulo para mediciones PMU en RSCAD.

SEL-2404

Este reloj sincronizado por satélite tiene la función de proporcionar la señal de tiempo. La señal de tiempo la manda a partir de un formato IRIG-B. Este es un formato serial de datos de tiempo en un marco de 1 segundo que contiene 100 pulsos divididos en campos. Los dispositivos sincronizados en tiempo como los módulos PMU, decodifican los campos correspondientes al segundo, minuto, hora y día enviados por el reloj y establece el tiempo en el reloj interno del dispositivo al detectar valores de

tiempo validos.

El reloj satelital envía una calidad de tiempo con la cual indica si la señal de tiempo que esta enviando es válida. La señal de tiempo puede ser no válida cuando la antena satelital se encuentra bloqueada o simplemente perdió la señal de los satélites. Para la implementación de este dispositivo, se utilizó el reloj en el modo de hora manual, y con el comando FTQ se forzó la calidad de tiempo a 1 *ns*. Con esto se asume que la señal de tiempo del reloj mandada a los PMU del RTDS es de buena calidad en todo momento, y por lo tanto será valida evitando las interrupciones o pérdidas de señal de la antena satelital. Por otro lado, todos estos ajustes se realizan mediante el software Ascelerator Quickset⁵⁹.

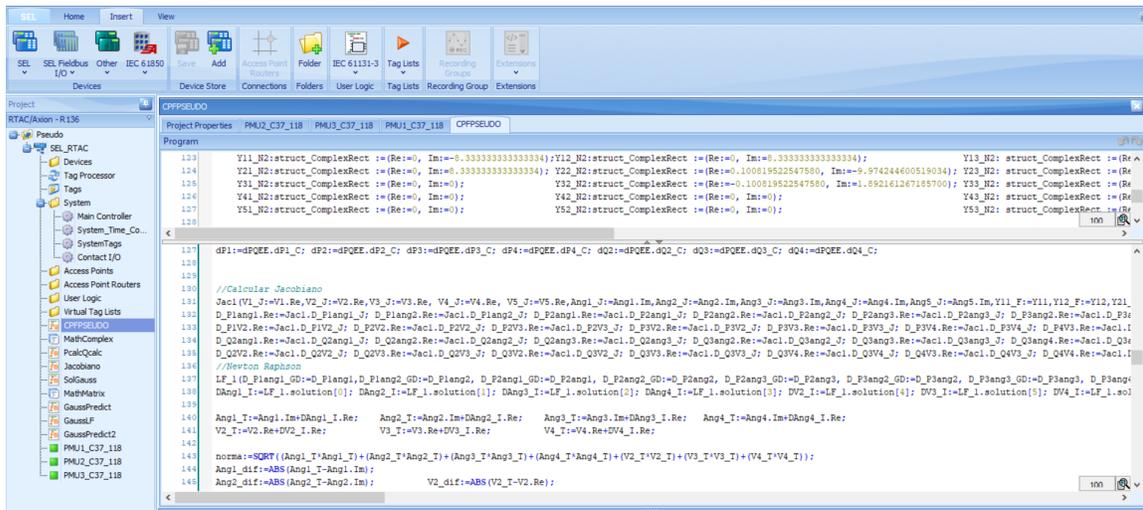


Figura 18: Entorno del software de configuración del SEL-3530.

SEL-3530 RTAC

El dispositivo SEL-3530 tiene diversas aplicaciones, puede ser utilizado como concentrador de datos o para integrar mediciones sincrofásorales, e inclusive para realizar tareas de control. El RTAC cuenta con un motor lógico IEC 61131-3 el cual puede realizar cálculos matemáticos y lógicas complejas, de forma que se puedan diseñar programas de control personalizados en el RTAC⁶⁰.

En la figura 18, se muestra el entorno de configuración del RTAC con el software Ascelerator RTAC. Es un software de configuración donde es posible agregar dispositivos y configurarlo para recibir mensajes de sincrofases con el protocolo IEEE C37.118. Por otro lado, para llevar a cabo las lógicas de programación IEC 61131-3 se utilizan editores de texto estructurado (ST), diagramas de lógicas de escalera (LD) o gráficos de funciones continuas (FBD).

IMPLEMENTACIÓN DEL CPF

La figura 19 muestra el esquema de la implementación en tiempo real del CPF. En primera instancia, se modela el sistema de prueba de la figura 14 en el RTDS. Después, se utilizan los módulos PMU para tomar mediciones sincrofatorias de los buses 1, 2, 3, 4 y 5. La estampa de tiempo es proporcionada por el SEL-2402 y recibida por el RTDS para llevar a cabo la toma de mediciones PMU. Las mediciones son enviadas al RTAC desde los PMU del RTDS mediante la tarjeta GTNET con el protocolo IEEE C37.118. El RTAC recibe las mediciones de voltaje y corriente, y señales analógicas de potencia activa y reactiva para poder inicializar el método de continuación. Una vez recibidas la mediciones, en el RTAC mediante texto estructurado se realiza un flujo de potencia para inicializar el método pseudo longitud de arco, después lleva a cabo el algoritmo mostrado en el diagrama de flujo de la figura 3.13 para obtener los puntos de máxima cargabilidad.

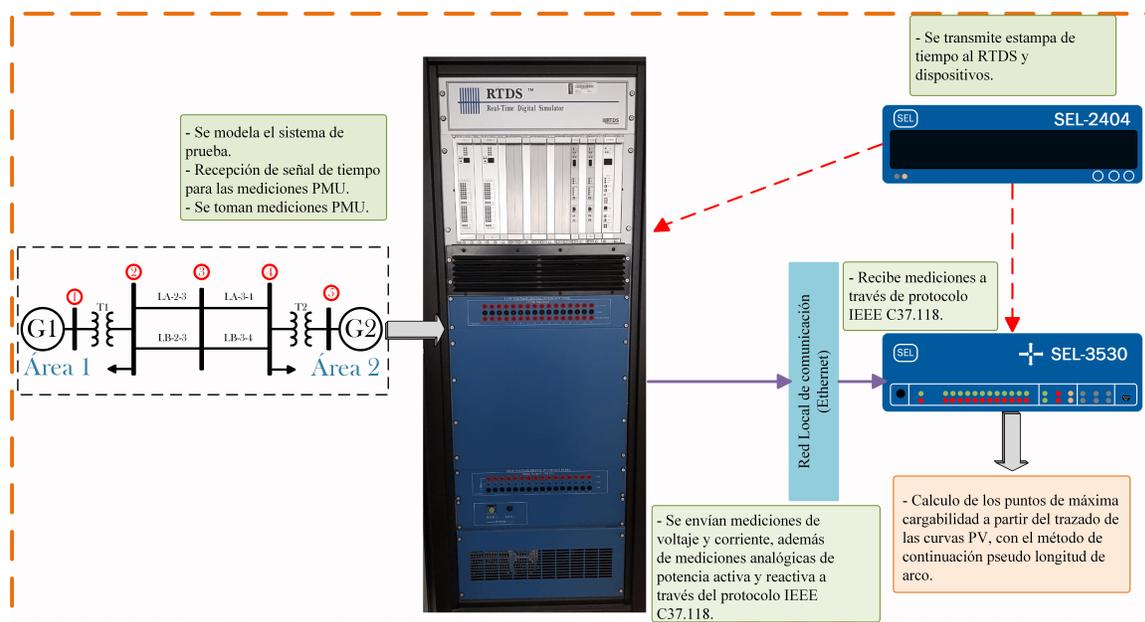


Figura 19: Representación esquemática de la implementación del CPF en línea.

Tabla B.7 Datos del caso base

Bus	Voltaje (kV)	Carga (MVA)	Generación (MW)
1	13.8		950
2	500	$100 + j95$	
3	500		
4	500	$2400 + j1400$	
5	13.8		1550

	Descripción de la contingencia
C_1	Apertura de la línea LA-2 – 3
C_2	Apertura simultanea de LA-2 – 3 y LA-2 – 4

Para evaluar el desempeño de la implementación, el sistema de prueba es operado en el caso que se muestra en la tabla B.7. Por otro lado, se considera que el sistema puede ser sometido a dos contingencias asociadas con la pérdida de líneas de transmisión en el enlace entre ambas áreas. Los escenarios propuestos se muestran en la tabla B.8.

Se realizó de forma alternativa la simulación del caso de estudio en Simulink. De esta forma, en las tablas B.9 y B.10 se muestra la comparación de los puntos de máxima cargabilidad y voltaje de colapso obtenidos, para los buses de carga en cada uno de los escenarios propuestos. Se pueden observar ligeras diferencias entre los resultados arrojados por simulink y la implementación RTDS-RTAC, los cuales se deben primeramente a la precisión que manejan los diferentes softwares, y en segunda por las diferencias en los modelos de los elementos del sistema que pudieran utilizar ambas plataformas. Con esta comparación se valida la implementación en tiempo real realizada a partir de diversos escenarios.

	<i>Caso base</i>		C_1		C_2	
	$P_{max}(MW)$	$V_{cr}(p.u)$	$P_{max}(MW)$	$V_{cr}(p.u)$	$P_{max}(MW)$	$V_{cr}(p.u)$
Simulink	169.707	0.92319	131.364	0.91656	105.808	0.94337
RTDS-RTAC	169.124	0.92244	130.813	0.91609	105.338	0.94197

	<i>Caso base</i>		C_1		C_2	
	$P_{max}(MW)$	$V_{cr}(p.u)$	$P_{max}(MW)$	$V_{cr}(p.u)$	$P_{max}(MW)$	$V_{cr}(p.u)$
Simulink	4072.97	0.75142	3152.75	0.83794	2539.39	0.85305
RTDS-RTAC	4069.01	0.75304	3139.86	0.83786	2528.12	0.85266

Referencias

- [1] Programa de ampliación y modernización de la RNT. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/ProgramaRNT.aspx>
- [2] A. Phadke, “Synchronized phasor measurements in power systems,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, no. 2, pp. 10–15, 1993.
- [3] T. Amraee, A. M. Ranjbar, B. Mozafari, and N. Sadati, “An enhanced under-voltage load-shedding scheme to provide voltage stability,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 8, pp. 1038–1046, 2007.
- [4] F. Cruz, *Propuesta de la Operación de Esquema de Acción Remedial por baja Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia*. Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, 2018.
- [5] Y. Gong and A. Guzmán, “Synchrophasor-based online modal analysis to mitigate power system interarea oscillation,” *SEL*, p. 7, 2009.
- [6] A. Meliopoulos, R. Kovacs, N. Reppen, G. Contaxis, and N. Balu, “Power system remedial action methodology,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 500–509, 1988.
- [7] J. Grainger, *Análisis De Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill Education, 1996.
- [8] A. Berizzi, “The Italian 2003 blackout,” *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, pp. 1673–1679 Vol.2, 2006.
- [9] D. Novosel, M. Begovic, and V. Madani, “Shedding light on blackouts,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 32–43, 2004.
- [10] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Paserba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal, “Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1922–1928, 2005.
- [11] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [12] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.

- [13] J. Seppänen, J. Turunen, A.-J. Nikkilä, and L. Haarla, “Resonance of forcing oscillations and inter-area modes in the nordic power system,” *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–6, 2018.
- [14] S. A. Nezam Sarmadi, V. Venkatasubramanian, and A. Salazar, “Analysis of november 29, 2005 western american oscillation event,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 5210–5211, 2016.
- [15] E. Martínez and A. R. Messina, “Modal analysis of measured inter-area oscillations in the mexican interconnected system: The july 31, 2008 event,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2011.
- [16] T. Velasco, *Análisis de Oscilaciones en el Sistema Interconectado México-CentroAmérica Fuera de línea*. (Tesis de maestría) Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- [17] M. J. Gibbard, P. P. Pourbeik, and D. J. Vowles, *Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems*. University of Adelaide Press, 2015.
- [18] G. Rogers, *Power System Oscillations*, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer, 2000.
- [19] M. Klein, G. Rogers, and P. Kundur, “A fundamental study of inter-area oscillations in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 914–921, 1991.
- [20] G. Rogers, *Inter-area Oscillations in Power Systems, A Nonlinear and Nonstationary Perspective*, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer US, 2009.
- [21] H. Wang and W. Du, *Analysis and Damping Control of Power System Low-frequency Oscillations*, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer US, 2016.
- [22] N. Janssens and A. Kamagate, “Interarea oscillations in power systems,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 33, no. 5, pp. 217–226, 2000.
- [23] T. v. Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer US, 1998.
- [24] M. Eremia and M. Shahidehpour, Eds., *Handbook of Electrical Power System Dynamic*. John Wiley & Sons, 2013.
- [25] E. Vaahedi, *Practical Power System Operation*. John Wiley & Sons, 2014.
- [26] T. A. Mikolinnas and B. F. Wollenberg, “An advanced contingency selection algorithm,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 608–617, 1981.
- [27] G. Stefopoulos, F. Yang, G. Cokkinides, and A. Meliopoulos, “Advanced contingency selection methodology,” in *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005*, 2005, pp. 67–73.
- [28] NERC, “Remedial action scheme, definition development,” *North American Electric Reliability Corporation*, p. 10, 2014.
- [29] A. Paul, I. Kamwa, and G. Joos, “PMU signals responses-based RAS for instability mitigation through on-the fly identification and shedding of the run-away generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–11, 2019.

- [30] J. Wen, P. Arons, and W.-H. E. Liu, "The role of remedial action schemes in renewable generation integrations," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2010, pp. 1–6.
- [31] WECC, "Remedial action scheme design guide," *Western Electricity Coordinating Council*, p. 26, 2016.
- [32] R. Khan, K. McLaughlin, D. Laverty, and S. Sezer, "Analysis of IEEE C37.118 and IEC 61850-90-5 synchrophasor communication frameworks," *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2016.
- [33] "IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems," *IEEE Std C37.118.2-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–53, 2011.
- [34] "IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems," *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, 2011.
- [35] D. Karlsson, M. Hemmingsson, and S. Lindahl, "Wide area system monitoring and control - terminology, phenomena, and solution implementation strategies," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 5, pp. 68–76, 2004.
- [36] A. Esparza, J. Segundo, C. Nuñez, N. Visairo, E. Barocio, and H. García, "Transient stability enhancement using a wide-area controlled SVC: An HIL validation approach," *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1639, 2018.
- [37] A. Shrestha, V. Cecchi, and R. W. Cox, "Dynamic remedial action scheme using online transient stability analysis," *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1–6, 2014.
- [38] J. Dobrowolski, P. Korba, F. R. S. Sevilla, and W. Sattingert, "Centralized wide area damping controller for power system oscillation problems," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1–6.
- [39] A. Esparza, *Control de área amplia usando el compensador estático de VAR y mediciones sincrofasoriales*. (Tesis de doctorado) Universidad Autónoma de San Luis Potosí, 2018.
- [40] Y. Jacome, C. Sinac, L. Figueroa, E. Palma, F. Calero, P. Loza, A. Carbajal, and A. Upreti, "Remedial action scheme based on synchrophasor measurements and system angle difference for Peru's 500 kV grid," *Wide-Area Protection and Control Systems: A Collection of Technical Papers Representing Modern Solutions, 2017*, p. 12, 2017.
- [41] E. M. Martinez, "SIMEFAS: A phasor measurement system for the security and integrity of Mexico's electric power system," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–7, ISSN: 1932-5517.
- [42] A. G. S.jiang, U.D. Annakkage, "A platform for validation of FACTS models," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 1, pp. 484–491, 2006.
- [43] NEPLAN, "Standard dynamic power system stabilizers in NEPLAN power system analysis tool," *NEPLAN Smarter Tools*, 2006.
- [44] I. Dobson, L. Lu, and Y. Hu, "A direct method for computing a closest saddle node bifurcation in the load power parameter space of an electric power system," in *1991., IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 1991, pp. 3019–3022 vol.5.

- [45] V. Ajjarapu and C. Christy, "The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 416–423, 1992.
- [46] V. Ajjarapu, *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*. Springer, 2006.
- [47] M. L. Crow, *Computational Methods for Electric Power Systems*. CRC Press, 2015.
- [48] J. Maya, *Análisis del método de continuación para el estudio de estabilidad de voltaje*. (Tesis de maestría), Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [49] A. H. Nayfeh and B. Balachandran, *Applied Nonlinear Dynamics: Analytical, Computational, and Experimental Methods*. Wiley-Vch, 1995.
- [50] B. Gao, G. Morison, and P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1529–1542, 1992.
- [51] L. da Silva, Y. Wang, V. da Costa, and W. Xu, "Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors," *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, vol. 149, no. 5, pp. 564–570, 2002.
- [52] I. Kopcak, L. da Silva, V. da Costa, and J. Naturesa, "Transmission systems congestion management by using modal participation factors," *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 2, pp. 1–6, 2003.
- [53] D. Bedoya, M. F. Bedrinana, C. A. Castro, and L. C. P. da Silva, "Power system critical areas by using sensitivities and participation factors for online applications," *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1–6, 2008.
- [54] C. Affonso, L. da Silva, F. Lima, and S. Soares, "MW and MVar management on supply and demand side for meeting voltage stability margin criteria," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1538–1545, 2004, conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [55] J. Hauer, C. Demeure, and L. Scharf, "Initial results in prony analysis of power system response signals," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 80–89, 1990.
- [56] C. A. Juárez and D. G. Colomé, "Estimación en línea de modos interárea utilizando la transformada wavelet discreta y el análisis prony," *2018 IEEE 38th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXVIII)*, pp. 1–8, 2018.
- [57] N. Zhou, Z. Huang, F. Tuffner, J. Pierre, and S. Jin, "Automatic implementation of prony analysis for electromechanical mode identification from phasor measurements," *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–8, 2010.
- [58] E. Rosas, *Implementación en Tiempo Real de un Algoritmo de Prony con Mediciones Sincrofasoriales para Identificación Paramétrica Modal (Tesis de maestría)*. Universidad Autónoma de San Luis Potosí, 2019.
- [59] Sel-2402 satellite-synchronized clock instruction manual. [Online]. Available: <https://www.selinc.com>
- [60] Asclerator rtac sel-3530 software instruction manual. [Online]. Available: <https://www.selinc.com>



UASLP
Universidad Autónoma
de San Luis Potosí



FACULTAD DE
INGENIERÍA

TESIS presentada en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica.

Miguel Angel Toro Mendoza
mtoromendoza@hotmail.com.
2020