

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



**“EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO LA INTEGRACIÓN DE
CENTRALES ELÉCTRICAS ASÍNCRONAS Y SUS CONTROLES DE
POTENCIA REACTIVA”**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
DOCTOR EN CIENCIAS**

PRESENTA:

RUBÉN ANDRÉS REYES ZAMORA

DIRECTOR:

DR. PEDRO FRANCISCO ROSALES ESCOBEDO

CODIRECTOR:

**DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

Resumen

El Sistema Eléctrico Nacional desempeña un papel fundamental al proporcionar servicios a una población que supera los 125 millones de habitantes, abarcando la compleja geografía de nuestro territorio. En este sentido, la Ley de Transición Energética confiere a la Secretaría de Energía la facultad de incorporar la instalación de centrales eléctricas asíncronas en la planificación indicativa del crecimiento de la infraestructura eléctrica; así como de promover la construcción de obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de energías limpias. La integración de estas centrales, basadas en convertidores de potencia, tales como centrales eólicas, solares y de almacenamiento, han transformado la manera en que se realiza la operación y la expansión de los sistemas eléctricos. La operación y expansión se llevan a cabo con base en una serie de estudios que permiten determinar estrategias de control de voltaje, límites de transmisión, necesidades de compensación reactiva, niveles de corto circuito, entre otros aspectos, para asegurar la estabilidad general de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Por consiguiente, el objetivo de este trabajo de tesis es desarrollar los modelos matemáticos de los controles de potencia reactiva de una central asíncrona para evaluar la estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia y determinar los ajustes de control que pueden maximizar las transferencias de potencia a los centros de consumo considerando su integración, manteniendo la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. En este sentido, se propone una nueva formulación de flujos de potencia extendida para modelar los controladores de planta de centrales asíncronas, el cual se valida contra modelos genéricos del Consejo Coordinador Occidental de Electricidad de Estados Unidos mediante simulaciones dinámicas en el software PSS®E. La precisión de la formulación introducida queda demostrada ya que presenta errores absolutos menores al 0.2% entre ambos métodos fundamentalmente diferentes. Asimismo, mediante la formulación propuesta fue posible determinar los ajustes de control requeridos por los controladores de planta y por los dispositivos de regulación para mantener márgenes de estabilidad de voltaje equiparables a los proporcionados por las centrales síncronas.

Abstract

The National Electric System plays a fundamental role in providing services to a population that exceeds 125 million inhabitants, covering the complex geography of our territory. In this sense, the Energy Transition Law confers the Ministry of Energy the power to incorporate the installation of Asynchronous Power Plants in the indicative planning of the growth of the electric infrastructure; as well as to promote the construction of electric infrastructure works that facilitate the interconnection of clean energies. The integration of these power plants, based on power converters, such as wind, solar and storage plants, has transformed the way in which the operation and expansion of bulk power systems is carried out. The operation and expansion are carried out based on a series of studies that determine voltage control strategies, transmission limits, reactive compensation needs, short circuit levels, among others, to ensure the overall stability of the bulk power system.

Consequently, the objective of this thesis work is to develop mathematical models for the reactive power controls of an asynchronous power plant to evaluate the voltage stability in an electrical power system and to determine the control settings can maximize the power transfers to the consumption centers considering their integration, maintaining the security and reliability of the electrical energy supply. In this sense, a new extended power flow formulation is proposed to model the power plant controllers of asynchronous power plants, which is validated against generic models of the Western Electricity Coordinating Council of the United States through dynamic simulations using the PSS®E software. The precision of the introduced formulation is demonstrated since it presents absolute errors of less than 0.2% between both fundamentally different methods. Likewise, by means of the proposed formulation it was possible to determine the control settings required by the power plant controllers and the regulation devices to maintain voltage stability margins comparable to those provided by synchronous power plants.

Dedicatoria

A mi esposa, Judith Paniagua Ramírez por su gran apoyo y su valiosa ayuda en la elaboración de este trabajo, por brindarme su amor y por ser mi más grande soporte.

A mis padres, Ruben Reyes Miranda y Luz María Zamora Torres por todo el amor, apoyo y confianza que me han brindado, y por nunca cuestionar mis decisiones ni el por qué hago las cosas.

A mis hermanas, Denisse Reyes Zamora y Vera Mariela Reyes Zamora por su apoyo y por siempre estar conmigo de alguna u otra manera.

Agradecimientos

Al Programa de Maestría y Doctorado en Ciencias e Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California por haberme permitido realizar mis estudios de Doctorado en Ciencias.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, ahora Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías, por el financiamiento económico brindado para la realización de este trabajo.

A mi director de tesis el Dr. Pedro Francisco Rosales Escobedo por su gran apoyo y por sus valiosos consejos para la realización de este trabajo, así como a mi codirector de tesis el Dr. Luis Miguel Castro González por su valiosa colaboración en este trabajo y por todos los conocimientos transmitidos.

A los doctores del SACC de Energía por brindarme su apoyo al momento de tener dudas en sus respectivas áreas de investigación y por enriquecer este trabajo de tesis a través de todos los coloquios de actividades de investigación.

A toda mi familia por su apoyo incondicional y por siempre querer verme sobresalir y triunfar. A mis grandes amigos, "la familia", por siempre estar conmigo de manera incondicional. A mi alumno Christian Figueroa Valencia por su apoyo durante la realización de este trabajo.

Lista de publicaciones

El trabajo de investigación contenido en esta tesis ha dado lugar a las siguientes publicaciones:

Artículos en revistas indexadas:

1. **Reyes-Zamora, R. A.**, Rosales-Escobedo, P. F., Castro, L. M., Paniagua-Ramirez, J., Ruelas, A., Acuña, A., & Suastegui, J. A. (2022). Modelling of renewable energy power plant controllers for steady-state studies using an extended power flow formulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 141, 108185. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108185>

Artículos en conferencias arbitradas:

1. **Reyes, R. A.**, Rosales, P., & Castro, L. M. (2020). Power System Voltage Profile Evaluation Considering Renewable Energy Power Plant Reactive Power Droop Control. *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 4, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ROPEC50909.2020.9258752>

Tabla de contenido

Resumen.....	i
Abstract.....	ii
Dedicatoria.....	iii
Agradecimientos.....	iv
Lista de publicaciones.....	v
Tabla de contenido.....	vi
Índice de figuras.....	ix
Índice de tablas.....	xiii
Nomenclatura.....	xv
Capítulo 1 Introducción.....	1
1.1. Revisión del estado del arte.....	5
1.2. Planteamiento del problema.....	10
1.3. Justificación.....	12
1.4. Hipótesis.....	14
1.5. Objetivos generales y específicos.....	14
1.5.1. Objetivo general.....	14
1.5.2. Objetivos específicos.....	14
1.6. Estructura de la tesis.....	15
Capítulo 2 Marco teórico.....	17
2.1. Introducción.....	17
2.2. Formulación del problema de flujos de potencia.....	17
2.3. Características de las unidades de generación.....	20
2.3.1. Máquina síncrona.....	21
2.3.1.1. Curva de capacidad.....	23
2.3.2. Convertidor VSC.....	24
2.3.2.1. Curva de capacidad.....	26
2.4. Evaluación de la estabilidad de voltaje.....	27
2.4.1. Método de las curvas <i>PV</i>	27
2.4.1.1. Metodología general para generar curvas <i>PV</i>	29

2.4.2.	Método de las curvas VQ	29
2.4.2.1.	Metodología general para generar curvas VQ	32
2.5.	Requerimientos de interconexión ante variaciones de voltaje en la red.....	32
2.5.1.	Rangos de voltaje	33
2.5.2.	Requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva	33
Capítulo 3	Modelado de controladores de planta para estudios de flujos de potencia.....	35
3.1.	Introducción.....	35
3.2.	Estructura de la formulación propuesta	35
3.2.1.	Cantidades medidas	39
3.2.2.	Control de potencia activa fija	41
3.2.3.	Control de potencia reactiva fija	42
3.2.4.	Control de voltaje fijo	43
3.2.5.	Control de potencia reactiva por característica de regulación	44
3.2.6.	Control de factor de potencia fijo	46
3.2.7.	Distribución de comandos de potencia activa y reactiva	48
3.3.	Validación de la formulación propuesta.....	52
3.3.1.	Caso 1: Control de potencia activa fija	54
3.3.2.	Caso 2: Control de potencia reactiva fija.....	56
3.3.3.	Caso 3: Control de voltaje fijo	59
3.3.4.	Caso 4: Control de potencia reactiva por característica de regulación	63
3.3.5.	Caso 5: Control de factor de potencia fijo	66
3.3.6.	Sobre la eficiencia y la precisión de la formulación propuesta	70
3.4.	Aplicación de la formulación propuesta a sistemas prácticos	72
Capítulo 4	Modelos detallados de dispositivos de regulación.....	79
4.1.	Introducción.....	79
4.2.	Extensión de la formulación propuesta	79
4.2.1.	Modelado de máquinas síncronas	82
4.2.1.1.	Límites de voltaje de armadura y potencia mecánica.....	85
4.2.1.2.	Límites de potencia activa y reactiva	86
4.2.2.	Modelado de convertidores VSC	87
4.2.2.1.	Límites de modulación y potencia de CD	90
4.2.2.2.	Límites de potencia activa y reactiva	90

4.3.	Evaluación de límites operativos	92
4.3.1.	Caso 1: Límites de potencia activa y reactiva.....	94
4.3.2.	Caso 2: Límites de potencia primaria y corriente activa.....	95
4.3.3.	Caso 3: Límites de corriente reactiva.....	96
4.3.4.	Caso 4: Límite de modulación	97
4.4.	Aplicación de la formulación propuesta a sistemas prácticos	98
Capítulo 5 Casos de estudio de estabilidad de voltaje.....		105
5.1.	Introducción.....	105
5.2.	Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores	105
5.2.1.	Caso 1: Unidades de generación síncronas.....	107
5.2.2.	Caso 2: Unidades de generación asíncronas (requerimientos mínimos)	110
5.2.2.1.	Caso 2a: Zona 1 y 2 con prioridad P	112
5.2.2.2.	Caso 2b: Zona 1 con prioridad P y Zona 2 con prioridad Q	114
5.2.3.	Caso 3: Unidades de generación asíncronas (requerimientos no obligatorios)	116
5.2.3.1.	Caso 3a: Zona 1 y 2 con prioridad P	116
5.2.3.2.	Caso 3b: Zona 1 con prioridad P y Zona 2 con prioridad Q	119
5.3.	Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas.....	121
5.3.1.	Caso 1: Unidades de generación síncronas.....	123
5.3.2.	Caso 2: Unidades de generación asíncronas	126
5.3.2.1.	Caso 2a: Zona 1 y 2 con prioridad P	128
5.3.2.2.	Caso 2b: Zona 1 con prioridad P y Zona 2 con prioridad Q	130
5.4.	Conclusiones.....	132
Capítulo 6 Conclusiones y trabajos futuros.....		134
6.1.	Conclusiones generales.....	134
6.2.	Aportaciones.....	135
6.3.	Trabajos futuros.....	137
Referencias.....		138
Apéndice A	Sistema de prueba de CEA de 100 MW	149
Apéndice B	Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas.....	152

Índice de figuras

Figura 2.1. Representación general del nodo i de una red eléctrica.....	17
Figura 2.2. Inyecciones de potencia al nodo i	19
Figura 2.3. Devanados de la máquina síncrona (a) rotor y (b) estator [42].	21
Figura 2.4. Máquina síncrona (a) representación equivalente de los circuitos de eje directo y en cuadratura (b) representación esquemática [42], [71].....	22
Figura 2.5. Curva de capacidad de una máquina síncrona.	23
Figura 2.6. Convertidor VSC trifásico de dos niveles [72].....	24
Figura 2.7. Convertidor VSC (a) circuito equivalente (b) representación esquemática [72], [73], [74].....	25
Figura 2.8. Curva de capacidad de un convertidor VSC.	26
Figura 2.9. Variación de V con respecto a P [77].....	28
Figura 2.10. Curvas PV para diferentes f_p en la carga [78].	28
Figura 2.11. Variación de Q con respecto a V [83].	30
Figura 2.12. Curva VQ con déficit de potencia reactiva [83].....	30
Figura 2.13. Curvas VQ para diferentes valores de P [78].	31
Figura 2.14. Diagrama $P-Q/P_{\max}$ de una CEA [84].	33
Figura 3.1. Cantidades medidas por un PPC.....	39
Figura 3.2. Lazo simplificado de control P del modelo REPC_B [39].....	41
Figura 3.3. Lazo simplificado de control Q del modelo REPC_B [39].	42
Figura 3.4. Lazo simplificado de control V del modelo REPC_B [39].....	43
Figura 3.5. Lazo simplificado de control $Q(V)$ del modelo REPC_B [39].	44
Figura 3.6. Característica de regulación suavizada.....	46
Figura 3.7. Lazo simplificado de control $Q(P)$ del modelo REPC_B [39].	47
Figura 3.8. Distribución de comandos de potencia del modelo REPC_B [39] (a) Activa (b) Reactiva.	48
Figura 3.9. Sistema de prueba de una CEA de 100 MW con cuatro IBR y un STATCOM.	52

Figura 3.10. Caso 1: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	55
Figura 3.11. Caso 2a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	57
Figura 3.12. Caso 2b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	58
Figura 3.13. Caso 3a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	61
Figura 3.14. Caso 3b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	62
Figura 3.15. Caso 4a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	64
Figura 3.16. Caso 4b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	65
Figura 3.17. Caso 5a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	68
Figura 3.18. Caso 5b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a)	
Potencia activa (b) Potencia reactiva.	69
Figura 3.19. Características de convergencia del método propuesto para el sistema de prueba considerando controles $Q(V)$ y $Q(P)$	71
Figura 3.20. IEEE RTS-96 de tres áreas (a) Área de 24 nodos (b) Interconexión de las áreas.	72
Figura 3.21. Modificación de las plantas del sistema IEEE RTS-96 para modelar PPC.	73
Figura 4.1. Sistema de prueba de una CEA de 100 MW con cuatro IBR y un STATCOM.	93
Figura 4.2. IEEE RTS-96 de tres áreas (a) Área de 24 nodos (b) Interconexión de las áreas.	99
Figura 4.3. Modificación de las plantas del sistema IEEE RTS-96.	100
Figura 4.4. Modificación de los condensadores síncronos del sistema IEEE RTS-96.	100
Figura 5.1. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores.	106

Figura 5.2. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores síncronos.	107
Figura 5.3. Caso 1: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	109
Figura 5.4. Caso 1: Corrientes de armadura y voltajes de armadura.	109
Figura 5.5. Caso 1: Curvas VQ	110
Figura 5.6. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores asíncronos.	110
Figura 5.7. Caso 2a: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	112
Figura 5.8. Caso 2a: Corrientes de carga e índices de modulación.	113
Figura 5.9. Caso 2a: Curvas VQ	113
Figura 5.10. Caso 2b: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	114
Figura 5.11. Caso 2b: Corrientes de carga e índices de modulación.	115
Figura 5.12. Caso 2b: Curvas VQ	115
Figura 5.13. Caso 3a: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	117
Figura 5.14. Caso 3a: Corrientes de carga e índices de modulación.	118
Figura 5.15. Caso 3a: Curvas VQ	118
Figura 5.16. Caso 3b: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	119
Figura 5.17. Caso 3b: Corrientes de carga e índices de modulación.	120
Figura 5.18. Caso 3b: Curvas VQ	120
Figura 5.19. Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas.	121
Figura 5.20. Modificación de las plantas del sistema de prueba IEEE RTS-96.	122
Figura 5.21. Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas síncronas.	123
Figura 5.22. Caso 1: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	125
Figura 5.23. Caso 1: Corrientes de armadura y voltajes de armadura.	125
Figura 5.24. Caso 1: Curvas VQ	126
Figura 5.25. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores asíncronos.	127
Figura 5.26. Caso 2a: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	128
Figura 5.27. Caso 2a: Corrientes de carga e índices de modulación.	129
Figura 5.28. Caso 2a: Curvas VQ	129

Figura 5.29. Caso 2b: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.	130
Figura 5.30. Caso 2b: Corrientes de carga e índices de modulación.	131
Figura 5.31. Caso 2b: Curvas VQ	131

Índice de tablas

Tabla 1.1. Comparación entre los métodos de flujos de potencia existentes para VRE.	13
Tabla 3.1. Capacidades y estrategia de regulación para el sistema de prueba.	53
Tabla 3.2. Caso 1: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	55
Tabla 3.3. Caso 2a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	58
Tabla 3.4. Caso 2b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	59
Tabla 3.5. Caso 3a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	61
Tabla 3.6. Caso 3b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	62
Tabla 3.7. Caso 4a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	65
Tabla 3.8. Caso 4b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	66
Tabla 3.9. Caso 5a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	68
Tabla 3.10. Caso 5b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.	69
Tabla 3.11. Características de eficiencia y precisión del método propuesto para el sistema de prueba.	70
Tabla 3.12. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q$	74
Tabla 3.13. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-V$	75
Tabla 3.14. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q(V)$. ..	76
Tabla 3.15. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q(P)$. ..	77
Tabla 4.1. Capacidades y estrategia de regulación para el sistema de prueba.	94
Tabla 4.2. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.	95
Tabla 4.3. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.	95
Tabla 4.4. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.	96
Tabla 4.5. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.	96
Tabla 4.6. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.	97
Tabla 4.7. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.	97
Tabla 4.8. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.	98

Tabla 4.9. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.....	98
Tabla 4.10. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q(V)$	101
Tabla 4.11. Condiciones operativas de los dispositivos de regulación del Área 1.	102
Tabla 4.12. Condiciones operativas de los dispositivos de regulación del Área 2.	103
Tabla 4.13. Condiciones operativas de los dispositivos de regulación del Área 3.	104
Tabla 5.1. Distribución de la demanda.	106
Tabla 5.2. Caso 1: Datos de las unidades de generación síncronas.	108
Tabla 5.3. Caso 2: Datos de las unidades de generación asíncronas.....	111
Tabla 5.4. Caso 3: Datos de las unidades de generación asíncronas.....	116
Tabla 5.5. Resumen de resultados: Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores.....	132
Tabla 5.6. Resumen de resultados: Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas.	132
Tabla A.1. Datos de los dispositivos de regulación.	149
Tabla A.2. Datos de la red de transmisión, valores en pu para 100 MVA base.....	149
Tabla A.3. Datos del modelo del equivalente de red (PSS®E PLBVFU1).	149
Tabla A.4. Datos del modelo del controlador de planta (PSS®E PLNTBU1).	150
Tabla A.5. Datos del modelo auxiliar de los IBR y STATCOM (PSS®E REAX4BU1).	150
Tabla A.6. Datos del modelo de convertidor de los IBR y STATCOM (PSS®E REGCA1).	150
Tabla A.7. Datos del modelo de control eléctrico de los IBR y STATCOM (PSS®E REECA1).....	150
Tabla B.1. Caso 1: Datos de las unidades de generación síncronas.....	152
Tabla B.2. Caso 2: Datos de las unidades de generación asíncronas.	154
Tabla B.3. Caso 2: Datos de los controladores de planta.....	155
Tabla B.4. Caso 2: Datos de los transformadores de las unidades de generación asíncronas.....	156

Nomenclatura

BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (Battery Energy Storage System)
CA	Corriente Alterna
CD	Corriente Directa
CE	Central Eléctrica
CEA	Central Eléctrica Asíncrona
CEEO	Central Eléctrica Eólica
CEFV	Central Eléctrica Fotovoltaica
CEGD	Central Eléctrica de Generación Distribuida
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
DER	Recursos de Generación Distribuida (Distributed Energy Resources)
<i>fp</i>	Factor de potencia
FACTS	Sistemas de Transmisión Flexibles en CA (Flexible AC Transmission Systems)
HVDC	Corriente Directa de Alto Voltaje (High-Voltage Direct Current)
IBR	Recursos Basados en Inversores (Inverter-Based Resources)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
IGBT	Transistor Bipolar de Puerta Aislada (Insulated-Gate Bipolar Transistor)
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MEEN	Matriz de Energía Eléctrica Nacional
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MVAr	Mega Volt-Ampere reactivos
MW	Mega Watts
NERC	Corporación Eléctrica de Confiabilidad del Norte (North Electric Reliability Corporation)
NR	Newton-Raphson
POI	Punto de Interconexión (Point Of Interconnection)
PPC	Controlador de Planta (Power Plant Controller)
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
pu	Por Unidad
PWL	Implementación Lineal por Segmentos (Piece-Wise Linear)
PWM	Modulación de Ancho de Pulso (Pulse-Width Modulation)

REMTF	Grupo de Trabajo de Modelado de Energía Renovable (Renewable Energy Modelling Task Force)
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SCR	Relación de cortocircuito (Short Circuit Ratio)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría Nacional de Energía
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
STATCOM	Compensador Estático Síncrono (Static Compensator)
SVC	Compensador Estático de VAR (Static VAR Compensator)
VRE	Energía Renovable Variable (Variable Renewable Energy)
VSC	Convertidor de fuente de voltaje (Voltage Source Converter)
WECC	Consejo Coordinador de Electricidad Occidental (Western Electricity Coordinating Council)
f	Ecuaciones de balance de potencia
f_i^P	Ecuación de balance de potencia activa en el nodo i
f_i^Q	Ecuación de balance de potencia reactiva en el nodo i
g	Matriz de ecuaciones de restricción del controlador de planta
g_c^P	Ecuaciones de restricción que imponen los controles de potencia activa del controlador de planta c
g_c^Q	Ecuaciones de restricción que imponen los controles de potencia reactiva del controlador de planta c
h	Matriz de ecuaciones de restricción de contribución ponderada de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación
h_k^P	Ecuaciones de restricción que imponen la contribución ponderada de potencia activa del dispositivo de regulación k
h_k^Q	Ecuaciones de restricción que imponen la contribución ponderada de potencia reactiva del dispositivo de regulación k
u	Ecuaciones de balance de potencia y de restricción de los dispositivos de regulación
u_k^P	Ecuaciones de restricción asociadas al control de potencia activa del dispositivo de regulación k
u_k^Q	Ecuaciones de restricción asociadas al control local de potencia reactiva del dispositivo de regulación k
u_k^d	Ecuación de balance de "potencia primaria" del dispositivo de regulación k
x	Vector de variables de estado

θ_i	Ángulo de fase del voltaje nodal i
V_i	Voltaje nodal i
\mathbf{y}	Vector de variables de control
P_k	Despacho de potencia activa del dispositivo de regulación k
Q_k	Despacho de potencia reactiva del dispositivo de regulación k
δ_k	Ángulo del rotor de la máquina k
E_k	Voltaje de armadura de la máquina k
P_k^m	Potencia mecánica de la máquina k
ϕ_k	Ángulo de carga del convertidor k
m_k	Índice de modulación del convertidor k
P_k^{dc}	Potencia de CD del convertidor k
$P_k^{\text{max}}, P_k^{\text{min}}$	Límites de potencia activa del dispositivo de regulación k
$Q_k^{\text{max}}, Q_k^{\text{min}}$	Límites de potencia reactiva del dispositivo de regulación k
$E_k^{\text{max}}, E_k^{\text{min}}$	Límites de voltaje de armadura de la máquina k
$P_k^{\text{m-max}}, P_k^{\text{m-min}}$	Límites de potencia mecánica de la máquina k
$m_k^{\text{max}}, m_k^{\text{min}}$	Límites de modulación del convertidor k
$P_k^{\text{dc-max}}, P_k^{\text{dc-min}}$	Límites de potencia de CD del convertidor k
I_k^{max}	Límite de corriente de armadura o carga del dispositivo de regulación k
\mathbf{J}_{fx}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones de balance de potencia respecto a variables de estado
\mathbf{J}_{gx}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones de restricción que imponen los controles de potencia activa y reactiva del controlador de planta respecto a variables de estado
\mathbf{J}_{hx}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones que imponen la contribución ponderada de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación respecto a variables de estado
\mathbf{J}_{fy}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones de balance de potencia respecto a variables de control

\mathbf{J}_{gy}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones de restricción que imponen los controles de potencia activa y reactiva del controlador de planta respecto a variables de control
\mathbf{J}_{hy}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones que imponen la contribución ponderada de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación respecto a variables de control
\mathbf{J}_{ux}	Matriz Jacobiana de derivadas parciales de ecuaciones de balance de potencia y de restricción que establecen las condiciones operativas de los dispositivos de regulación respecto a variables de estado
\mathbf{J}_{uy}	Matriz Jacobiana de derivadas de ecuaciones de balance de potencia y de restricción que establecen las condiciones operativas de los dispositivos de regulación parciales respecto a variables de control
\mathbf{J}^+	Matriz inversa de Moore-Penrose de la matriz Jacobiana
\mathbf{p}^P	Conjunto de controladores de planta que ejercen control de flujo de potencia activa
\mathbf{p}^Q	Conjunto de controladores de planta que ejercen control de flujo de potencia reactiva
\mathbf{p}_c^b	Conjunto de ramas de transmisión medidas por el controlador c
\mathbf{p}_c^n	Conjunto unitario con el nodo medido por el controlador c
\mathbf{p}_c^r	Conjunto de dispositivos de regulación asociados al controlador de planta c
\mathbf{r}_i	Conjunto de dispositivos de regulación conectados al nodo i
\mathbf{r}^P	Conjunto de dispositivos de regulación con reservas de potencia activa asociadas al control de planta
\mathbf{r}^Q	Conjunto de dispositivos de regulación con reservas de potencia reactiva asociadas al control de planta
\mathbf{r}^m	Conjuntos de máquinas
\mathbf{r}^v	Conjuntos de convertidores
\mathbf{r}^E	Conjunto de dispositivos de regulación con "fuerza electromotriz" especificada
\mathbf{r}^d	Conjunto de dispositivos de regulación con "potencia primaria" especificada
\mathbf{r}^{PI}	Conjuntos de dispositivos de regulación con potencia activa especificadas
\mathbf{r}^{QI}	Conjuntos de dispositivos de regulación con potencia reactiva especificadas
N	Número de nodos de la red eléctrica
m	Número total de ecuaciones de restricción
n	Número total de ecuaciones de control
n^E	Número total de "fuerzas electromotrices" especificadas

n^d	Número total de "potencias primarias" especificadas
P_i	Potencia activa inyectada al nodo i
Q_i	Potencia reactiva inyectada al nodo i
P_i^d	Potencia activa demandada en el nodo i
Q_i^d	Potencia reactiva demandada en el nodo i
P_i^g	Potencia activa generada en el nodo i
Q_i^g	Potencia reactiva generada en el nodo i
$\pm P_c^m$	Flujos de potencia activa medidos por el controlador c
$\pm Q_c^m$	Flujos de potencia reactiva medidos por el controlador c
V_c^m	Voltaje medido por el controlador c
P_k^b	Flujos de potencia activa del extremo de envío de la rama de transmisión k
Q_k^b	Flujos de potencia reactiva del extremo de envío de la rama de transmisión k
P_k^r	Potencia activa del dispositivo de regulación k
Q_k^r	Potencia reactiva del dispositivo de regulación k
P_k^c	Consigna de control de potencia activa que representan los límites de armadura del dispositivo de regulación k
Q_k^c	Consigna de control de potencia reactiva que representan los límites de armadura del dispositivo de regulación k
w_k^P	Factor de peso de la potencia activa del dispositivo k
w_k^Q	Factor de peso de la potencia reactiva del dispositivo k

Capítulo 1

Introducción

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) desempeña un papel fundamental al proporcionar servicios a una población que supera los 125 millones de habitantes, abarcando la compleja geografía de nuestro territorio. Además, sirve como fuente energética para la industria, tanto estatal como privada, consolidándose como uno de los sistemas eléctricos integrados más grandes a nivel mundial. En este contexto, se busca garantizar el suministro accesible de electricidad para todos los ciudadanos mexicanos, al tiempo que se asegura la disponibilidad energética para todos los sectores productivos de la economía nacional. El SEN está compuesto por diversas Centrales Eléctricas (CE) que emplean distintas tecnologías, junto con la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD). Estos elementos colaboran para llevar la electricidad generada en las centrales hacia los usuarios del Servicio Básico y los usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), asegurando así un suministro eficiente y equitativo en todo el país.

En México, se publicó en el 2014 la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual establece distintas previsiones encaminadas a regularizar cómo debe operar el acceso a la RNT y a las RGD, todo ello, con la finalidad de no saturarlas y garantizar la estabilidad del SEN. Esta ley contiene, entre otras disposiciones, las siguientes:

- a) En el primer párrafo del artículo 1, se establece que la ley tiene como objetivo primordial fomentar el desarrollo sustentable de la industria eléctrica. Este propósito se orienta hacia la promoción de prácticas que aseguren la operación continua, eficiente y segura del sistema eléctrico. Dichas metas no solo buscan beneficiar a los usuarios finales, sino también garantizar el cumplimiento de obligaciones relacionadas con el servicio público y universal.

Adicionalmente, se resalta el compromiso con la promoción de energías limpias, señalando la importancia de avanzar hacia fuentes de energía más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. En concordancia con esto, se enfatiza la necesidad de reducir las emisiones contaminantes, reforzando así el compromiso con la protección ambiental.

b) El artículo 6 dispone que la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica, la establecerá el Estado y la ejecutará a través de la Secretaría Nacional de Energía (SENER) en el ámbito de su competencia y tendrá como objetivos:

- Garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN;
- Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad;
- Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica;
- Propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respetando los derechos humanos de las comunidades y pueblos;
- Fomentar la diversificación de la Matriz de Energía Eléctrica Nacional (MEEN), así como la seguridad energética nacional;
- Apoyar la universalización del suministro eléctrico, y proteger los intereses de los usuarios finales.

Asimismo, la Ley de Transición Energética, en su artículo 14, fracciones VII y XVI, confiere a la SENER la facultad de incorporar la instalación de Centrales Eléctricas Asíncronas (CEA) en la planificación indicativa del crecimiento de la infraestructura eléctrica; así como de promover la construcción de obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al SEN [1].

Sumado a lo anterior, la Ley General de Cambio Climático, en su artículo 7, fracción XXIII, establece como la atribución de la federación, desarrollar programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en el ámbito de la energía eléctrica. El propósito de estas iniciativas es alcanzar el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos, tanto fósiles

como renovables, en el territorio nacional. Este enfoque refleja el compromiso de la legislación con la implementación de acciones concretas para enfrentar los desafíos del cambio climático, especialmente en el sector de la energía eléctrica [2].

En concordancia, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible establece un marco global que incluye 17 objetivos con 169 metas, abordando de manera integrada e indivisible aspectos económicos, sociales y ambientales. Más allá de poner fin a la pobreza a nivel mundial, los objetivos se centran en diversas áreas como garantizar el acceso al agua y la energía, promover el crecimiento económico sostenido, adoptar medidas urgentes contra el cambio climático, fomentar la paz y facilitar el acceso a la justicia. En este sentido, el Objetivo 7 de la Agenda 2030 se orienta hacia "Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna". Este objetivo reconoce la importancia fundamental de la energía en el desarrollo sostenible y busca asegurar que las comunidades tengan acceso a fuentes de energía que sean accesibles, seguras, respetuosas con el medio ambiente y alineadas con principios de sostenibilidad y modernización. La Agenda 2030 subraya la interconexión de estos objetivos, reconociendo que el progreso en un área puede influir positivamente en otros aspectos del desarrollo sostenible en México [3].

En el ámbito internacional, el acuerdo de París representa un compromiso global, involucrando a naciones tanto desarrolladas como en vía de desarrollo, con el objetivo de colaborar de manera unida, ambiciosa, progresiva, equitativa y transparente. La meta fundamental es limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5 °C [4].

Este instrumento establece en su artículo 7, párrafo 9, que cada una de las partes tiene la responsabilidad de emprender procesos de planificación de la adaptación al cambio climático y tomar medidas concretas. Estas acciones pueden incluir la formulación o mejora de planes, políticas y contribuciones pertinentes. Entre las medidas destacadas se encuentran la formulación y ejecución de planes nacionales de adaptación, así como la vigilancia y evaluación de dichos planes, programas y medidas de adaptación. Además, se resalta la importancia de llevar a cabo la vigilancia y evaluación de estos planes, programas y medidas de adaptación, asegurando así una respuesta efectiva y ajustada a las necesidades específicas de cada país.

Para cumplir con estas políticas de adaptación al cambio climático y satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, se establecen los principios delineados en el Programa de Desarrollo del SEN 2019-2033 (PRODESEN), donde se establece la necesidad de incrementar la generación eléctrica mediante energías limpias, en concordancia con los compromisos internacionales relacionados con el cambio climático. Se destaca que la electricidad es un servicio público esencial que debe cumplir con criterios fundamentales de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN. Un principio fundamental subyacente es el uso racional y sostenible de todos los recursos energéticos y tecnologías disponibles para el desarrollo nacional. Además, se enfatiza la importancia de integrar de manera ordenada, sostenible y confiable las energías limpias en la MEEN, con el propósito de fomentar la generación y el uso de estas fuentes para contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero y la recuperación de los ecosistemas [5].

En estas se mencionan las capacidades energéticas de México, el cual cuenta con una amplia diversidad de proyectos de energía renovable que abarcan distintas fuentes, como la energía hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica. Destacando la energía solar, la cual se posiciona en el país como la industria más grande en América Latina, superada únicamente por Brasil, con una capacidad instalada de más de 6 GW de energía solar fotovoltaica. Además, México cuenta con una capacidad significativa de energía eólica, alcanzando aproximadamente 7 GW, y 976 MW de energía geotérmica en su generación de energía. Los organismos administrativos en el sector energético de México han trazado metas ambiciosas en el ámbito de la energía renovable para la próxima década, buscando que el 35% de la generación de electricidad provenga de fuentes limpias para el año 2024, en comparación con el aproximado 29% registrado en 2022 [5]. En el año 2022, México se comprometió a duplicar su capacidad de energía renovable para 2030, con planes específicos para desarrollar 30 GW adicionales de energía verde. Este compromiso va de la mano con el objetivo de reducir las emisiones de México en un 35% para 2030, representando un aumento respecto a la meta anterior del 22%.

Por otra parte, México ha adquirido compromisos internacionales para la incorporación de energías limpias a la MEEN. Muchos países enfrentan el desafío de integrar CEA de manera confiable y segura en sus Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Por lo que, en respuesta a esta problemática, diversas naciones están llevando a cabo modificaciones en sus marcos jurídicos para facilitar una transición energética ordenada, asegurando al mismo tiempo la confiabilidad y continuidad de sus respectivos SEP.

1.1. Revisión del estado del arte

En el año 2010, el Consejo Coordinador Occidental de Electricidad (WECC, por sus siglas en inglés) desarrolló las primeras guías de modelado de CEEO y CEFV para estudios de flujos de potencia y estudios dinámicos [6], [7], [8]. Para las guías de modelado para estudios dinámicos, el WECC a través de su Grupo de Trabajo de Modelado de Energía Renovable (REMTF, por sus siglas en inglés), desarrolló la primera generación de modelos genéricos para aerogeneradores e inversores los cuales simulaban de manera limitada las características y funciones de estos.

En el año 2014, el WECC publicó la segunda versión de las guías de modelado de centrales eléctricas eólicas y fotovoltaicas para estudios dinámicos [9], [10], [11] y en el año 2016 publicó la primera guía para modelar Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) para estudios de flujos de potencia y estudios dinámicos [12]. Para las guías anteriores el REMTF desarrolló la segunda generación de modelos genéricos para aerogeneradores, inversores y la primera generación de un modelo genérico para BESS.

Considerando lo anterior, en la actualidad se cuenta con una serie de modelos robustos que permiten simular las principales características y funciones de las CEA en estudios dinámicos, pero no así en estudios de flujos de potencia. Las guías para modelar CEA que publicó el WECC tratan principalmente con el modelado del equipo asociado a estas centrales, principalmente del sistema colector de media tensión. Sin embargo, se considera a las unidades de generación como máquinas síncronas en el ámbito de flujos de potencia.

Para estudios de flujos de potencia se tiene una pérdida importante de precisión en las simulaciones debido a que es necesario modelar las funciones de control de potencia reactiva de una CEA, las cuales no son posibles de realizar considerando a las unidades de generación de la CEA como nodos de voltaje controlado (nodo *PV*), en [13], [14] se propone un primer modelo a partir de funciones "Spline" para incluir el control remoto de voltaje mediante pendiente de regulación y banda muerta en la formulación de flujos de potencia.

La investigación más reciente sobre la evaluación de la estabilidad de voltaje se ha enfocado en tres áreas principales:

- Planeación de la expansión de la red [15], [16], [17], [18].
- Control de voltaje y potencia reactiva [19], [20], [21], [22], [23].
- Soporte dinámico de voltaje [24], [25], [26], [27], [28].

Dentro de las investigaciones revisadas se tienen evaluaciones en régimen estacionario y en régimen dinámico con una clara separación entre los modelos de las CEA utilizados. Se observa una clara tendencia a mejorar y/o modificar los modelos dinámicos de las CEA sin considerar el desarrollo de su contraparte en estado estacionario. Lo anterior puede presentar un problema, por ejemplo, en la investigación de la planeación de la expansión de la red debido a que los modelos dinámicos siguen evolucionando, mientras que los modelos de estado estacionario utilizados en los problemas de optimización no reflejan este desarrollo.

De lo anterior y derivado de la creciente penetración de los recursos de Energías Renovables Variables (VRE, por sus siglas en inglés) se han creado nuevos desafíos para la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos [29], [30]. Por ejemplo, el conocido apagón de 2016 en Australia del Sur fue la primera contingencia eléctrica atribuida a una alta penetración de VRE (aproximadamente 48%), en el que se estima que 850,000 clientes perdieron el suministro eléctrico [31]. Para enfrentar estos nuevos desafíos, la mayoría de los países y regiones del mundo han modificado sus códigos de red para garantizar la operación segura, confiable y económica de sus redes eléctricas [32], [33]. Los requisitos del Código de Red se pueden dividir en requisitos de

operación en estado estable y dinámico, así como en requisitos de control de frecuencia [34], [35] y voltaje [36], [37]. Estos requisitos se definen típicamente en el Punto de Interconexión (POI, por sus siglas en inglés), el cual delimita la frontera de responsabilidad física entre la CE y la red eléctrica. Debido a que las CEA están compuestas por numerosos Recursos Basados en Inversores (IBR, por sus siglas en inglés) a pequeña escala lejos del POI, se requieren arquitecturas de control especiales para cumplir con los códigos de red actuales.

En este sentido, estas centrales requieren de dispositivos llamados Controladores de Planta (PPC, por sus siglas en inglés), los cuales son dispositivos de control centralizados que permiten a las CEA cumplir con los requisitos del Código de Red relacionados al control de frecuencia y voltaje, tanto en condiciones dinámicas como en estado estacionario [38]. Para este propósito, los PPC utilizan infraestructura de medición y comunicación para controlar los flujos de potencia activa y reactiva en el POI, de acuerdo con los puntos de ajuste especificados por la planta o el operador de la red. Los PPC implementan sus controles a nivel de planta coordinando la respuesta de diferentes dispositivos, como son inversores PV, turbinas eólicas, bancos de capacitores, Compensadores Estáticos de VAr (SVC, por siglas en inglés), Compensadores Estáticos Síncronos (STATCOM, por sus siglas en inglés), BESS, entre otros [39], [40]. Aunque los requisitos específicos de la red pueden variar, la mayoría de los PPC implementan los siguientes controles: potencia activa fija P , potencia activa por característica de regulación $P(f)$, potencia reactiva fija Q , factor de potencia fijo $Q(P)$, potencia reactiva por característica de regulación $Q(V)$ y voltaje fijo V . Esencialmente, un PPC es un medio para controlar la central eléctrica, de tal manera que su comportamiento corresponda a una única y confiable fuente de potencia para la red, de ahí su importancia en la planificación de la operación y de la expansión de los SEP [41]. La operación y la expansión de los SEP se realiza con base en una serie de estudios en estado estacionario y dinámico para determinar estrategias de control de voltaje, límites de transmisión, necesidades de compensación de potencia reactiva, entre otros, con el objetivo de asegurar la estabilidad general del sistema [42]. La mayoría de los estudios involucrados en estos procesos son estudios en estado estacionario basados en el análisis de flujos de potencia, siendo estos la piedra angular de los

estudios [43]. Los PPC implementan sus estrategias de control midiendo parámetros remotos en el POI, realizando las acciones de control necesarias, y distribuyendo los comandos de potencia activa y reactiva resultantes de manera ponderada entre sus dispositivos de regulación [39]. Sin embargo, debe enfatizarse que las formulaciones convencionales de flujos de potencia en Corriente Alterna (CA) que sólo consideran los nodos *Slack*, *PV* y *PQ*, no están diseñados para manejar tales estrategias de control atípicas, poniendo en peligro la precisión de los resultados. No sorprende que entidades como la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica (NERC, por sus siglas en inglés), encargada de asegurar la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos, hayan detectado la necesidad de mejorar las técnicas de modelado para asegurar que la representación en flujos de potencia de las CEA sea adecuada [44].

En este sentido, los recientes esfuerzos de investigación relacionados con los PPC para CEA a gran escala se han llevado a cabo principalmente para abordar su comportamiento dinámico. Cabe destacar que los modelos dinámicos genéricos para los PPC fueron introducidos por primera vez por el WECC [11] y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) [45] en 2014 y 2015, respectivamente. Revisiones posteriores a sus modelos genéricos introdujeron funcionalidades más complejas, en particular, la capacidad de controlar múltiples dispositivos [39], [45]. Cabe mencionar que estos modelos han sido validados a través de pruebas de campo [46], [47], demostrando su precisión para el modelado dinámico de PPC. Adicionalmente, investigaciones recientes en esta área incluyen el amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia [48], el diseño de controladores síncronos virtuales [49], los servicios auxiliares de control de voltaje [19] y las aplicaciones de Corriente Directa de Alto Voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) para CEEO marinas [50], [51]. En comparación, los recientes esfuerzos de investigación que abordan el comportamiento en estado estacionario de los PPC son escasos. Por ejemplo, los autores en [52] desarrollaron una estrategia de control de PPC mejorada para CEEO comparándola con los controles convencionales Q , V y $Q(V)$ utilizando un modelo de CEEO agregada y una implementación en estado cuasi-estacionario en MATPOWER. Mientras tanto, los autores en [53] presentaron una formulación de flujos de potencia para

representar varias unidades fotovoltaicas individuales vinculadas independientemente a un sistema colector, considerando sus variables de estado asociadas junto con los controles $Q(P)$ y $Q(V)$. Por otro lado, se introdujo una implementación Lineal por Segmentos (PWL, por sus siglas en inglés) para el control $Q(V)$ en el análisis de flujos de potencia en [54], mientras que en [55] se describió una implementación de función "Spline" para el mismo control. Finalmente, los autores en [56] desarrollaron un método de Newton-Raphson (NR) acelerado por Krawczyk-Moore para el análisis de flujos de potencia inciertos en grupos fotovoltaicos centralizados sin implementar ningún control de potencia reactiva. En contraste con las aplicaciones de VRE a gran escala, se está realizando mucha investigación para aplicaciones de Recursos de Generación Distribuida (DER, por sus siglas en inglés) a pequeña escala. La investigación reciente en esta área se ha centrado en el cálculo de la frecuencia en microrredes aisladas considerando los controles locales por característica de regulación para la potencia activa y reactiva, utilizando diferentes métodos de flujos de potencia. En este sentido, los autores en [57] propusieron un método NR con optimización del tamaño de paso para el cálculo de flujos de potencia, mientras que en [58] se propone un análisis de flujos de potencia extendido desacoplado basado en el método NR. Y siguiendo una línea de razonamiento similar, se presentó un algoritmo de flujos de potencia NR basado en inyección de corriente en [59], mientras que, más recientemente, el trabajo de investigación [60] presentó una formulación de flujos de potencia unificada basada en el concepto de inyección de potencia para microrredes de Corriente Directa (CD) incluyendo unidades DER y BESS.

Basándose en la revisión de la literatura anterior, el modelado en estado estacionario de los controles de flujos de potencia de los PPC utilizados en aplicaciones de VRE a gran escala son un problema abierto que aún no se ha abordado de manera satisfactoria, ya que la investigación reciente no se centra en modelar las características de un PPC de manera integral y generalizada o, en el mejor de los casos, se consideran algunas de sus características individuales.

En este trabajo, se propone abordar un modelo en estado estacionario de los controles de flujos de potencia de los PPC, centrándose en integrar las características de estos considerando los

requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva del Código de Red que le aplique para sustentar el cumplimiento de la integración fiable de CEA al SEP, considerando todos los componentes eléctricos y electrónicos que componen a este tipo de centrales, así como los parámetros definidos en el POI.

1.2. Planteamiento del problema

Las CEA introducen desafíos y oportunidades para los SEP. En la operación del SEN, se ha observado que factores como la nubosidad en la irradiación, las rampas ascendentes y descendentes en CE Fotovoltaicas (CEFV), y las variaciones en la velocidad debido a ráfagas de viento en CE Eólicas (CEEO), generan la necesidad de diversos servicios conexos. Lo que incluye el uso de tecnologías avanzadas para el monitoreo en tiempo real, el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de energía para compensar la variabilidad de la generación renovable, y la implementación de sistemas de compensación reactiva para mantener la estabilidad del voltaje en la red.

La integración de CEA basadas en convertidores de potencia, tales como centrales eléctricas eólicas, solares y de almacenamiento, han transformado la manera en que se realiza la operación y la expansión de los SEP [61], [62]. La operación y expansión se llevan a cabo con base en una serie de estudios que permiten determinar estrategias de control de voltaje, límites de transmisión, necesidades de compensación reactiva, niveles de corto circuito, entre otros aspectos, para asegurar la estabilidad general de los SEP [63].

Ejemplificando lo anterior, en la resolución 142/2017 de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en la que expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General Aplicables a las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida, apartado 5, se establecen las especificaciones técnicas generales aplicables a las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida (CEGD) y Generación Limpia Distribuida. Estos requisitos técnicos se diseñan con el objetivo fundamental de garantizar las condiciones esenciales de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN. Asimismo,

buscan facilitar la integración de una cantidad significativamente mayor de CEGD a las RGD. Esta disposición en la normativa establece que la CEGD debe entrar en paralelo con las RGD sin ocasionar fluctuaciones de voltaje superiores a $\pm 5\%$ de los niveles de voltaje establecidos en las RGD en el POI. Además, se impone la condición de que la conexión no deberá provocar que el voltaje en el POI sobrepase los límites operativos normales, de acuerdo con lo establecido en el Código de Red. Este enfoque técnico y normativo se rige como un mecanismo esencial para asegurar la estabilidad y la operación confiable del SEN en el marco de la creciente integración de CEGD [63].

En cuestiones técnicas y de manera general, la estabilidad de los SEP se divide en tres categorías: estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de frecuencia y estabilidad de voltaje. La estabilidad de voltaje se define como la habilidad de un SEP para mantener voltajes constantes y de magnitud aceptable en todos los nodos del sistema bajo condiciones normales de operación y después de ser sometido a una perturbación [64]. La inestabilidad de voltaje se presenta cuando el SEP no puede satisfacer la demanda de potencia reactiva, por lo tanto, este fenómeno se encuentra directamente relacionado con la capacidad de potencia reactiva de las centrales eléctricas.

En la actualidad se cuentan con modelos matemáticos que representan a las CEA en estudios de régimen dinámico, sin embargo, no es el caso para los estudios de régimen estacionario como la estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones [44]. El problema radica en que la mayoría de los estudios que se realizan para la planeación de la operación y de la expansión de un SEP son de esta naturaleza [63]. Las CEA cuentan con diversos modos de control de potencia reactiva disponibles y con capacidad de aportación de corriente reactiva ante fallas, los cuales afectan la estabilidad de voltaje ante pequeñas y grandes perturbaciones [9], [10], [12]. Por lo cual, el no representar de manera correcta a las CEA puede llevar a resultados incorrectos afectando la seguridad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Derivado de lo anterior, se requiere desarrollar el modelado matemático de estas funciones en la formulación de flujos de potencia para poder ser consideradas en la evaluación de la estabilidad de voltaje. De esta manera se podrá representar con más detalle lo que sucede en la

realidad, solventar las necesidades de modelado en este ámbito y, por lo tanto, mejorar los estudios de integración de CEA a los SEP actuales [65].

1.3. Justificación

La rápida penetración de CEA ha provocado la modificación de los Códigos de Red a nivel mundial para regular la operación de estas [66]. El 8 de abril de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la primera iteración del Código de Red mexicano [67], el cual contiene lineamientos para regular la operación de CEA. Entre estos lineamientos destacan:

- Capacidad para el control de potencia reactiva en el POI.
- Capacidad para el control de factor de potencia en el POI.
- Capacidad para el control de voltaje con banda muerta opcional y pendiente de regulación en el POI.

Los requerimientos anteriores tienen carácter obligatorio y son más o menos consistentes entre los diferentes Códigos de Red [66]. Recientemente, se ha publicado una política sobre la confiabilidad general del Sistema Eléctrico Nacional de México [68] para abordar los problemas operativos provocados por la pandemia COVID-19 y su cuarentena asociada. Estos problemas operativos están asociados principalmente con las CEA, por lo que deben ser resueltos. Por lo tanto, se requiere desarrollar el modelado matemático de estas funciones en la formulación de flujos de potencia para poder ser consideradas en la evaluación de la estabilidad de voltaje. De esta manera se podrá solventar las necesidades de modelado en este ámbito, representar con más detalle lo que sucede en la realidad, mejorar los estudios de integración de CEA a los SEP actuales y, por lo tanto, aumentar la penetración de energía renovable.

En resumen, el modelo debe ser capaz de cumplir con al menos las siguientes características:

- i.* Modelo basado en el método NR que extienda la formulación convencional de flujos de potencia, para conservar las características usuales de convergencia cuadrática.

- ii. Modelo de PPC comprehensivo que incluya todos los controles relacionados con el análisis de flujos de potencia, incluidos los asociados con los controles por característica de regulación, considerando CEA de cualquier topología y cualquier cantidad de dispositivos de regulación.
- iii. Implementación con funciones suavizadas para los controles $Q(V)$ y $Q(P)$ con la finalidad de resolver problemas de no convergencia introducidos por derivadas discontinuas debidas a las regiones de banda muerta y saturación asociadas con estos controles.
- iv. Despacho ponderado de los dispositivos de regulación que se resuelva de manera simultánea con los voltajes nodales y los ángulos de fase, como variables de control.
- v. Límites operativos a nivel de planta modelados por separado de los límites de los dispositivos de regulación, para permitir la consideración directa de los requisitos de capacidad del Código de Red en el POI.

En la Tabla 1.1 se compara cualitativamente la literatura relevante para los métodos existentes de flujos de potencia para VRE.

Tabla 1.1. Comparación entre los métodos de flujos de potencia existentes para VRE.

Característica	Literatura revisada							
	[52]	[53]	[54], [55]	[56]	[57]	[58]	[59]	[60]
<i>i</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>ii</i>								
<i>iii</i>			✓					
<i>iv</i>		✓						
<i>v</i>	✓							

El conocimiento generado en este trabajo de tesis será directamente aplicable por centros de control de energía que realicen estudios de planeación de la operación y planeación de la expansión de SEP. En el contexto nacional, este trabajo de investigación puede ser de especial utilidad para el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el cumplimiento de sus responsabilidades como Operador Independiente del Sistema [69], así como para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su calidad de Transportista.

1.4. Hipótesis

La estabilidad de voltaje puede sufrir una degradación paulatina a medida que incremente la penetración de centrales eléctricas asíncronas y se desplace a las centrales síncronas. Mediante el ajuste adecuado de los controles de potencia reactiva de las centrales asíncronas, se pueden mantener márgenes de estabilidad de voltaje que permitan la operación segura del sistema eléctrico.

1.5. Objetivos generales y específicos

1.5.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo de investigación es desarrollar los modelos matemáticos de los controles de potencia reactiva de una central eléctrica asíncrona para evaluar la estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia y determinar los ajustes de control que pueden maximizar las transferencias de potencia a los centros de consumo considerando su integración, manteniendo la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

1.5.2. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo anterior se desarrollará una formulación extendida de flujos de potencia para el modelado en estado estacionario de los controladores de planta utilizados en aplicaciones de energía renovable variable a gran escala, que cumpla con las siguientes características:

- i.* Modelo de solución basado en el método de Newton-Raphson que mantenga su característica de convergencia cuadrática.
- ii.* Modelo de controlador de planta comprensivo para considerar las siguientes funciones de control de potencia activa y reactiva de una central eléctrica asíncrona:
 - Control remoto de potencia activa en una rama (control de potencia activa fija P).
 - Control remoto de potencia reactiva en el punto de interconexión (control de potencia reactiva fija Q).

- Control remoto de factor de potencia en el punto de interconexión (control de factor de potencia fijo $Q(P)$).
 - Control remoto de voltaje mediante pendiente de regulación y banda muerta en el punto de interconexión (control de potencia reactiva por característica de regulación $Q(V)$).
- iii.* Implementación de los controles $Q(V)$ y $Q(P)$ mediante funciones suavizadas con el fin de resolver problemas de no convergencia introducidos por derivadas discontinuas debidas a las regiones de banda muerta y saturación asociadas con estos controles.
- vi.* Despacho ponderado de los dispositivos de regulación como variables de control para su resolución de manera simultánea con las variables de estado del sistema.
- iv.* Límites operativos a nivel de planta modelados por separado de los límites de los dispositivos de regulación, para permitir la consideración directa de los requisitos de capacidad del Código de Red en el punto de interconexión.

Además, se implementarán los modelos detallados de los dispositivos de regulación que conforman las centrales eléctricas síncronas y asíncronas, tales como:

- Máquinas síncronas.
- Convertidores de fuente de voltaje.

Una vez desarrollados los modelos matemáticos anteriores, se evaluará la estabilidad de voltaje en al menos dos sistemas eléctricos de prueba con integración de centrales eléctricas asíncronas, utilizando el análisis de curvas PV y VQ . Esto con el objetivo de determinar los ajustes de control requeridos por los controladores de planta y/o por los dispositivos de regulación que puedan favorecer la máxima transferencia de potencia entre las zonas de un sistema eléctrico, desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje.

1.6. Estructura de la tesis

En el Capítulo 1, se describe la importancia de la integración de VRE a los SEP, con el propósito de fomentar la generación y contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero.

También, se mencionan las acciones tomadas por diversas naciones para facilitar una transición energética ordenada. Mientras que en el estado del arte se hace un recuento de los trabajos que se han hecho en relación con la integración de VRE para estudios de estado estacionario y se destaca la importancia de considerar el modelado de los controles de los PPC en estos estudios. También en este capítulo se justifica el trabajo de tesis y se plantean los objetivos del trabajo de investigación. Además, se trata de manera general, el contenido de los capítulos subsecuentes.

En el Capítulo 2, se describe la formulación fundamental del problema de flujos de potencia clásico o convencional, así como los modelos en estado estacionario de los dispositivos de regulación de potencia activa y reactiva que conforman las CE síncronas y asíncronas. También se describen las metodologías para formar las curvas PV y las curvas VQ , útiles para evaluar la estabilidad de voltaje en los SEP. Finalmente, se discuten los requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva del Código de Red.

En el Capítulo 3, se propone una nueva formulación de flujos de potencia extendida para modelar un PPC, el cual se valida contra modelos genéricos del WECC mediante simulaciones dinámicas en el software PSS®E. Adicionalmente, se utiliza el conocido sistema de prueba RTS-96 del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por si siglas en inglés) para modelar 29 PPC con 93 generadores para demostrar la practicidad del enfoque de modelado introducido.

En el Capítulo 4, se propone de la incorporación de modelos detallados de la máquina síncrona y del convertidor VSC a la formulación extendida de flujos de potencia para el modelado de los controles de flujo de potencia de los PPC, con el objetivo de que esta sea adecuada para evaluar la estabilidad de voltaje de un SEP.

En el Capítulo 5, se presentan los resultados de la evaluación de estabilidad de voltaje mediante las metodologías para la generación de curvas PV y curvas VQ , considerando la formulación extendida de flujos de potencia presentada en los Capítulos 3 y 4 para el modelado de PPC en conjunto con los modelos detallados de sus dispositivos de regulación.

En el Capítulo 6, se presentan las conclusiones generales, las aportaciones de la investigación, así como los trabajos futuros que se pueden derivar de este trabajo de tesis.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Introducción

En este capítulo se describe la formulación fundamental del problema de flujos de potencia clásico o convencional, así como los modelos en estado estacionario de los dispositivos de regulación de potencia activa y reactiva que conforman las CE síncronas y asíncronas: las máquinas síncronas y los convertidores de fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés). También se describen las metodologías para formar las curvas PV y las curvas VQ , siendo estas las más utilizadas para evaluar la estabilidad de voltaje en los SEP. Finalmente, se discuten los requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva del Código de Red que son relevantes para este trabajo de tesis.

2.2. Formulación del problema de flujos de potencia

El modelado de la red eléctrica puede basarse en el análisis de malla o en el análisis nodal. En el análisis de SEP, suele preferirse el análisis nodal para modelar la red eléctrica ya que resulta en un menor número de ecuaciones independientes [42]. En este sentido, el nodo i de la red eléctrica se puede representar de forma general como en la Figura 2.1.

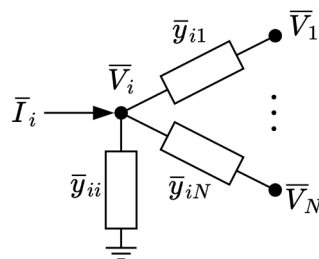


Figura 2.1. Representación general del nodo i de una red eléctrica.

donde \bar{I}_i es el fasor de la corriente inyectada al nodo i ; \bar{V}_i es el fasor del voltaje nodal i ; \bar{y}_{ij} es la admitancia equivalente entre los nodos i y j . Considerando lo anterior, el modelo matemático de la red eléctrica se puede generalizar como un sistema de ecuaciones lineales con coeficientes complejos como en (2.1).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \vdots \\ \bar{I}_i \\ \vdots \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1i} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{i1} & \cdots & \bar{Y}_{ii} & \cdots & \bar{Y}_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \cdots & \bar{Y}_{Ni} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \vdots \\ \bar{V}_i \\ \vdots \\ \bar{V}_N \end{bmatrix} \leftrightarrow \mathbf{I} = \mathbf{YV} \quad (2.1)$$

donde N es el número de nodos de la red eléctrica; \mathbf{I} es el vector de inyecciones de corriente a los nodos; \mathbf{V} es el vector de voltajes nodales; \mathbf{Y} es la matriz de admitancias nodal.

En el contexto de los SEP, no se suelen especificar las inyecciones de corriente a los nodos. En su lugar, se especifican las inyecciones de potencia en forma de despachos de generación y de demanda [70]. De modo que se debe expresar la inyección de corriente al nodo i en términos de una inyección de potencia como en (2.2).

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \left(\sum_{j=1}^N \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \right)^* = \left(V_i e^{j\theta_i} \right) \sum_{j=1}^N (G_{ij} - jB_{ij}) \left(V_j e^{-j\theta_j} \right) \quad (2.2)$$

donde \bar{S}_i es la potencia compleja inyectada al nodo i ; V, θ son las magnitudes y ángulos de fase de los voltajes nodales, respectivamente. Separando en parte real e imaginaria utilizando la fórmula de Euler, se da lugar a (2.3) y (2.4).

$$P_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (2.3)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (2.4)$$

donde P_i es la potencia activa inyectada al nodo i ; Q_i es la potencia reactiva inyectada al nodo i . En la Figura 2.2 se muestran las inyecciones de potencia activa y reactiva al nodo i , en términos del despacho de generación y de demanda.

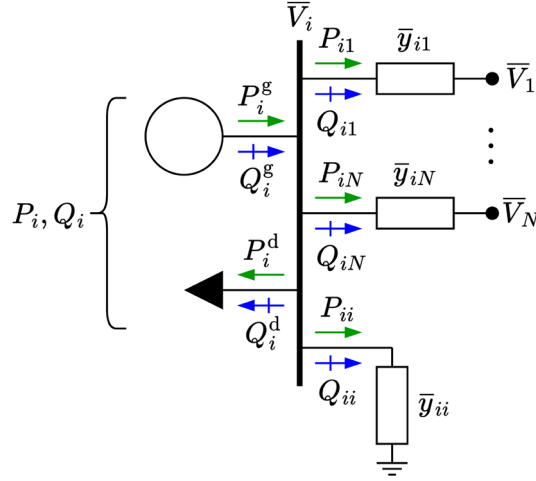


Figura 2.2. Inyecciones de potencia al nodo i .

donde P_i^g, Q_i^g son los despachos de potencia activa y reactiva generada, respectivamente; P_i^d, Q_i^d son los despachos de potencia activa y reactiva demandada, respectivamente.

De particular importancia para este trabajo de investigación, se tiene que el despacho de generación se puede escribir en términos de la potencia inyectada por los dispositivos de regulación conectados al nodo i como en (2.5) y (2.6).

$$P_i^g = \sum_{k \in \mathbf{r}_i} P_k^r \quad (2.5)$$

$$Q_i^g = \sum_{k \in \mathbf{r}_i} Q_k^r \quad (2.6)$$

donde P_k^r, Q_k^r son las inyecciones de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación k ; \mathbf{r}_i es el conjunto de dispositivos de regulación conectados al nodo i .

Generalizando para todos los nodos de la red eléctrica, se puede establecer un conjunto de ecuaciones de la forma $\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ como en (2.7) y (2.8).

$$\begin{aligned}
 f_1^P(\mathbf{x}) &= P_1 + P_1^d - P_1^g = 0 \\
 &\vdots \\
 f_i^P(\mathbf{x}) &= P_i + P_i^d - P_i^g = 0 \\
 &\vdots \\
 f_N^P(\mathbf{x}) &= P_N + P_N^d - P_N^g = 0 \\
 f_1^Q(\mathbf{x}) &= Q_1 + Q_1^d - Q_1^g = 0 \\
 &\vdots \\
 f_i^Q(\mathbf{x}) &= Q_i + Q_i^d - Q_i^g = 0 \\
 &\vdots \\
 f_N^Q(\mathbf{x}) &= Q_N + Q_N^d - Q_N^g = 0
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

donde $\mathbf{x} = [\theta_1 \ \dots \ \theta_N \ \vdots \ V_1 \ \dots \ V_N]^T$ es el vector de variables de estado; f_i^P, f_i^Q son conocidas como ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva, respectivamente. El resultado es un sistema de $2N$ ecuaciones no lineales, conocidas como ecuaciones de flujos de potencia.

La cantidad de ecuaciones a resolver se reduce al considerar nodos de ángulo controlado (nodos *Slack*), así como nodos de voltaje controlado (nodos *PV*). Lo anterior da como resultado que el sistema de ecuaciones se reduzca a $2N - 2N^{\theta V} - N^{PV}$, donde $N^{\theta V}$ es el número de nodos *Slack* y N^{PV} es el número de nodos *PV*.

Los SEP consisten de cientos o miles de nodos, por lo que el método NR resulta particularmente adecuado para resolver el problema de flujos de potencia. El método NR tiene una tasa de convergencia rápida por su característica cuadrática, mientras que el tiempo de cómputo solo aumenta de manera lineal con el tamaño del sistema [42].

2.3. Características de las unidades de generación

La máquina síncrona y el convertidor VSC son los dispositivos más utilizados para la producción de potencia activa y reactiva en CE síncronas y asíncronas, respectivamente. Por esta razón, se vuelve importante describir las características más relevantes que inciden en sus modelos de estado estacionario para los estudios de estabilidad de voltaje.

2.3.1. Máquina síncrona

La máquina síncrona es la máquina eléctrica más utilizada para la generación de energía eléctrica y para el control de voltaje y potencia reactiva en los SEP. Una máquina síncrona se identifica principalmente por su tipo de rotor, ya sea de rotor cilíndrico o de rotor de polos salientes. En este sentido, el modelo de la máquina se puede representar de forma suficientemente general considerando los devanados de un rotor cilíndrico como se muestra en la Figura 2.3 [42].

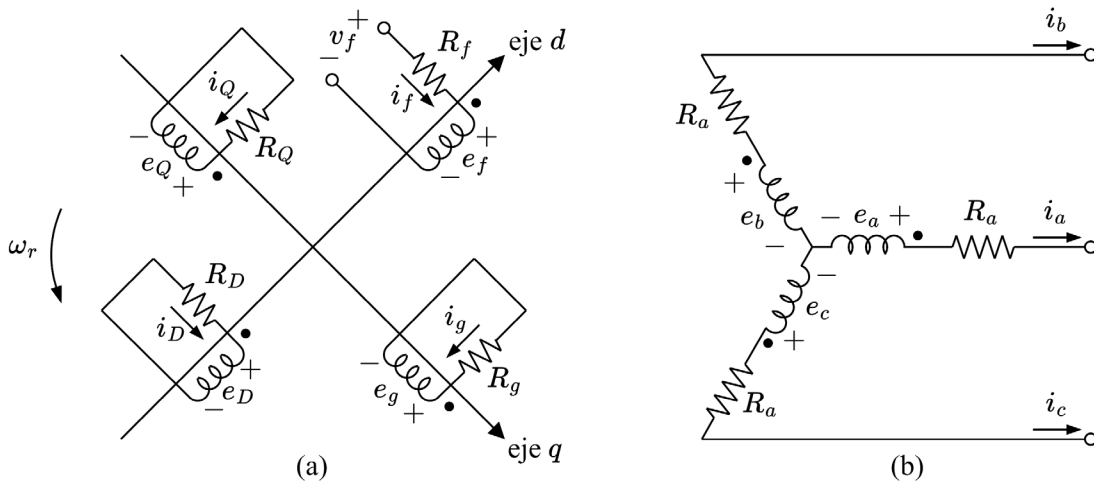


Figura 2.3. Devanados de la máquina síncrona (a) rotor y (b) estator [42].

En la Figura 2.3(a) se muestran los devanados del rotor, los cuales consisten en un devanado de campo f conectado a una fuente de CD y tres devanados amortiguadores D , Q y g cortocircuitados, cada uno situado en su eje magnético respectivo. En la Figura 2.3(b) se muestran los devanados del estator, los cuales consisten en tres devanados de armadura a , b y c simétricos.

Para modelar la máquina síncrona en estado estacionario se considera su modelo de dos ejes de acuerdo con las ecuaciones de Park [42], [71], el cual se muestra en la Figura 2.4. El modelo considera que la máquina cuenta con un entrehierro que varía de forma no uniforme alrededor del estator, siendo más estrecho a lo largo del eje d y más ancho a lo largo del eje q . En consecuencia, la reluctancia del flujo de entrehierro es mínima en el eje d y máxima en el eje q . Estos efectos se encuentran bien representados por la transformación de los circuitos de armadura al marco de referencia del rotor mediante la transformación de Park. Esto da como resultado dos circuitos de armadura con reactancias diferentes para cada uno de los ejes.

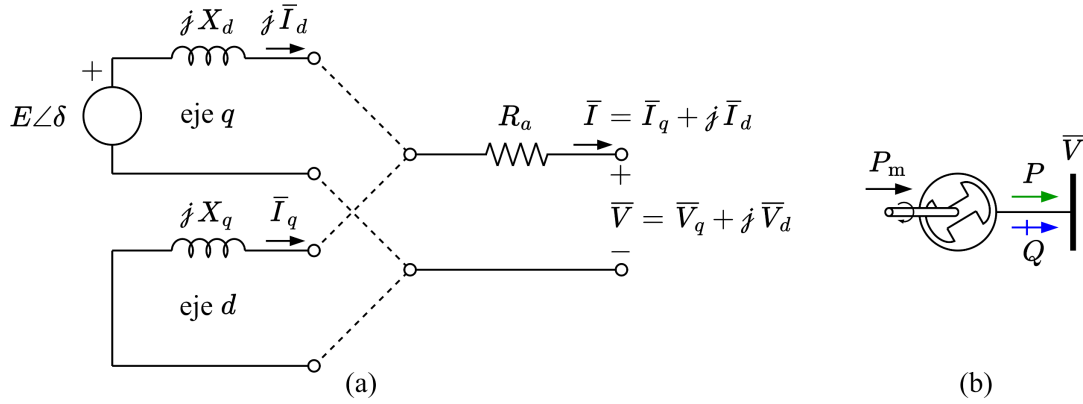


Figura 2.4. Máquina síncrona (a) representación equivalente de los circuitos de eje directo y en cuadratura (b) representación esquemática [42], [71].

donde E es el voltaje de armadura; δ es el ángulo de rotor; R_a es la resistencia de armadura; X_d , X_q son las reactancias síncronas de eje directo y en cuadratura, respectivamente; I es la corriente de armadura e I_d, I_q sus componentes de eje directo y en cuadratura, respectivamente; V es el voltaje en terminales y V_d, V_q sus componentes de eje directo y en cuadratura, respectivamente.

A partir de la representación mostrada en la Figura 2.4, se pueden determinar las inyecciones de potencia P y Q de la máquina síncrona como en (2.9) y (2.10) [71].

$$P = -V^2 G_a + EV(G_a \cos(\delta - \theta) - B_q \sin(\delta - \theta)) - V^2 \frac{B_{d-q}}{2} \sin(2(\delta - \theta)) \quad (2.9)$$

$$Q = V^2 \frac{B_{d+q}}{2} - EV(G_a \sin(\delta - \theta) + B_q \cos(\delta - \theta)) - V^2 \frac{B_{d-q}}{2} \cos(2(\delta - \theta)) \quad (2.10)$$

donde los parámetros G_a, B_d, B_q están dados por (2.11), mientras que $B_{d+q} = B_d + B_q$ y $B_{d-q} = B_d - B_q$.

$$(a) \quad G_a = \frac{R_a}{R_a^2 + X_d X_q}$$

$$(b) \quad B_d = -\frac{X_d}{R_a^2 + X_d X_q} \quad (2.11)$$

$$(c) \quad B_q = -\frac{X_q}{R_a^2 + X_d X_q}$$

Por otro lado, las máquinas síncronas convierten potencia mecánica en potencia eléctrica y viceversa, sin embargo, no toda la potencia de entrada a la máquina aparece en forma útil a la salida de este ya que existen pérdidas asociadas con el proceso de conversión de la energía. Esto se puede representar por medio de una ecuación de balance de potencia primaria como en (2.12).

$$P_m = P_r + P_c + P = P_r + R_a I^2 + P \quad (2.12)$$

donde P_m es la potencia mecánica; P_r son las pérdidas rotacionales; P_c son las pérdidas en el cobre de los devanados.

2.3.1.1. Curva de capacidad

Las máquinas síncronas están especificadas en términos de cantidades nominales a las cuales puede operar de manera continua sin sufrir daños. En un diagrama $P-Q$ que suele llamarse curva de capacidad se grafican las restricciones operativas de una máquina síncrona, de manera que esta pueda operarse de forma segura como se muestra en la Figura 2.5(a). Cabe mencionar que el límite de potencia activa suele imponerse mediante el límite de potencia mecánica.

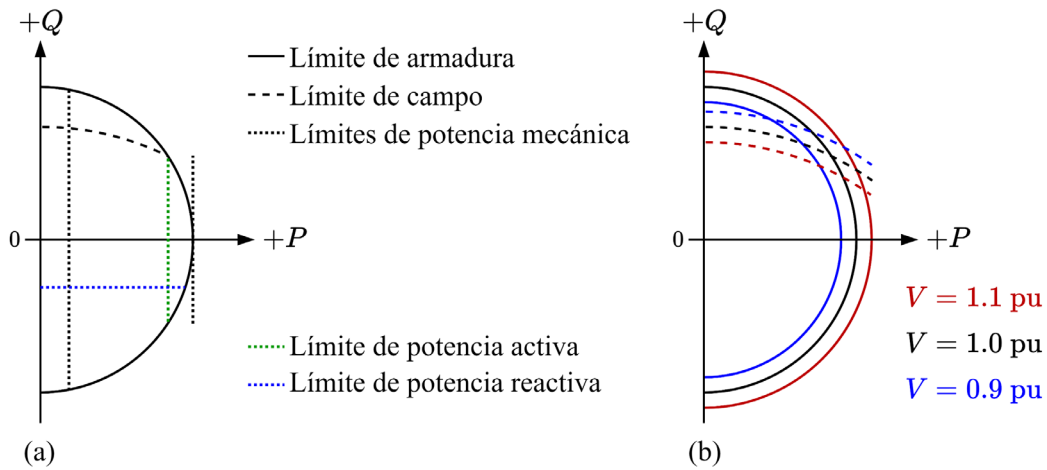


Figura 2.5. Curva de capacidad de una máquina síncrona.

En la Figura 2.5(b) se muestra que los límites de armadura y de campo dependerán del voltaje en terminales de la máquina. Mientras que el límite de armadura incrementa o disminuye junto con el voltaje en terminales, el límite de campo experimenta un efecto contrario, volviéndose más restrictivo conforme incrementa el voltaje y viceversa.

2.3.2. Convertidor VSC

El convertidor VSC trifásico es el convertidor de potencia más utilizado para la generación de energía eléctrica mediante VRE y para Sistemas de Transmisión Flexibles en CA (FACTS, por sus siglas en inglés). Un convertidor VSC se identifica principalmente por su tipo de topología, ya sea de dos niveles o multi-nivel. En este sentido, el modelo del convertidor se puede representar de forma suficientemente general considerando el conjunto de válvulas de una topología de dos niveles como se muestra en la Figura 2.6 [72].

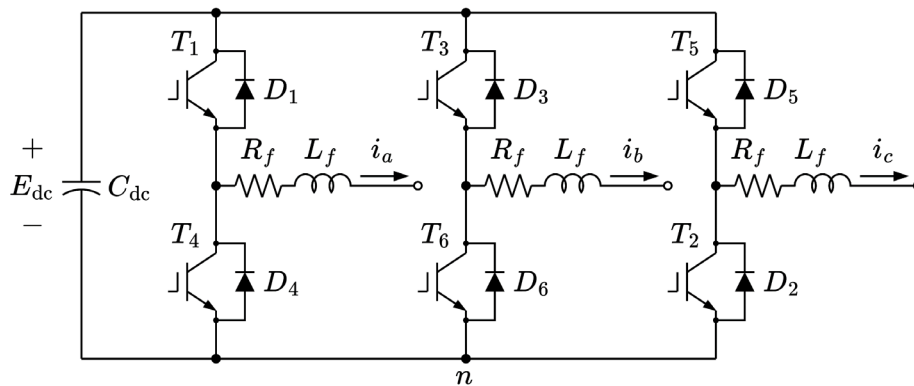


Figura 2.6. Convertidor VSC trifásico de dos niveles [72].

En la Figura 2.6 se muestra el conjunto de válvulas del convertidor, la cual consiste de tres fases a , b y c independientes, cada una con dos Transistores Bipolares de Puerta Aislada (IGBT, por sus siglas en inglés). En el puerto de CA se cuenta con un filtro de línea f conectado en serie con las fases, mientras que en el puerto de CD se cuenta con un capacitor dc conectado en paralelo con el conjunto de válvulas.

Para modelar el convertidor VSC en estado estacionario se considera el modelo propuesto en [72], [73], [74], el cual se muestra en la Figura 2.7. El modelo considera que el convertidor está formado por un conjunto de válvulas IGBT accionadas mediante un control de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés), un reactor de línea para el filtrado de armónicos en el puerto de CA, y un banco de capacitores para mantener y estabilizar el voltaje en el puerto de CD. Para propósitos de análisis a frecuencia fundamental, el procesamiento electrónico de las formas de onda de voltaje y corriente se encuentra bien sintetizado por dos elementos "virtuales"

y un transformador ideal con relación compleja variable que interconecta los puertos de CA y CD. En el puerto de CA la producción de potencia reactiva se representa mediante una susceptancia variable, mientras que en el puerto de CD las pérdidas de conmutación se representan mediante una conductancia dependiente de corriente.

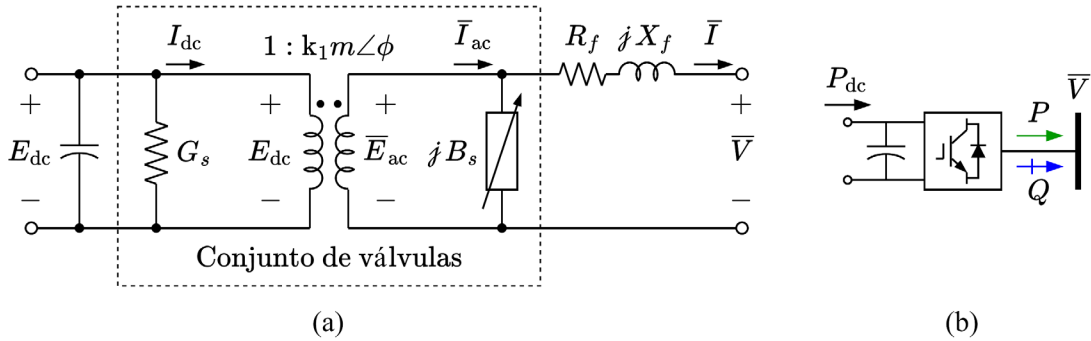


Figura 2.7. Convertidor VSC (a) circuito equivalente (b) representación esquemática [72], [73], [74].

donde m es el índice de modulación de amplitud; ϕ es el ángulo de carga; B_s es la susceptancia que representa la producción de potencia reactiva; G_s es la conductancia que representa las pérdidas de conmutación; R_f, X_f son la resistencia y la reactancia del filtro, respectivamente; $E_{ac}, E_{dc}, I_{ac}, I_{dc}$ son los voltajes y corrientes de CA/CD, respectivamente; I es la corriente en terminales; V es el voltaje en terminales.

A partir del circuito equivalente mostrado en la Figura 2.7, se pueden escribir las inyecciones de potencia P y Q del convertidor VSC como en (2.13) y (2.14) [73], [74].

$$P = -V^2 G_f + m E_{ac} V (G_f \cos(\phi - \theta) - B_f \sin(\phi - \theta)) \quad (2.13)$$

$$Q = V^2 B_f - m E_{ac} V (G_f \sin(\phi - \theta) + B_f \cos(\phi - \theta)) \quad (2.14)$$

donde el voltaje $E_{ac} = k_1 E_{dc}$ y la constante $k_1 = \sqrt{3/8}$ para una topología de dos niveles.

Por otro lado, los convertidores VSC convierten potencia de CD en potencia de CA y viceversa, sin embargo, no toda la potencia de entrada al convertidor aparece en forma útil a la salida de este ya que existen pérdidas asociadas con los procesos de conmutación y filtrado. Esto se puede representar por medio de una ecuación de balance de potencia primaria como en (2.15).

$$P_{dc} = P_s + P_f + P = E_{dc}^2 G_s \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 + R_f I^2 + P \quad (2.15)$$

donde P_{dc} es la potencia de CD; P_s son las pérdidas de conmutación; P_f son las pérdidas del filtro; I_{max} es la corriente de carga máxima del convertidor.

2.3.2.1. Curva de capacidad

Los convertidores VSC están especificados en términos de cantidades nominales a las cuales puede operar de manera continua sin sufrir daños. En un diagrama $P-Q$ que suele llamarse curva de capacidad se grafican las restricciones operativas de un convertidor VSC, de manera que este pueda operarse de forma segura como se muestra en la en Figura 2.8(a). Cabe mencionar que, tratándose de VRE, el límite de potencia de CD será un límite dinámico que dependerá del recurso disponible.

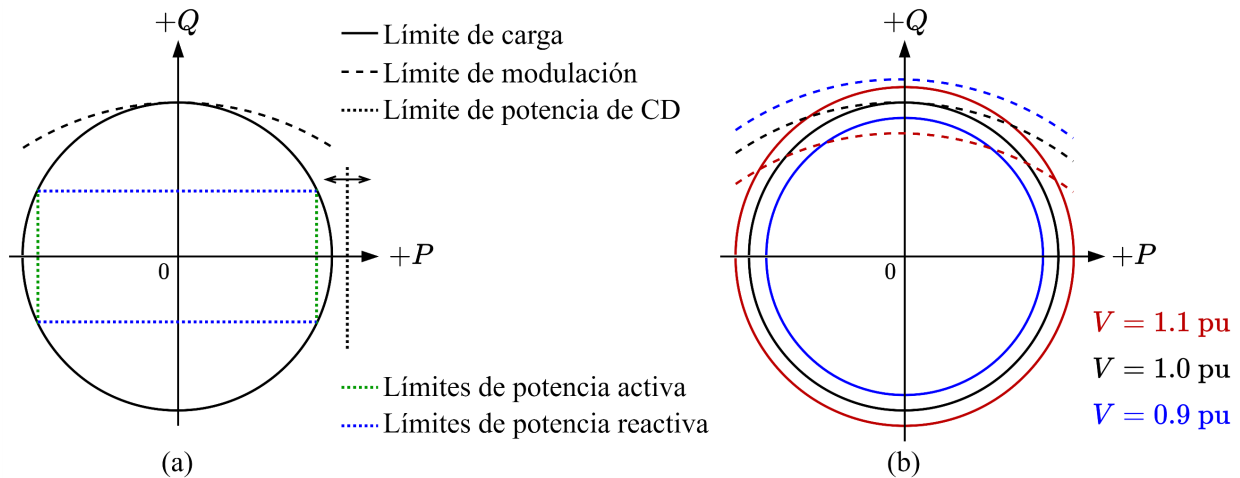


Figura 2.8. Curva de capacidad de un convertidor VSC.

En la Figura 2.8(b) se muestra que el límite de carga y de modulación dependerán del voltaje en terminales del convertidor. Mientras que el límite de carga incrementa o disminuye junto con el voltaje en terminales, el límite de modulación experimenta un efecto contrario, volviéndose más restrictivo conforme incrementa el voltaje y viceversa. Por otro lado, los convertidores VSC tienen la capacidad de controlar el límite de carga controlando la componente activa o reactiva de la corriente. Esto se logra mediante un ajuste de prioridad de potencia activa o reactiva.

2.4. Evaluación de la estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un SEP para mantener voltajes aceptables en todos los nodos del sistema en condiciones normales y después de estar sujeto a una perturbación [75]. Un sistema eléctrico de potencia entra en un estado de inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, un aumento en la demanda o un cambio en la condición del sistema provoca una disminución progresiva e incontrolable del voltaje. El principal factor causante de la inestabilidad es la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de potencia reactiva [76].

Los problemas de estabilidad de voltaje normalmente ocurren en sistemas muy estresados. Si bien la perturbación que conduce al colapso de voltaje puede ser iniciada por una variedad de causas, el problema subyacente es una debilidad inherente en el SEP. Además de la robustez de la red de transmisión y los niveles de transferencia de potencia, los factores principales que contribuyen al colapso de voltaje son los límites de potencia reactiva de los generadores, las características de las cargas, las características de los dispositivos de compensación reactiva y la acción de los dispositivos de control de voltaje [42].

2.4.1. Método de las curvas PV

Las curvas PV son gráficas de la potencia activa, P , variable conocida; contra el voltaje, V , variable obtenida de la solución de flujos de potencia; son útiles para el análisis conceptual de la estabilidad de voltaje en estado estacionario y para el estudio de sistemas eléctricos longitudinales. El método también es utilizado para grandes redes malladas donde P , es la carga total de un área y V es el voltaje en un nodo representativo o crítico; P también puede ser la transferencia de potencia a través de un enlace de transmisión o interconexión entre áreas y V el voltaje en diferentes nodos del sistema eléctrico.

En la Figura 2.9 se muestra un ejemplo de una curva PV en donde el punto crítico de operación corresponde a la máxima transferencia de potencia o al límite de estabilidad de voltaje para una curva PV ; mientras que la sección marcada como aceptable representa el límite inferior y límite superior de operación segura del voltaje en un nodo del SEP [77].

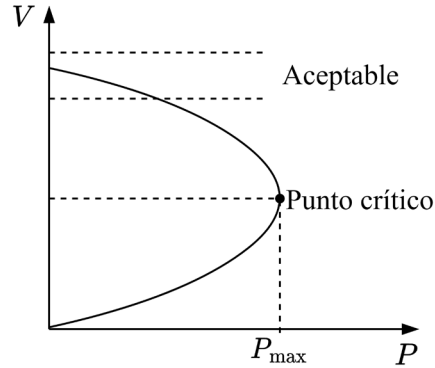


Figura 2.9. Variación de V con respecto a P [77].

En la Figura 2.10 se muestran las variaciones típicas del voltaje para un nodo de carga con respecto a la potencia activa de la carga para diferentes factores de potencia (fp). En donde se observa que tanto la potencia activa de la carga máxima como el voltaje crítico aumentan a medida que el fp cambia de atraso a adelanto [78].

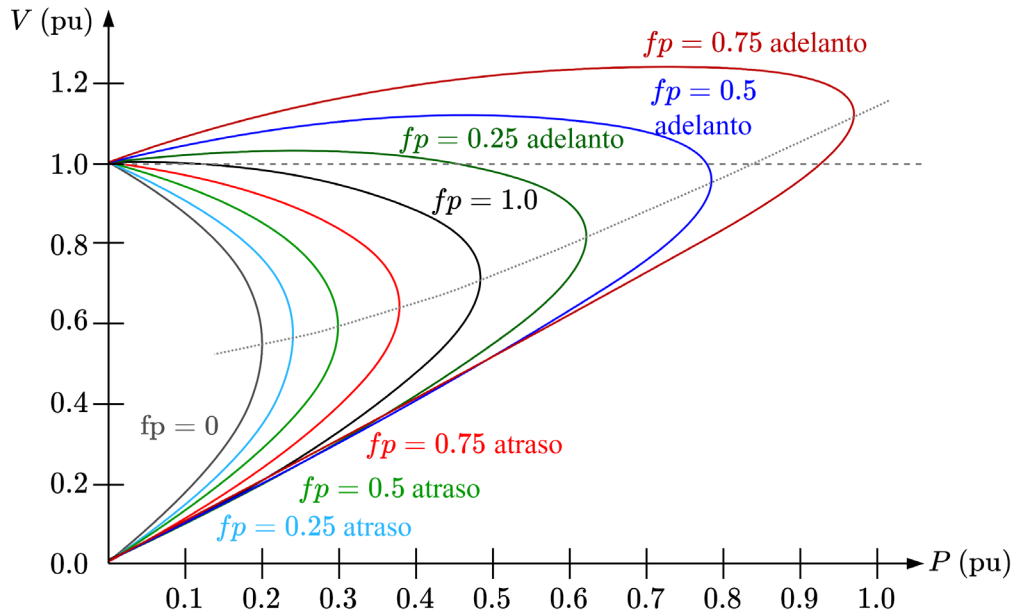


Figura 2.10. Curvas PV para diferentes fp en la carga [78].

La ventaja que ofrece la metodología de las curvas PV es que al ir aumentando gradualmente la carga del sistema eléctrico se pueden observar los nodos con mayor sensibilidad y próximos a la inestabilidad de voltaje, debido a que el voltaje en estos nodos decae más rápido

ante los incrementos de la carga en el SEP [79]. La desventaja es que la generación debe ser despachada a medida que la carga del área es incrementada, de manera que la sincronización de unidades de generación cambia las condiciones de suministro de potencia reactiva del sistema.

2.4.1.1. Metodología general para generar curvas PV

Para producir una curva PV , se obtienen una serie de soluciones de flujos de potencia considerando la siguiente metodología general [80]:

- 1) Se selecciona un caso base de estudio.
- 2) Se define una zona exportadora y una zona importadora.
- 3) Se define un enlace o compuerta donde se medirá el intercambio de flujo.
- 4) Se define un grupo de nodos donde se medirán los voltajes.
- 5) Se incrementa la demanda en la zona importadora y la generación en la zona exportadora para estresar el enlace medido.
- 6) Se determina la máxima transferencia de potencia entre las zonas y los voltajes a los que colapsa la zona importadora.

2.4.2. Método de las curvas VQ

Las curvas VQ son gráficas de voltaje, V , variable conocida; contra potencia reactiva, Q , variable obtenida con la solución de flujos de potencia para una potencia activa conocida, P . El método es usado en estudios de la planeación y la operación de SEP y fue desarrollado a partir de las dificultades de convergencia que presenta el problema de flujos de potencia para casos estresados y cercanos a la máxima transferencia de potencia [81].

Las curvas VQ son obtenidas a partir de varias simulaciones de flujos de potencia en donde un condensador síncrono ficticio sin límites de potencia reactiva varía el voltaje del nodo a diferentes valores especificados y su potencia reactiva es graficada contra este voltaje.

En la Figura 2.11 se muestra un ejemplo de una curva VQ con margen de potencia reactiva. El punto mínimo de la curva es el punto crítico, es decir donde la derivada de la potencia reactiva

contra el voltaje es igual a cero, $\partial Q/\partial V = 0$; indicando que los puntos del lado izquierdo del punto crítico son considerados inestables, mientras que los puntos del lado derecho del punto crítico son considerados estables [82].

Si el punto crítico se encuentra debajo del eje horizontal, el sistema tiene algún margen de potencia reactiva como se muestra en la Figura 2.11, sin embargo, esto no significa que tenga un superávit de potencia reactiva; sino que este dependerá del margen deseado y el valor de voltaje aceptable post contingencia.

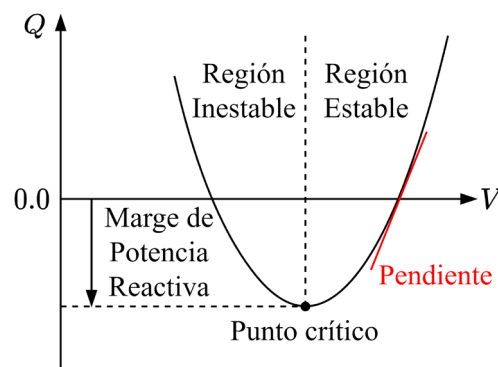


Figura 2.11. Variación de Q con respecto a V [83].

Por otro lado, si la curva VQ se encuentra por arriba del eje horizontal, el sistema tiene déficit de potencia reactiva, por lo que requerirá de compensación reactiva adicional para prevenir un colapso de voltaje. La curva de la Figura 2.12 muestra un caso donde se tiene déficit de potencia reactiva.

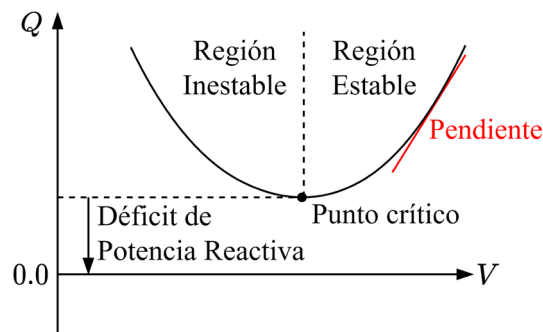


Figura 2.12. Curva VQ con déficit de potencia reactiva [83].

En la Figura 2.13 se muestran las variaciones típicas de la potencia reactiva con respecto al voltaje especificado en el nodo de carga para varias potencias activas; y se observa que el margen de potencia reactiva disminuye conforma aumenta la potencia activa y por ende el voltaje crítico aumenta [78].

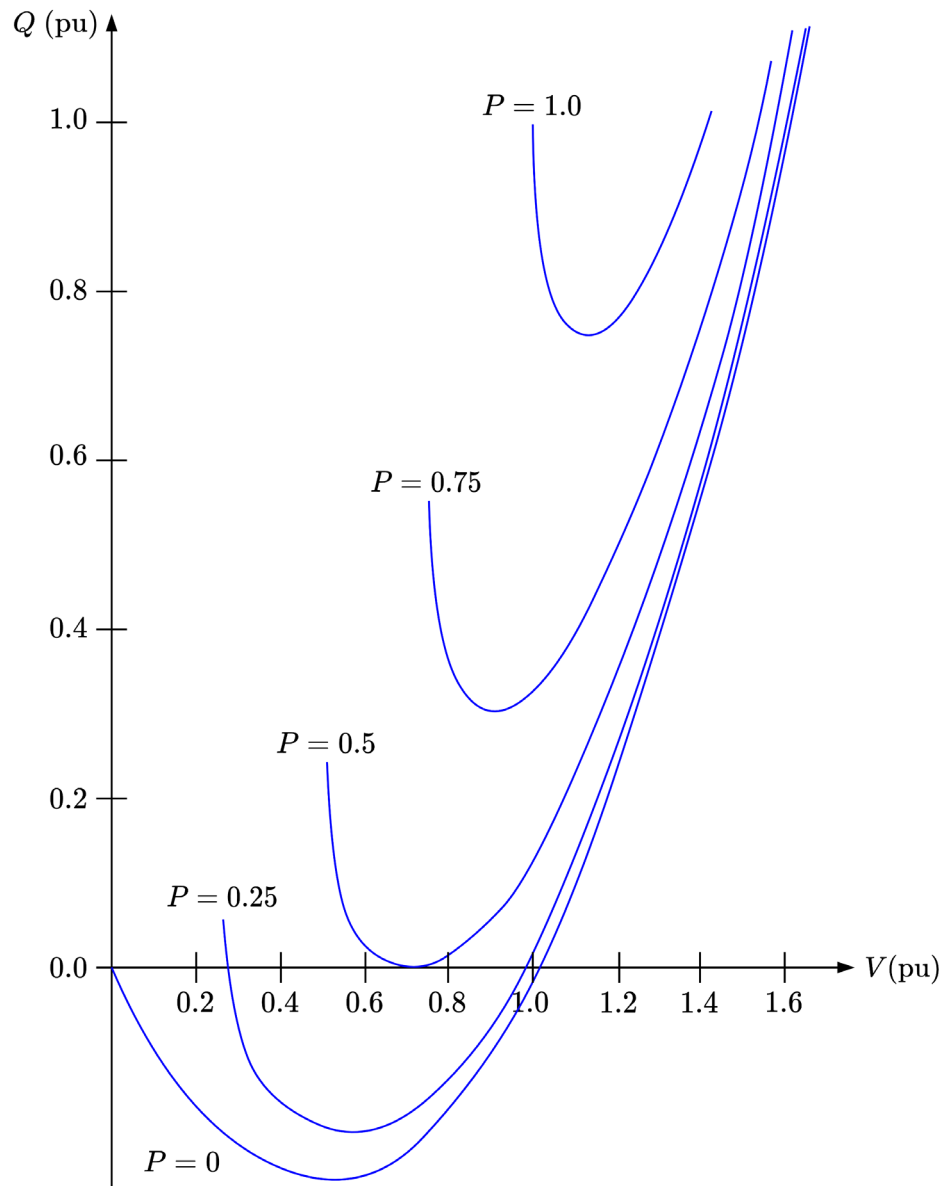


Figura 2.13. Curvas VQ para diferentes valores de P [78].

2.4.2.1. Metodología general para generar curvas VQ

Para producir una curva VQ , se obtienen una serie de soluciones de flujos de potencia considerando la siguiente metodología general [80]:

- 1) Se selecciona un caso base de estudio.
- 2) Se define un grupo de nodos donde se evaluarán los márgenes de potencia reactiva.
- 3) Se selecciona un nodo del grupo y se conecta un generador ideal.
- 4) Se realiza un barrido de voltaje en el nodo seleccionado, variando el voltaje del generador ideal, para estresar la zona adyacente a este.
- 5) Se determina si existe déficit o reserva de potencia reactiva a partir de la potencia reactiva del generador ideal.
- 6) Se repiten los pasos 3, 4 y 5 para todos los nodos del grupo.

2.5. Requerimientos de interconexión ante variaciones de voltaje en la red

El control de voltaje y potencia reactiva en el POI es uno de los requerimientos que debe cumplir la CE que se desea interconectar a un SEP. Dependiendo del sistema eléctrico que se trate, aplicarán diferentes requerimientos de interconexión. En México, la disposición que contiene los requerimientos mínimos necesarios de interconexión es el Código de Red [84], en el cual se especifican los requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva dependiendo del tipo de CE que se trate, es decir, síncrona o asíncrona.

Los requerimientos que se discutirán a continuación aplican para CE tipo B, C y D, las cuales cuentan con una capacidad instalada neta en los siguientes rangos:

- CE tipo B: $0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$
- CE tipo C: $10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$
- CE tipo D: $P \geq 30 \text{ MW}$

Estas capacidades son de particular importancia para este trabajo de tesis.

2.5.1. Rangos de voltaje

En estado estacionario, el rango de voltaje en el POI para el cual la CE debe mantenerse interconectada a la red operando de manera normal es de $0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$, con variaciones entre $1.05 \text{ pu} < V < 1.10 \text{ pu}$ y $0.90 \text{ pu} < V < 0.95 \text{ pu}$ hasta por 30 minutos. Cabe destacar que si por las características tecnológicas de la CE son factibles rangos de voltaje o tiempos más amplios, estos no deberán limitarse. Esto de acuerdo con el Capítulo 3 Sección 3.1.1 de [84].

2.5.2. Requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva

Los requerimientos de voltaje y potencia reactiva que las CEA deben cumplir, son la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y adelante en el POI, de acuerdo con su potencia neta P_{\max} . Además deben cumplir con el perfil $P-Q/P_{\max}$ mostrado en la Figura 2.14. El rango Q/P_{\max} mínimo obligatorio es de ± 0.33 (área blanca), mientras que el rango Q/P_{\max} opcional y no limitativo es de ± 0.5 (área gris). Cabe destacar que la zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no debe limitarse. Esto de acuerdo con el Capítulo 3 Sección 3.5.1 de [84].

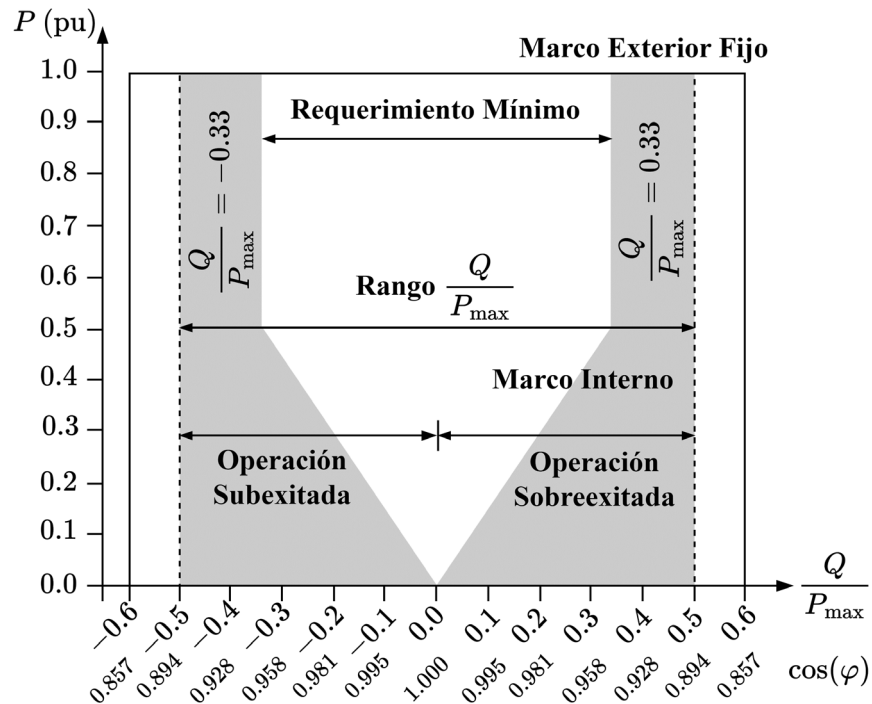


Figura 2.14. Diagrama $P-Q/P_{\max}$ de una CEA [84].

La CEA debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil $P-Q/P_{\max}$. Cuando la CEA opere a potencia activa por debajo de la P_{\max} y hasta la P_{\min} , debe proporcionar la potencia reactiva en cualquier punto de operación dentro de la zona blanca de su perfil. En caso de que alguna de las unidades de la CEA este fuera de servicio por mantenimiento u otra indisponibilidad, se le permitirá una capacidad reducida de potencia reactiva. Esto de acuerdo con el Capítulo 3 Sección 3.5.2 de [84].

Por otro lado, la CEA debe regular la potencia reactiva automáticamente por cualquiera de los modos de control: control de voltaje (directo o QV), control de potencia reactiva o control de factor de potencia. El CENACE definirá la prioridad de regulación automática en uno de los tres modos de control y podrá enviar la consigna de forma remota. El Capítulo 3 Sección 3.5.3 de [84] establece lo siguiente respecto a los modos de control de potencia reactiva para CEA:

- 1) En el modo de control de voltaje directo, la CEA debe contribuir al control automático del voltaje con un rango de consigna de voltaje de al menos 0.95 a 1.05 pu, con una pendiente definida por el CENACE, con o sin una banda muerta con un rango de 0 a $\pm 1\%$ del voltaje nominal de la red eléctrica.
- 2) En el modo de control de voltaje QV, la CEA debe contribuir al control automático del voltaje con un rango de consigna de al menos 0.95 a 1.05 pu, con una pendiente definida por el CENACE, con o sin una banda muerta con un rango de 0 a $\pm 1\%$ del voltaje nominal de la red.
- 3) A efectos del modo de control de potencia reactiva, la CEA debe alcanzar el valor especificado por el CENACE con una configuración de pasos no mayores de 1 MVar o 5% (lo que sea menor) de la potencia reactiva máxima.
- 4) A efectos del modo de control de factor de potencia, la CEA debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por la zona blanca de la Figura 2.14. La respuesta de la CEA debe alcanzar la consigna en el valor especificado presentando pasos no mayores que 0.002.

Capítulo 3

Modelado de controladores de planta para estudios de flujos de potencia

3.1. Introducción

En este capítulo se propone el modelado de controladores de planta a través de una formulación extendida de flujos de potencia para considerar los diversos controles de un PPC, incluyendo aquellos con características de regulación, la cual es apta para CE con cualquier tipo de topología y cualquier cantidad de dispositivos de regulación. La efectividad de este enfoque de modelado se valida contra modelos genéricos desarrollados por el WECC mediante simulaciones dinámicas llevadas a cabo en el software PSS®E. Para ello, se estudia un sistema de prueba de 13 nodos y 5 generadores que representa una CEA de 100 MW. La precisión de la formulación introducida queda demostrada ya que presenta errores absolutos menores al 0.2% entre ambos métodos fundamentalmente diferentes. Además, se utiliza el conocido sistema de prueba IEEE RTS-96 de tres áreas para modelar 29 PPC con 93 generadores, mostrando así la practicidad de la formulación propuesta.

3.2. Estructura de la formulación propuesta

Se propone una formulación extendida de flujos de potencia en CA para incluir el control de las variables del sistema de manera comprehensiva, permitiendo el modelado de los controles de flujo de potencia de los PPC para las CEA de gran escala [85]. Utilizando conceptos de la formulación de flujos de potencia convencional, flujos de potencia óptimos y del análisis de sensibilidades lineales [43], se definen tres conjuntos de ecuaciones como (3.1)–(3.3) para establecer la estructura de la formulación.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\mathbf{f}^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad \mathbf{f}^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})]^\top = \mathbf{0} \quad (3.1)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = [\mathbf{g}^P(\mathbf{x}) \quad \mathbf{g}^Q(\mathbf{x})]^\top = \mathbf{0} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\mathbf{h}^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad \mathbf{h}^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})]^\top = \mathbf{0} \quad (3.3)$$

donde \mathbf{f} son las ecuaciones de balance de potencia; \mathbf{g}, \mathbf{h} son ecuaciones de restricción que establecen las condiciones operativas que debe satisfacer la solución; \mathbf{x} son las variables de estado; \mathbf{y} son variables de control que permiten el ajuste de las variables del sistema. Las variables de estado y de control se definen como en (3.4) y (3.5).

$$\mathbf{x} = [\boldsymbol{\theta} \quad \mathbf{V}]^\top = [\theta_1 \quad \dots \quad \theta_N \quad | \quad V_1 \quad \dots \quad V_N]^\top \quad (3.4)$$

$$\mathbf{y} = [\mathbf{P} \quad \mathbf{Q}]^\top = [\dots \quad P_k \quad \dots \quad | \quad \dots \quad Q_k \quad \dots]^\top, \quad \forall k \in \mathbf{r}^P, \forall k \in \mathbf{r}^Q \quad (3.5)$$

donde V, θ son las magnitudes y ángulos de fase de los voltajes nodales, respectivamente; P_k, Q_k son los despachos de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación k , respectivamente; N es el número total de nodos; $\mathbf{r}^P, \mathbf{r}^Q$ son los conjuntos de dispositivos de regulación con reservas de potencia activa y reactiva asociadas al control de planta, respectivamente.

Las ecuaciones de balance de potencia (3.1) están dadas por las conocidas expresiones (3.6) y (3.7) [42].

$$f_i^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = P_i + P_i^d - P_i^g = 0, \quad i = 1, \dots, N \quad (3.6)$$

$$f_i^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = Q_i + Q_i^d - Q_i^g = 0, \quad i = 1, \dots, N \quad (3.7)$$

donde P_i, Q_i son las inyecciones de potencia activa y reactiva en el nodo i , respectivamente P_i^d, Q_i^d son los despachos de potencia activa y reactiva demandada en el nodo i , respectivamente; P_i^g, Q_i^g son los despachos de potencia activa y reactiva generada en el nodo i , respectivamente.

Por otro lado, las ecuaciones de restricción (3.2) y (3.3) representan las ecuaciones del PPC para el control del flujo de potencia y la distribución de los comandos de potencia, respectivamente. Estas ecuaciones se pueden dividir como se muestra (3.8)–(3.11).

$$\mathbf{g}^P(\mathbf{x}) = [\dots \ g_c^P(\mathbf{x}) \ \dots]^T, \quad \forall c \in \mathbf{p}^P \quad (3.8)$$

$$\mathbf{g}^Q(\mathbf{x}) = [\dots \ g_c^Q(\mathbf{x}) \ \dots]^T, \quad \forall c \in \mathbf{p}^Q \quad (3.9)$$

$$\mathbf{h}^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\dots \ h_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \ \dots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^P \quad (3.10)$$

$$\mathbf{h}^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\dots \ h_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \ \dots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^Q \quad (3.11)$$

donde g_c^P, g_c^Q son las ecuaciones de restricción que imponen los controles de potencia activa y reactiva del controlador de planta c , respectivamente; h_k^P, h_k^Q son las ecuaciones de restricción que imponen la contribución ponderada de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación k , respectivamente; $\mathbf{p}^P, \mathbf{p}^Q$ son los conjuntos de controladores de planta que ejercen control de flujo de potencia activa y reactiva, respectivamente. Las expresiones para las ecuaciones de restricción se discuten en las Secciones 3.2.2 a 3.2.7.

El método de solución de NR para este sistema de ecuaciones no lineales se obtiene a partir de la expansión en series de Taylor de primer orden [43] de (3.1)–(3.3) alrededor de las condiciones iniciales \mathbf{x}_0 y \mathbf{y}_0 dadas por (3.12)–(3.14).

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) + \mathbf{J}_{f_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_{f_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \Delta \mathbf{y} \quad (3.12)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) + \mathbf{J}_{g_x}(\mathbf{x}_0) \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_{g_y}(\mathbf{x}_0) \Delta \mathbf{y} \quad (3.13)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{h}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) + \mathbf{J}_{h_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_{h_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \Delta \mathbf{y} \quad (3.14)$$

donde $\mathbf{J}_{f_x}, \mathbf{J}_{g_x}, \mathbf{J}_{h_x}$ son las matrices jacobianas de estado; $\mathbf{J}_{f_y}, \mathbf{J}_{g_y}, \mathbf{J}_{h_y}$ son las matrices jacobianas de control.

Como $\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}$ y $\mathbf{y} = \mathbf{y}_0 + \Delta \mathbf{y}$, es posible obtener incrementos $\Delta \mathbf{x}$ y $\Delta \mathbf{y}$ tales que $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{0}$, $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ y $\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{0}$ en (3.12)–(3.14). Por lo tanto, se puede establecer el sistema de ecuaciones lineales mostrado en (3.15).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{f_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{f_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{g_x}(\mathbf{x}_0) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{h_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{h_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Como se puede ver en (3.15), \mathbf{J}_{gy} es una matriz cero ya que ninguna de las restricciones asociadas con los controles de flujo de potencia del PPC tienen una relación explícita con las variables de control. La estructura de las matrices jacobianas tiene la forma que se muestra en (3.16).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\text{fx}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{\text{fy}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{\text{gx}}(\mathbf{x}_0) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{\text{hx}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{\text{hy}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{f}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \mathbf{f}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{P}} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{f}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{f}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{f}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{Q}} \\ \hline \frac{\partial \mathbf{g}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{g}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{g}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{g}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \mathbf{h}^{\text{P}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{P}} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^{\text{Q}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

donde (3.16) es de tamaño $(2N + m) \times (2N + n)$; $m = |\mathbf{p}^{\text{P}}| + |\mathbf{p}^{\text{Q}}| + |\mathbf{r}^{\text{P}}| + |\mathbf{r}^{\text{Q}}|$ es el número total de ecuaciones de restricción; $n = |\mathbf{r}^{\text{P}}| + |\mathbf{r}^{\text{Q}}|$ es el número total de variables de control. Las expresiones para las derivadas parciales de las ecuaciones de restricción se discuten en las Secciones 3.2.2 a 3.2.7.

Sin embargo, es evidente que (3.16) no es necesariamente una matriz cuadrada. Por lo tanto, se puede resolver para $\Delta \mathbf{x}$ y $\Delta \mathbf{y}$ como (3.17).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\text{fx}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{\text{fy}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{\text{gx}}(\mathbf{x}_0) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{\text{hx}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{\text{hy}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix}^+ \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} = -\mathbf{J}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)^+ \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde \mathbf{J}^+ es la inversa de Moore-Penrose [86] de la matriz \mathbf{J} . La matriz \mathbf{J} tiene rango de columna completo, lo que significa que (3.17) es una solución única para el sistema de ecuaciones lineales (3.15) y que \mathbf{J}^+ se convierte en una inversa izquierda como se muestra en (3.18).

$$\mathbf{J}^+ = (\mathbf{J}^T \mathbf{J})^{-1} \mathbf{J}^T \quad (3.18)$$

Generalizando para la i -ésima iteración, el método de solución de NR para el sistema de ecuaciones no lineales descrito por (3.1)–(3.3) está dado por (3.19).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_{i+1} \\ \mathbf{y}_{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_i \\ \mathbf{y}_i \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{f_x}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) & \mathbf{J}_{f_y}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \\ \mathbf{J}_{g_x}(\mathbf{x}_i) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{h_x}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) & \mathbf{J}_{h_y}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \end{bmatrix}^+ \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_i) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

donde $\mathbf{x}_{i+1}, \mathbf{y}_{i+1}$ son aproximaciones de la solución. Se considera que la convergencia a una solución se logra cuando $|\mathbf{f}(\mathbf{x}_{i+1}, \mathbf{y}_{i+1})| < \varepsilon_{pf}$ y $|\mathbf{g}(\mathbf{x}_{i+1})|, |\mathbf{h}(\mathbf{x}_{i+1}, \mathbf{y}_{i+1})| < \varepsilon_{con}$, donde ε_{pf} es una tolerancia de precisión especificada para las ecuaciones de balance de potencia y ε_{con} es una tolerancia de precisión especificada para las ecuaciones de restricción.

Cabe mencionar que la complejidad del sistema de ecuaciones lineales (3.15) se reduce al considerar nodos *Slack* y nodos *PV* (controles locales), por lo que (3.16) se puede escribir como $(2N - 2N^{\theta V} - N^{PV} + m) \times (2N - 2N^{\theta V} - N^{PV} + n)$. Se pueden lograr reducciones adicionales en la complejidad aplicando las consideraciones discutidas en las Secciones 3.2.4 y 3.2.7.

3.2.1. Cantidades medidas

Los PPC implementan sus estrategias de control midiendo cantidades remotas en el POI para realizar las acciones de control necesarias, como se puede ver en la Figura 3.1. Como tal, las cantidades medidas sirven como variables de retroalimentación y pueden representarse mediante (3.20)–(3.22) para el controlador de planta c .

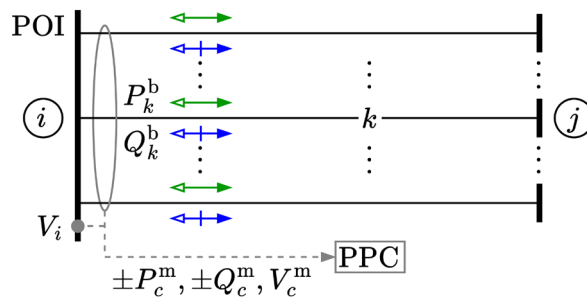


Figura 3.1. Cantidades medidas por un PPC.

$$\pm P_c^m = \pm \sum_{k \in \mathbf{p}_c^b} P_k^b \quad (3.20)$$

$$\pm Q_c^m = \pm \sum_{k \in \mathbf{p}_c^b} Q_k^b \quad (3.21)$$

$$V_c^m = V_i, \quad i \in \mathbf{p}_c^n \quad (3.22)$$

donde $\pm P_c^m, \pm Q_c^m$ son los flujos de potencia activa y reactiva medidos hacia las ramas (+) o hacia el nodo (-), respectivamente; V_c^m es el voltaje medido; P_k^b, Q_k^b son los flujos de potencia activa y reactiva del extremo de envío de la rama de transmisión k , respectivamente; \mathbf{p}_c^b es el conjunto de ramas de transmisión medidas; \mathbf{p}_c^n es un conjunto unitario con el nodo medido. Los flujos de potencia de la rama de transmisión están dados por las conocidas expresiones (3.23) y (3.24) [42].

$$P_k^b = V_i^2 g_{ii} + V_i V_j (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (3.23)$$

$$Q_k^b = -V_i^2 b_{ii} + V_i V_j (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (3.24)$$

donde i, j son los nodos de los extremos de envío y de recepción de la rama de transmisión k , respectivamente; $\bar{y}_{ii} = g_{ii} + jb_{ii}$, $\bar{y}_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ son los parámetros de admitancia del extremo de envío de la rama de transmisión k , respectivamente.

La linealización de (3.20)–(3.22) da lugar a las derivadas parciales (3.25)–(3.27) con respecto a las variables de estado.

$$(a) \quad \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial \theta_i} = \pm \sum_{k \in \mathbf{p}_c^b} \frac{\partial P_k^b}{\partial \theta_i} \quad (b) \quad \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial \theta_j} = \pm \frac{\partial P_k^b}{\partial \theta_j}, \quad \forall k \in \mathbf{p}_c^b \quad (3.25)$$

$$(c) \quad \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial V_i} = \pm \sum_{k \in \mathbf{p}_c^b} \frac{\partial P_k^b}{\partial V_i} \quad (d) \quad \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial V_j} = \pm \frac{\partial P_k^b}{\partial V_j}, \quad \forall k \in \mathbf{p}_c^b$$

$$(a) \quad \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial \theta_i} = \pm \sum_{k \in \mathbf{p}_c^b} \frac{\partial Q_k^b}{\partial \theta_i} \quad (b) \quad \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial \theta_j} = \pm \frac{\partial Q_k^b}{\partial \theta_j}, \quad \forall k \in \mathbf{p}_c^b \quad (3.26)$$

$$(c) \quad \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_i} = \pm \sum_{k \in \mathbf{p}_c^b} \frac{\partial Q_k^b}{\partial V_i} \quad (d) \quad \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_j} = \pm \frac{\partial Q_k^b}{\partial V_j}, \quad \forall k \in \mathbf{p}_c^b$$

$$\frac{\partial V_c^m}{\partial V_i} = \frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1, \quad i \in \mathbf{p}_c^n \quad (3.27)$$

Mientras que la linealización de (3.23) y (3.24) da lugar a las derivadas parciales (3.28) y (3.29) con respecto a las variables de estado.

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad \frac{\partial P_k^b}{\partial \theta_i} &= -Q_k^b - V_i^2 b_{ii} & \text{(b)} \quad \frac{\partial P_k^b}{\partial \theta_j} &= Q_k^b + V_i^2 b_{ii} \\ \text{(c)} \quad \frac{\partial P_k^b}{\partial V_i} &= \frac{P_k^b}{V_i} + V_i g_{ii} & \text{(d)} \quad \frac{\partial P_k^b}{\partial V_j} &= \frac{P_k^b}{V_j} - \frac{V_i^2 g_{ii}}{V_j} \\ \text{(a)} \quad \frac{\partial Q_k^b}{\partial \theta_i} &= P_k^b - V_i^2 g_{ii} & \text{(b)} \quad \frac{\partial Q_k^b}{\partial \theta_j} &= -P_k^b + V_i^2 g_{ii} \\ \text{(c)} \quad \frac{\partial Q_k^b}{\partial V_i} &= \frac{Q_k^b}{V_i} - V_i b_{ii} & \text{(d)} \quad \frac{\partial Q_k^b}{\partial V_j} &= \frac{Q_k^b}{V_j} + \frac{V_i^2 b_{ii}}{V_j} \end{aligned} \quad (3.28)$$

$$(3.29)$$

3.2.2. Control de potencia activa fija

El control de potencia activa fija permite controlar el flujo de potencia activa medido de manera que cumpla con una consigna especificada. La Figura 3.2 muestra una representación simplificada del lazo de control P del Controlador de Planta de Energía Renovable modelo B (REPC_B, por sus siglas en inglés) del WECC [39].

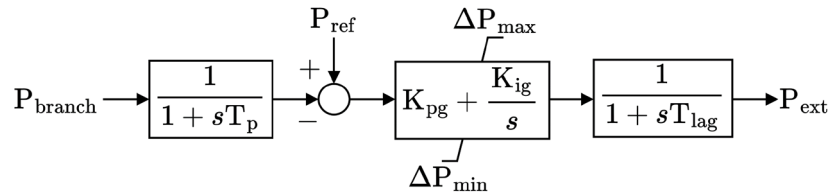


Figura 3.2. Lazo simplificado de control P del modelo REPC_B [39].

donde P_{branch} es el flujo de potencia activa medido; P_{ref} es la consigna de potencia activa; $\Delta P_{\text{max}}, \Delta P_{\text{min}}$ son los límites de desviación de potencia activa a nivel planta; P_{ext} es el comando de potencia activa a nivel planta; $K_{\text{pg}}, K_{\text{ig}}$ son las ganancias del control PI; $T_{\text{p}}, T_{\text{lag}}$ son las constantes de tiempo de filtro y de atraso, respectivamente.

Con base en la acción de control representada en la Figura 3.2, se define la ecuación de restricción (3.30) para modelar el control P para el controlador de planta c .

$$g_c^P(\mathbf{x}) = \pm P_c^m - P_c^{\text{ref}} = 0 \quad (3.30)$$

La linealización de (3.30) da lugar a las derivadas parciales (3.31) con respecto a las variables de estado.

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad \frac{\partial g_c^P(\mathbf{x})}{\partial \theta_i} &= \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial \theta_i} & \text{(b)} \quad \frac{\partial g_c^P(\mathbf{x})}{\partial \theta_j} &= \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial \theta_j}, \quad \forall k \in p_c^b \\ \text{(c)} \quad \frac{\partial g_c^P(\mathbf{x})}{\partial V_i} &= \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial V_i} & \text{(d)} \quad \frac{\partial g_c^P(\mathbf{x})}{\partial V_j} &= \pm \frac{\partial P_c^m}{\partial V_j}, \quad \forall k \in p_c^b \end{aligned} \quad (3.31)$$

3.2.3. Control de potencia reactiva fija

El control de potencia reactiva fija permite controlar el flujo de potencia reactiva medido de manera que cumpla con una consigna especificada. La Figura 3.3 muestra una representación simplificada del lazo de control Q del modelo REPC_B [39].

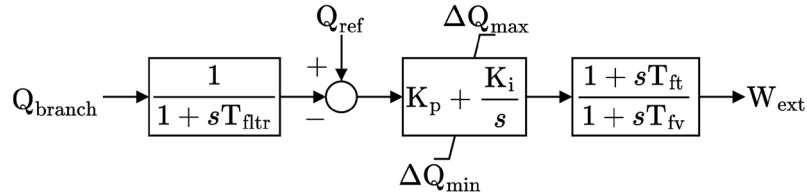


Figura 3.3. Lazo simplificado de control Q del modelo REPC_B [39].

donde Q_{branch} es el flujo de potencia reactiva medido; Q_{ref} es la consigna de potencia reactiva; $\Delta Q_{\text{max}}, \Delta Q_{\text{min}}$ son los límites de desviación de potencia reactiva a nivel planta; W_{ext} es el comando de potencia reactiva a nivel planta; K_p, K_i son las ganancias del control PI; $T_{\text{filtr}}, T_{\text{ft}}, T_{\text{fv}}$ son las constantes de tiempo de filtro, de adelanto y de atraso, respectivamente.

Con base en la acción de control representada en la Figura 3.3, se define la ecuación de restricción (3.32) para modelar el control Q para el controlador de planta c .

$$g_c^Q(\mathbf{x}) = \pm Q_c^m - Q_c^{\text{ref}} = 0 \quad (3.32)$$

La linealización de (3.32) da lugar a las derivadas parciales (3.33) con respecto a las variables de estado.

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial \theta_i} &= \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial \theta_i} & \text{(b)} \quad \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial \theta_j} &= \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial \theta_j}, \quad \forall k \in p_c^b \\ \text{(c)} \quad \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial V_i} &= \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_i} & \text{(d)} \quad \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial V_j} &= \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_j}, \quad \forall k \in p_c^b \end{aligned} \quad (3.33)$$

3.2.4. Control de voltaje fijo

El control de voltaje fijo permite controlar el voltaje medido de manera que cumpla con una consigna especificada. La Figura 3.4 muestra una representación simplificada del lazo de control V del modelo REPC_B [39].

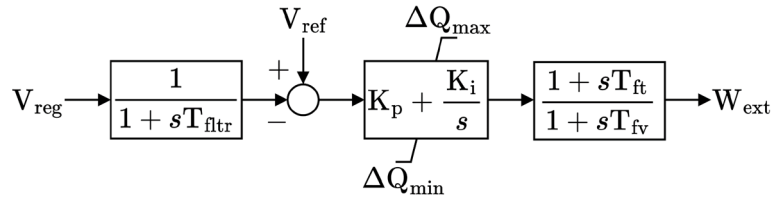


Figura 3.4. Lazo simplificado de control V del modelo REPC_B [39].

donde V_{reg} es el voltaje medido; V_{ref} es la consigna de voltaje.

Con base en la acción de control representada en la Figura 3.4, se define la ecuación de restricción (3.34) para modelar el control V para el controlador de planta c .

$$g_c^Q(\mathbf{x}) = \begin{cases} V_c^m - V_c^{\text{ref}} = 0, & Q_c^{\text{max}} > \pm Q_c^m > Q_c^{\text{min}} \\ \pm Q_c^m - Q_c^{\text{max}} = 0, & \pm Q_c^m \geq Q_c^{\text{max}} \\ \pm Q_c^m - Q_c^{\text{min}} = 0, & \pm Q_c^m \leq Q_c^{\text{min}} \end{cases} \quad (3.34)$$

donde $Q_c^{\text{max}}, Q_c^{\text{min}}$ son los límites de potencia reactiva a nivel planta.

En general, no se recomienda aplicar el control V en el POI ya que podría ser un nodo de red común para varias CEA. Por lo tanto, se requiere una implementación directa de los límites de

potencia reactiva a nivel planta tal como (3.34) dado que no siempre habrá una relación explícita entre Q_c^m y V_c^m . Cabe señalar que la ecuación de restricción de voltaje en (3.34) se puede omitir si se elimina la columna correspondiente al voltaje del nodo medido en (3.16), reduciendo así la complejidad de (3.15). En este sentido, solo existirán las derivadas parciales de (3.34) cuando se exceda el límite máximo o mínimo, y estas tendrán la forma general de (3.33).

3.2.5. Control de potencia reactiva por característica de regulación

El control de potencia reactiva por característica de regulación permite controlar el flujo de potencia reactiva medido de manera que cumpla con una característica de regulación dependiente del voltaje. La Figura 3.5 muestra una representación simplificada del lazo de control $Q(V)$ del modelo REPC_B [39]. Cabe señalar que la Figura 3.5 se ha reorganizado para mayor claridad.

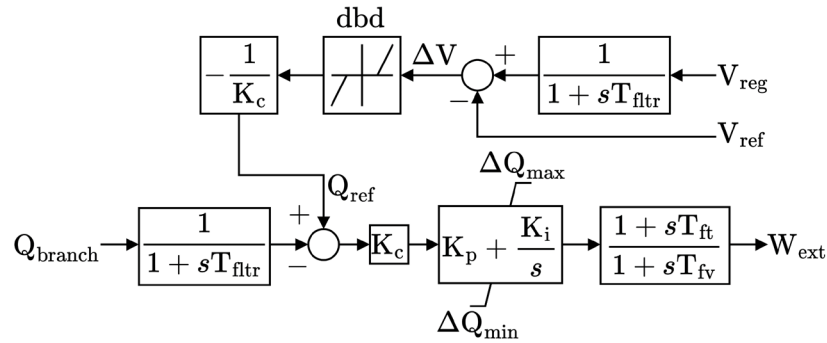


Figura 3.5. Lazo simplificado de control $Q(V)$ del modelo REPC_B [39].

donde K_c es el ajuste de pendiente de regulación; dbd es el ajuste de banda muerta; $Q_{ref} = -(V_{reg} - V_{ref} \pm dbd)/K_c$ es la consigna de potencia reactiva.

La consigna de potencia reactiva Q_{ref} representa una característica de regulación que se puede modelar mediante una función PWL para considerar la banda muerta, así como los límites de potencia reactiva a nivel planta. Sin embargo, esto introduciría derivadas discontinuas que pueden producir problemas de no convergencia cuando la solución se encuentra en las proximidades de los puntos de ruptura de la función. Por lo tanto, la característica de regulación debe modelarse mediante una función adecuada que tenga derivadas continuas. En este sentido, se propone un enfoque basado en funciones hiperbólicas para modelar las derivadas parciales de la

característica de regulación como una función suave. Por lo tanto, el modelo propuesto para la derivada parcial de la característica de regulación de potencia reactiva del controlador de planta c se representa por (3.35).

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad & \frac{\partial Q_c^{\text{ref}}}{\partial V_i} = \sum_{k=1}^4 \frac{A_k}{2} \tanh\left(\frac{\Delta V - B_k}{C}\right), \quad i \in \mathbf{p}_c^n \\
 \text{(b)} \quad & A_k = \left\{ -\frac{Q_c^{\text{max}}}{R_c^{\text{cap}}}, \frac{Q_c^{\text{max}}}{R_c^{\text{cap}}}, \frac{Q_c^{\text{min}}}{R_c^{\text{ind}}}, -\frac{Q_c^{\text{min}}}{R_c^{\text{ind}}} \right\} \\
 \text{(c)} \quad & B_k = \left\{ (-R_c^{\text{cap}} - db_c^{\text{cap}}), -db_c^{\text{cap}}, db_c^{\text{ind}}, (db_c^{\text{ind}} + R_c^{\text{ind}}) \right\}
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

donde $\Delta V = V_c^{\text{m}} - V_c^{\text{ref}}$ es la desviación de voltaje; $R_c^{\text{cap}}, R_c^{\text{ind}}$ son los ajustes de pendiente de regulación capacitiva e inductiva, respectivamente; $db_c^{\text{cap}}, db_c^{\text{ind}}$ son los ajustes de banda muerta capacitiva e inductiva, respectivamente; A es un conjunto de pendientes; B es un conjunto de desplazamientos horizontales; $C = tw/10$ es el factor de suavidad, con tw representando el "ancho de transición" de la función tangente hiperbólica en términos de ΔV en pu.

Por otro lado, la característica de regulación Q_c^{ref} se obtiene mediante la integración indefinida de (3.35)(a). Por lo tanto, con base en la acción de control representada en la Figura 3.5, se define la ecuación de restricción (3.36) para modelar el control $Q(V)$ para el controlador de planta c .

$$g_c^Q(\mathbf{x}) = Q_c^{\text{m}} - \left\{ \sum_{k=1}^4 \frac{A_k C}{2} \ln \left[\cosh\left(\frac{\Delta V - B_k}{C}\right) \right] + D \right\} = 0 \tag{3.36}$$

donde $D = (Q_c^{\text{max}} + Q_c^{\text{min}})/2$ es un desplazamiento vertical.

La Figura 3.6 ejemplifica una característica de regulación suavizada para un valor de $tw = 0.02$ pu, lo cual se puede apreciar en las cuatro transiciones de la derivada parcial. Se ha determinado que valores de transición de 0.02 a 0.04 pu son adecuados para la mayoría de las situaciones. Cabe destacar que la implementación propuesta es bastante flexible y permite modelar características de regulación con diferentes parámetros para las regiones capacitiva e inductiva.

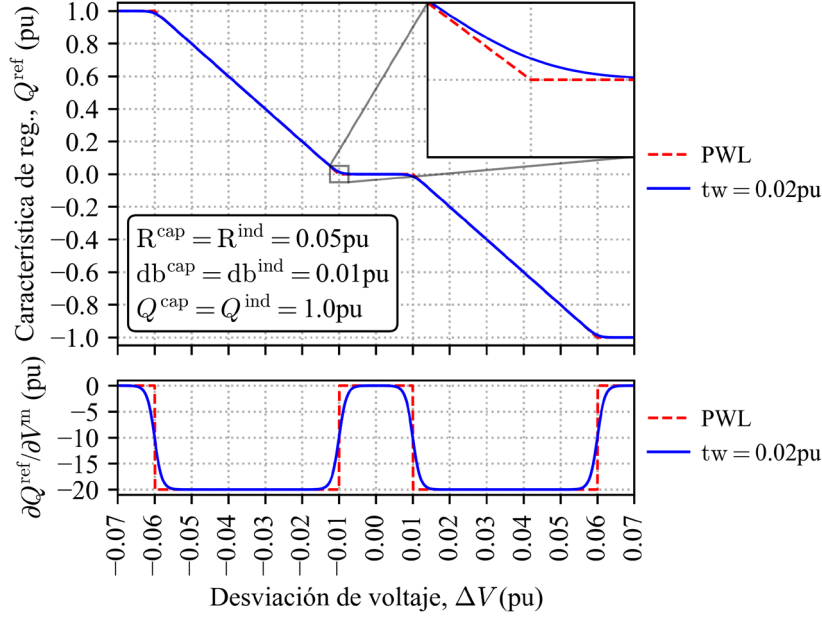


Figura 3.6. Característica de regulación suavizada.

Con respecto a la linealización de (3.36), sus derivadas parciales tendrán la forma general de (3.33), considerando el caso particular representado por (3.37).

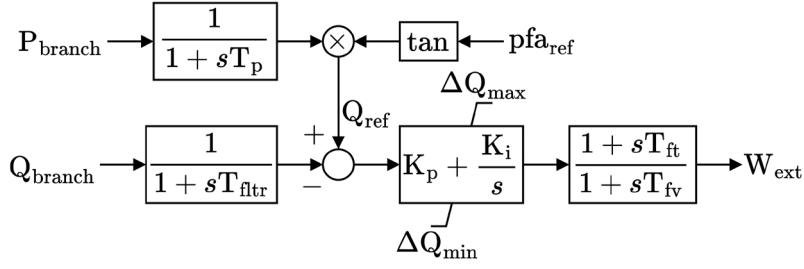
$$\frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial V_i} = \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_i} - \left[\sum_{k=1}^4 \frac{A_k}{2} \tanh\left(\frac{\Delta V - B_k}{C}\right) \right], \quad i \in \mathbf{p}_c^n \quad (3.37)$$

Para una inicialización del método de NR con perfil plano de voltajes, se recomienda inicializar (3.35)(a) de acuerdo con (3.38), de manera que se limite el cambio inicial de V_c^m . Este método de inicialización contribuirá a la velocidad de convergencia ya que limitará los cambios abruptos en Q_c^{ref} al limitar V_c^m cuando $|\Delta V| \gg 0$ al inicio del proceso de solución.

$$\frac{\partial Q_c^{\text{ref}}(\mathbf{x}_0)}{\partial V_i} = \begin{cases} -Q_c^{\text{max}}/R_c^{\text{cap}}, & \Delta V < 0 \\ Q_c^{\text{min}}/R_c^{\text{ind}}, & \Delta V > 0, \quad i \in \mathbf{p}_c^n \\ \min\{-Q_c^{\text{max}}/R_c^{\text{cap}}, Q_c^{\text{min}}/R_c^{\text{ind}}\}, & \Delta V = 0 \end{cases} \quad (3.38)$$

3.2.6. Control de factor de potencia fijo

El control de factor de potencia fijo permite controlar el flujo de potencia reactiva medido de manera que cumpla con una consigna de factor de potencia especificada. La Figura 3.7 muestra una representación simplificada del lazo de control $Q(P)$ del modelo REPC_B [39].


 Figura 3.7. Lazo simplificado de control $Q(P)$ del modelo REPC_B [39].

donde pfa_{ref} es la consigna de ángulo del factor de potencia; $Q_{ref} = P_{branch} \tan(pfa_{ref})$ es la consigna de potencia reactiva.

Con base en la acción de control representada en la Figura 3.7, se define la ecuación de restricción (3.39) para modelar el control $Q(P)$ para el controlador de planta c .

$$\begin{aligned}
 (a) \quad & g_c^Q(\mathbf{x}) = Q_c^m - \left\{ \sum_{k=1}^2 \frac{A_k C}{2} \ln \left[\cosh \left(\frac{\pm P_c^m(\mathbf{x}) - B_k}{C} \right) \right] + D \right\} = 0 \\
 (b) \quad & A_k = \{ -|\tan(\varphi_c^{ref})|, |\tan(\varphi_c^{ref})| \} \\
 (c) \quad & B_k = \left\{ \frac{Q_c^{max}}{\tan(\varphi_c^{ref})}, \frac{Q_c^{min}}{\tan(\varphi_c^{ref})} \right\}
 \end{aligned} \tag{3.39}$$

donde φ_c^{ref} es la consigna de ángulo del factor de potencia.

La linealización de (3.39) da lugar a las derivadas parciales (3.40) con respecto a las variables de estado.

$$\begin{aligned}
 (a) \quad & \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial \theta_i} = \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial \theta_i} - \left[\sum_{k=1}^2 \frac{A_k}{2} \tanh \left(\frac{\Delta V - B_k}{C} \right) \left(\pm \frac{\partial P_c^m}{\partial \theta_i} \right) \right] \\
 (b) \quad & \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial \theta_j} = \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial \theta_j} - \left[\sum_{k=1}^2 \frac{A_k}{2} \tanh \left(\frac{\Delta V - B_k}{C} \right) \left(\pm \frac{\partial P_c^m}{\partial \theta_j} \right) \right], \quad \forall k \in \mathbf{p}_c^b \\
 (c) \quad & \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial V_i} = \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_i} - \left[\sum_{k=1}^2 \frac{A_k}{2} \tanh \left(\frac{\Delta V - B_k}{C} \right) \left(\pm \frac{\partial P_c^m}{\partial V_i} \right) \right] \\
 (d) \quad & \frac{\partial g_c^Q(\mathbf{x})}{\partial V_j} = \pm \frac{\partial Q_c^m}{\partial V_j} - \left[\sum_{k=1}^2 \frac{A_k}{2} \tanh \left(\frac{\Delta V - B_k}{C} \right) \left(\pm \frac{\partial P_c^m}{\partial V_j} \right) \right], \quad \forall k \in \mathbf{p}_c^b
 \end{aligned} \tag{3.40}$$

El mismo enfoque de modelado utilizado en la Sección 3.2.5 se utiliza para considerar los límites de potencia reactiva a nivel planta. Para esta implementación, se ha determinado que valores de ancho de transición de 0.2 a 0.4 pu son adecuados para la mayoría de las situaciones.

3.2.7. Distribución de comandos de potencia activa y reactiva

Los PPC distribuyen los comandos de potencia activa y reactiva entre sus dispositivos de regulación de manera ponderada, es decir, se asigna un cierto peso a las consignas dependiendo de la estrategia de regulación (por ejemplo, priorizar el despacho de la compensación reactiva). La Figura 3.8 muestra una representación simplificada de la distribución de comandos de potencia del modelo REPC_B [39].

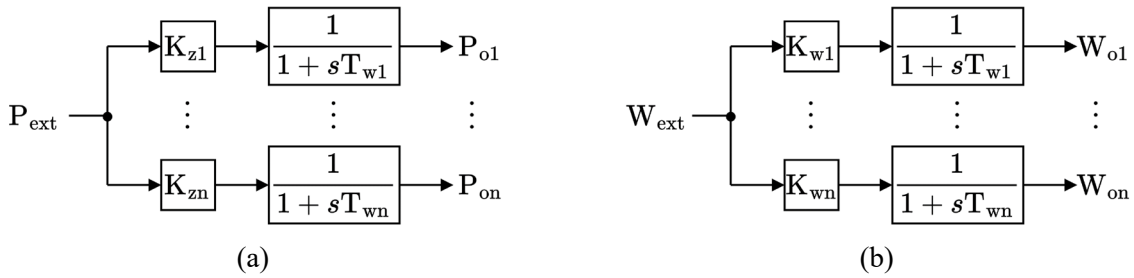


Figura 3.8. Distribución de comandos de potencia del modelo REPC_B [39] (a) Activa (b) Reactiva.

donde K_z, K_w son los factores de peso activo y reactivo, respectivamente; P_o, W_o son las consignas de las potencias activa y reactiva de los dispositivos de regulación, respectivamente; T_w es la constante de tiempo de atraso.

Con base en la acción de control representada en la Figura 3.8, se definen las ecuaciones de restricción (3.41) y (3.42) para modelar la contribución ponderada de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación k , respectivamente.

$$h_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = P_k^r - \frac{w_k^P}{\sum_{m \in \mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^P} \sum_{m \in \mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r} P_m^r = 0 \quad (3.41)$$

$$h_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = Q_k^r - \frac{w_k^Q}{\sum_{m \in \mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^Q} \sum_{m \in \mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r} Q_m^r = 0 \quad (3.42)$$

donde P_k^r, Q_k^r son las inyecciones de potencia activa y reactiva, respectivamente; w_k^P, w_k^Q son los factores de peso de las potencias activa y reactiva, respectivamente; \mathbf{p}_c^r es el conjunto de dispositivos de regulación asociados al controlador de planta c . Considerando un modelo dependiente del voltaje, las inyecciones de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación k conectado al nodo i están dadas por (3.43) y (3.44).

$$P_k^r = \begin{cases} P_k, & \text{Constante (Potencia)} \\ P_k V_i, & \text{Lineal (Corriente)} \\ P_k V_i^2, & \text{Cuadrática (Admitancia)} \end{cases} \quad (3.43)$$

$$Q_k^r = \begin{cases} Q_k, & \text{Constante (Potencia)} \\ Q_k V_i, & \text{Lineal (Corriente)} \\ Q_k V_i^2, & \text{Cuadrática (Admitancia)} \end{cases} \quad (3.44)$$

La linealización de (3.41) y (3.42) da lugar a las derivadas parciales (3.45) y (3.46) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad \frac{\partial h_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} &= \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} - \frac{w_k^P}{\sum_{m \in \mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^P} \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} \\ \text{(b)} \quad \frac{\partial h_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_j} &= - \frac{w_k^P}{\sum_{m \in \mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^P} \frac{\partial P_m^r}{\partial V_j}, \quad \forall m \in (\mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r) \setminus \{k\} \\ \text{(c)} \quad \frac{\partial h_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial P_k} &= \frac{\partial P_k^r}{\partial P_k} - \frac{w_k^P}{\sum_{m \in \mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^P} \frac{\partial P_k^r}{\partial P_k} \\ \text{(d)} \quad \frac{\partial h_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial P_m} &= - \frac{w_k^P}{\sum_{m \in \mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^P} \frac{\partial P_m^r}{\partial P_m}, \quad \forall m \in (\mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r) \setminus \{k\} \end{aligned} \quad (3.45)$$

Mientras que la linealización de (3.43) y (3.44) da lugar a las derivadas parciales (3.47) y (3.48) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad \frac{\partial h_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} &= \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} - \frac{w_k^Q}{\sum_{m \in \mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^Q} \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} \\
 \text{(b)} \quad \frac{\partial h_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_j} &= - \frac{w_k^Q}{\sum_{m \in \mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^Q} \frac{\partial Q_m^r}{\partial V_j}, \quad \forall m \in (\mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r) \setminus \{k\} \\
 \text{(c)} \quad \frac{\partial h_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial Q_k} &= \frac{\partial Q_k^r}{\partial Q_k} - \frac{w_k^Q}{\sum_{m \in \mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^Q} \frac{\partial Q_k^r}{\partial Q_k}
 \end{aligned} \tag{3.46}$$

$$\text{(d)} \quad \frac{\partial h_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial Q_m} = - \frac{w_k^Q}{\sum_{m \in \mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r} w_m^Q} \frac{\partial Q_m^r}{\partial Q_m}, \quad \forall m \in (\mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r) \setminus \{k\}$$

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} &= \begin{cases} P_k, & \text{Lineal (Corriente)} \\ 2P_k V_i, & \text{Cuadrática (Admitancia)} \end{cases} \\
 \text{(b)} \quad \frac{\partial P_k^r}{\partial P_k} &= \begin{cases} 1, & \text{Constante (Potencia)} \\ V_i, & \text{Lineal (Corriente)} \\ V_i^2, & \text{Cuadrática (Admitancia)} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} &= \begin{cases} Q_k, & \text{Lineal (Corriente)} \\ 2Q_k V_i, & \text{Cuadrática (Admitancia)} \end{cases} \\
 \text{(b)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial Q_k} &= \begin{cases} 1, & \text{Constante (Potencia)} \\ V_i, & \text{Lineal (Corriente)} \\ V_i^2, & \text{Cuadrática (Admitancia)} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.48}$$

Para una inicialización con perfil plano, se recomienda inicializar (3.43) y (3.44) de modo que (3.41) y (3.42) se cumplan al inicio del proceso de solución. Por ejemplo, se puede distribuir una cantidad simbólica de potencia activa y reactiva (por ejemplo, 1×10^{-4} pu) entre los grupos de regulación $\mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r$ y $\mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r$. Este método de inicialización contribuirá a la velocidad de convergencia ya que el proceso de solución ajustará las variables de control al mismo tiempo que mantiene la distribución deseada durante todo el proceso de solución.

También se recomienda verificar y aplicar (pero no imponer) los límites de potencia activa y reactiva desde el inicio del proceso de solución. Sólo después de completar al menos dos iteraciones (o cuando los errores se reduzcan por debajo de un valor aceptable) deberán imponerse los límites. La razón de esta consideración es que los dispositivos de regulación con capacidades relativamente pequeñas y pesos elevados (por ejemplo, compensación reactiva) pueden sobrepasar ampliamente sus límites de potencia, provocando un error excesivo cuando finalmente se impongan sus límites. La imposición de los límites de potencia activa y reactiva para el dispositivo de regulación k implica lo siguiente:

$$\begin{aligned} P_k \geq P_k^{\max} &\Rightarrow P_k = P_k^{\max}, \\ P_k \leq P_k^{\min} &\Rightarrow P_k = P_k^{\min}, \end{aligned} \quad \mathbf{r}^P = \mathbf{r}^P \setminus \{k\}, \quad \forall k \in \mathbf{r}^P \quad (3.49)$$

$$\begin{aligned} Q_k \geq Q_k^{\max} &\Rightarrow Q_k = Q_k^{\max}, \\ Q_k \leq Q_k^{\min} &\Rightarrow Q_k = Q_k^{\min}, \end{aligned} \quad \mathbf{r}^Q = \mathbf{r}^Q \setminus \{k\}, \quad \forall k \in \mathbf{r}^Q \quad (3.50)$$

donde $P_k^{\max}, P_k^{\min}, Q_k^{\max}, Q_k^{\min}$ son los límites de potencia activa y reactiva, respectivamente. Una vez que se impone un límite, el dispositivo de regulación k debe retirarse del conjunto de dispositivos de regulación correspondiente. Cabe señalar que la ecuación de restricción correspondiente (3.41) o (3.42) se puede omitir cuando $|\mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r| = 1$ o $|\mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r| = 1$ si se elimina el renglón correspondiente al dispositivo restante en el grupo de regulación, reduciendo así la complejidad de (3.15).

Adicionalmente, una vez finalizado el proceso anterior para todos los dispositivos de regulación, se deberán realizar las siguientes verificaciones:

$$\mathbf{r}^P \cap \mathbf{p}_c^r = \emptyset \Rightarrow \mathbf{p}^P = \mathbf{p}^P \setminus \{c\}, \quad \forall c \in \mathbf{p}^P \quad (3.51)$$

$$\mathbf{r}^Q \cap \mathbf{p}_c^r = \emptyset \Rightarrow \mathbf{p}^Q = \mathbf{p}^Q \setminus \{c\}, \quad \forall c \in \mathbf{p}^Q \quad (3.52)$$

Si un grupo de regulación asociado con el controlador de planta c se convierte en un conjunto vacío, entonces debe eliminarse del conjunto correspondiente de controladores de planta con restricciones vinculantes.

3.3. Validación de la formulación propuesta

Para validar el enfoque de modelado introducido en este capítulo, se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia y se comparan contra una simulación dinámica completa utilizando modelos genéricos del WECC [39] que se encuentran en la biblioteca del software PSS®E. Para ello, se utiliza un sistema de prueba representativo de una CEA con una capacidad declarada en el POI de 100 MW, como se muestra en la Figura 3.9.

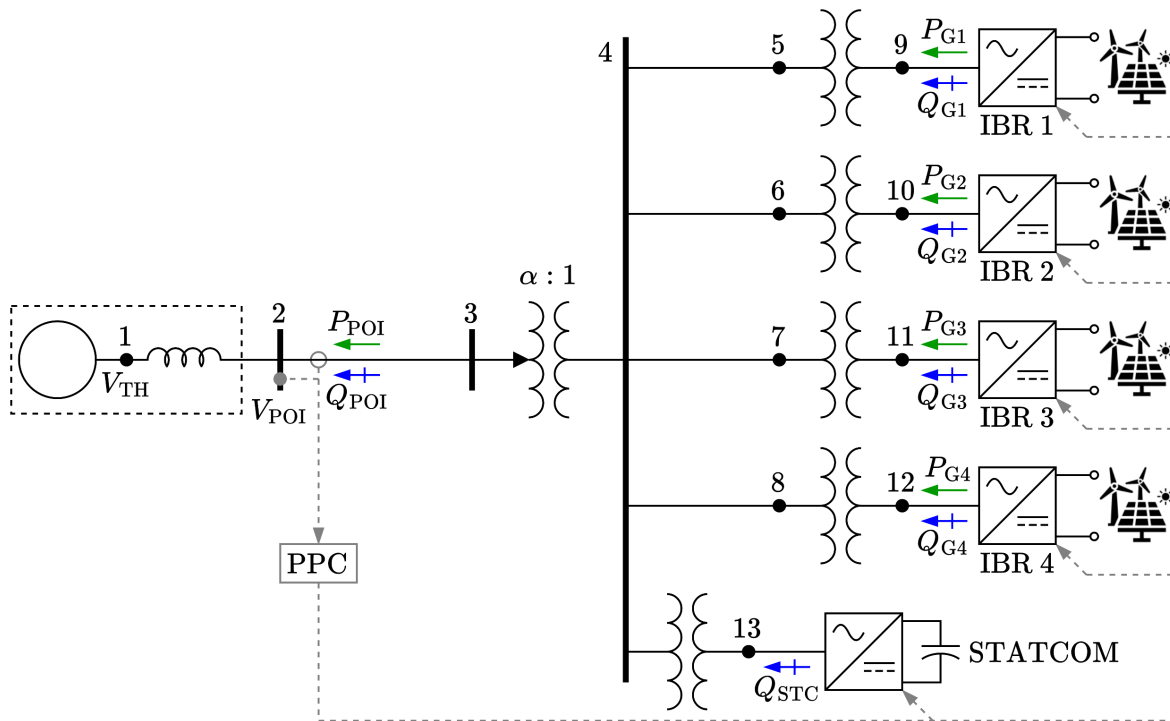


Figura 3.9. Sistema de prueba de una CEA de 100 MW con cuatro IBR y un STATCOM.

El sistema de prueba está compuesto por 13 nodos, cuatro IBR equivalentes con sus transformadores de unidad equivalentes, un STATCOM con su transformador de unidad, cuatro alimentadores de colección equivalentes, un transformador de potencia y una línea de transmisión que se interconecta a un equivalente de red eléctrica. La red equivalente tiene una relación de cortocircuito (SCR, por sus siglas en inglés) de 500 MVA, es decir, cinco veces la capacidad de la CEA. En la Tabla 3.1 figuran los datos de capacidad de la planta y de sus dispositivos de regulación, así como la estrategia de regulación.

Tabla 3.1. Capacidades y estrategia de regulación para el sistema de prueba.

Dispositivo	P^{\max}	P^{\min}	Q^{\max}	Q^{\min}	w^P	w^Q
	(MW)		(MVar)			
Eq. Thev.	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	---	---
PPC	100.0	0.0	32.87	-32.87	---	---
IBR 1	30.0	0.0	14.53	-14.53	30.0	3.0
IBR 2	20.0	0.0	9.69	-9.69	20.0	2.0
IBR 3	30.0	0.0	14.53	-14.53	30.0	3.0
IBR 4	20.0	0.0	9.69	-9.69	20.0	2.0
STATCOM	0.0	0.0	12.5	-12.5	0.0	90.0

La formulación propuesta de flujos de potencia se implementa en Python v3.9 [87], [88] para las simulaciones en estado estacionario, considerando lo siguiente:

- i.* La red equivalente se modela de forma explícita como se muestra en la Figura 3.9, de forma que el nodo 1 sirva como nodo *Slack*.
- ii.* Los IBR se modelan sin dependencia del voltaje, mientras que el STATCOM se modela con dependencia lineal del voltaje.
- iii.* Se utilizan tolerancias de precisión de $\varepsilon_{pf} = 0.01$ MVA y $\varepsilon_{con} = 0.0001$ MVA.

Por otro lado, las simulaciones dinámicas se ejecutan utilizando PSS®E Xplore v35.3 [89], considerando lo siguiente:

- i.* La fuente de la red equivalente se modela como un bus infinito utilizando un modelo tipo *Playback*.
- ii.* Se utiliza un paso de integración $\Delta t = 1$ ms y un tiempo total de simulación $t = 10$ s, mientras que todas las perturbaciones se aplican en $t = 1$ s.
- iii.* Para fines de inicialización, los dispositivos de regulación se despachan manualmente en PSS®E de forma que la condición operativa inicial en el POI sea correcta.

En el Apéndice A se proporcionan los datos detallados sobre los parámetros de la red eléctrica, así como de los modelos dinámicos utilizados para el PPC y para los dispositivos de regulación.

3.3.1. Caso 1: Control de potencia activa fija

Se aplican una serie de cambios escalón a P_{ref} para ajustar P_{POI} a diferentes valores de acuerdo con el lazo de control representado en la Figura 3.2. En este sentido, se validan tres consignas de potencia activa, más específicamente, consignas que representan el 25%, 50% y 100% de la capacidad activa de la planta en el POI. Para este propósito, se utiliza el control Q para mantener $Q_{\text{POI}} = 0$ MVar en todas las condiciones operativas. Adicionalmente, se ajustan $\alpha = 1$ pu y $V_{\text{TH}} = 1$ pu para todas las condiciones. Considerando lo anterior, se aplican los siguientes cambios escalón:

Escalón 1: $P_{\text{POI}} = 0 \rightarrow 25 \text{ MW}$ (25% P^{max}).

Escalón 2: $P_{\text{POI}} = 0 \rightarrow 50 \text{ MW}$ (50% P^{max}).

Escalón 3: $P_{\text{POI}} = 0 \rightarrow 100 \text{ MW}$ (saturación).

La Figura 3.10 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas, mientras que la Tabla 3.2 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para P_{POI} fue sólo de 2.9×10^{-5} pu (0.0029%) para el **Escalón 3**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación no superó 1.4×10^{-5} pu (0.0014%) para la potencia activa y 9×10^{-6} pu (0.0009%) para la potencia reactiva. Cabe señalar que se requirió un máximo de **cuatro** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Estos resultados demuestran la precisión del método presentado para modelar el control P de un PPC en los estudios de flujos de potencia.

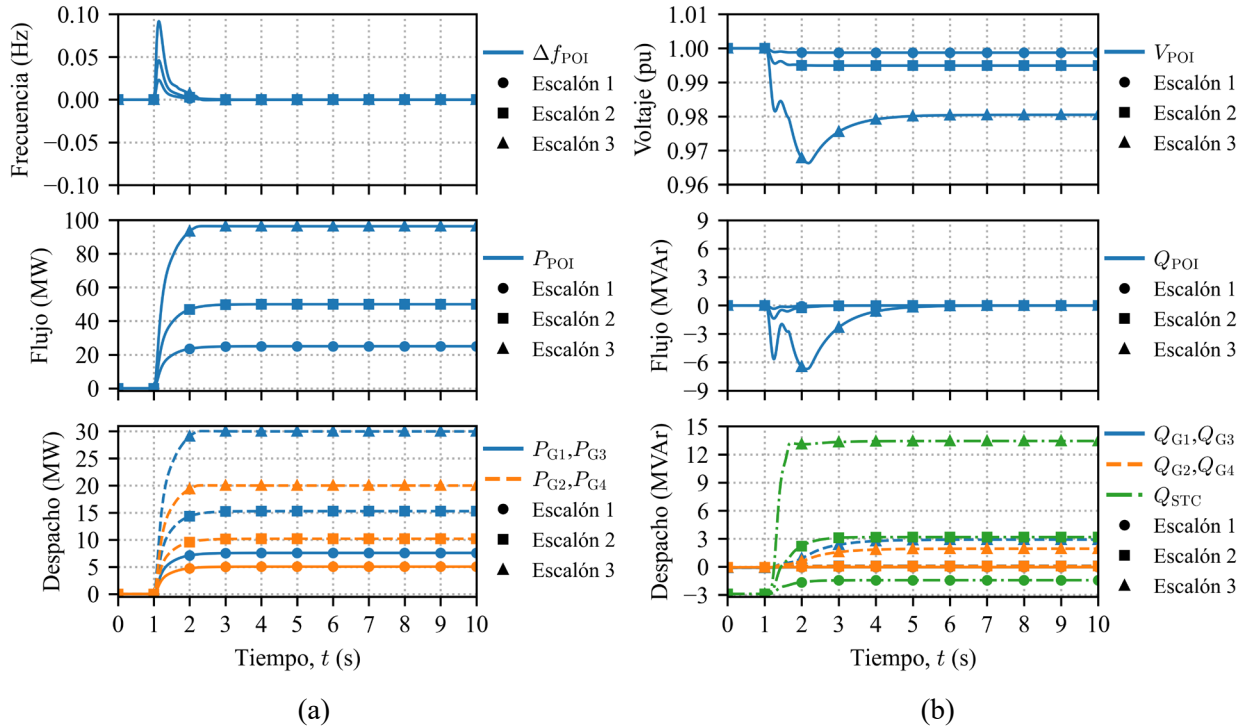


Figura 3.10. Caso 1: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación
(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.2. Caso 1: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	24.9996	25.0000	0.0001	0.0000	0.998745	0.998746
Escalón 2	49.9992	50.0000	0.0001	0.0000	0.994931	0.994936
Escalón 3	96.3318	96.3289	-0.0003	0.0000	0.980484	0.980506
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	7.5722	7.5723	5.0481	5.0482		
Escalón 2	15.2903	15.2905	10.1935	10.1937		
Escalón 3	30.0002	30.0000	20.0014	20.0000		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	-0.0477	-0.0477	-0.0318	-0.0318	-1.4314	-1.4314
Escalón 2	0.1057	0.1058	0.0705	0.0705	3.1724	3.1725
Escalón 3	2.8986	2.8977	1.9324	1.9318	13.4438	13.4440

3.3.2. Caso 2: Control de potencia reactiva fija

Se aplican una serie de cambios escalón a Q_{ref} para ajustar Q_{POI} a diferentes valores de acuerdo con el lazo de control representado en la Figura 3.3. En este sentido, se validan tres consignas de potencia reactiva, más específicamente, consignas que representan el 25%, 50% y el 100% de la capacidad reactiva de la planta en el POI. Para este propósito, se utiliza el control P para mantener $P_{POI} = 0$ MW en todas las condiciones operativas. Adicionalmente, se ajustan $\alpha = 1.1$ pu y $\alpha = 0.9$ pu para las regiones capacitiva e inductiva, respectivamente, mientras que $V_{TH} = 1$ pu para todas las condiciones. Considerando lo anterior, se aplican los siguientes cambios escalón:

(2a) Región capacitiva:

Escalón 1: $Q_{POI} = 0 \rightarrow 8.2171$ MVar (25% Q^{max})

Escalón 2: $Q_{POI} = 0 \rightarrow 16.4342$ MVar (50% Q^{max})

Escalón 3: $Q_{POI} = 0 \rightarrow 32.8684$ MVar (100% Q^{max})

(2b) Región inductiva:

Escalón 1: $Q_{POI} = 0 \rightarrow -8.2171$ MVar (25% Q^{min})

Escalón 2: $Q_{POI} = 0 \rightarrow -16.4342$ MVar (50% Q^{min})

Escalón 3: $Q_{POI} = 0 \rightarrow -32.8684$ MVar (100% Q^{min})

La Figura 3.11 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región capacitiva**, mientras que la Tabla 3.3 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para Q_{POI} fue sólo de **3.3×10^{-5} pu (0.0033%)** para el **Escalón 3**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación fue de **0 pu (0%)** para la potencia activa y no superó **7×10^{-6} pu (0.0007%)** para la potencia reactiva. Cabe señalar que se requirió un máximo de **cuatro** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Por otro lado, la Figura 3.12 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región inductiva**, mientras que la Tabla 3.4 muestra la comparación entre las simulaciones

dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para Q_{POI} fue sólo de 6×10^{-6} pu (0.0006%) para el Escalón 3. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación fue de 0 pu (0%) para la potencia activa y no superó 1×10^{-6} pu (0.0001%) para la potencia reactiva. Cabe señalar que se requirió un máximo de cinco iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Estos resultados confirman la precisión del método presentado para modelar el control Q de un PPC en los estudios de flujos de potencia.

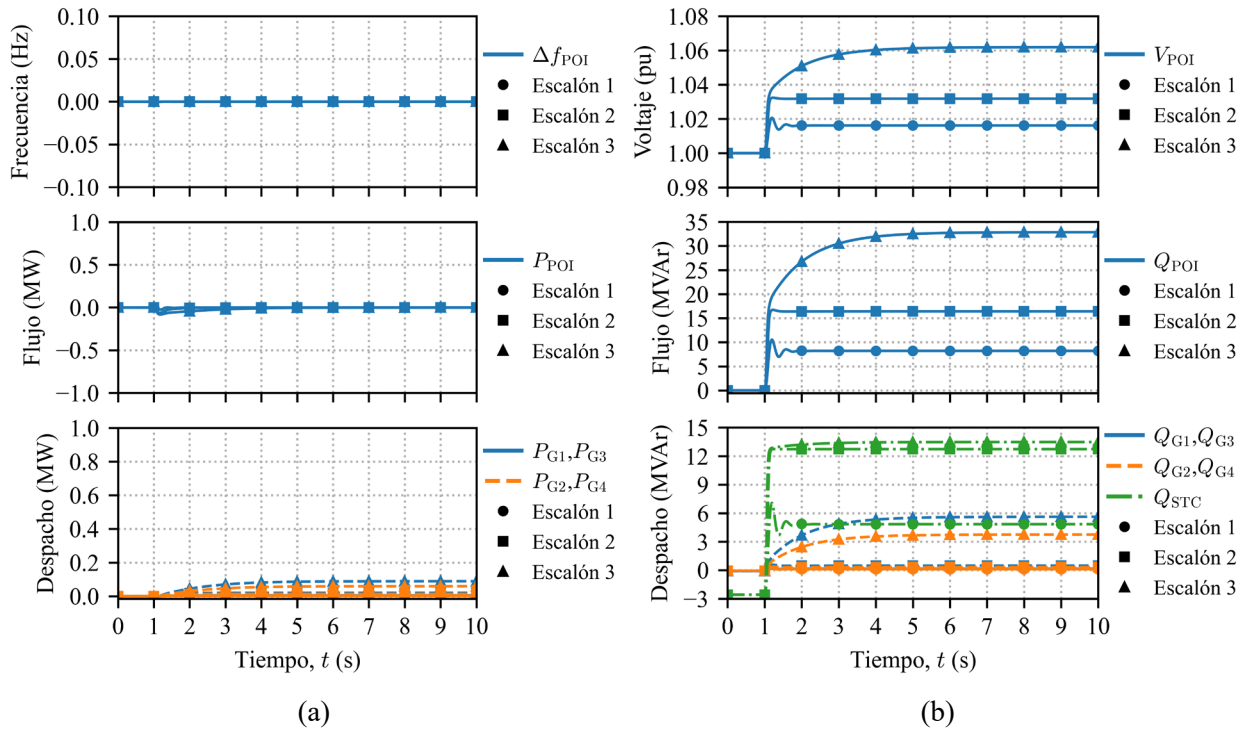


Figura 3.11. Caso 2a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.3. Caso 2a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	0.0000	0.0000	8.2171	8.2171	1.016181	1.016173
Escalón 2	0.0000	0.0000	16.4341	16.4342	1.031869	1.031854
Escalón 3	0.0000	0.0000	32.8651	32.8684	1.061928	1.061905
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	0.0047	0.0047	0.0032	0.0032		
Escalón 2	0.0200	0.0200	0.0133	0.0133		
Escalón 3	0.0892	0.0892	0.0595	0.0595		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	0.1612	0.1612	0.1075	0.1075	4.8363	4.8364
Escalón 2	0.4810	0.4811	0.3207	0.3207	12.7332	12.7330
Escalón 3	5.6221	5.6228	3.7481	3.7485	13.4875	13.4875

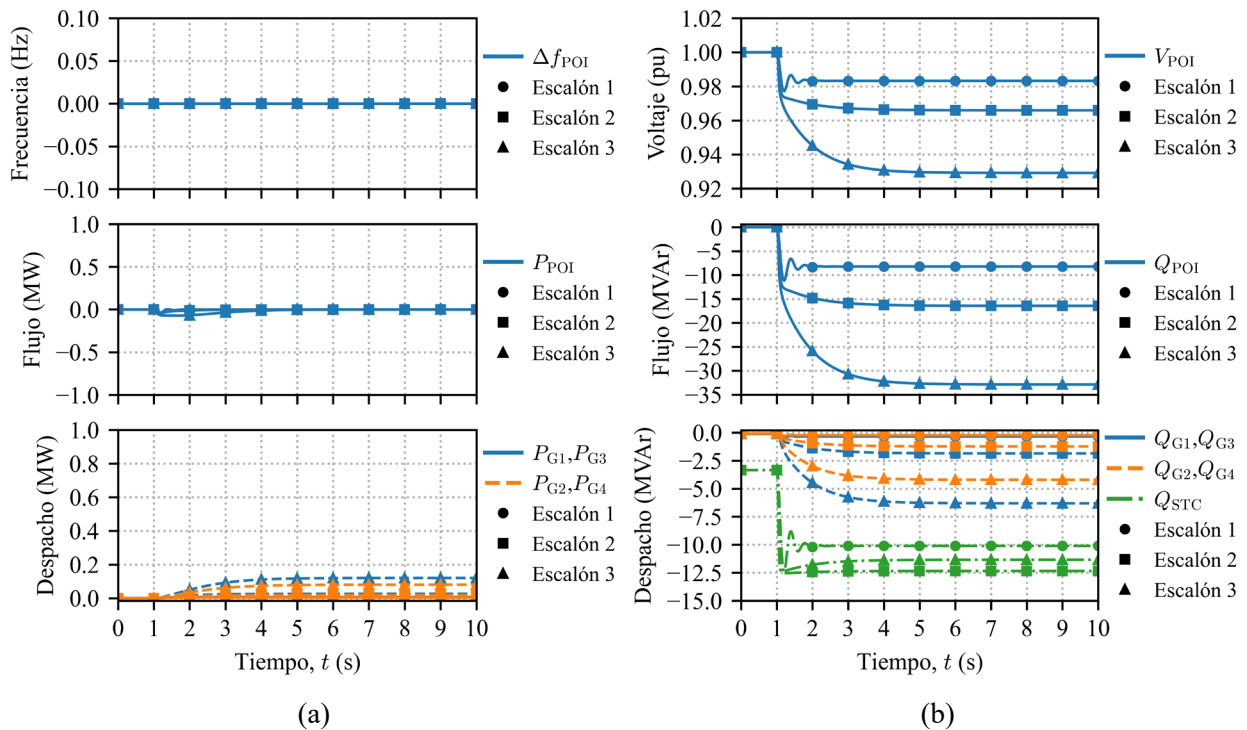


Figura 3.12. Caso 2b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación

(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.4. Caso 2b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	0.0000	0.0000	-8.2171	-8.2171	0.983278	0.983286
Escalón 2	0.0000	0.0000	-16.4339	-16.4342	0.965957	0.965974
Escalón 3	0.0000	0.0000	-32.8678	-32.8684	0.929222	0.929259
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	0.0066	0.0066	0.0044	0.0044		
Escalón 2	0.0261	0.0261	0.0174	0.0174		
Escalón 3	0.1200	0.1200	0.0800	0.0800		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	-0.3368	-0.3368	-0.2245	-0.2245	-10.1037	-10.1037
Escalón 2	-1.8550	-1.8550	-1.2367	-1.2367	-12.3449	-12.3452
Escalón 3	-6.3099	-6.3100	-4.2066	-4.2067	-11.3479	-11.3485

3.3.3. Caso 3: Control de voltaje fijo

Se aplican una serie de cambios escalón a V_{ref} para ajustar V_{POI} a diferentes valores de acuerdo con el lazo de control representado en la Figura 3.4. En este sentido, se validan dos consignas de voltaje, más específicamente, consignas que representan variaciones de $\pm 5\%$ y $\pm 10\%$ del voltaje nominal. Para este propósito, se utiliza el control P para mantener $P_{POI} = 50$ MW en todas las condiciones operativas. Adicionalmente, se ajustan $\alpha = 1.1$ pu y $\alpha = 0.9$ pu para las regiones capacitiva e inductiva, respectivamente, mientras que $V_{TH} = 1.004988$ pu para todas las condiciones. Considerando lo anterior, se aplican los siguientes cambios escalón:

(3a) Región capacitiva:

Escalón 1: $V_{POI} = 1 \rightarrow 1.05$ pu

Escalón 2: $V_{POI} = 1 \rightarrow 1.10$ pu (saturación)

(3b) Región inductiva:

Escalón 1: $V_{POI} = 1 \rightarrow 0.95$ pu

Escalón 2: $V_{POI} = 1 \rightarrow 0.90$ pu (saturación)

La Figura 3.13 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región capacitiva**, mientras que la Tabla 3.5 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para V_{POI} fue sólo de **2.6×10^{-5} pu (0.0026%)** para el **Escalón 2**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación no superó **1×10^{-6} pu (0.0001%)** para la potencia activa y **2.9×10^{-5} pu (0.0029%)** para la potencia reactiva. Cabe señalar que se requirió un máximo de **cinco** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Por otro lado, la Figura 3.14 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región inductiva**, mientras que la Tabla 3.6 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para V_{POI} fue sólo de **4.8×10^{-5} pu (0.0048%)** para el **Escalón 2**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación fue de **0 pu (0%)** para la potencia activa y no superó **3.8×10^{-5} pu (0.0038%)** la para potencia reactiva. Cabe señalar que se requirió un máximo de **cinco** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Estos resultados validan la precisión del método presentado para modelar el control V de un PPC en los estudios de flujos de potencia.

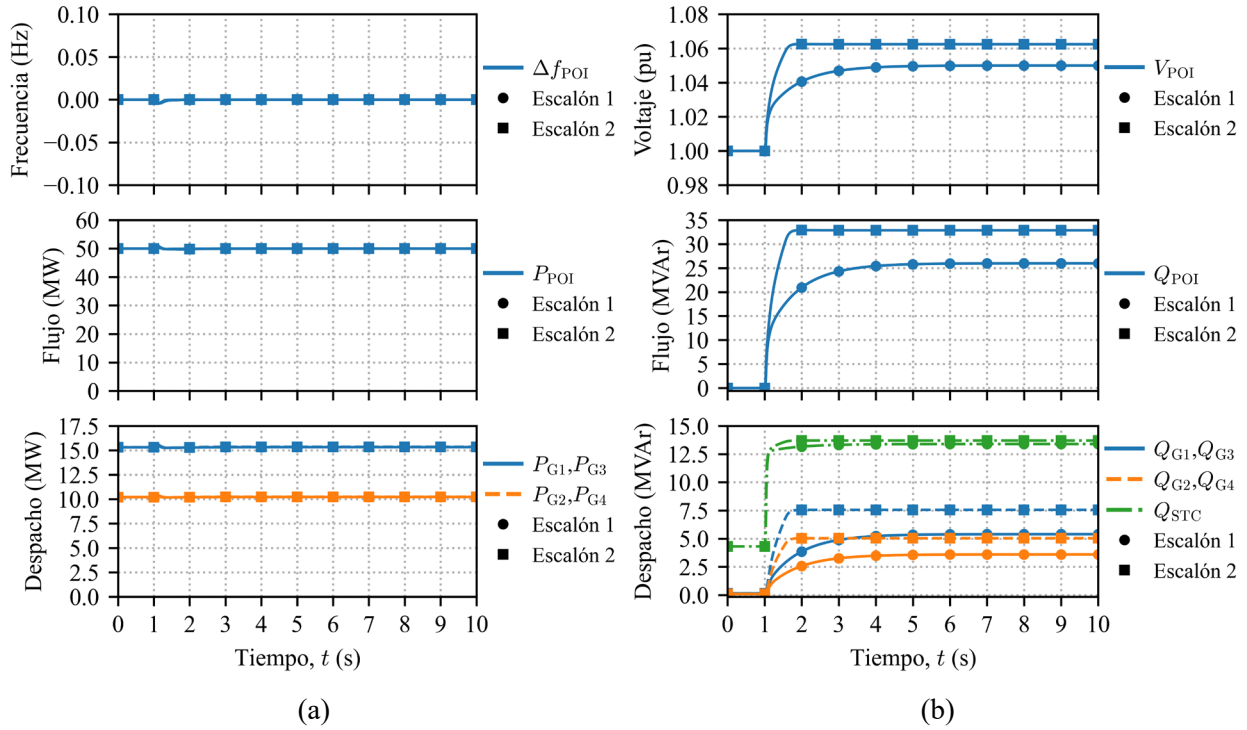


Figura 3.13. Caso 3a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación
(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.5. Caso 3a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	50.0000	50.0000	25.9953	26.0058	1.050000	1.050000
Escalón 2	50.0000	50.0000	32.8691	32.8684	1.062470	1.062444
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	15.3312	15.3313	10.2208	10.2208		
Escalón 2	15.3601	15.3601	10.2401	10.2401		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	5.4026	5.4055	3.6018	3.6037	13.3949	13.3953
Escalón 2	7.5553	7.5554	5.0369	5.0369	13.6998	13.6996

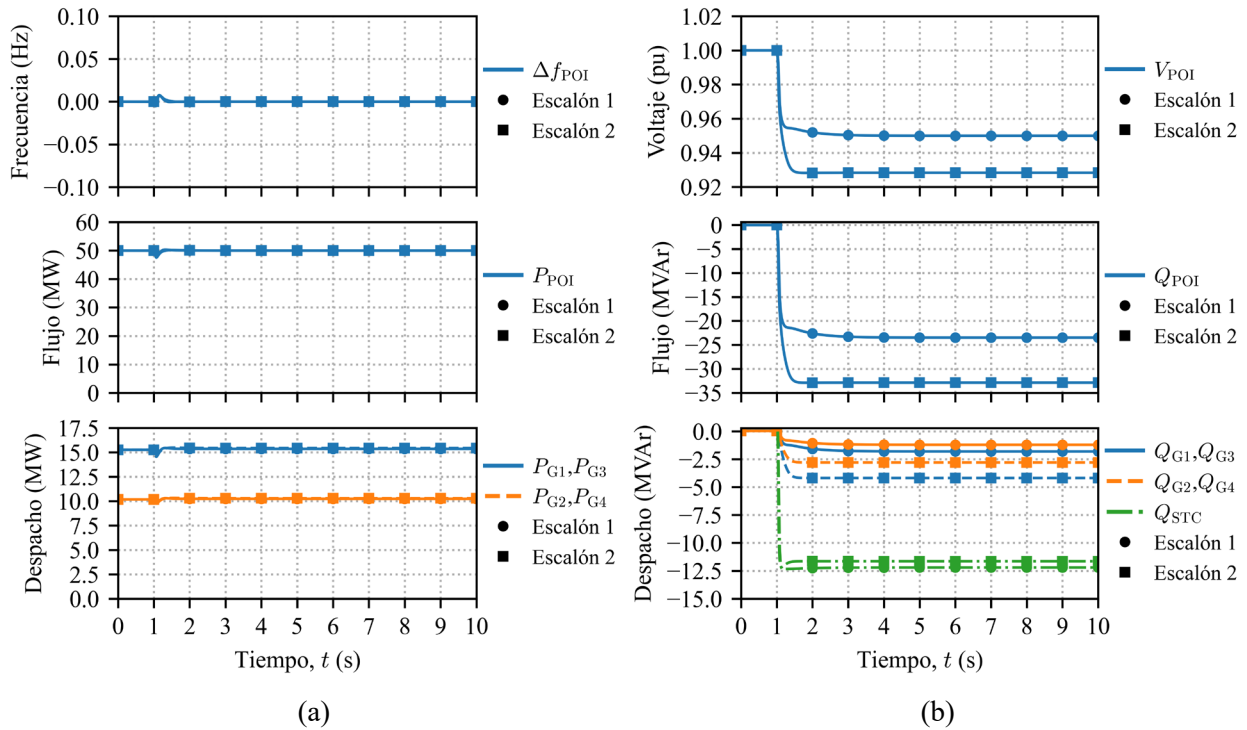


Figura 3.14. Caso 3b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación
(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.6. Caso 3b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	50.0001	50.0000	-23.4795	-23.4936	0.949999	0.950000
Escalón 2	49.9999	50.0000	-32.8694	-32.8684	0.928344	0.928392
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	15.3575	15.3575	10.2383	10.2383		
Escalón 2	15.4355	15.4355	10.2903	10.2903		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	-1.7985	-1.8023	-1.1990	-1.2016	-12.2036	-12.2032
Escalón 2	-4.1822	-4.1821	-2.7881	-2.7881	-11.6369	-11.6376

3.3.4. Caso 4: Control de potencia reactiva por característica de regulación

Se aplican una serie de cambios escalón a V_{TH} para ajustar Q_{POI} a diferentes valores de acuerdo con el lazo de control representado en la Figura 3.5. En este sentido, se consideran tres puntos de interés de la característica de regulación, más específicamente, puntos en las regiones de banda muerta, pendiente y saturación. En este caso, el PPC se ajusta con una pendiente del 5%, una banda muerta de ± 0.1 pu y $V_{ref} = 1$ pu, mientras que $t_w = 0.02$ pu para el modelo suavizado. Adicionalmente, se utiliza el control P para mantener $P_{POI} = 0$ MW en todas las condiciones operativas, usando $\alpha = 1$ pu y $V_{TH} = 1.004988$ pu para todas las condiciones. Considerando lo anterior, se aplican los siguientes cambios escalón:

(4a) Región capacitiva:

Escalón 1: $V_{TH} = 1.004988 \rightarrow 0.994224$ pu (banda muerta)

Escalón 2: $V_{TH} = 1.004988 \rightarrow 0.936690$ pu (50% Q^{max})

Escalón 3: $V_{TH} = 1.004988 \rightarrow 0.877509$ pu (saturación)

(4b) Región inductiva:

Escalón 1: $V_{TH} = 1.004988 \rightarrow 1.015739$ pu (banda muerta)

Escalón 2: $V_{TH} = 1.004988 \rightarrow 1.071124$ pu (50% Q^{min})

Escalón 3: $V_{TH} = 1.004988 \rightarrow 1.125118$ pu (saturación)

La Figura 3.15 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región capacitiva**, mientras que la Tabla 3.7 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para Q_{POI} fue sólo de **1.926×10^{-3} pu (0.1926%)** para el **Escalón 1**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación no superó **9×10^{-6} pu (0.0009%)** para la potencia activa y **5.6×10^{-4} pu (0.056%)** para la potencia reactiva. En este caso, se requirió un máximo de **cinco** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Por otro lado, la Figura 3.16 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región inductiva**, mientras que la Tabla 3.8 muestra la comparación entre las simulaciones

dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10$ s. El error absoluto máximo para Q_{POI} fue sólo de 1.978×10^{-3} pu (0.1978%) para el Escalón 1. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación no superó 1.4×10^{-5} pu (0.0014%) para la potencia activa y 4.58×10^{-4} pu (0.0458%) para la potencia reactiva. Similarmente, se requirió un máximo de **cinco** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Estos resultados manifiestan la precisión del método presentado para modelar el control $Q(V)$ de un PPC en los estudios de flujos de potencia.

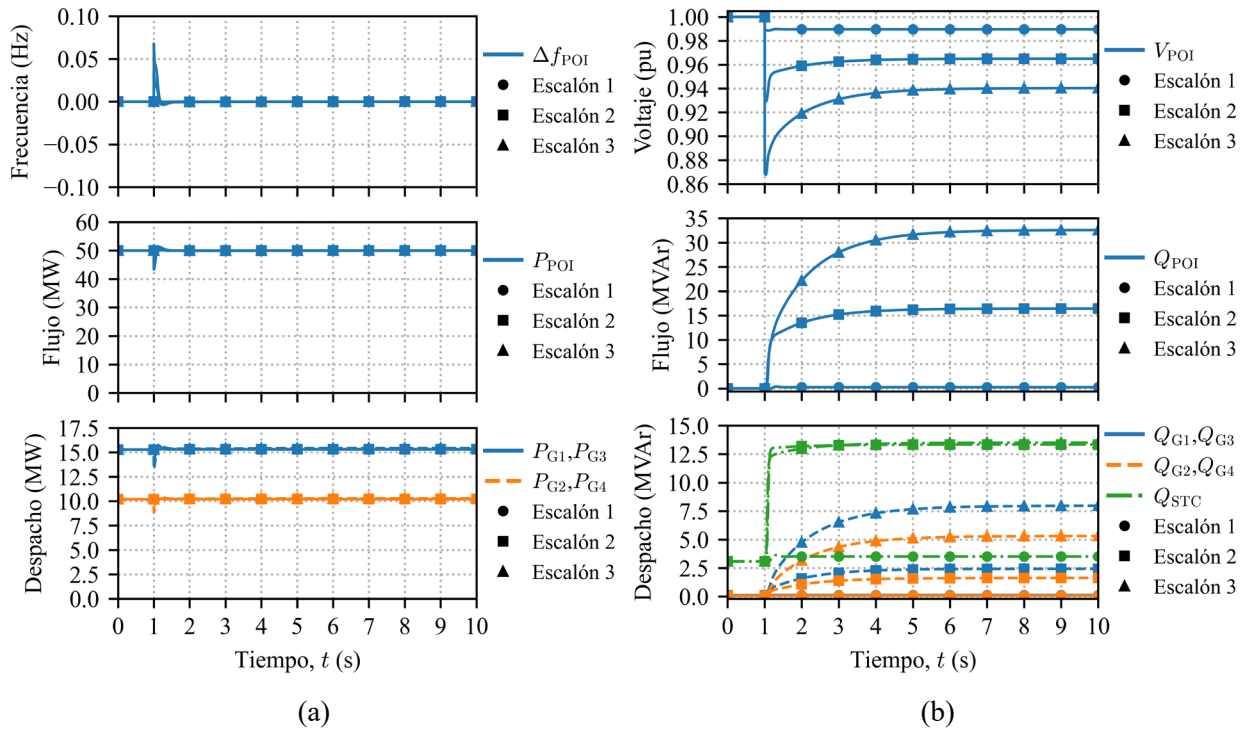


Figura 3.15. Caso 4a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación (a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.7. Caso 4a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	50.0001	50.0000	0.2630	0.4556	0.989602	0.990000
Escalón 2	50.0000	50.0000	16.4283	16.4340	0.965000	0.965000
Escalón 3	49.9998	50.0000	32.5826	32.4128	0.940368	0.940000
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	15.2936	15.2932	10.1957	10.1955		
Escalón 2	15.3270	15.3270	10.2180	10.2180		
Escalón 3	15.4294	15.4285	10.2863	10.2857		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	0.1170	0.1225	0.0780	0.0817	3.5089	3.6757
Escalón 2	2.4309	2.4326	1.6206	1.6218	13.3430	13.3432
Escalón 3	7.9638	7.9078	5.3092	5.2719	13.5118	13.5033

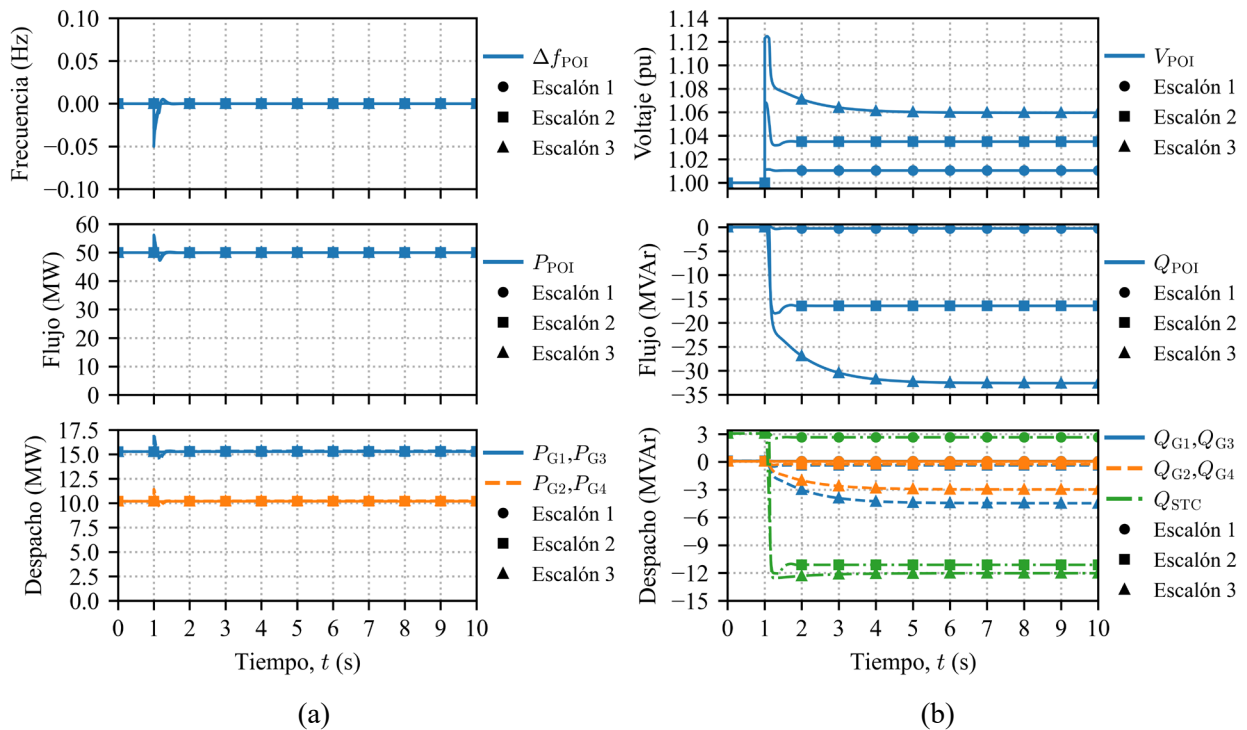


Figura 3.16. Caso 4b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación

(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.8. Caso 4b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	50.0001	50.0000	-0.2578	-0.4556	1.010390	1.010000
Escalón 2	50.0001	50.0000	-16.4288	-16.4344	1.034990	1.035000
Escalón 3	50.0000	50.0000	-32.5962	-32.4127	1.059592	1.060000
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	15.2819	15.2822	10.1879	10.1881		
Escalón 2	15.2967	15.2967	10.1978	10.1978		
Escalón 3	15.3568	15.3554	10.2379	10.2369		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	0.0886	0.0830	0.0591	0.0553	2.6594	2.4893
Escalón 2	-0.3707	-0.3709	-0.2472	-0.2473	-11.1219	-11.1265
Escalón 3	-4.4710	-4.4252	-2.9807	-2.9502	-12.0328	-12.0427

3.3.5. Caso 5: Control de factor de potencia fijo

Se aplican cambios escalón a P_{ref} en la Figura 3.2 para ajustar Q_{POI} a diferentes valores de acuerdo con el lazo de control representado en la Figura 3.7. En este sentido, se consideran dos consignas de factor de potencia (fp), más específicamente, consignas que representan fp de 0.95 y 0.8. Para este propósito, el PPC se ajusta con ángulos de $\pm 18.1949^\circ$ y $\pm 36.8699^\circ$, mientras que $tw = 0.2$ pu para el modelo suavizado. Adicionalmente, se ajustan $\alpha = 1.1$ pu y $\alpha = 0.9$ pu para las regiones capacitiva e inductiva, respectivamente, mientras que $V_{TH} = 1$ pu en todas las condiciones operativas. Considerando lo anterior, se aplican los siguientes cambios escalón:

(5a) Región capacitiva:

Escalón 1: $P_{POI} = 0 \rightarrow 50$ MW ($fp = 0.95$ en atraso | 50% Q^{max})

Escalón 2: $P_{POI} = 0 \rightarrow 50$ MW ($fp = 0.8$ en adelanto | saturación)

(5b) Región inductiva:

Escalón 1: $P_{\text{POI}} = 0 \rightarrow 50 \text{ MW}$ ($fp = 0.95$ en atraso | $50\% Q^{\text{min}}$)

Escalón 2: $P_{\text{POI}} = 0 \rightarrow 50 \text{ MW}$ ($fp = 0.8$ en adelante | saturación)

La Figura 3.17 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región capacitiva**, mientras que la Tabla 3.9 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10 \text{ s}$. El error absoluto máximo para Q_{POI} fue sólo de $3.3 \times 10^{-5} \text{ pu}$ (**0.0033%**) para el **Escalón 2**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación no superó $2 \times 10^{-6} \text{ pu}$ (**0.0002%**) para la potencia activa y $6 \times 10^{-6} \text{ pu}$ (**0.0006%**) para la potencia reactiva. En este caso, se requirió un máximo de **cuatro** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Por otro lado, la Figura 3.18 muestra los resultados de las simulaciones dinámicas para la **región inductiva**, mientras que la Tabla 3.10 muestra la comparación entre las simulaciones dinámicas y de flujos de potencia para $t = 10 \text{ s}$. El error absoluto máximo para Q_{POI} fue sólo de $3.5 \times 10^{-5} \text{ pu}$ (**0.0035%**) para el **Escalón 2**. De manera similar, el error absoluto máximo para las contribuciones de los dispositivos de regulación no superó $2 \times 10^{-6} \text{ pu}$ (**0.0002%**) para la potencia activa y $8 \times 10^{-6} \text{ pu}$ (**0.0008%**) para la potencia reactiva. Para estas simulaciones, se requirió un máximo de **cinco** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia.

Estos resultados demuestran la precisión del método presentado para modelar el control $Q(P)$ de un PPC en los estudios de flujos de potencia.

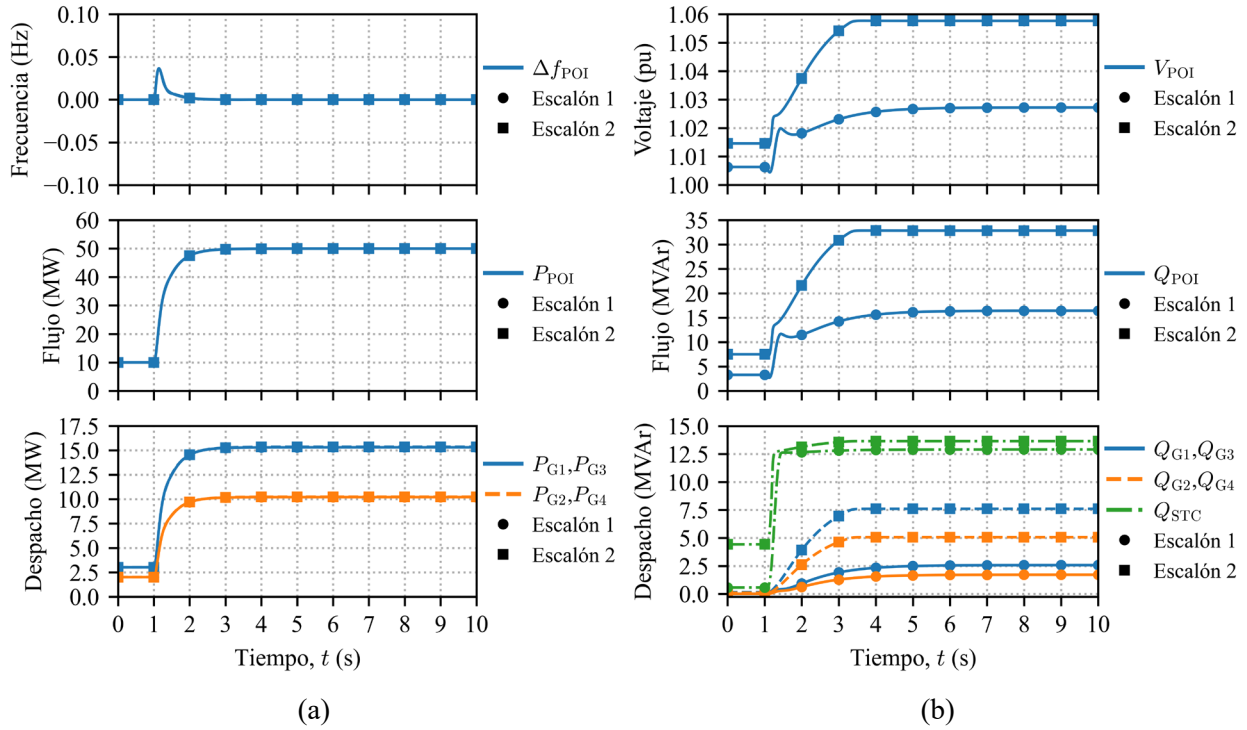


Figura 3.17. Caso 5a: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación
(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.9. Caso 5a: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	49.9995	50.0000	16.4328	16.4342	1.027255	1.027247
Escalón 2	49.9995	50.0000	32.8635	32.8668	1.057689	1.057670
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	15.3094	15.3096	10.2063	10.2064		
Escalón 2	15.3633	15.3635	10.2422	10.2423		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	2.5737	2.5743	1.7158	1.7162	12.9077	12.9077
Escalón 2	7.6024	7.6019	5.0682	5.0679	13.6507	13.6509

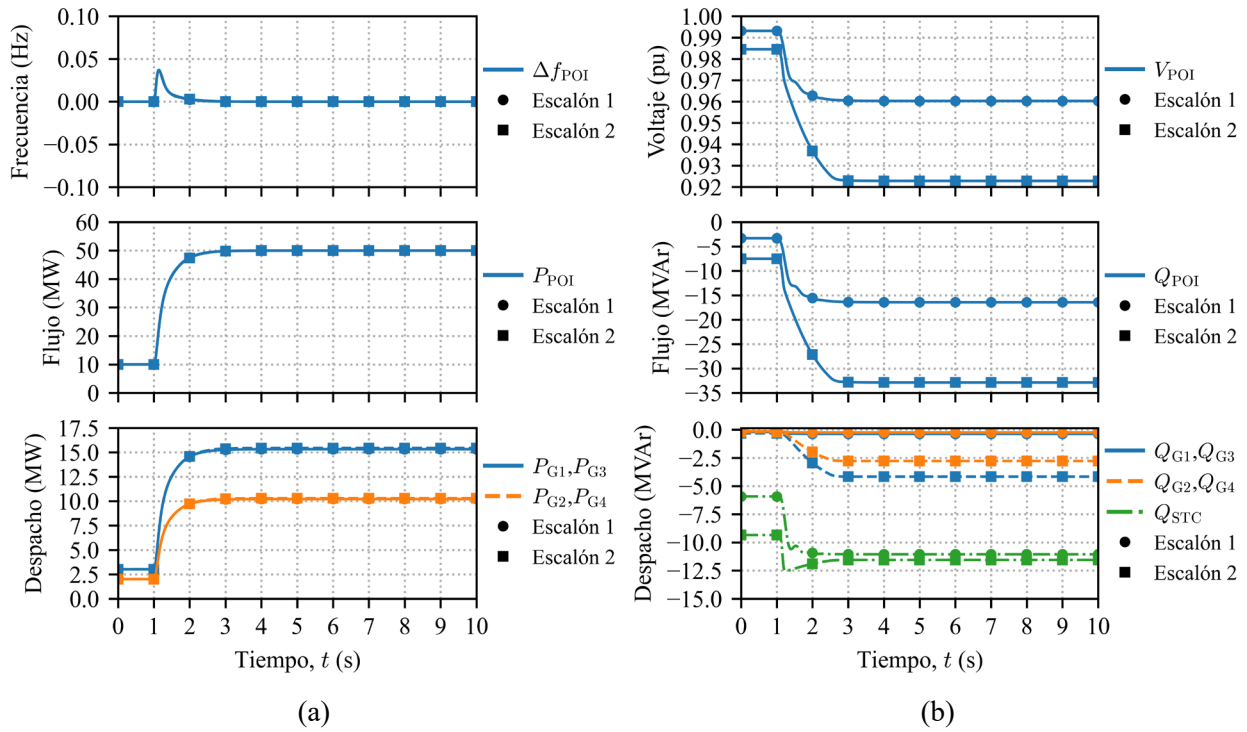


Figura 3.18. Caso 5b: Cantidades medidas en el POI y contribuciones de los dispositivos de regulación
(a) Potencia activa (b) Potencia reactiva.

Tabla 3.10. Caso 5b: Comparación entre dinámica y flujos de potencia para $t = 10$ s.

Cambio escalón	P_{POI} (MW)		Q_{POI} (MVar)		V_{POI} (pu)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	49.9995	50.0000	-16.4336	-16.4342	0.960316	0.960338
Escalón 2	49.9995	50.0000	-32.8703	-32.8668	0.922832	0.922886
Cambio escalón	P_{G1}, P_{G3} (MW)		P_{G2}, P_{G4} (MW)			
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta		
Escalón 1	15.3203	15.3205	10.2136	10.2137		
Escalón 2	15.4406	15.4407	10.2938	10.2938		
Cambio escalón	Q_{G1}, Q_{G3} (MVar)		Q_{G2}, Q_{G4} (MVar)		Q_{STC} (MVar)	
	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta	Dinámica PSS@E	Formulación propuesta
Escalón 1	-0.3685	-0.3685	-0.2457	-0.2457	-11.0551	-11.0558
Escalón 2	-4.1599	-4.1591	-2.7732	-2.7728	-11.5579	-11.5587

3.3.6. Sobre la eficiencia y la precisión de la formulación propuesta

La Tabla 3.11 resume la eficiencia y la precisión del método presentado en comparación con la simulación dinámica completa en PSS®E y el método NR convencional, donde se reportan los tiempos de cómputo máximo (t_{\max}), mínimo (t_{\min}) y promedio (t_{avg}) para 100 simulaciones del sistema de prueba. Para ello, se utilizan dos de los casos evaluados para los controles $Q(V)$ y $Q(P)$ ya que cuentan con las implementaciones más complejas. Adicionalmente, la Figura 3.19 muestra las características de convergencia de los métodos NR convencional y extendido. Para fines de comparación con el método NR convencional, los dispositivos de regulación se modelan como nodos PV y PQ para los controles $Q(V)$ y $Q(P)$, respectivamente.

El número total de ecuaciones (TE) y el número total de variables (TV) se calculan de la siguiente manera:

$$\text{NR Convencional: TE} = 2N - 2N^{\theta V} - N^{PV}$$

$$\text{TV} = 2N - 2N^{\theta V} - N^{PV}$$

$$\text{Método propuesto: TE} = 2N - 2N^{\theta V} - N^{PV} + m$$

$$\text{TV} = 2N - 2N^{\theta V} - N^{PV} + n$$

Tabla 3.11. Características de eficiencia y precisión del método propuesto para el sistema de prueba.

Aspecto medido	Caso 4a: Escalón 3			Caso 5a: Escalón 1		
	Dinámica PSS®E	NR convencional	Formulación propuesta	Dinámica PSS®E	NR convencional	Formulación propuesta
TE	---	19	35	---	24	35
TV	---	19	33	---	24	33
Iteraciones	---	3	4	---	3	4
t_{\max} (s)	0.837521	0.012742	0.027985	0.902815	0.012033	0.025440
t_{\min} (s)	0.219174	0.004481	0.020901	0.281471	0.007285	0.021703
t_{avg} (s)	0.585950	0.007439	0.022672	0.633109	0.008501	0.023221
P_{POI} (MW)	49.9998	48.7618	50.0000	49.9995	49.0552	50.0000
Q_{POI} (MVar)	32.5826	20.4942	32.4128	16.4328	12.0312	16.4342
V_{POI} (pu)	0.940368	0.915781	0.940000	1.027255	1.018969	1.027247

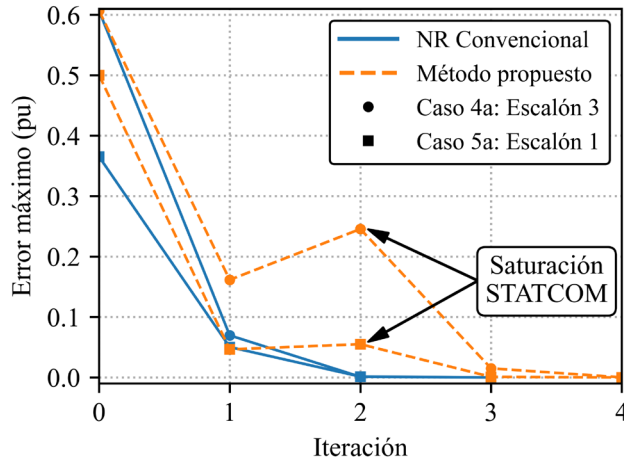


Figura 3.19. Características de convergencia del método propuesto para el sistema de prueba considerando controles $Q(V)$ y $Q(P)$.

De la Tabla 3.11 y la Figura 3.19 se concluye que la formulación de flujos de potencia extendida introducida para el modelado de los controles de flujo de potencia de los PPC utilizados en aplicaciones VRE de gran escala es más rápida que la simulación dinámica completa y es más precisa que el método NR convencional.

En comparación con el método NR convencional, el método propuesto presentó una velocidad de cálculo promedio **3 veces** mayor para el **Escalón 3** del **Caso 4a** y **2.7 veces** mayor para el **Escalón 1** del **Caso 5a**, además de requerir una iteración adicional para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia debido a las restricciones adicionales. Por el contrario, en comparación con el método propuesto, la simulación dinámica completa presentó una velocidad de cálculo promedio **25.8 veces** mayor para el **Escalón 3** del **Caso 4a** y **27.3 veces** mayor para el **Escalón 1** del **Caso 5a**. Además, el método NR convencional presentó un error absoluto máximo de **0.1209 pu (12.09%)** para el **Escalón 3** del **Caso 4a**, en comparación con el error absoluto máximo global de **1.978×10^{-3} pu (0.1978%)** obtenido para el método propuesto.

Es cierto que la precisión del enfoque introducido aumenta a costa de la eficiencia debido al aumento de ecuaciones y variables. Sin embargo, es de esperar un compromiso de este tipo si se considera la complejidad cada vez mayor de los SEP modernos.

3.4. Aplicación de la formulación propuesta a sistemas prácticos

El conocido sistema de prueba IEEE RTS-96 de tres áreas [90] (ver Figura 3.20) se utiliza para demostrar que el método propuesto es aplicable para determinar las condiciones operativas en estado estacionario de SEP prácticos considerando los controles de flujo de potencia de los PPC.

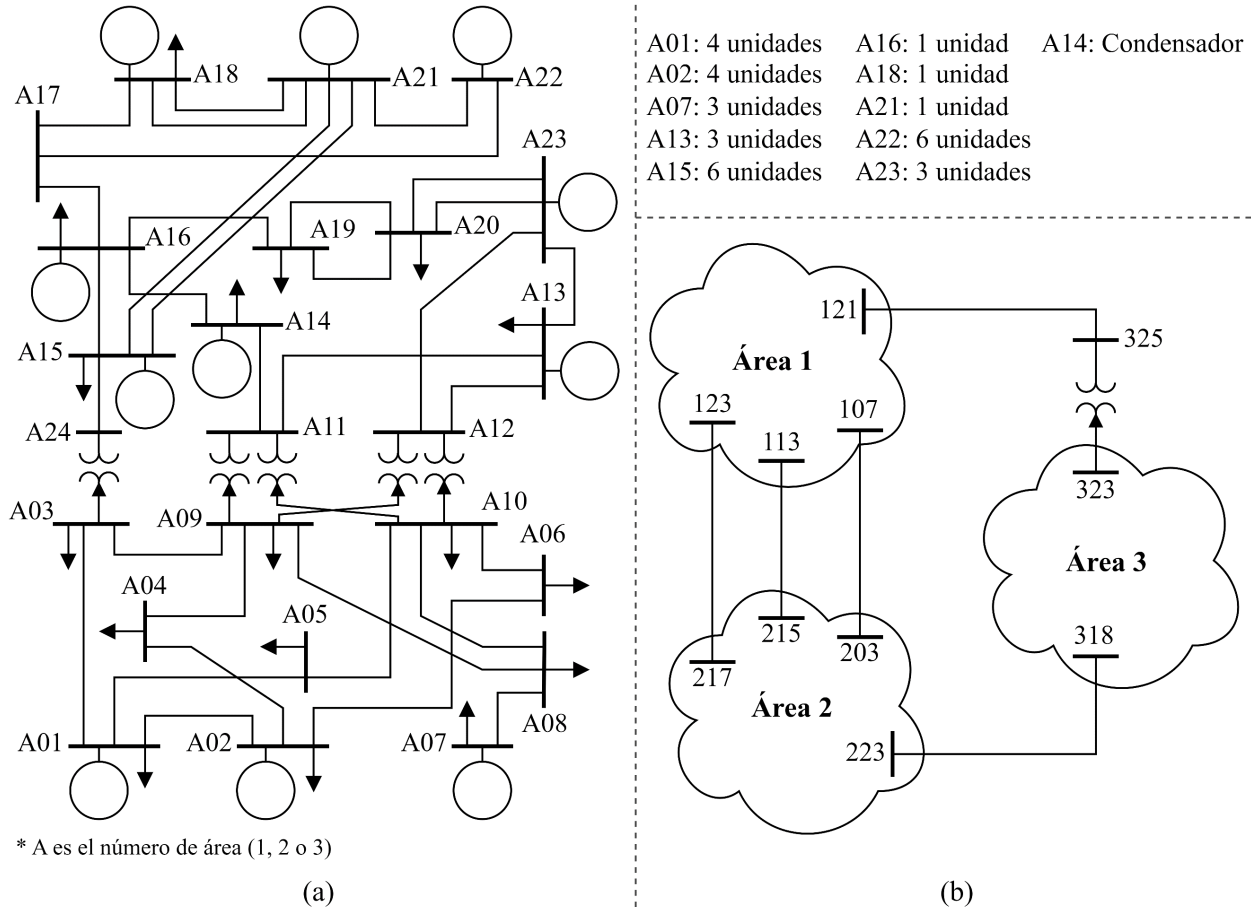


Figura 3.20. IEEE RTS-96 de tres áreas (a) Área de 24 nodos (b) Interconexión de las áreas.

El sistema de prueba consiste de 73 nodos, 30 plantas, 96 unidades de generación y tres condensadores síncronos. Para efectos de aplicar el método desarrollado, 29 de las 30 plantas se modifican ligeramente para modelar 29 PPC (ver Figura 3.21) y poder evaluar cuatro casos de operación donde todas implementen los siguientes esquemas de control: $P-Q$, $P-V$, $P-Q(V)$ y $P-Q(P)$.

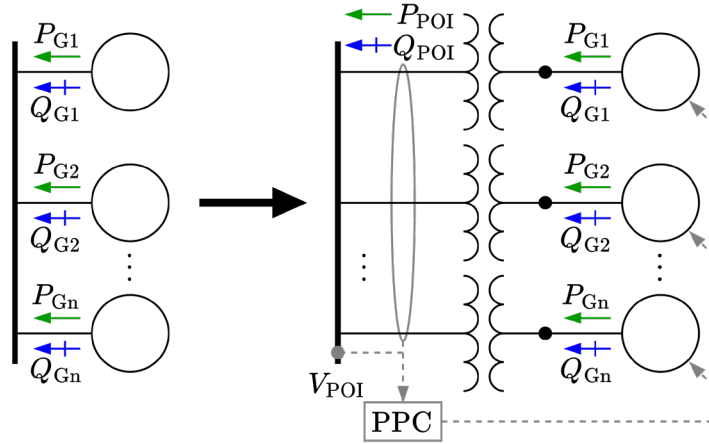


Figura 3.21. Modificación de las plantas del sistema IEEE RTS-96 para modelar PPC.

Cada planta modificada se modela con sus transformadores de unidad para utilizar sus flujos de potencia como entradas para los PPC. Cabe mencionar que el número total de nodos aumenta de 73 a 166 como resultado de esta adaptación. Las consideraciones utilizadas para las simulaciones de flujos de potencia son las siguientes:

- i. Los datos del sistema se toman directamente de [90].
- ii. La planta asociada al nodo *Slack* (nodo 113) y los condensadores síncronos (nodos 114, 214 y 314) se mantienen sin modificación.
- iii. Las 29 plantas restantes y sus 93 unidades de generación se modelan de acuerdo con la Figura 3.21, utilizando $X/R = 30$ para los transformadores de unidad.
- iv. Los límites operativos en el POI se ajustan en los PPC de acuerdo con la capacidad total en MW y MVar de cada planta en el caso base.
- v. Se incrementan 15% los límites de potencia activa y reactiva de las unidades de generación para establecer una reserva que permita cumplir con los límites operativos en el POI.
- vi. La estrategia de regulación se basa en la capacidad en MVA de las unidades de generación.
- vii. Los controles P , Q y V se ajustan de acuerdo con P_{POI} , Q_{POI} y V_{POI} de la planta en el caso base, respectivamente.
- viii. El control $Q(V)$ se ajusta con $R^{cap} = R^{ind} = 0.05$ pu, $db^{cap} = db^{ind} = 0.01$ pu, $tw = 0.02$ pu y V^{ref} se ajusta de acuerdo con V_{POI} de la planta en el caso base.

- ix. El control $Q(P)$ se ajusta con $\varphi^{\text{ref}} = +11.4783^\circ$ ($fp = 0.98$ en atraso).
- x. Se utilizan tolerancias de precisión de $\varepsilon_{\text{pf}} = 0.01 \text{ MVA}$ y $\varepsilon_{\text{con}} = 0.0001 \text{ MVA}$.

Las Tablas 3.12–3.15 muestran las condiciones operativas en estado estacionario del sistema de prueba IEEE RTS-96 de tres áreas, de acuerdo con lo calculado por la formulación propuesta, para las plantas y sus unidades de generación, así como para los condensadores síncronos. Para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia se requirieron **cinco** iteraciones para los controles $P-Q$, $P-Q(V)$ y $P-Q(P)$, mientras que para el control $P-V$ se requirieron **cuatro**. Estos resultados demuestran la practicidad de este novedoso enfoque para el modelado de PPC en SEP que incluyen CEA a gran escala.

Tabla 3.12. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q$.

Planta	V_{POI}	P_{POI}	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	P_{G4}	P_{G5}	P_{G6}	Q_{POI}	Q_{G1}	Q_{G2}	Q_{G3}	Q_{G4}	Q_{G5}	Q_{G6}
	(pu)		(MW)						(MVar)						
101	1.020	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	28.2	4.8	4.8	17.7	17.7	---	---
102	1.019	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	14.0	3.2	3.2	12.0	12.0	---	---
107	1.000	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	51.6	24.6	24.6	24.6	---	---	---
113	1.020	-13.7	-4.6	-4.6	-4.6	---	---	---	226.9	75.6	75.6	75.6	---	---	---
115	1.008	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	0.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	17.0
116	1.008	155.0	155.6	---	---	---	---	---	25.2	42.5	---	---	---	---	---
118	1.045	400.0	401.7	---	---	---	---	---	137.4	189.6	---	---	---	---	---
121	1.046	400.0	401.7	---	---	---	---	---	108.2	158.2	---	---	---	---	---
122	1.045	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	-29.8	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6
123	1.043	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	135.4	48.1	48.1	109.0	---	---	---
201	1.028	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	28.2	4.8	4.8	17.6	17.6	---	---
202	1.027	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	14.0	3.2	3.2	11.9	11.9	---	---
207	1.013	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	51.6	24.4	24.4	24.4	---	---	---
213	1.010	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	122.1	46.6	46.6	46.6	---	---	---
215	1.017	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	0.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	16.7
216	1.018	155.0	155.6	---	---	---	---	---	25.2	42.2	---	---	---	---	---
218	1.053	400.0	401.7	---	---	---	---	---	137.4	188.8	---	---	---	---	---
221	1.053	400.0	401.6	---	---	---	---	---	108.2	157.5	---	---	---	---	---
222	1.054	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	-29.8	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7
223	1.046	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	135.4	48.0	48.0	108.7	---	---	---

301	1.041	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	28.2	4.7	4.7	17.5	17.5	---	---
302	1.040	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	14.0	3.2	3.2	11.7	11.7	---	---
307	1.027	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	51.6	24.2	24.2	24.2	---	---	---
313	1.024	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	122.1	46.4	46.4	46.4	---	---	---
315	1.027	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	0.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	16.4
316	1.027	155.0	155.6	---	---	---	---	---	25.2	41.9	---	---	---	---	---
318	1.060	400.0	401.7	---	---	---	---	---	137.4	188.1	---	---	---	---	---
321	1.061	400.0	401.6	---	---	---	---	---	108.2	156.8	---	---	---	---	---
322	1.062	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	-29.8	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7
323	1.057	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	135.4	47.7	47.7	108.0	---	---	---
114	0.958	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-50.0	---	---	---	---	---
214	0.965	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-50.0	---	---	---	---	---
314	0.977	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-50.0	---	---	---	---	---

Tabla 3.13. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-V$.

Planta	V_{POI}	P_{POI}	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	P_{G4}	P_{G5}	P_{G6}	Q_{POI}	Q_{G1}	Q_{G2}	Q_{G3}	Q_{G4}	Q_{G5}	Q_{G6}
	(pu)		(MW)							(MVar)					
101	1.035	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	26.5	4.5	4.5	16.8	16.8	---	---
102	1.035	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	18.2	3.6	3.6	13.5	13.5	---	---
107	1.025	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	69.4	30.4	30.4	30.4	---	---	---
113	1.020	-15.2	-5.1	-5.1	-5.1	---	---	---	180.6	60.2	60.2	60.2	---	---	---
115	1.014	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	-10.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	9.5
116	1.017	155.0	155.6	---	---	---	---	---	28.5	45.6	---	---	---	---	---
118	1.050	400.0	401.7	---	---	---	---	---	138.1	189.9	---	---	---	---	---
121	1.050	400.0	401.6	---	---	---	---	---	98.9	148.0	---	---	---	---	---
122	1.050	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	-30.6	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8
123	1.050	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	149.9	51.5	51.5	116.6	---	---	---
201	1.035	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	18.6	3.7	3.7	13.6	13.6	---	---
202	1.035	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	16.1	3.4	3.4	12.6	12.6	---	---
207	1.025	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	52.0	24.4	24.4	24.4	---	---	---
213	1.020	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	126.5	48.0	48.0	48.0	---	---	---
215	1.014	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	-31.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-7.4
216	1.017	155.0	155.6	---	---	---	---	---	6.8	23.4	---	---	---	---	---
218	1.050	400.0	401.7	---	---	---	---	---	122.4	172.9	---	---	---	---	---
221	1.050	400.0	401.7	---	---	---	---	---	114.4	164.4	---	---	---	---	---
222	1.050	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	-32.8	-1.1	-1.1	-1.1	-1.1	-1.1	-1.1
223	1.050	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	144.0	50.0	50.0	113.3	---	---	---

301	1.035	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	25.0	4.4	4.4	16.2	16.2	---	---
302	1.035	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	17.6	3.6	3.6	13.2	13.2	---	---
307	1.025	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	53.2	24.8	24.8	24.8	---	---	---
313	1.020	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	122.3	46.5	46.5	46.5	---	---	---
315	1.014	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	-21.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
316	1.017	155.0	155.6	---	---	---	---	---	13.6	30.3	---	---	---	---	---
318	1.050	400.0	401.7	---	---	---	---	---	130.6	181.8	---	---	---	---	---
321	1.050	400.0	401.7	---	---	---	---	---	108.2	157.8	---	---	---	---	---
322	1.050	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	-31.2	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9
323	1.050	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	125.7	45.6	45.6	103.2	---	---	---
114	0.980	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-8.4	---	---	---	---	---
214	0.980	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-19.6	---	---	---	---	---
314	0.980	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-15.6	---	---	---	---	---

Tabla 3.14. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q(V)$.

Planta	V_{POI}	P_{POI}	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	P_{G4}	P_{G5}	P_{G6}	Q_{POI}	Q_{G1}	Q_{G2}	Q_{G3}	Q_{G4}	Q_{G5}	Q_{G6}
	(pu)		(MW)							(MVar)					
101	1.012	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	20.3	3.9	3.9	14.6	14.6	---	---
102	1.013	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	19.5	3.9	3.9	14.3	14.3	---	---
107	0.998	240.0	80.3	80.3	80.3	---	---	---	61.1	27.9	27.9	27.9	---	---	---
113	1.013	-10.6	-3.5	-3.5	-3.5	---	---	---	240.0	80.0	80.0	80.0	---	---	---
115	0.992	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	25.5	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	36.2
116	0.995	155.0	155.6	---	---	---	---	---	19.5	37.1	---	---	---	---	---
118	1.019	400.0	401.7	---	---	---	---	---	83.8	135.1	---	---	---	---	---
121	1.022	400.0	401.7	---	---	---	---	---	72.1	122.5	---	---	---	---	---
122	1.037	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	6.2	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
123	1.023	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	104.2	41.2	41.2	93.3	---	---	---
201	1.012	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	21.0	4.0	4.0	14.9	14.9	---	---
202	1.012	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	20.7	4.0	4.0	14.8	14.8	---	---
207	1.000	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	53.1	25.1	25.1	25.1	---	---	---
213	0.990	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	98.3	38.6	38.6	38.6	---	---	---
215	0.997	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	15.6	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	28.7
216	0.998	155.0	155.6	---	---	---	---	---	14.0	31.3	---	---	---	---	---
218	1.021	400.0	401.7	---	---	---	---	---	74.8	125.4	---	---	---	---	---
221	1.023	400.0	401.7	---	---	---	---	---	66.7	116.7	---	---	---	---	---
222	1.038	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	3.5	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
223	1.020	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	124.0	46.1	46.1	104.4	---	---	---

301	1.010	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	23.9	4.3	4.3	16.1	16.1	---	---
302	1.010	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	23.2	4.3	4.3	15.8	15.8	---	---
307	1.000	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	54.1	25.5	25.5	25.5	---	---	---
313	0.990	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	94.6	37.3	37.3	37.3	---	---	---
315	0.994	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	21.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	33.3
316	0.997	155.0	155.6	---	---	---	---	---	16.5	34.0	---	---	---	---	---
318	1.020	400.0	401.7	---	---	---	---	---	79.7	130.7	---	---	---	---	---
321	1.022	400.0	401.7	---	---	---	---	---	70.3	120.6	---	---	---	---	---
322	1.037	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
323	1.022	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	113.3	43.4	43.4	98.3	---	---	---
114	0.980	---	0.0	---	---	---	---	---	---	50.0	---	---	---	---	---
214	0.980	---	0.0	---	---	---	---	---	---	55.7	---	---	---	---	---
314	0.980	---	0.0	---	---	---	---	---	---	62.3	---	---	---	---	---

Tabla 3.15. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q(P)$.

Planta	V_{POI}	P_{POI}	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	P_{G4}	P_{G5}	P_{G6}	Q_{POI}	Q_{G1}	Q_{G2}	Q_{G3}	Q_{G4}	Q_{G5}	Q_{G6}
	(pu)		(MW)							(MVar)					
101	1.056	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	34.9	5.4	5.4	20.0	20.0	---	---
102	1.056	172.0	18.3	18.3	67.9	67.9	---	---	34.9	5.4	5.4	20.0	20.0	---	---
107	1.008	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	48.7	23.5	23.5	23.5	---	---	---
113	1.020	-11.0	-3.7	-3.7	-3.7	---	---	---	154.7	51.6	51.6	51.6	---	---	---
115	1.031	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	43.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	48.4
116	1.029	155.0	155.6	---	---	---	---	---	31.5	48.4	---	---	---	---	---
118	1.059	400.0	401.6	---	---	---	---	---	81.2	128.5	---	---	---	---	---
121	1.062	400.0	401.6	---	---	---	---	---	81.2	128.3	---	---	---	---	---
122	1.098	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	60.9	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
123	1.054	660.0	155.3	155.3	351.6	---	---	---	134.0	47.5	47.5	107.5	---	---	---
201	1.033	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	34.9	5.5	5.5	20.3	20.3	---	---
202	1.033	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	34.9	5.5	5.5	20.3	20.3	---	---
207	0.996	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	48.7	23.6	23.6	23.6	---	---	---
213	0.981	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	57.9	24.8	24.8	24.8	---	---	---
215	1.025	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.8	43.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	48.6
216	1.020	155.0	155.6	---	---	---	---	---	31.5	48.6	---	---	---	---	---
218	1.056	400.0	401.6	---	---	---	---	---	81.2	128.8	---	---	---	---	---
221	1.060	400.0	401.6	---	---	---	---	---	81.2	128.5	---	---	---	---	---
222	1.096	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	60.9	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
223	1.032	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	134.0	48.2	48.2	109.0	---	---	---

301	1.007	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	34.9	5.6	5.6	20.6	20.6	---	---
302	1.007	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	34.9	5.6	5.6	20.6	20.6	---	---
307	0.973	240.0	80.3	80.3	80.3	---	---	---	48.7	24.0	24.0	24.0	---	---	---
313	0.967	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	57.9	25.0	25.0	25.0	---	---	---
315	1.009	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	43.7	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	49.2
316	1.005	155.0	155.6	---	---	---	---	---	31.5	49.2	---	---	---	---	---
318	1.039	400.0	401.6	---	---	---	---	---	81.2	130.4	---	---	---	---	---
321	1.043	400.0	401.6	---	---	---	---	---	81.2	130.0	---	---	---	---	---
322	1.079	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	60.9	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
323	1.028	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	134.0	48.3	48.3	109.3	---	---	---
114	0.974	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-50.0	---	---	---	---	---
214	0.956	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-50.0	---	---	---	---	---
314	0.937	---	0.0	---	---	---	---	---	---	-50.0	---	---	---	---	---

Capítulo 4

Modelos detallados de dispositivos de regulación

4.1. Introducción

En este capítulo se propone la incorporación de modelos detallados de la máquina síncrona y del convertidor VSC a la formulación extendida de flujos de potencia para el modelado de los controles de flujo de potencia de los PPC, con el objetivo de que esta sea adecuada para evaluar la estabilidad de voltaje de un SEP [91], [92]. La implementación de los límites operativos de estos dispositivos de regulación se evalúa en un sistema de prueba de 13 nodos y 5 generadores que representa una CEA de 100 MW. Además, se utiliza el conocido sistema de prueba IEEE RTS-96 de tres áreas para modelar 29 PPC con 93 generadores, mostrando así la practicidad de la formulación propuesta considerando la incorporación de estos modelos detallados.

4.2. Extensión de la formulación propuesta

Con el fin de incorporar los modelos detallados de los dispositivos de regulación, se define un conjunto de ecuaciones como (4.1) para extender la estructura de la formulación propuesta.

$$\mathbf{u}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\mathbf{u}^d(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad \mathbf{u}^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad \mathbf{u}^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})]^T = \mathbf{0} \quad (4.1)$$

donde \mathbf{u} son ecuaciones de balance de potencia y de restricción que establecen las condiciones operativas de los dispositivos de regulación. Estas ecuaciones se pueden dividir como se muestra en (4.2)–(4.4).

$$\mathbf{u}^d(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\cdots u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \cdots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{m} \cup \mathbf{v} \quad (4.2)$$

$$\mathbf{u}^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\cdots u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \cdots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^{PI} \quad (4.3)$$

$$\mathbf{u}^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = [\cdots u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \cdots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^{QI} \quad (4.4)$$

donde u_k^d es la ecuación de balance de "potencia primaria" del dispositivo de regulación k ; u_k^P, u_k^Q son las ecuaciones de restricción asociadas al control local de potencia activa y reactiva del dispositivo de regulación k , respectivamente; $\mathbf{r}^m, \mathbf{r}^v$ son los conjuntos de máquinas y convertidores, respectivamente; $\mathbf{r}^{PI}, \mathbf{r}^{QI} \subseteq \mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v$ son los conjuntos de dispositivos de regulación con potencia activa y reactiva especificadas, respectivamente. Las expresiones para las ecuaciones de balance y restricción se discuten en las Secciones 4.2.1 y 4.2.2.

Por otro lado, las variables de control \mathbf{y} se extienden como en (4.5) para considerar las variables internas de los dispositivos de regulación.

$$\mathbf{y} = [\mathbf{P} \quad \mathbf{Q} \quad \delta \quad \mathbf{E} \quad \mathbf{P}^d]^T \quad (4.5)$$

donde $\mathbf{E}, \delta, \mathbf{P}^d$ son las variables que representan la "fuerza electromotriz", el "ángulo de potencia" y la "potencia primaria" de los dispositivos de regulación, respectivamente. A su vez, estas variables se pueden dividir como se indica en (4.6).

$$\begin{aligned} (a) \quad & [\mathbf{P} \quad \mathbf{Q}]^T = [\dots \quad P_k \quad \dots \mid \dots \quad Q_k \quad \dots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^P \setminus (\mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v), \forall k \in \mathbf{r}^Q \setminus (\mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v) \\ (b) \quad & \delta = [\dots \quad \delta_k \quad \dots \mid \dots \quad \phi_k \quad \dots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^m, \forall k \in \mathbf{r}^v \\ (c) \quad & \mathbf{E} = [\dots \quad E_k \quad \dots \mid \dots \quad m_k \quad \dots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^m \setminus \mathbf{r}^E, \forall k \in \mathbf{r}^v \setminus \mathbf{r}^E \\ (d) \quad & \mathbf{P}^d = [\dots \quad P_k^m \quad \dots \mid \dots \quad P_k^{dc} \quad \dots]^T, \quad \forall k \in \mathbf{r}^m \setminus \mathbf{r}^d, \forall k \in \mathbf{r}^v \setminus \mathbf{r}^d \end{aligned} \quad (4.6)$$

donde E_k, δ_k, P_k^m son el voltaje de armadura, el ángulo de rotor y la potencia mecánica de la máquina k , respectivamente; m_k, ϕ_k, P_k^{dc} son el índice de modulación, el ángulo de carga y la potencia de CD del convertidor k , respectivamente; $\mathbf{r}^E, \mathbf{r}^d \subseteq \mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v$ son los conjuntos de dispositivos de regulación con "fuerza electromotriz" y "potencia primaria" especificadas, respectivamente.

Por lo tanto, a partir de la expansión en series de Taylor de primer orden [43] de (4.1) alrededor de las condiciones iniciales \mathbf{x}_0 y \mathbf{y}_0 , se puede establecer el sistema de ecuaciones lineales mostrado en (4.7).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{f_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{f_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{g_x}(\mathbf{x}_0) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{h_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{h_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{u_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{u_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{u}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

donde $\mathbf{J}_{u_x}, \mathbf{J}_{u_y}$ son la matriz jacobiana de estado y la matriz jacobiana de control asociadas a los modelos detallados de los dispositivos de regulación, respectivamente. La estructura de las matrices jacobianas tiene la forma que se muestra en (4.8).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{f_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{f_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{g_x}(\mathbf{x}_0) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{h_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{h_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{J}_{u_x}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \mathbf{J}_{u_y}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} = \begin{array}{c} \left[\begin{array}{cccc|ccc} \frac{\partial \mathbf{f}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{f}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \mathbf{f}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{P}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{f}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{f}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{f}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{f}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{Q}} & \frac{\partial \mathbf{f}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{g}^P(\mathbf{x}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{g}^P(\mathbf{x}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{g}^Q(\mathbf{x}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{g}^Q(\mathbf{x}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{h}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{h}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \mathbf{h}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{P}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{h}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{h}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{h}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{Q}} & \frac{\partial \mathbf{h}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{h}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \mathbf{0} \end{array} \right] \\ \left[\begin{array}{ccc|ccc} \frac{\partial \mathbf{u}^d(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{u}^d(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{u}^d(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{u}^d(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \frac{\partial \mathbf{u}^d(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{P}^d} \\ \frac{\partial \mathbf{u}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{u}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{u}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{u}^P(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \mathbf{0} \\ \frac{\partial \mathbf{u}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{u}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{V}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{u}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{u}^Q(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)}{\partial \mathbf{E}} & \mathbf{0} \end{array} \right] \end{array} \quad (4.8)$$

donde (4.8) es de tamaño $(2N+m) \times (2N+n-n^E-n^d)$; $m = |\mathbf{p}^P| + |\mathbf{p}^Q| + |\mathbf{r}^P| + |\mathbf{r}^Q| + |\mathbf{r}^{PI}| + |\mathbf{r}^{QI}|$ es el número total de ecuaciones de restricción; $n = |\mathbf{r}^P \setminus (\mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v)| + |\mathbf{r}^Q \setminus (\mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v)| + 3|\mathbf{r}^m \cup \mathbf{r}^v|$ es el número total de variables de control; $n^E = |\mathbf{r}^E|$ es el número total de "fuerzas electromotrices" especificadas; $n^d = |\mathbf{r}^d|$ es el número total de "potencias primarias" especificadas. Las expresiones para las derivadas parciales se discuten en las Secciones 4.2.1 y 4.2.2.

Tomando la inversa de Moore-Penrose [86] de (4.8) y generalizando para la i -ésima iteración, el método de solución de NR para el sistema de ecuaciones no lineales extendido por (4.1) y (4.5) está dado por (4.9).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_{i+1} \\ \mathbf{y}_{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_i \\ \mathbf{y}_i \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{f_x}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) & \mathbf{J}_{f_y}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \\ \mathbf{J}_{g_x}(\mathbf{x}_i) & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{h_x}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) & \mathbf{J}_{h_y}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \\ \mathbf{J}_{u_x}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) & \mathbf{J}_{u_y}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \end{bmatrix}^+ \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_i) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \\ \mathbf{u}(\mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i) \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Además de los criterios planteados en la Sección 3.2, se considera que la convergencia a una solución se logra cuando $|\mathbf{u}^d(\mathbf{x}_{i+1}, \mathbf{y}_{i+1})| < \varepsilon_{pf}$ y $|\mathbf{u}^P(\mathbf{x}_{i+1}, \mathbf{y}_{i+1})|, |\mathbf{u}^Q(\mathbf{x}_{i+1}, \mathbf{y}_{i+1})| < \varepsilon_{con}$. Cabe señalar que la complejidad del sistema de ecuaciones lineales (4.7) se puede reducir aplicando las consideraciones discutidas en las Secciones 3.2, 3.2.4 y 3.2.7.

4.2.1. Modelado de máquinas síncronas

Considerando el modelo de dos ejes de la máquina síncrona [42], [71], las inyecciones de potencia activa y reactiva de la máquina k conectada al nodo i se pueden escribir como en (4.10) y (4.11).

$$P_k^r = -V_i^2 G_a + E_k V_i (G_a \cos(\delta_k - \theta_i) - B_q \sin(\delta_k - \theta_i)) - V_i^2 \frac{B_{d-q}}{2} \sin(2(\delta_k - \theta_i)) \quad (4.10)$$

$$Q_k^r = V_i^2 \frac{B_{d+q}}{2} - E_k V_i (G_a \sin(\delta_k - \theta_i) + B_q \cos(\delta_k - \theta_i)) - V_i^2 \frac{B_{d-q}}{2} \cos(2(\delta_k - \theta_i)) \quad (4.11)$$

Estas expresiones permiten vincular el modelo detallado de la máquina con el resto de la red eléctrica. Adicionalmente, la ecuación de balance de "potencia primaria" de la máquina k conectada al nodo i está dada por (4.12).

$$u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = P_k^m - P_r - R_a I_k^{r2} - P_k^r = 0, \quad I_k^{r2} = \frac{P_k^{r2} + Q_k^{r2}}{V_i^2} \quad (4.12)$$

Esta ecuación describe el balance entre la potencia mecánica suministrada a la máquina, sus pérdidas y la potencia activa inyectada a la red eléctrica.

La linealización de (4.10) y (4.11) da lugar a las derivadas parciales (4.13) y (4.14) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad & \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} = E_k V_i (G_a \sin(\delta_k - \theta_i) + B_q \cos(\delta_k - \theta_i)) + V_i^2 B_{d-q} \cos(2(\delta_k - \theta_i)) \\ \text{(b)} \quad & \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} = -2V_i G_a + E_k (G_a \cos(\delta_k - \theta_i) - B_q \sin(\delta_k - \theta_i)) - V_i B_{d-q} \sin(2(\delta_k - \theta_i)) \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$\text{(c)} \quad \frac{\partial P_k^r}{\partial \delta_k} = -E_k V_i (G_a \sin(\delta_k - \theta_i) + B_q \cos(\delta_k - \theta_i)) - V_i^2 B_{d-q} \cos(2(\delta_k - \theta_i))$$

$$\text{(d)} \quad \frac{\partial P_k^r}{\partial E_k} = V_i (G_a \cos(\delta_k - \theta_i) - B_q \sin(\delta_k - \theta_i))$$

$$\text{(a)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i} = E_k V_i (G_a \cos(\delta_k - \theta_i) - B_q \sin(\delta_k - \theta_i)) - V_i^2 B_{d-q} \sin(2(\delta_k - \theta_i))$$

$$\text{(b)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} = V_i B_{d+q} - E_k (G_a \sin(\delta_k - \theta_i) + B_q \cos(\delta_k - \theta_i)) - V_i B_{d-q} \cos(2(\delta_k - \theta_i)) \quad (4.14)$$

$$\text{(c)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial \delta_k} = -E_k V_i (G_a \cos(\delta_k - \theta_i) - B_q \sin(\delta_k - \theta_i)) + V_i^2 B_{d-q} \sin(2(\delta_k - \theta_i))$$

$$\text{(d)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial E_k} = -V_i (G_a \sin(\delta_k - \theta_i) + B_q \cos(\delta_k - \theta_i))$$

Mientras que la linealización de (4.12) da lugar a las derivadas parciales (4.15) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \theta_i} = -\frac{2R_a}{V_i^2} \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} \\
 \text{(b)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} = -\frac{2R_a}{V_i^2} \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} - V_i I_k^{r2} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} \\
 \text{(c)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \delta_k} = -\frac{2R_a}{V_i^2} \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial \delta_k} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial \delta_k} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial \delta_k} \\
 \text{(d)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial E_k} = -\frac{2R_a}{V_i^2} \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial E_k} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial E_k} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial E_k} \\
 \text{(e)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial P_k^m} = 1
 \end{aligned} \tag{4.15}$$

Por último, para considerar los límites de armadura de la máquina se deben incluir dos ecuaciones de restricción para limitar sus inyecciones de potencia activa y reactiva. En este sentido, se definen las ecuaciones (4.16) y (4.17) para modelar los límites de armadura de la máquina k conectada al nodo i .

$$u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = P_k^r - P_k^c = 0 \tag{4.16}$$

$$u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = Q_k^r - Q_k^c = 0 \tag{4.17}$$

donde P_k^c, Q_k^c son las consignas de control de potencia activa y reactiva que representan los límites de armadura.

La linealización de (4.16) y (4.17) da lugar a las derivadas parciales (4.18) y (4.19) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad & \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \theta_i} = \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} - \frac{\partial P_k^c}{\partial \theta_i} \\
 \text{(b)} \quad & \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} = \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial V_i}
 \end{aligned} \tag{4.18}$$

$$\begin{aligned}
 \text{(c)} \quad \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \delta_k} &= \frac{\partial P_k^r}{\partial \delta_k} - \frac{\partial P_k^c}{\partial \delta_k} & \text{(d)} \quad \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial E_k} &= \frac{\partial P_k^r}{\partial E_k} - \frac{\partial P_k^c}{\partial E_k} \\
 \text{(a)} \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \theta_i} &= \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial \theta_i} & \text{(b)} \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} &= \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial V_i} \\
 \text{(c)} \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \delta_k} &= \frac{\partial Q_k^r}{\partial \delta_k} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial \delta_k} & \text{(d)} \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial E_k} &= \frac{\partial Q_k^r}{\partial E_k} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial E_k}
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

Con respecto a la distribución de comandos de potencia activa y reactiva, las ecuaciones (3.45) y (3.46) se deben extender para incluir las derivadas parciales con respecto a θ_k , δ_k y E_k dadas por (4.13)(a)(c)(d) y (4.14)(a)(c)(d).

4.2.1.1. Límites de voltaje de armadura y potencia mecánica

Los límites de voltaje de armadura y potencia mecánica representan los límites operativos del devanado de campo y del primo-motor de la máquina, respectivamente. Similar a lo discutido en la Sección 3.2.7, se recomienda verificar y aplicar (pero no imponer) estos límites desde el inicio del proceso de solución. Solo después de completar al menos dos iteraciones (o cuando los errores se reduzcan por debajo de un valor aceptable) deberán imponerse los límites. La imposición de los límites de voltaje de armadura y potencia mecánica para la máquina k implica lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 E_k \geq E_k^{\max} &\Rightarrow E_k = E_k^{\max}, & \mathbf{r}^E &= \mathbf{r}^E \cup \{k\} \\
 E_k \leq E_k^{\min} &\Rightarrow E_k = E_k^{\min}, & \mathbf{r}^Q &= \mathbf{r}^Q \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^E \\
 & & \mathbf{r}^{QI} &= \mathbf{r}^{QI} \setminus \{k\}
 \end{aligned} \tag{4.20}$$

$$\begin{aligned}
 P_k^m \geq P_k^{m-\max} &\Rightarrow P_k^m = P_k^{m-\max}, & \mathbf{r}^d &= \mathbf{r}^d \cup \{k\} \\
 P_k^m \leq P_k^{m-\min} &\Rightarrow P_k^m = P_k^{m-\min}, & \mathbf{r}^P &= \mathbf{r}^P \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^d \\
 & & \mathbf{r}^{PI} &= \mathbf{r}^{PI} \setminus \{k\}
 \end{aligned} \tag{4.21}$$

donde E_k^{\max} , E_k^{\min} , $P_k^{m-\max}$, $P_k^{m-\min}$ son los límites de voltaje de armadura y de potencia mecánica, respectivamente. Una vez que se impone un límite, la máquina k debe añadirse y retirarse de los conjuntos de dispositivos de regulación correspondientes.

4.2.1.2. Límites de potencia activa y reactiva

Los límites de potencia activa y reactiva representan los límites operativos de los devanados de armadura de la máquina. El gobernador de velocidad de la máquina no suele incorporar lazos de control para limitar la corriente de armadura a través de la potencia mecánica [93], [94], [95]. Sin embargo, es común que el sistema de excitación incorpore lazos de control para limitar la potencia o la corriente de armadura a través del voltaje de armadura [96]. La imposición de los límites de potencia activa y reactiva para la máquina k conectada al nodo i implica lo siguiente:

$$\begin{aligned} P_k^r &\geq \min(P_k^{\max}, +V_i I_k^{\max}), \Rightarrow \mathbf{r}^{\text{PI}} = \mathbf{r}^{\text{PI}} \cup \{k\} \\ P_k^r &\leq \max(P_k^{\min}, -V_i I_k^{\max}), \Rightarrow \mathbf{r}^{\text{P}} = \mathbf{r}^{\text{P}} \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^{\text{PI}} \\ &\mathbf{r}^{\text{d}} = \mathbf{r}^{\text{d}} \setminus \{k\} \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned} Q_k^r &\geq \min\left(Q_k^{\max}, +\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right), \Rightarrow \mathbf{r}^{\text{QI}} = \mathbf{r}^{\text{QI}} \cup \{k\} \\ &\mathbf{r}^{\text{Q}} = \mathbf{r}^{\text{Q}} \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^{\text{QI}} \\ Q_k^r &\leq \max\left(Q_k^{\min}, -\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right), \Rightarrow \mathbf{r}^{\text{E}} = \mathbf{r}^{\text{E}} \setminus \{k\} \end{aligned} \quad (4.23)$$

donde $P_k^{\max}, P_k^{\min}, Q_k^{\max}, Q_k^{\min}$ son los límites de potencia activa y reactiva, respectivamente; I_k^{\max} es el límite de corriente de armadura. Una vez que se impone un límite, la máquina k debe añadirse y retirarse de los conjuntos de dispositivos de regulación correspondientes.

En este sentido, las consignas de control de potencia activa y reactiva se pueden escribir como en (4.24) y (4.25), las cuales se encuentran en términos del límite más restrictivo (potencia o corriente de armadura) de la máquina k .

$$P_k^c = \begin{cases} \min(P_k^{\max}, +V_i I_k^{\max}) \\ \max(P_k^{\min}, -V_i I_k^{\max}) \end{cases} \quad (4.24)$$

$$Q_k^c = \begin{cases} \min\left(Q_k^{\max}, +\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right) \\ \max\left(Q_k^{\min}, -\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right) \end{cases} \quad (4.25)$$

donde $P_k^{r^2} \leq (V_i I_k^{\max})^2$ al evaluar el límite de corriente de armadura, de lo contrario, $Q_k^c = 0$.

La linealización de (4.24) y (4.25) para los límites de corriente de armadura da lugar a las derivadas parciales (4.26) y (4.27) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\frac{\partial P_k^c}{\partial V_i} = \pm I_k^{\max} \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial \theta_i} &= -\frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} & \text{(b)} \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial V_i} &= V_i I_k^{\max 2} - \frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} \\ \text{(c)} \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial \delta_k} &= -\frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial \delta_k} & \text{(d)} \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial E_k} &= -\frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial E_k} \end{aligned} \quad (4.27)$$

donde $Q_k^c \neq 0$.

4.2.2. Modelado de convertidores VSC

Considerando el modelo de convertidor VSC propuesto en [73], [74], [97], las inyecciones de potencia activa y reactiva del convertidor k conectado al nodo i se pueden escribir como (4.28) y (4.29).

$$P_k^r = -V_i^2 G_f + m_k E_{ac} V_i (G_f \cos(\phi_k - \theta_i) - B_f \sin(\phi_k - \theta_i)) \quad (4.28)$$

$$Q_k^r = V_i^2 B_f - m_k E_{ac} V_i (G_f \sin(\phi_k - \theta_i) + B_f \cos(\phi_k - \theta_i)) \quad (4.29)$$

Estas expresiones permiten la "interfaz" del modelo detallado del convertidor con el resto de la red eléctrica. Adicionalmente, la ecuación de balance de "potencia primaria" del convertidor k conectado al nodo i está dada por (4.30).

$$u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = P_k^{dc} - \left(\frac{E_{dc}^2 G_s}{I_k^{\max 2}} + R_f \right) I_k^{r2} - P_k^r = 0, \quad I_k^{r2} = \frac{P_k^{r2} + Q_k^{r2}}{V_i^2} \quad (4.30)$$

Esta ecuación describe el balance entre la potencia en CD suministrada al convertidor en el puerto de CD, sus pérdidas y la potencia activa inyectada a la red eléctrica.

La linealización de (4.28) y (4.29) da lugar a las derivadas parciales (4.31) y (4.32) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad & \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} = m_k E_{ac} V_i (G_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i) + B_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i)) \\
 \text{(b)} \quad & \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} = -2V_i G_f + m_k E_{ac} (G_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i) - B_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i))
 \end{aligned} \tag{4.31}$$

$$\text{(c)} \quad \frac{\partial P_k^r}{\partial \phi_k} = -m_k E_{ac} V_i (G_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i) + B_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i))$$

$$\text{(d)} \quad \frac{\partial P_k^r}{\partial m_k} = E_{ac} V_i (G_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i) - B_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i))$$

$$\text{(a)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i} = m_k E_{ac} V_i (G_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i) - B_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i))$$

$$\text{(b)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} = 2V_i B_f - m_k E_{ac} (G_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i) + B_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i)) \tag{4.32}$$

$$\text{(c)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial \phi_k} = -m_k E_{ac} V_i (G_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i) - B_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i))$$

$$\text{(d)} \quad \frac{\partial Q_k^r}{\partial m_k} = -E_{ac} V_i (G_f \text{sen}(\phi_k - \theta_i) + B_f \text{cos}(\phi_k - \theta_i))$$

Mientras que la linealización de (4.30) da lugar a las derivadas parciales (4.33) con respecto a las variables de estado y de control.

$$\begin{aligned}
 \text{(a)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \theta_i} = -\frac{2}{V_i^2} \left(\frac{E_{dc}^2 G_s}{I_k^{\max^2}} + R_f \right) \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} \\
 \text{(b)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} = -\frac{2}{V_i^2} \left(\frac{E_{dc}^2 G_s}{I_k^{\max^2}} + R_f \right) \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} - V_i I_k^{\max^2} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} \\
 \text{(c)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \phi_k} = -\frac{2}{V_i^2} \left(\frac{E_{dc}^2 G_s}{I_k^{\max^2}} + R_f \right) \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial \phi_k} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial \phi_k} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial \phi_k} \\
 \text{(d)} \quad & \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial m_k} = -\frac{2}{V_i^2} \left(\frac{E_{dc}^2 G_s}{I_k^{\max^2}} + R_f \right) \left(P_k^r \frac{\partial P_k^r}{\partial m_k} + Q_k^r \frac{\partial Q_k^r}{\partial m_k} \right) - \frac{\partial P_k^r}{\partial m_k}
 \end{aligned} \tag{4.33}$$

$$(e) \quad \frac{\partial u_k^d(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial P_k^{dc}} = 1$$

Por último, para considerar los límites de carga del convertidor se deben incluir dos ecuaciones de restricción para limitar sus inyecciones de potencia activa y reactiva. En este sentido, se definen las ecuaciones (4.34) y (4.35) para modelar los límites de carga del convertidor k conectado al nodo i .

$$u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = P_k^r - P_k^c = 0 \quad (4.34)$$

$$u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = Q_k^r - Q_k^c = 0 \quad (4.35)$$

donde P_k^c, Q_k^c son las consignas de control de potencia activa y reactiva que representan los límites de carga.

La linealización de (4.34) y (4.35) da lugar a las derivadas parciales (4.36) y (4.37) con respecto a las variables de estado y de control.

$$(a) \quad \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \theta_i} = \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i} - \frac{\partial P_k^c}{\partial \theta_i} \quad (b) \quad \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} = \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i} - \frac{\partial P_k^c}{\partial V_i} \quad (4.36)$$

$$(c) \quad \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \phi_k} = \frac{\partial P_k^r}{\partial \phi_k} - \frac{\partial P_k^c}{\partial \phi_k} \quad (d) \quad \frac{\partial u_k^P(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial m_k} = \frac{\partial P_k^r}{\partial m_k} - \frac{\partial P_k^c}{\partial m_k}$$

$$(a) \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \theta_i} = \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial \theta_i} \quad (b) \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial V_i} = \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial V_i} \quad (4.37)$$

$$(c) \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \phi_k} = \frac{\partial Q_k^r}{\partial \phi_k} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial \phi_k} \quad (d) \quad \frac{\partial u_k^Q(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial m_k} = \frac{\partial Q_k^r}{\partial m_k} - \frac{\partial Q_k^c}{\partial m_k}$$

Con respecto a la distribución de comandos de potencia activa y reactiva, las ecuaciones (3.45) y (3.46) se deben extender para incluir las derivadas parciales con respecto a θ_k, ϕ_k y m_k dadas por (4.31)(a)(c)(d) y (4.32)(a)(c)(d).

4.2.2.1. Límites de modulación y potencia de CD

Los límites de modulación y potencia de CD representan los límites operativos del control PWM y de la fuente de potencia en CD (paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, etc.) del convertidor, respectivamente. Similar a lo discutido en la Sección 3.2.7, se recomienda verificar y aplicar (pero no imponer) estos límites desde el inicio del proceso de solución. Solo después de completar al menos dos iteraciones (o cuando los errores se reduzcan por debajo de un valor aceptable) deberán imponerse los límites. La imposición de los límites de modulación y potencia de CD para el convertidor k implica lo siguiente:

$$\begin{aligned} m_k \geq m_k^{\max} &\Rightarrow m_k = m_k^{\max}, & \mathbf{r}^E &= \mathbf{r}^E \cup \{k\} \\ m_k \leq m_k^{\min} &\Rightarrow m_k = m_k^{\min}, & \mathbf{r}^Q &= \mathbf{r}^Q \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^E \\ & & \mathbf{r}^{QI} &= \mathbf{r}^{QI} \setminus \{k\} \end{aligned} \quad (4.38)$$

$$\begin{aligned} P_k^{\text{dc}} \geq P_k^{\text{dc-max}} &\Rightarrow P_k^{\text{dc}} = P_k^{\text{dc-max}}, & \mathbf{r}^d &= \mathbf{r}^d \cup \{k\} \\ P_k^{\text{dc}} \leq P_k^{\text{dc-min}} &\Rightarrow P_k^{\text{dc}} = P_k^{\text{dc-min}}, & \mathbf{r}^P &= \mathbf{r}^P \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^d \\ & & \mathbf{r}^{\text{PI}} &= \mathbf{r}^{\text{PI}} \setminus \{k\} \end{aligned} \quad (4.39)$$

donde $m_k^{\max}, m_k^{\min}, P_k^{\text{dc-max}}, P_k^{\text{dc-min}}$ son los límites de modulación y de potencia de CD, respectivamente. Una vez que se impone un límite, el convertidor k debe añadirse y retirarse de los conjuntos de dispositivos de regulación correspondientes.

4.2.2.2. Límites de potencia activa y reactiva

Los límites de potencia activa y reactiva representan los límites operativos de carga en terminales de un convertidor. El sistema de control eléctrico de un convertidor suele incorporar lazos de control para limitar la corriente de carga a través del índice de modulación y de la potencia de CD, dando prioridad a la potencia activa (prioridad P) o a la potencia reactiva (prioridad Q) [11], [98]. La imposición de los límites de potencia activa y reactiva para el convertidor k conectado al nodo i implica lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 P_k^r &\geq \min(P_k^{\max}, +V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } P &\Rightarrow \\
 P_k^r &\leq \max(P_k^{\min}, -V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } P &\Rightarrow \mathbf{r}^{\text{PI}} = \mathbf{r}^{\text{PI}} \cup \{k\} \\
 P_k^r &\geq \min\left(P_k^{\max}, +\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - Q_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } Q &\Rightarrow \mathbf{r}^{\text{P}} = \mathbf{r}^{\text{P}} \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^{\text{PI}} \\
 P_k^r &\leq \max\left(P_k^{\min}, -\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - Q_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } Q &\Rightarrow \mathbf{r}^{\text{d}} = \mathbf{r}^{\text{d}} \setminus \{k\} \\
 Q_k^r &\geq \min\left(Q_k^{\max}, +\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } P &\Rightarrow \mathbf{r}^{\text{QI}} = \mathbf{r}^{\text{QI}} \cup \{k\} \\
 Q_k^r &\leq \max\left(Q_k^{\min}, -\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } P &\Rightarrow \mathbf{r}^{\text{Q}} = \mathbf{r}^{\text{Q}} \setminus \{k\}, \quad \forall k \notin \mathbf{r}^{\text{QI}} \\
 Q_k^r &\geq \min(Q_k^{\max}, +V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } Q &\Rightarrow \mathbf{r}^{\text{E}} = \mathbf{r}^{\text{E}} \setminus \{k\} \\
 Q_k^r &\leq \max(Q_k^{\min}, -V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } Q &\Rightarrow
 \end{aligned} \tag{4.41}$$

donde $P_k^{\max}, P_k^{\min}, Q_k^{\max}, Q_k^{\min}$ son los límites de potencia activa y reactiva, respectivamente, I_k^{\max} es el límite de corriente de carga. Una vez que se impone un límite, el convertidor k debe añadirse y retirarse de los conjuntos de dispositivos de regulación correspondientes.

De acuerdo con lo anterior, las consignas de control de potencia activa y reactiva se pueden escribir como en (4.42) y (4.43), las cuales se encuentran en términos del límite más restrictivo (potencia o corriente de carga) y de la prioridad de potencia del convertidor k .

$$P_k^c = \begin{cases} \min(P_k^{\max}, +V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } P \\ \max(P_k^{\min}, -V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } P \\ \min\left(P_k^{\max}, +\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - Q_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } Q \\ \max\left(P_k^{\min}, -\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - Q_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } Q \end{cases} \tag{4.42}$$

$$Q_k^c = \begin{cases} \min\left(Q_k^{\max}, +\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } P \\ \max\left(Q_k^{\min}, -\sqrt{(V_i I_k^{\max})^2 - P_k^{r^2}}\right), & \text{Prioridad } P \\ \min(Q_k^{\max}, +V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } Q \\ \max(Q_k^{\min}, -V_i I_k^{\max}), & \text{Prioridad } Q \end{cases} \tag{4.43}$$

donde $Q_k^{r2} \leq (V_i I_k^{\max})^2$ y $P_k^{r2} \leq (V_i I_k^{\max})^2$ al evaluar el límite de corriente de carga, de lo contrario, $P_k^c = 0$ y $Q_k^c = 0$, respectivamente.

La linealización de (4.42) y (4.43) para los límites de corriente de carga da lugar a las derivadas parciales (4.44) y (4.45) con respecto a las variables de estado y de control.

$$(a) \quad \frac{\partial P_k^c}{\partial \theta_i} = \begin{cases} 0, & \text{Prio. } P \\ -\frac{Q_k^r}{P_k^c} \frac{\partial Q_k^r}{\partial \theta_i}, & \text{Prio. } Q \end{cases} \quad (b) \quad \frac{\partial P_k^c}{\partial V_i} = \begin{cases} \pm I_k^{\max}, & \text{Prio. } P \\ V_i I_k^{\max 2} - \frac{Q_k^r}{P_k^c} \frac{\partial Q_k^r}{\partial V_i}, & \text{Prio. } Q \end{cases} \quad (4.44)$$

$$(c) \quad \frac{\partial P_k^c}{\partial \phi_k} = \begin{cases} 0, & \text{Prio. } P \\ -\frac{Q_k^r}{P_k^c} \frac{\partial Q_k^r}{\partial \phi_k}, & \text{Prio. } Q \end{cases} \quad (d) \quad \frac{\partial P_k^c}{\partial m_k} = \begin{cases} 0, & \text{Prio. } P \\ -\frac{Q_k^r}{P_k^c} \frac{\partial Q_k^r}{\partial m_k}, & \text{Prio. } Q \end{cases}$$

$$(a) \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial \theta_i} = \begin{cases} -\frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial \theta_i}, & \text{Prio. } P \\ 0, & \text{Prio. } Q \end{cases} \quad (b) \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial V_i} = \begin{cases} V_i I_k^{\max 2} - \frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial V_i}, & \text{Prio. } P \\ \pm I_k^{\max}, & \text{Prio. } Q \end{cases} \quad (4.45)$$

$$(c) \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial \phi_k} = \begin{cases} -\frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial \phi_k}, & \text{Prio. } P \\ 0, & \text{Prio. } Q \end{cases} \quad (d) \quad \frac{\partial Q_k^c}{\partial m_k} = \begin{cases} -\frac{P_k^r}{Q_k^c} \frac{\partial P_k^r}{\partial m_k}, & \text{Prio. } P \\ 0, & \text{Prio. } Q \end{cases}$$

donde $P_k^c \neq 0$ y $Q_k^c \neq 0$.

4.3. Evaluación de límites operativos

Para comprobar la extensión de modelado introducida en este capítulo, se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia para evaluar los límites operativos de los modelos detallados de los dispositivos de regulación. Para ello, se utiliza un sistema de prueba representativo de una CEA con una capacidad declarada en el POI de 100 MW, como se muestra en la Figura 4.1. Se debe mencionar que los dispositivos de regulación de la CEA se modelan como convertidores VSC ya que cuentan con las implementaciones más complejas.

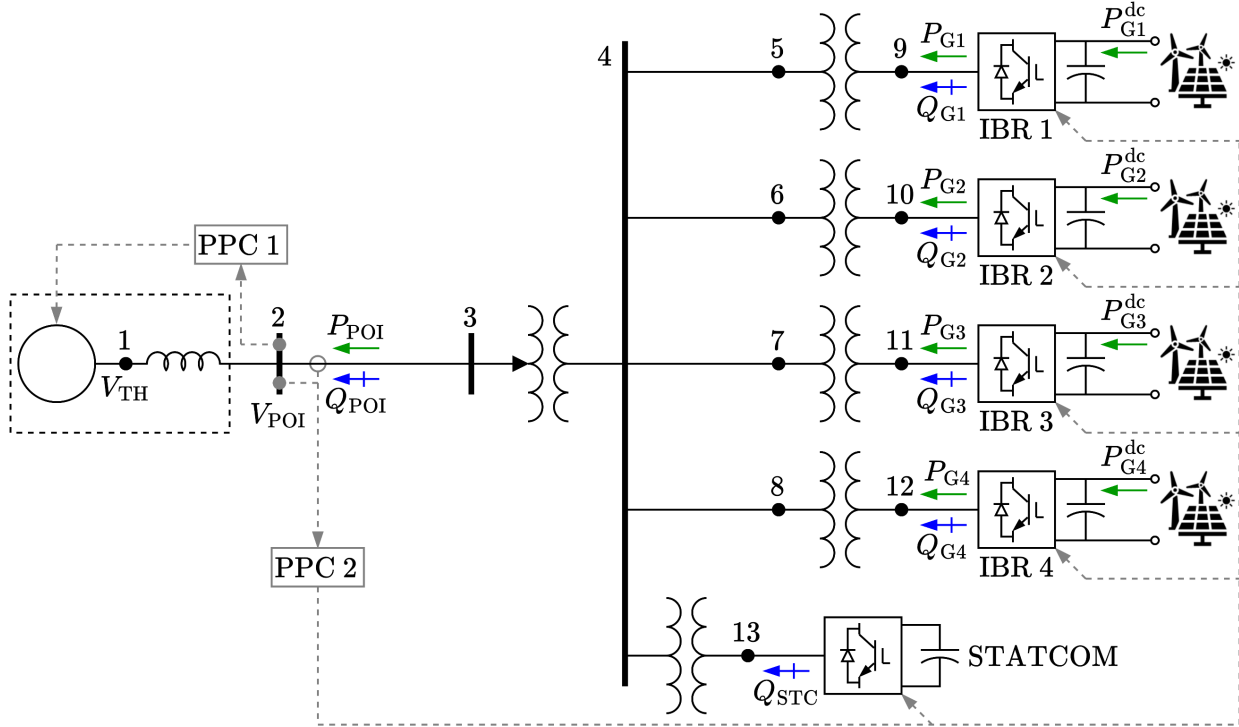


Figura 4.1. Sistema de prueba de una CEA de 100 MW con cuatro IBR y un STATCOM.

El sistema de prueba cuenta con las mismas características generales descritas en la Sección 3.3. Asimismo, las consideraciones utilizadas para la simulación de flujos de potencia son las descritas en la Sección 3.3, más las siguientes:

- i. La red equivalente cuenta con un PPC con control V , de manera que el voltaje en el POI se pueda controlar a ciertos valores especificados. El ángulo de referencia se mantiene en el nodo 1.
- ii. La CEA cuenta con un PPC con control $P-Q$, de manera que el flujo de potencia en el POI se pueda controlar a ciertos valores especificados.
- iii. Los IBR se modelan como convertidores VSC con los siguientes parámetros: $R_f = 0.01$ pu, $X_f = 0.1$ pu, $G_s = 0.01$ pu, $k_1 = \sqrt{3}/8$ pu, $E_{dc} = 2$ pu, $m_k^{\max} = 1$ pu, $m_k^{\min} = 0$ pu, $I^{\max} = 1$ pu.
- iv. El STATCOM se modela como convertidor VSC con los siguientes parámetros: $R_f = 0.01$ pu, $X_f = 0.1$ pu, $G_s = 0.01$ pu, $k_1 = \sqrt{3}/8$ pu, $E_{dc} = 2$ pu, $m_k^{\max} = 1$ pu, $m_k^{\min} = 0$ pu, $I^{\max} = 1$ pu y prioridad PQ , es decir, ambas potencias pueden alcanzar el límite de corriente de carga.

- v. En la Tabla 4.1 figuran los datos de capacidad de las plantas y de sus dispositivos de regulación, así como la estrategia de regulación.

Tabla 4.1. Capacidades y estrategia de regulación para el sistema de prueba.

Dispositivo	P^{\max}	P^{\min}	Q^{\max}	Q^{\min}	$P^{\text{dc-max}}$	$P^{\text{dc-min}}$	S^{\max}	w^P	w^Q
	(MW)		(MVAr)		(MW)		(MVA)		
PPC 1	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	---	---	---	---	---
Eq. Thev.	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	---	---	---	---	---
PPC 2	100.0	0.0	32.87	-32.87	---	---	---	---	---
IBR 1	30.0	0.0	14.53	-14.53	33.33	0.0	33.33	30.0	3.0
IBR 2	20.0	0.0	9.69	-9.69	22.22	0.0	22.22	20.0	2.0
IBR 3	30.0	0.0	14.53	-14.53	33.33	0.0	33.33	30.0	3.0
IBR 4	20.0	0.0	9.69	-9.69	22.22	0.0	22.22	20.0	2.0
STATCOM	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	0.0	0.0	12.5	0.0	90.0

4.3.1. Caso 1: Límites de potencia activa y reactiva

Se realiza una simulación de flujos de potencia con el objetivo de evaluar los límites de potencia activa y de potencia reactiva capacitiva de los dispositivos de regulación. Para este propósito, el PPC 1 se ajusta para mantener V_{POI} de acuerdo con lo especificado en la Tabla 4.2 para reducir los voltajes internos de la planta, mientras que el PPC 2 se ajusta para mantener $P_{\text{POI}} = 100 \text{ MW}$ y $Q_{\text{POI}} = 48.4322 \text{ MVAr}$. Por otro lado, los IBR se modelan con prioridad P .

Las Tablas 4.2 y 4.3 muestran los resultados de las simulaciones de flujos de potencia. Para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia se requirieron **seis** iteraciones. Como se puede observar, el PPC 2 no puede mantener sus consignas de potencia activa y reactiva en el POI. Esto es debido a que los IBR se encuentran operando en sus capacidades máximas de potencia activa y reactiva, mientras que el STATCOM se encuentra operando en su capacidad máxima de corriente reactiva $Q_{\text{STC}}/V_{\text{STC}} = 12.5 \text{ MVAr}$.

Cabe mencionar que se obtienen resultados idénticos al modelar los IBR con prioridad Q ya que cuentan con capacidad de reserva. Esto permite que los IBR puedan mantener su consigna de potencia activa y reactiva máxima sin necesidad de reducir alguna componente de corriente.

Tabla 4.2. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.

Planta	V_{POI} (pu)	θ_{POI} (grados)	P_{POI} (MW)	ΣP_G (MW)	Q_{POI} (MVar)	ΣQ_G (MVar)
1	0.900	14.258	---	-94.78	---	-7.30
2	0.900	14.258	94.78	99.37	32.01	61.87

Tabla 4.3. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVar)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
2	G1	1.063	0.910	29.138	33.283	30.00	31.48	14.53	1.48	94.12
2	G2	1.060	0.908	28.975	33.142	20.00	20.99	9.69	0.99	94.37
2	G3	1.063	0.910	29.138	33.283	30.00	31.48	14.53	1.48	94.12
2	G4	1.060	0.908	28.975	33.142	20.00	20.99	9.69	0.99	94.37
2	STC	1.075	0.959	26.346	25.631	-0.63	0.00	13.44	0.63	100.11

4.3.2. Caso 2: Límites de potencia primaria y corriente activa

Se realiza una simulación de flujos de potencia con el objetivo de evaluar los límites de potencia primaria y corriente activa de los dispositivos de regulación. Para este propósito, el PPC 1 se ajusta para mantener V_{POI} de acuerdo con lo especificado en la Tabla 4.4 para reducir los voltajes internos de la planta, mientras que el PPC 2 se ajusta para mantener $P_{POI} = 100$ MW y $Q_{POI} = 48.4322$ MVar. Por otro lado, los IBR se modelan con prioridad P y con límites de potencia activa/reactiva abiertos (± 9999 MW/MVar).

Las Tablas 4.4 y 4.5 muestran los resultados de las simulaciones de flujos de potencia. Para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia se requirieron **siete** iteraciones. Como se puede observar, el PPC 2 no puede mantener sus consignas de potencia activa y reactiva en el POI. Esto es debido a que los IBR se encuentran operando en sus capacidades máximas de potencia primaria, mientras que el STATCOM se encuentra operando en su capacidad máxima de corriente reactiva $Q_{STC}/V_{STC} = 12.5$ MVar. Si bien la corriente activa de los IBR no se encuentra en su capacidad máxima, se requiere una disminución de corriente reactiva para no exceder el 100% de carga.

Tabla 4.4. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.

Planta	V_{POI} (pu)	θ_{POI} (grados)	P_{POI} (MW)	ΣP_G	Q_{POI} (MVar)	ΣQ_G
1	0.900	15.163	---	-99.74	---	-9.02
2	0.900	15.163	99.74	104.93	36.95	70.95

Tabla 4.5. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVar)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
2	G1	1.082	0.933	30.463	34.628	31.67	33.33	17.30	1.67	100.00
2	G2	1.079	0.929	30.306	34.504	21.11	22.22	11.37	1.11	100.00
2	G3	1.082	0.933	30.463	34.628	31.67	33.33	17.30	1.67	100.00
2	G4	1.079	0.929	30.306	34.504	21.11	22.22	11.37	1.11	100.00
2	STC	1.090	0.972	27.656	26.953	-0.63	0.00	13.63	0.63	100.11

4.3.3. Caso 3: Límites de corriente reactiva

Se realiza una simulación de flujos de potencia con el objetivo de evaluar los límites de corriente reactiva capacitiva de los dispositivos de regulación. Para este propósito, el PPC 1 se ajusta para mantener V_{POI} de acuerdo con lo especificado en la Tabla 4.6 para reducir los voltajes internos de la planta, mientras que el PPC 2 se ajusta para mantener $P_{POI} = 100$ MW y $Q_{POI} = 48.4322$ MVar. Por otro lado, los IBR se modelan con prioridad Q y con límites de potencia activa/reactiva abiertos (± 9999 MW/MVar).

Las Tablas 4.6 y 4.7 muestran los resultados de las simulaciones de flujos de potencia. Para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia se requirieron **siete** iteraciones. Como se puede observar, el PPC 2 no puede mantener su consigna de potencia activa en el POI pero si la de potencia reactiva. Esto es debido a que los IBR le dan prioridad al despacho de potencia reactiva, mientras el STATCOM se encuentra operando en su capacidad máxima de corriente reactiva $Q_{STC}/V_{STC} = 12.5$ MVar. Si bien la corriente reactiva de los IBR no se encuentra en su capacidad máxima, se requiere una disminución de corriente activa para no exceder el 100% de carga.

Tabla 4.6. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.

Planta	V_{POI} (pu)	θ_{POI} (grados)	P_{POI} (MW)	ΣP_G	Q_{POI} (MVar)	ΣQ_G
1	0.900	15.088	---	-96.13	---	-19.82
2	0.900	15.088	96.13	101.41	48.43	83.00

Tabla 4.7. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVar)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
2	G1	1.110	0.961	29.160	32.923	30.67	32.33	20.72	1.67	100.00
2	G2	1.107	0.958	29.008	32.775	20.35	21.46	13.82	1.11	100.00
2	G3	1.110	0.961	29.160	32.923	30.67	32.33	20.72	1.67	100.00
2	G4	1.107	0.958	29.008	32.775	20.35	21.46	13.82	1.11	100.00
2	STC	1.113	0.990	26.637	25.952	-0.63	0.00	13.92	0.63	100.10

4.3.4. Caso 4: Límite de modulación

Se realiza una simulación de flujos de potencia con el objetivo de evaluar el límite de modulación de los dispositivos de regulación. Para este propósito, el PPC 1 se ajusta para mantener V_{POI} de acuerdo con lo especificado en la Tabla 4.8 para incrementar los voltajes internos de la planta, mientras que el PPC 2 se ajusta para mantener $P_{POI} = 100 \text{ MW}$ y $Q_{POI} = 48.4322 \text{ MVar}$. Por otro lado, los IBR se modelan con prioridad P y con límites de potencia activa/reactiva abiertos ($\pm 9999 \text{ MW/MVar}$).

Las Tablas 4.8 y 4.9 muestran los resultados de las simulaciones de flujos de potencia. Para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia se requirieron **cinco** iteraciones. Como se puede observar, el PPC 2 puede mantener su consigna de potencia activa en el POI pero no la de potencia reactiva. Esto es debido a que tanto los IBR como el STATCOM se encuentran operando en su límite máximo de modulación.

Cabe mencionar que se obtienen resultados idénticos al modelar los IBR con prioridad Q ya que cuentan con capacidad de reserva. Esto permite que los IBR puedan mantener su consigna de modulación sin necesidad de reducir alguna componente de corriente.

Tabla 4.8. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: PPC.

Planta	V_{POI} (pu)	θ_{POI} (grados)	P_{POI} (MW)	ΣP_G	Q_{POI} (MVar)	ΣQ_G
1	1.000	12.289	---	-100.00	---	-17.59
2	1.000	12.289	100.00	104.36	40.94	68.00

Tabla 4.9. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Convertidores.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVar)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
2	G1	1.170	1.000	24.949	28.507	31.38	32.79	17.39	1.41	92.01
2	G2	1.168	1.000	24.800	28.356	20.92	21.88	12.07	0.96	93.06
2	G3	1.170	1.000	24.949	28.507	31.38	32.79	17.39	1.41	92.01
2	G4	1.168	1.000	24.800	28.356	20.92	21.88	12.07	0.96	93.06
2	STC	1.162	1.000	22.645	22.274	-0.24	0.00	9.09	0.24	62.56

4.4. Aplicación de la formulación propuesta a sistemas prácticos

El conocido sistema de prueba IEEE RTS-96 de tres áreas [90] (ver Figura 4.2) se utiliza para demostrar que la extensión al método propuesto es aplicable para determinar las condiciones operativas en estado estacionario de SEP prácticos considerando los controles de flujo de potencia de los PPC junto con modelos detallados de máquinas síncronas y convertidores VSC.

El sistema de prueba cuenta con las mismas características generales descritas en la Sección 3.4. Para efectos de aplicar el método desarrollado, se evalúa un caso de operación con el esquema de control $P-Q(V)$, como se describió en la Sección 3.4. Asimismo, las consideraciones utilizadas para la simulación de flujos de potencia son las descritas en la Sección 3.4, más las siguientes:

- i.* Las unidades de generación se modelan como convertidores VSC (ver Figura 4.3) con los siguientes parámetros: $R_f = 0.01$ pu, $X_f = 0.1$ pu, $G_s = 0.01$ pu, $k_1 = \sqrt{3/8}$ pu, $E_{\text{dc}} = 2$ pu, $m_k^{\text{max}} = 1$ pu, $m_k^{\text{min}} = 0$ pu, $I^{\text{max}} = 1$ pu y prioridad P .
- ii.* Los condensadores síncronos se modelan como máquinas síncronas (ver Figura 4.4) con los siguientes parámetros: $R_a = 0.004$ pu, $X_d = 1.5$ pu, $X_q = 0.95$ pu, $P_r = 0.01$ pu, $E_k^{\text{max}} = 2.1821$ pu, $E_k^{\text{min}} = 0$ pu, $I^{\text{max}} = 1$ pu.

iii. La capacidad en MW de potencia primaria de cada unidad de generación se basa en su capacidad en MVA, mientras que la capacidad en MVA de los condensadores síncronos se basa en su capacidad máxima en MVA_r.

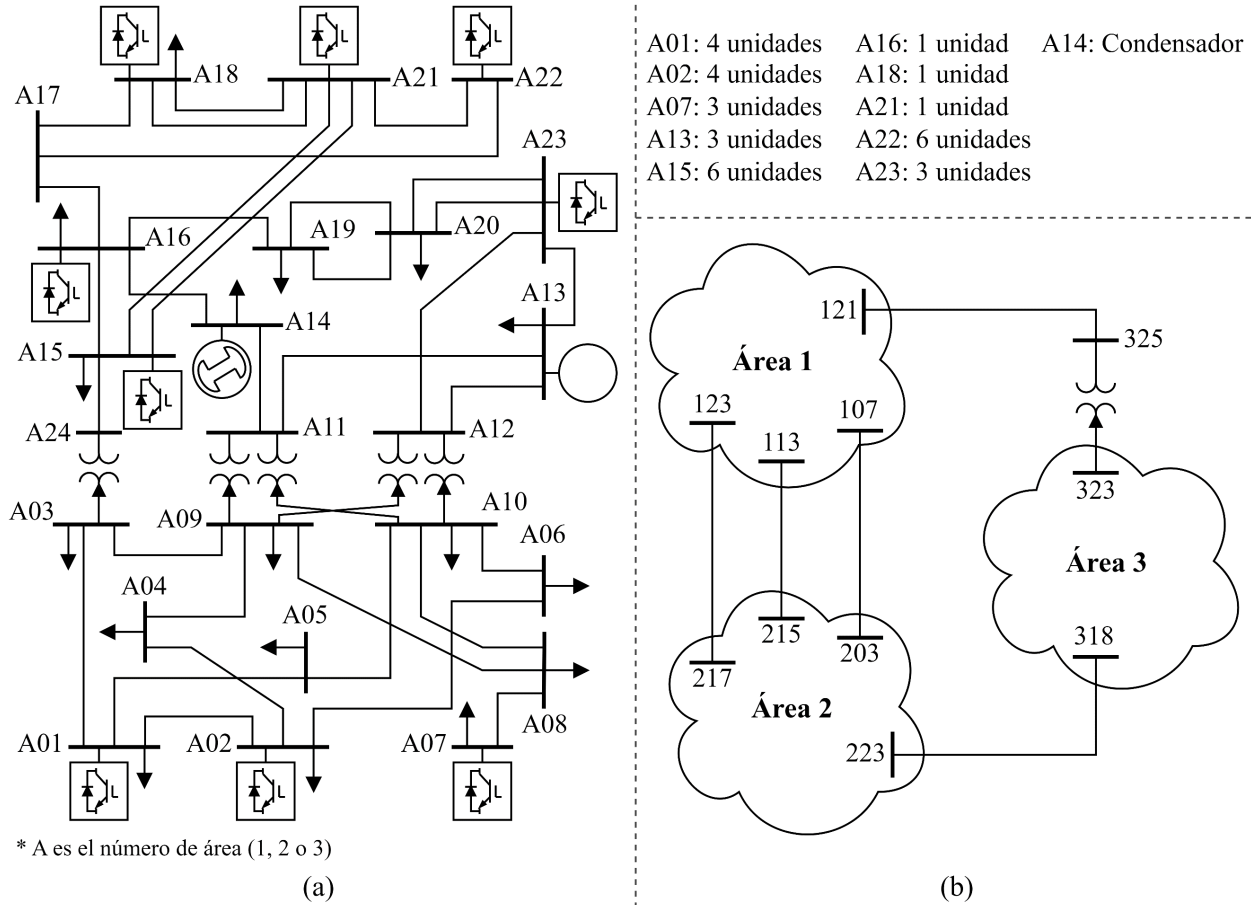


Figura 4.2. IEEE RTS-96 de tres áreas (a) Área de 24 nodos (b) Interconexión de las áreas.

La Tabla 4.10 muestra las condiciones operativas en estado estacionario del sistema de prueba IEEE RTS-96 de tres áreas, de acuerdo con lo calculado por la formulación propuesta, para las plantas y sus unidades de generación, así como para los condensadores síncronos. Cabe destacar que se mantuvieron **cinco** iteraciones para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia con respecto al caso evaluado en la Sección 3.4 para el control $P-Q(V)$, a pesar de considerar modelos detallados para los dispositivos de regulación. Se puede observar que los cambios más significativos son en el despacho de potencia activa de la planta *Slack* y en el

despacho de potencia reactiva de los condensadores síncronos, precisamente por las pérdidas consumidas por estos últimos.

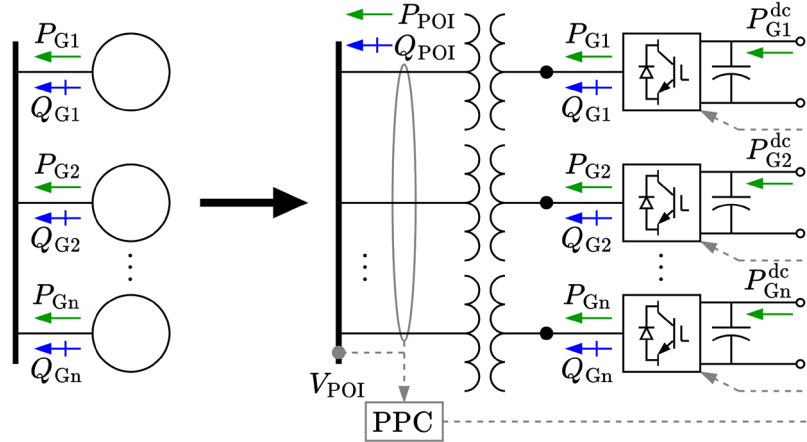


Figura 4.3. Modificación de las plantas del sistema IEEE RTS-96.

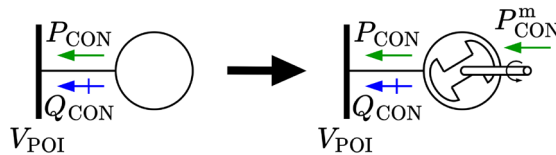


Figura 4.4. Modificación de los condensadores síncronos del sistema IEEE RTS-96.

Por otro lado, las Tablas 4.11–4.13 muestran las condiciones operativas tanto de las unidades de generación (convertidores VSC) como de los condensadores síncronos (máquinas síncronas), de acuerdo con lo calculado por la formulación propuesta. Como se puede observar, tanto las máquinas como los convertidores se encuentran en condiciones normales de operación, es decir, no se excede ni se alcanza ninguno de sus límites operativos.

Estos resultados demuestran la practicidad de este novedoso enfoque para el modelado de PPC en SEP que incluyen CEA a gran escala con modelos detallados de sus dispositivos de regulación.

Tabla 4.10. Condiciones operativas según lo calculado por la formulación propuesta: Control $P-Q(V)$.

Planta	V_{POI}	P_{POI}	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	P_{G4}	P_{G5}	P_{G6}	Q_{POI}	Q_{G1}	Q_{G2}	Q_{G3}	Q_{G4}	Q_{G5}	Q_{G6}
	(pu)		(MW)						(MVA _r)						
101	1.012	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	20.2	3.9	3.9	14.6	14.6	---	---
102	1.013	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	19.4	3.8	3.8	14.3	14.3	---	---
107	0.998	240.0	80.3	80.3	80.3	---	---	---	61.0	27.9	27.9	27.9	---	---	---
113	1.013	-4.5	-1.5	-1.5	-1.5	---	---	---	240.0	80.0	80.0	80.0	---	---	---
115	0.992	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	25.4	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	36.1
116	0.995	155.0	155.6	---	---	---	---	---	19.4	37.1	---	---	---	---	---
118	1.019	400.0	401.7	---	---	---	---	---	83.7	135.0	---	---	---	---	---
121	1.022	400.0	401.7	---	---	---	---	---	72.0	122.4	---	---	---	---	---
122	1.037	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	6.1	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
123	1.023	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	103.6	41.1	41.1	92.9	---	---	---
201	1.012	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	21.0	4.0	4.0	14.9	14.9	---	---
202	1.012	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	20.8	4.0	4.0	14.8	14.8	---	---
207	1.000	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	53.1	25.1	25.1	25.1	---	---	---
213	0.990	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	98.3	38.6	38.6	38.6	---	---	---
215	0.997	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	15.5	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	28.6
216	0.998	155.0	155.6	---	---	---	---	---	13.9	31.3	---	---	---	---	---
218	1.021	400.0	401.7	---	---	---	---	---	74.7	125.3	---	---	---	---	---
221	1.023	400.0	401.7	---	---	---	---	---	66.6	116.6	---	---	---	---	---
222	1.038	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	3.4	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
223	1.020	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	123.9	46.1	46.1	104.3	---	---	---
301	1.010	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	23.9	4.3	4.3	16.1	16.1	---	---
302	1.010	172.0	18.3	18.3	68.0	68.0	---	---	23.2	4.3	4.3	15.8	15.8	---	---
307	1.000	240.0	80.2	80.2	80.2	---	---	---	54.1	25.5	25.5	25.5	---	---	---
313	0.990	285.3	95.3	95.3	95.3	---	---	---	94.7	37.3	37.3	37.3	---	---	---
315	0.994	215.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	155.9	21.8	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	33.3
316	0.997	155.0	155.6	---	---	---	---	---	16.6	34.1	---	---	---	---	---
318	1.020	400.0	401.7	---	---	---	---	---	79.8	130.7	---	---	---	---	---
321	1.022	400.0	401.7	---	---	---	---	---	70.4	120.6	---	---	---	---	---
322	1.037	300.0	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
323	1.022	660.0	155.4	155.4	351.7	---	---	---	113.5	43.5	43.5	98.4	---	---	---
114	0.980	---	-2.1	---	---	---	---	---	---	49.7	---	---	---	---	---
214	0.980	---	-2.1	---	---	---	---	---	---	56.1	---	---	---	---	---
314	0.980	---	-2.1	---	---	---	---	---	---	62.8	---	---	---	---	---

Tabla 4.11. Condiciones operativas de los dispositivos de regulación del Área 1.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVAr)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
101	G1	1.032	0.863	-2.120	1.807	18.33	19.01	3.94	0.69	75.70
101	G2	1.032	0.863	-2.120	1.807	18.33	19.01	3.94	0.69	75.70
101	G3	1.032	0.863	-2.120	1.807	67.96	70.51	14.60	2.55	75.70
101	G4	1.032	0.863	-2.120	1.807	67.96	70.51	14.60	2.55	75.70
102	G1	1.032	0.863	-2.235	1.695	18.33	19.01	3.85	0.69	75.62
102	G2	1.032	0.863	-2.235	1.695	18.33	19.01	3.85	0.69	75.62
102	G3	1.032	0.863	-2.235	1.695	67.96	70.50	14.26	2.54	75.62
102	G4	1.032	0.863	-2.235	1.695	67.96	70.50	14.26	2.54	75.62
107	G1	1.027	0.864	-2.723	0.738	80.25	83.15	27.86	2.90	70.09
107	G2	1.027	0.864	-2.723	0.738	80.25	83.15	27.86	2.90	70.09
107	G3	1.027	0.864	-2.723	0.738	80.25	83.15	27.86	2.90	70.09
113	G1	---	---	---	---	---	---	---	---	---
113	G2	---	---	---	---	---	---	---	---	---
113	G3	---	---	---	---	---	---	---	---	---
115	G1	1.016	0.855	19.344	23.858	11.99	12.51	2.78	0.52	86.57
115	G2	1.016	0.855	19.344	23.858	11.99	12.51	2.78	0.52	86.57
115	G3	1.016	0.855	19.344	23.858	11.99	12.51	2.78	0.52	86.57
115	G4	1.016	0.855	19.344	23.858	11.99	12.51	2.78	0.52	86.57
115	G5	1.016	0.855	19.344	23.858	11.99	12.51	2.78	0.52	86.57
115	G6	1.016	0.855	19.344	23.858	155.87	162.69	36.09	6.82	86.57
116	G1	1.019	0.857	18.345	22.820	155.59	162.36	37.05	6.77	86.28
118	G1	1.057	0.894	24.743	28.829	401.71	418.78	134.96	17.07	85.14
121	G1	1.056	0.891	25.505	29.620	401.68	418.47	122.41	16.79	84.44
122	G1	1.046	0.872	29.596	34.402	50.15	52.34	5.41	2.19	91.01
122	G2	1.046	0.872	29.596	34.402	50.15	52.34	5.41	2.19	91.01
122	G3	1.046	0.872	29.596	34.402	50.15	52.34	5.41	2.19	91.01
122	G4	1.046	0.872	29.596	34.402	50.15	52.34	5.41	2.19	91.01
122	G5	1.046	0.872	29.596	34.402	50.15	52.34	5.41	2.19	91.01
122	G6	1.046	0.872	29.596	34.402	50.15	52.34	5.41	2.19	91.01
123	G1	1.049	0.883	17.922	22.120	155.35	161.79	41.06	6.44	84.13
123	G2	1.049	0.883	17.922	22.120	155.35	161.79	41.06	6.44	84.13
123	G3	1.049	0.883	17.922	22.120	351.68	366.26	92.94	14.58	84.13
Planta	ID	V (pu)	E	θ (grados)	δ	P (MW)	P^m	Q (MVAr)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
114	CON	0.980	1.361	0.511	-0.004	-2.05	0.0	49.74	2.05	25.40

Tabla 4.12. Condiciones operativas de los dispositivos de regulación del Área 2.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVAr)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
201	G1	1.032	0.864	-2.611	1.313	18.33	19.01	4.02	0.69	75.77
201	G2	1.032	0.864	-2.611	1.313	18.33	19.01	4.02	0.69	75.77
201	G3	1.032	0.864	-2.611	1.313	67.96	70.51	14.89	2.55	75.77
201	G4	1.032	0.864	-2.611	1.313	67.96	70.51	14.89	2.55	75.77
202	G1	1.032	0.864	-2.687	1.237	18.33	19.01	3.99	0.69	75.75
202	G2	1.032	0.864	-2.687	1.237	18.33	19.01	3.99	0.69	75.75
202	G3	1.032	0.864	-2.687	1.237	67.96	70.51	14.81	2.55	75.75
202	G4	1.032	0.864	-2.687	1.237	67.96	70.51	14.81	2.55	75.75
207	G1	1.026	0.862	-2.971	0.515	80.25	83.09	25.08	2.84	69.42
207	G2	1.026	0.862	-2.971	0.515	80.25	83.09	25.08	2.84	69.42
207	G3	1.026	0.862	-2.971	0.515	80.25	83.09	25.08	2.84	69.42
213	G1	1.011	0.843	4.677	6.840	95.29	97.52	38.56	2.23	43.82
213	G2	1.011	0.843	4.677	6.840	95.29	97.52	38.56	2.23	43.82
213	G3	1.011	0.843	4.677	6.840	95.29	97.52	38.56	2.23	43.82
215	G1	1.015	0.851	14.998	19.558	11.99	12.50	2.20	0.52	85.80
215	G2	1.015	0.851	14.998	19.558	11.99	12.50	2.20	0.52	85.80
215	G3	1.015	0.851	14.998	19.558	11.99	12.50	2.20	0.52	85.80
215	G4	1.015	0.851	14.998	19.558	11.99	12.50	2.20	0.52	85.80
215	G5	1.015	0.851	14.998	19.558	11.99	12.50	2.20	0.52	85.80
215	G6	1.015	0.851	14.998	19.558	155.86	162.56	28.61	6.70	85.80
216	G1	1.018	0.854	15.343	19.852	155.58	162.26	31.30	6.68	85.66
218	G1	1.056	0.892	21.043	25.151	401.69	418.54	125.30	16.85	84.59
221	G1	1.056	0.890	21.716	25.844	401.67	418.34	116.60	16.67	84.13
222	G1	1.046	0.872	25.853	30.661	50.15	52.33	4.95	2.19	90.86
222	G2	1.046	0.872	25.853	30.661	50.15	52.33	4.95	2.19	90.86
222	G3	1.046	0.872	25.853	30.661	50.15	52.33	4.95	2.19	90.86
222	G4	1.046	0.872	25.853	30.661	50.15	52.33	4.95	2.19	90.86
222	G5	1.046	0.872	25.853	30.661	50.15	52.33	4.95	2.19	90.86
222	G6	1.046	0.872	25.853	30.661	50.15	52.33	4.95	2.19	90.86
223	G1	1.050	0.886	18.792	22.964	155.36	161.91	46.08	6.55	84.84
223	G2	1.050	0.886	18.792	22.964	155.36	161.91	46.08	6.55	84.84
223	G3	1.050	0.886	18.792	22.964	351.70	366.52	104.32	14.83	84.84
Planta	ID	V (pu)	E	θ (grados)	δ	P (MW)	P^m	Q (MVAr)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
214	CON	0.980	1.410	-0.697	-1.207	-2.07	0.0	56.12	2.07	28.65

Tabla 4.13. Condiciones operativas de los dispositivos de regulación del Área 3.

Planta	ID	V (pu)	m	θ (grados)	ϕ	P (MW)	P^{dc}	Q (MVAr)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
301	G1	1.032	0.865	3.105	7.018	18.33	19.02	4.34	0.69	76.07
301	G2	1.032	0.865	3.105	7.018	18.33	19.02	4.34	0.69	76.07
301	G3	1.032	0.865	3.105	7.018	67.96	70.53	16.10	2.58	76.07
301	G4	1.032	0.865	3.105	7.018	67.96	70.53	16.10	2.58	76.07
302	G1	1.032	0.864	3.008	6.924	18.33	19.02	4.27	0.69	76.0
302	G2	1.032	0.864	3.008	6.924	18.33	19.02	4.27	0.69	76.0
302	G3	1.032	0.864	3.008	6.924	67.96	70.53	15.83	2.57	76.0
302	G4	1.032	0.864	3.008	6.924	67.96	70.53	15.83	2.57	76.0
307	G1	1.027	0.862	2.549	6.032	80.25	83.10	25.46	2.85	69.50
307	G2	1.027	0.862	2.549	6.032	80.25	83.10	25.46	2.85	69.50
307	G3	1.027	0.862	2.549	6.032	80.25	83.10	25.46	2.85	69.50
313	G1	1.011	0.843	9.860	12.027	95.29	97.50	37.31	2.21	43.62
313	G2	1.011	0.843	9.860	12.027	95.29	97.50	37.31	2.21	43.62
313	G3	1.011	0.843	9.860	12.027	95.29	97.50	37.31	2.21	43.62
315	G1	1.015	0.853	22.674	27.205	11.99	12.51	2.56	0.52	86.26
315	G2	1.015	0.853	22.674	27.205	11.99	12.51	2.56	0.52	86.26
315	G3	1.015	0.853	22.674	27.205	11.99	12.51	2.56	0.52	86.26
315	G4	1.015	0.853	22.674	27.205	11.99	12.51	2.56	0.52	86.26
315	G5	1.015	0.853	22.674	27.205	11.99	12.51	2.56	0.52	86.26
315	G6	1.015	0.853	22.674	27.205	155.86	162.64	33.33	6.77	86.26
316	G1	1.018	0.856	21.945	26.438	155.58	162.30	34.06	6.72	85.94
318	G1	1.056	0.893	26.986	31.082	401.70	418.67	130.69	16.97	84.90
321	G1	1.056	0.891	28.241	32.360	401.68	418.43	120.65	16.75	84.34
322	G1	1.046	0.872	32.313	37.120	50.15	52.34	5.24	2.19	90.95
322	G2	1.046	0.872	32.313	37.120	50.15	52.34	5.24	2.19	90.95
322	G3	1.046	0.872	32.313	37.120	50.15	52.34	5.24	2.19	90.95
322	G4	1.046	0.872	32.313	37.120	50.15	52.34	5.24	2.19	90.95
322	G5	1.046	0.872	32.313	37.120	50.15	52.34	5.24	2.19	90.95
322	G6	1.046	0.872	32.313	37.120	50.15	52.34	5.24	2.19	90.95
323	G1	1.049	0.884	23.168	27.354	155.36	161.85	43.49	6.49	84.47
323	G2	1.049	0.884	23.168	27.354	155.36	161.85	43.49	6.49	84.47
323	G3	1.049	0.884	23.168	27.354	351.69	366.38	98.45	14.70	84.47
Planta	ID	V (pu)	E	θ (grados)	δ	P (MW)	P^m	Q (MVAr)	Pérdidas (MW)	Carga (%)
314	CON	0.980	1.460	5.307	4.800	-2.08	0.0	62.77	2.08	32.05

Capítulo 5

Casos de estudio de estabilidad de voltaje

5.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de la evaluación de estabilidad de voltaje mediante las metodologías para la generación de curvas PV y curvas VQ , considerando la formulación extendida de flujos de potencia presentada en los Capítulos 3 y 4 para el modelado de PPC en conjunto con los modelos detallados de sus dispositivos de regulación. Para ello, se estudian dos sistemas de prueba de dos áreas interconectadas de forma longitudinal. El primero es el conocido sistema de dos áreas y cuatro generadores propuesto en [42] por Prabha Kundur, mientras que el segundo es el conocido sistema IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas. La utilidad de la formulación introducida queda demostrada ya que permite detectar y evaluar los ajustes de control necesarios para incrementar la máxima transferencia de potencia entre zonas con integración de CEA.

5.2. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores

El conocido sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores propuesto en [42] por Prabha Kundur se utiliza para evaluar la estabilidad de voltaje mediante las metodologías de curvas PV y curvas VQ . Como se muestra en la Figura 5.1, el sistema consiste de dos áreas interconectadas de forma longitudinal a través de un enlace de transmisión de dos circuitos, las cuales cuentan con dos generadores cada una. Para efectos de este estudio, las cargas se modifican ligeramente para distribuir las en los nodos de cada zona, como se indica en la Tabla 5.1. Los datos generales del sistema se toman directamente de [42].

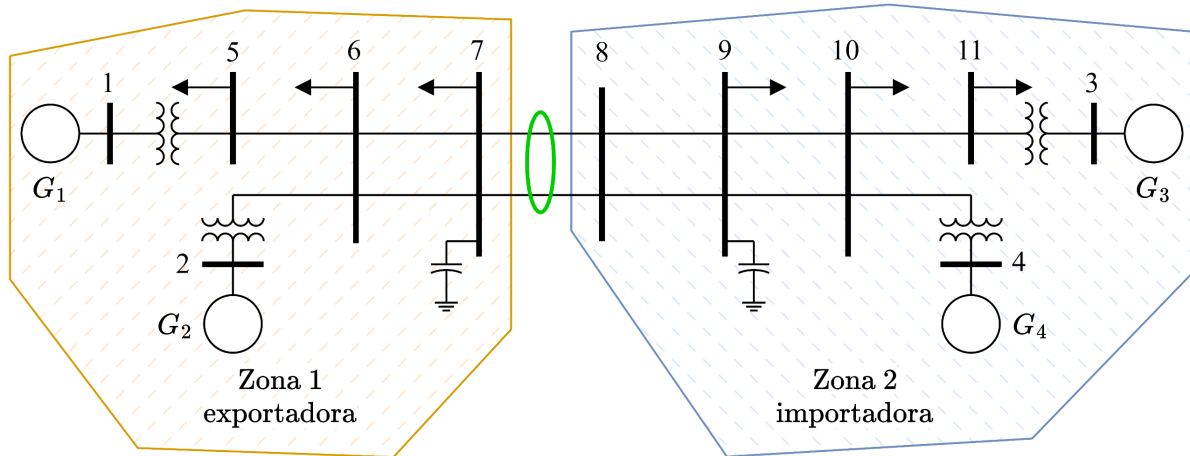


Figura 5.1. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores.

Tabla 5.1. Distribución de la demanda.

Nodo	Zona	P (MW)	Q (MVA _r)
5	1	153	50.2887
6	1	1071	352.0207
7	1	306	100.5773
9	2	153	50.2887
10	2	1071	352.0207
11	2	306	100.5773

La generación de curvas PV se lleva a cabo considerando la zona 1 como exportadora y la zona 2 como importadora. Para este propósito, se incrementa la demanda en la zona importadora y la generación en la zona exportadora en pasos de $\Delta P = 1$ MW, manteniendo el fp compuesto de la zona importadora, hasta determinar la máxima transferencia de potencia entre las zonas en condiciones de red completa. En este sentido, la demanda de la zona exportadora se reduce al 25% para liberar capacidad de exportación, mientras que la demanda de la zona importadora se reduce al 75% como punto de partida para la generación de las curvas PV . Por otro lado, la generación de curvas VQ se lleva a cabo considerando la condición operativa de máxima transferencia de potencia entre las zonas. Para este propósito, se modifica el voltaje en los nodos del sistema en pasos de $\Delta V = 0.001$ pu, utilizando un generador ideal, hasta determinar el margen de potencia reactiva para cada uno de los nodos.

Por último, los casos a evaluar se dividen de la siguiente forma:

- i.* Caso 1: Unidades de generación síncronas en ambas zonas, modeladas como máquinas síncronas sin PPC.
- ii.* Caso 2: Unidades de generación asíncronas en ambas zonas, modeladas como convertidores VSC con prioridad P , prioridad Q y con PPC ajustados de acuerdo con los requerimientos mínimos del Código de Red.
- iii.* Caso 3: Unidades de generación asíncronas en ambas zonas, modeladas como convertidores VSC con prioridad P , prioridad Q y con PPC ajustados de acuerdo con los requerimientos no obligatorios del Código de Red.

En todos los casos se utilizan tolerancias de precisión de $\varepsilon_{pf} = 0.0001$ MVA y $\varepsilon_{con} = 0.0001$ MVA para las simulaciones de flujos de potencia.

5.2.1. Caso 1: Unidades de generación síncronas

Se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia con el objetivo de generar las curvas PV entre las zonas del sistema, considerando cuatro unidades de generación síncronas (ver Figura 5.2).

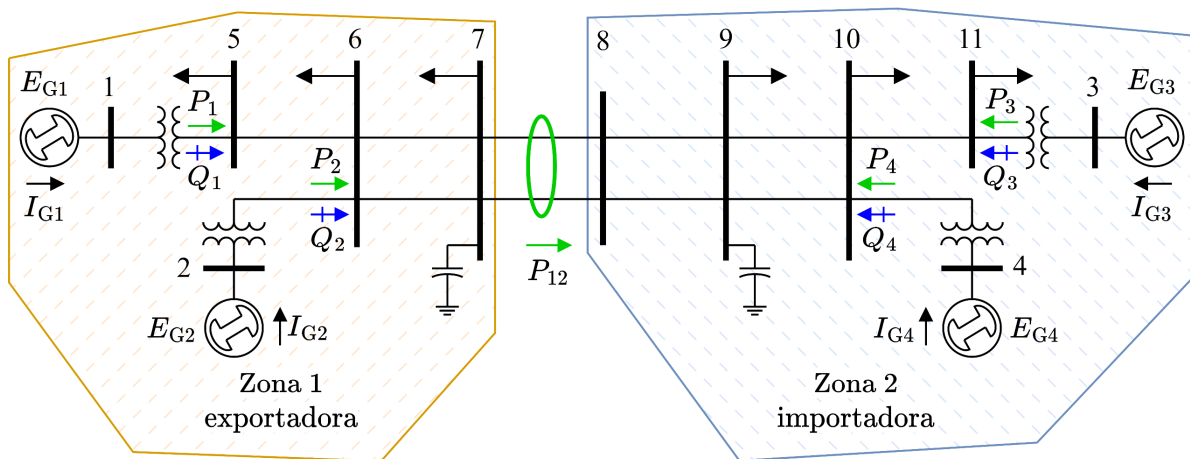


Figura 5.2. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores síncronos.

Las consideraciones utilizadas para las simulaciones de flujos de potencia son las siguientes:

- i. Las máquinas síncronas se modelan con los siguientes parámetros: $R_a = 0.0025$ pu, $X_d = 1.8$ pu, $X_q = 1.7$ pu, $P_r = 0.01$ pu, $E^{\max} = 2.4778$ pu, $E^{\min} = 0$ pu, $I^{\max} = 1$ pu.
- ii. Las capacidades de las unidades de generación se indican en la Tabla 5.2.
- iii. Las unidades de generación controlan el voltaje en sus terminales mediante su sistema de excitación. Las consignas de voltaje V^{ref} se indican en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Caso 1: Datos de las unidades de generación síncronas.

Unidad	Zona	P^{\max}	$P^{\text{m-max}}$ (MW)	$P^{\text{m-min}}$	Q^{\min} (MVAr)	S^{\max} (MVA)	V^{ref} (pu)
G1	1	9999.0	9999.0	-9999.0	-281.025	900.0	1.0249
G2	1	9999.0	9999.0	-9999.0	-281.025	900.0	1.0394
G3	2	765.0	900.0	0.0	-281.025	900.0	1.0724
G4	2	765.0	900.0	0.0	-281.025	900.0	1.0686

Con el objetivo de evaluar el caso más restrictivo en términos de las reservas disponibles de potencia reactiva, las unidades de generación de la zona importadora se despachan al 100% de su capacidad (765 MW). En las Figuras 5.3 y 5.4 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.5 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **634.3 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **2164.3 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). En este punto, el nodo de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 9, el cual colapsa a un voltaje de **0.9313 pu**. Asimismo, el nodo de generación con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 11, el cual colapsa a un voltaje de **1.0001 pu**. Como se puede observar en las Figuras 5.3 y 5.4, la potencia reactiva de la Planta 4 disminuye una vez que la unidad G4 alcanza su límite de voltaje de armadura, provocando que la unidad G3 tome toda la carga del control de voltaje y alcance rápidamente su límite de voltaje de armadura. Esto da como resultado que la zona importadora pierda totalmente su capacidad para el control de voltaje, provocando el colapso de este.

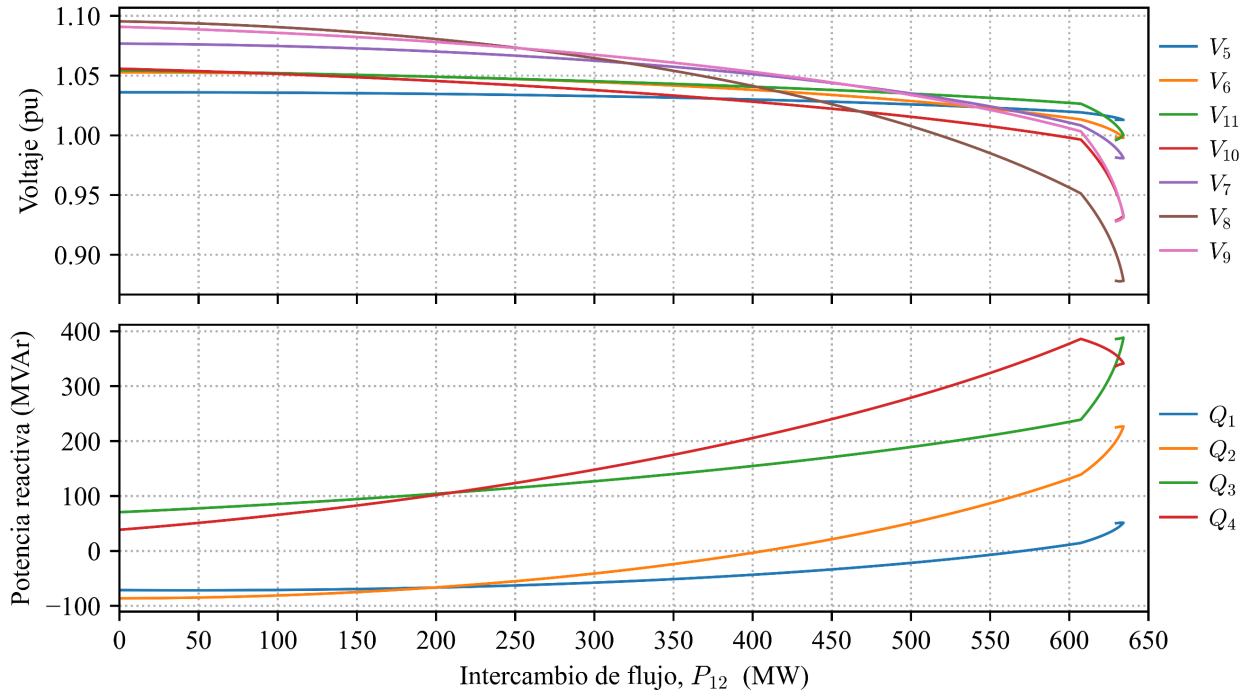


Figura 5.3. Caso 1: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

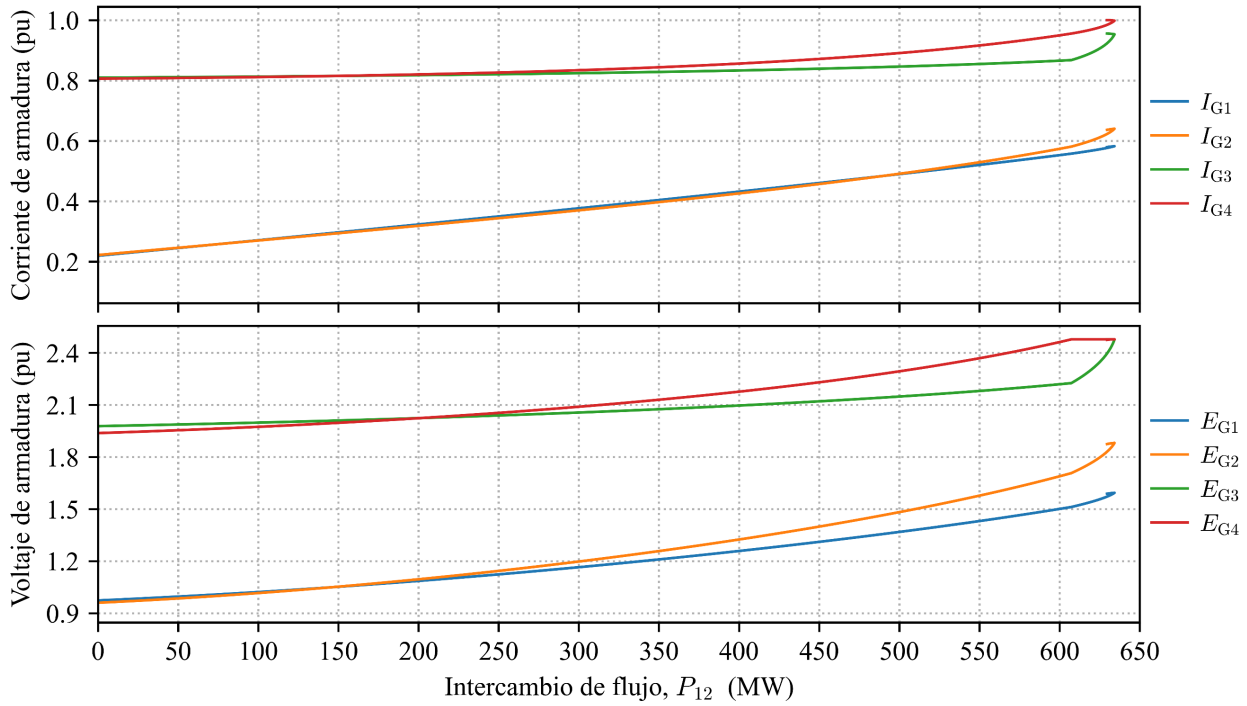


Figura 5.4. Caso 1: Corrientes de armadura y voltajes de armadura.

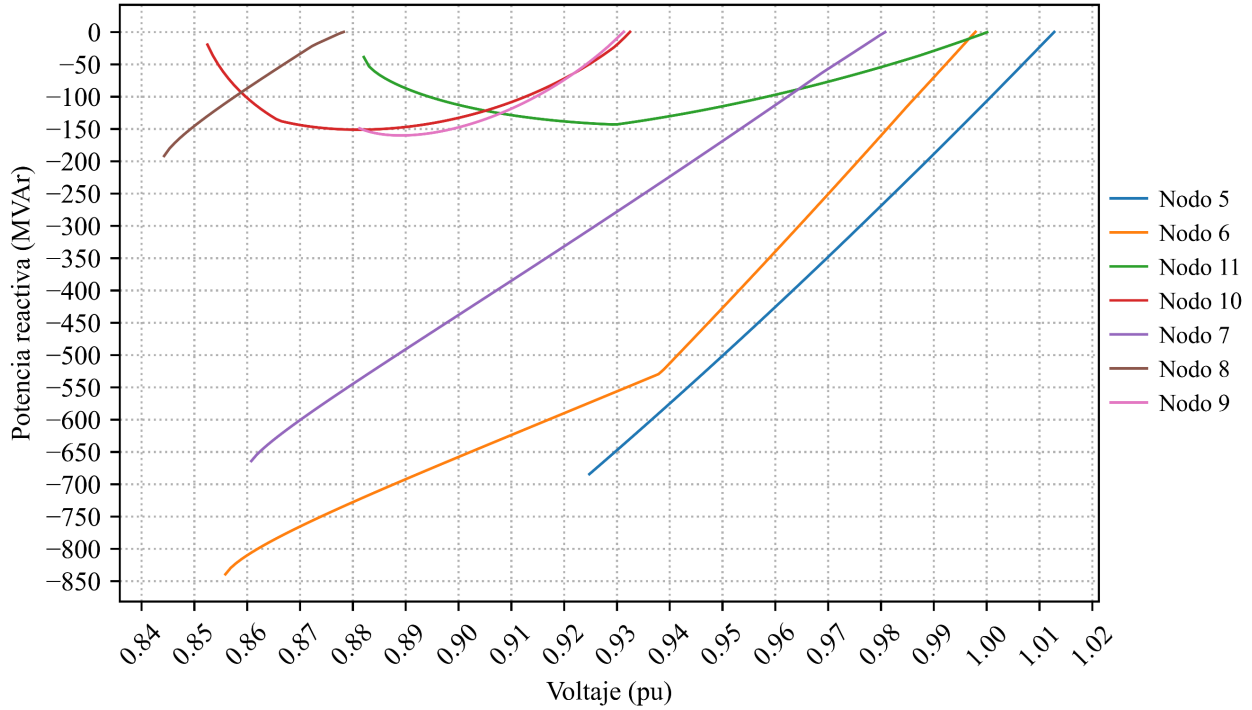


Figura 5.5. Caso 1: Curvas VQ .

5.2.2. Caso 2: Unidades de generación asíncronas (requerimientos mínimos)

Se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia con el objetivo de generar las curvas PV entre las zonas del sistema, considerando cuatro unidades de generación asíncronas (ver Figura 5.6).

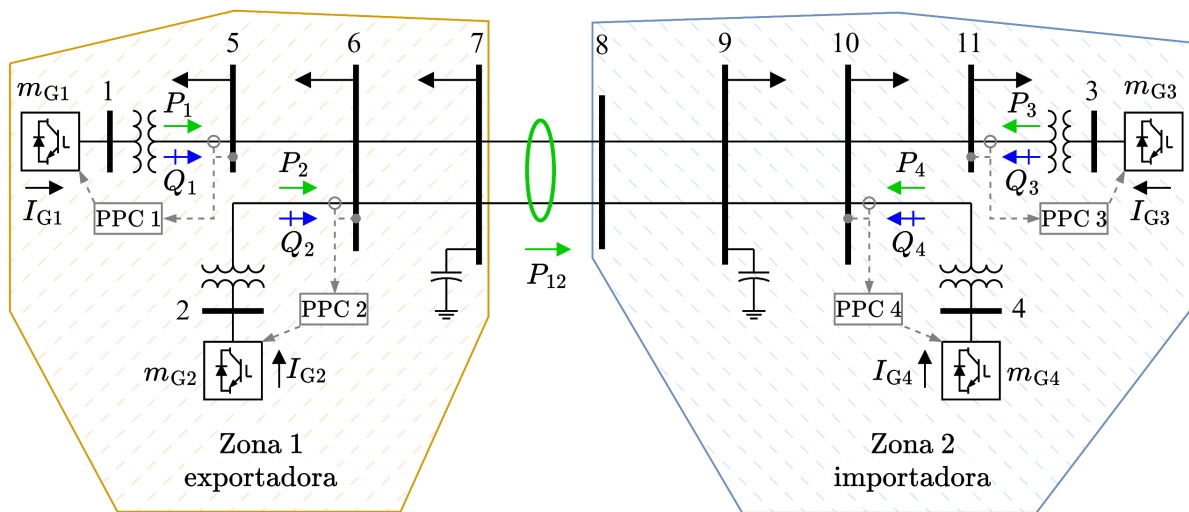


Figura 5.6. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores asíncronos.

Las consideraciones utilizadas para las simulaciones de flujos de potencia son las siguientes:

- i. Los convertidores VSC se modelan con los siguientes parámetros: $R_f = 0.01$ pu, $X_f = 0.1$ pu, $G_s = 0.005$ pu, $k_1 = \sqrt{3/8}$ pu, $E_{dc} = 2$ pu, $m_k^{max} = 1$ pu, $m_k^{min} = 0$ pu, $I^{max} = 1$ pu.
- ii. Las capacidades en MVA de las unidades de generación se especifican para $fp = 0.9$ pu y se indican en la Tabla 5.3.
- iii. La capacidad en MVAr de los PPC se especifica según los requerimientos mínimos del Código de Red ($fp = 0.95$ pu) y se indica en la Tabla 5.3.
- iv. Los PPC se configuran con control $Q(V)$ con los siguientes parámetros: $R = 0.05$ pu, $db = \pm 0.01$ pu, $tw = 0.02$ pu. Las consignas de voltaje V^{ref} se indican en la Tabla 5.3.
- v. La estrategia de regulación se basa en la capacidad en MVA de las unidades de generación.
- vi. Los transformadores de unidad se modelan con los siguientes parámetros: $Z\% = 20.75\%$ @ 850 MVA, $X/R = 36$. Esto representa la combinación del transformador de unidad del caso base y un transformador elevador equivalente típico de una CEA.

Tabla 5.3. Caso 2: Datos de las unidades de generación asíncronas.

Unidad	Zona	P^{max}	P^{min}	P^{de-max}	P^{de-min}	Q^{max}	Q^{min}	S^{max}	V^{ref}
		(MW)				(MVAr)		(MVA)	(pu)
G1	1	9999.0	9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
G2	1	9999.0	9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
G3	2	765.0	0.0	850.0	0.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
G4	2	765.0	0.0	850.0	0.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
PPC 1	1	9999.0	9999.0	---	---	251.44	-251.44	---	1.0048
PPC 2	1	9999.0	9999.0	---	---	251.44	-251.44	---	1.0256
PPC 3	2	765.0	0.0	---	---	251.44	-251.44	---	1.0794
PPC 4	2	765.0	0.0	---	---	251.44	-251.44	---	1.0752

Con el objetivo de evaluar el caso más restrictivo en términos de las reservas disponibles de potencia reactiva, las unidades de generación de la zona importadora se despachan al 100% de su capacidad (765 MW).

5.2.2.1. Caso 2a: Zona 1 y 2 con prioridad P

En las Figuras 5.7 y 5.8 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.9 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **501.8 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **2023.2 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). En este punto, el nodo de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 9, el cual colapsa a un voltaje de **0.9978 pu**. Asimismo, el nodo de generación con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 10, el cual colapsa a un voltaje de **0.9823 pu**. Como se puede observar en las Figuras 5.7 y 5.8, las Plantas 3 y 4 se encuentran en su límite de potencia reactiva en el POI, mientras la Planta 1 pasa por su banda muerta. La baja sensibilidad a las desviaciones de voltaje de las Plantas 1 y 2 da como resultado que la zona exportadora vea degradada su capacidad de soporte de potencia reactiva al mismo tiempo que la zona importadora pierde su capacidad para el control de voltaje, provocando el colapso de este. Cabe destacar que todas las unidades de generación se encuentran dentro de sus límites operativos.

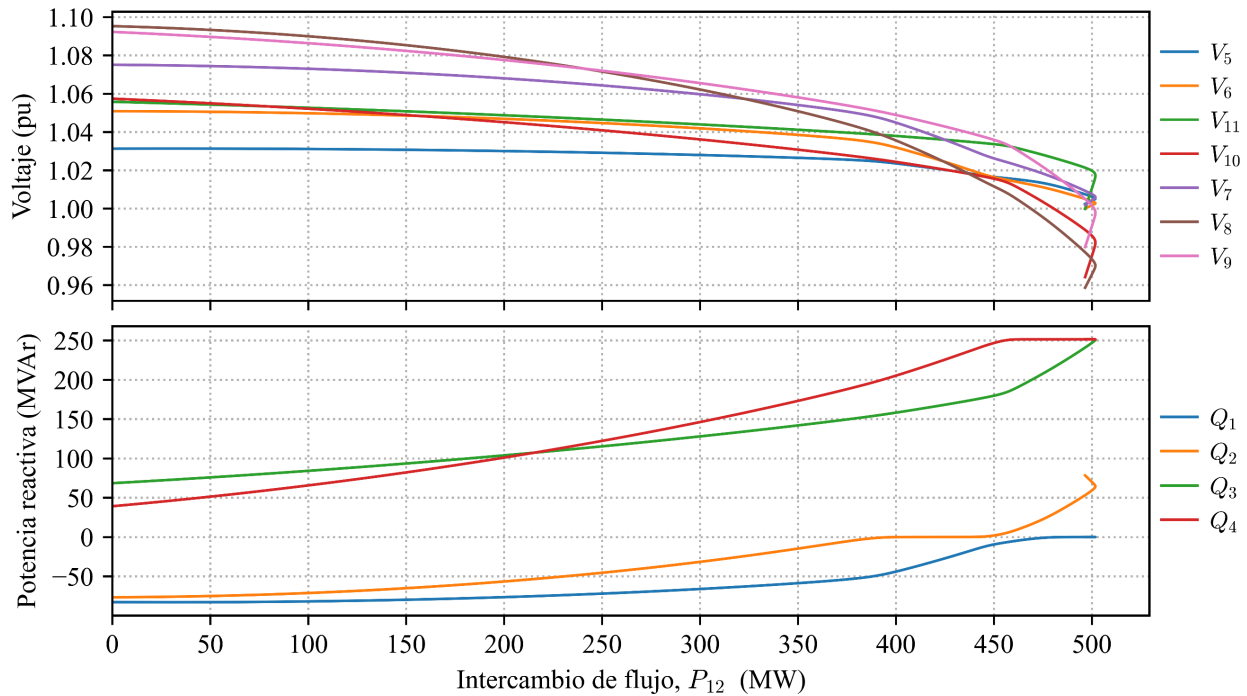


Figura 5.7. Caso 2a: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

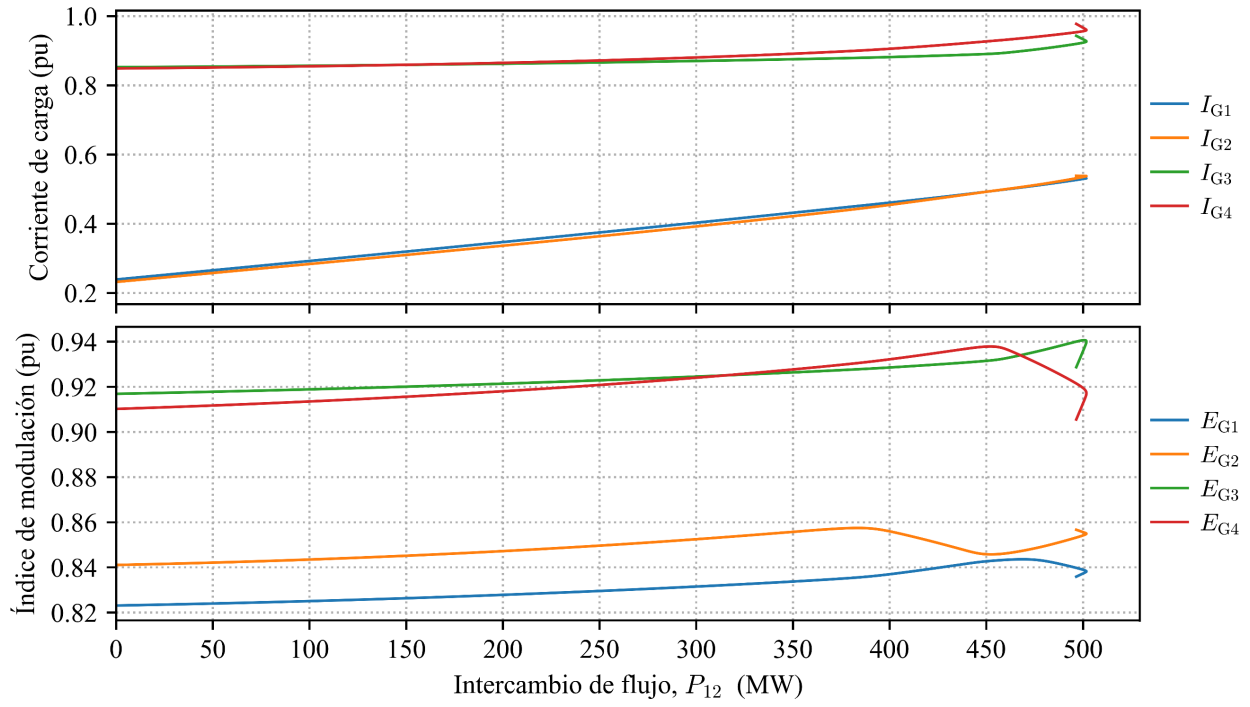


Figura 5.8. Caso 2a: Corrientes de carga e índices de modulación.

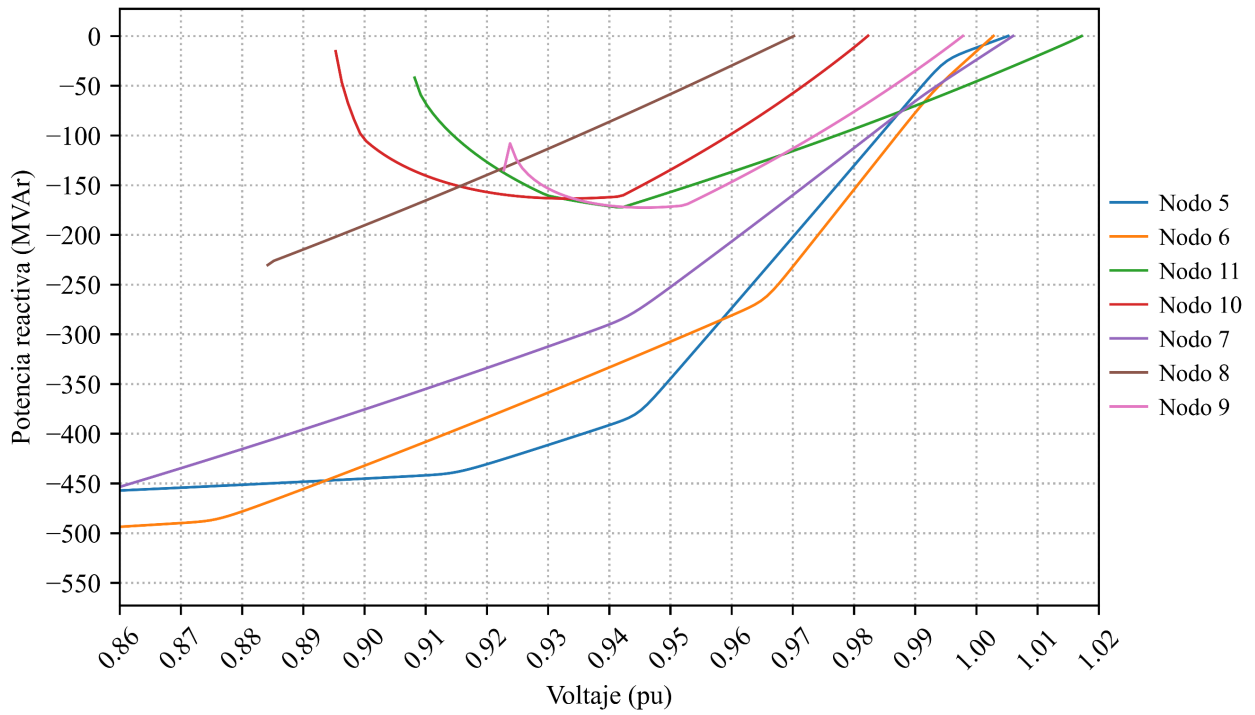


Figura 5.9. Caso 2a: Curvas VQ .

5.2.2.2. Caso 2b: Zona 1 con prioridad P y Zona 2 con prioridad Q

En las Figuras 5.10 y 5.11 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.12 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **501.8 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **2023.2 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). Como se puede observar en las Figuras 5.10 y 5.11, se obtienen los mismos resultados que en el Caso 2b debido a que todas las unidades de generación se encuentran dentro de sus límites operativos en el punto de máxima transferencia de potencia. En otras palabras, el origen del problema son los ajustes de control de los PPC y, por lo tanto, la prioridad de las unidades de generación no influye en los resultados. Cabe mencionar que la principal diferencia entre ambos casos es que se tiene un incremento importante en los márgenes de potencia reactiva debido a la prioridad Q de las unidades de generación.

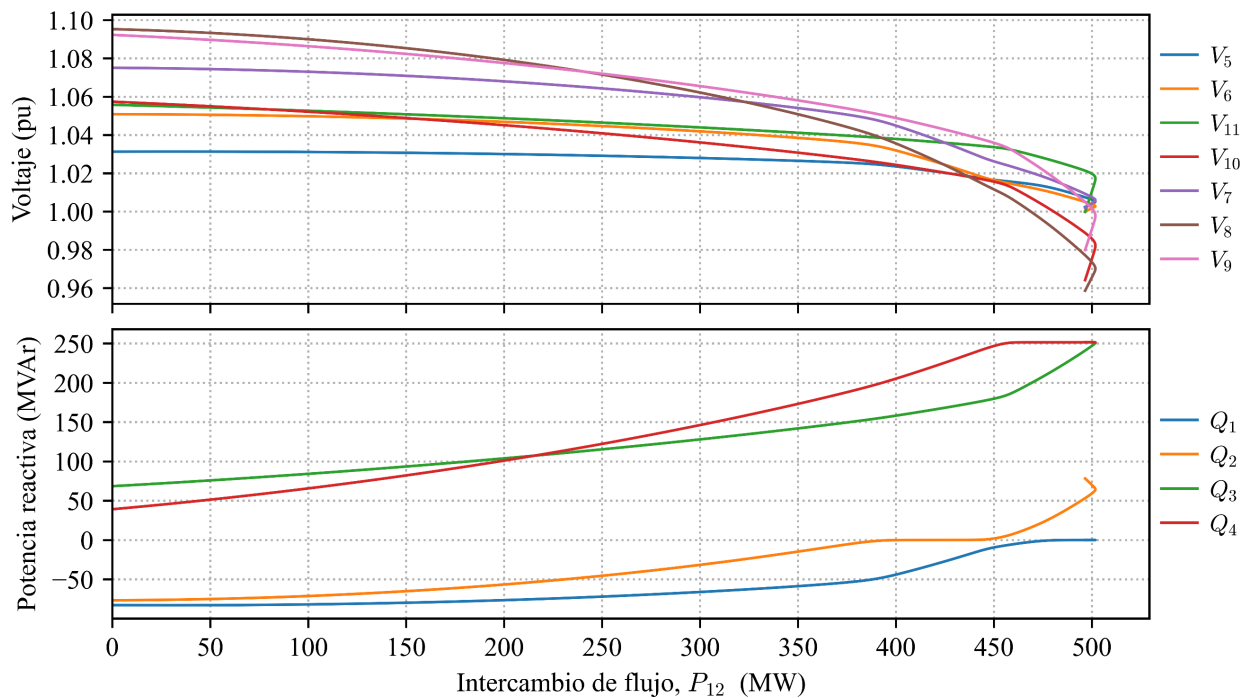


Figura 5.10. Caso 2b: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

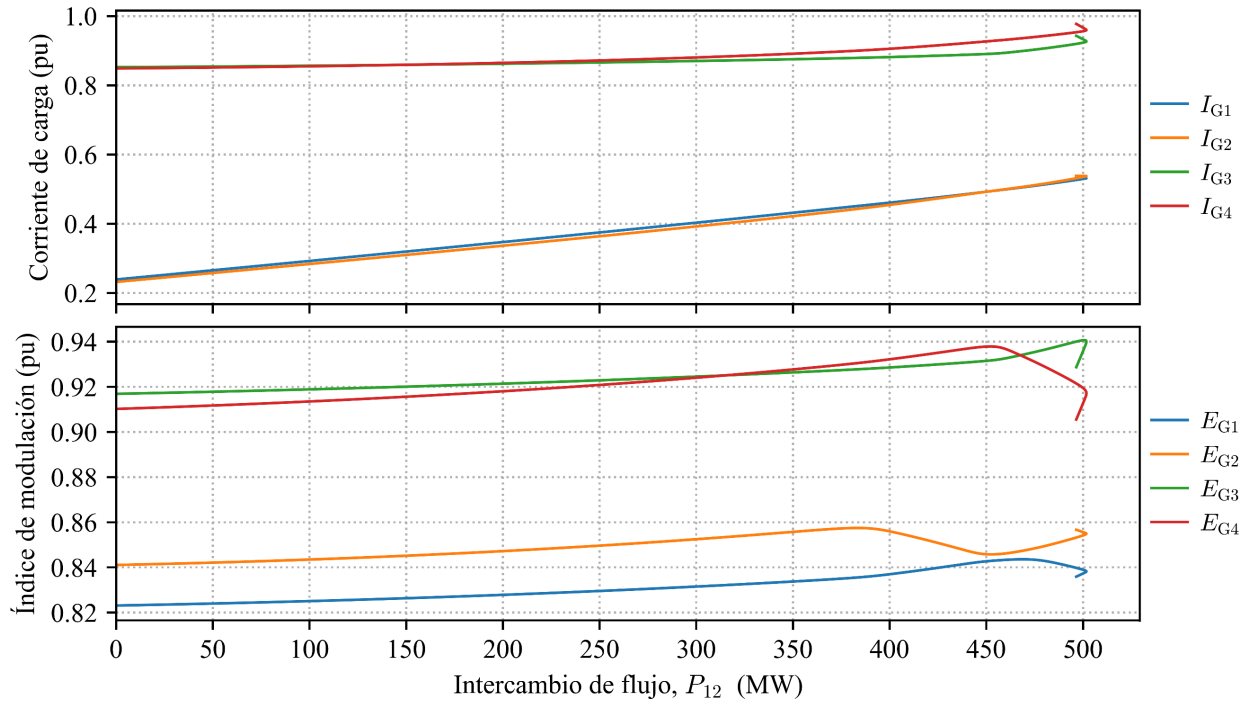


Figura 5.11. Caso 2b: Corrientes de carga e índices de modulación.

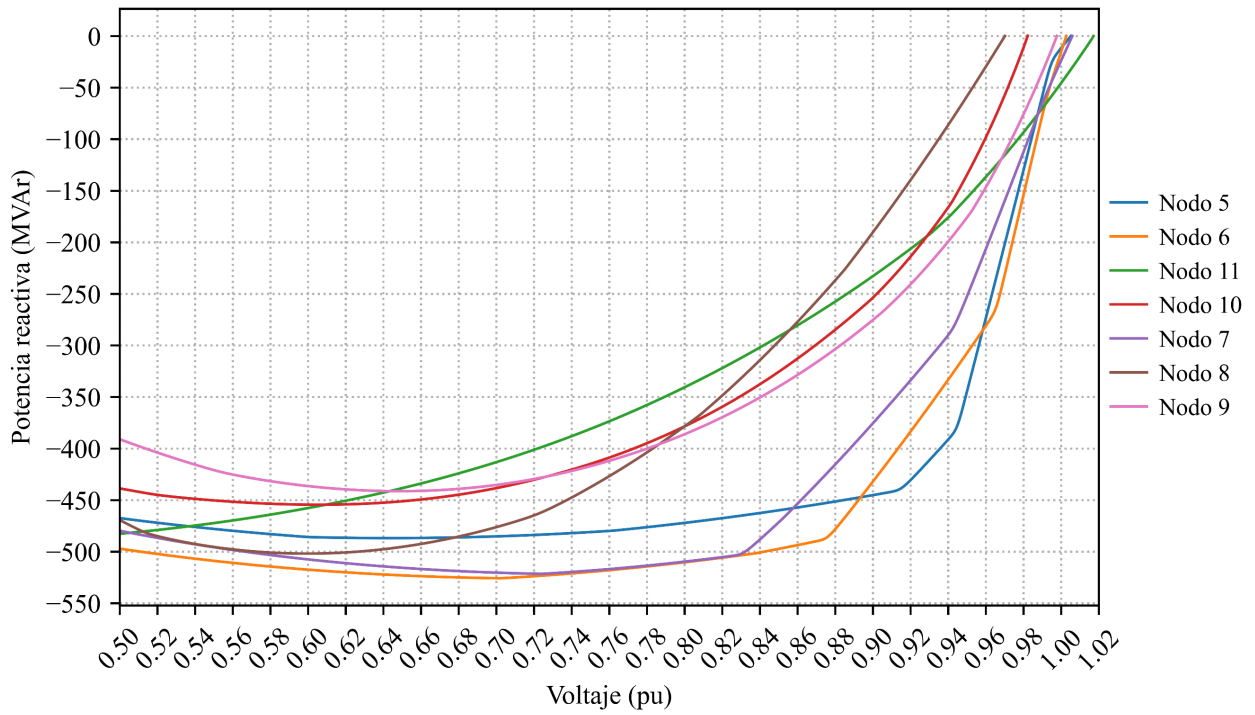


Figura 5.12. Caso 2b: Curvas VQ .

5.2.3. Caso 3: Unidades de generación asíncronas (requerimientos no obligatorios)

Se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia con el objetivo de generar las curvas PV entre las zonas del sistema, considerando cuatro unidades de generación asíncronas. Las consideraciones utilizadas para las simulaciones de flujos de potencia son las siguientes:

- i. La capacidad en MVar de los PPC se especifica según los requerimientos no obligatorios del Código de Red ($f_p = 0.9$ pu) y se indica en la Tabla 5.4.
- ii. Los PPC se configuran con control $Q(V)$ con los siguientes parámetros: $R = 0.03$ pu, $db = \pm 0.0$ pu, $tw = 0.02$ pu, mientras que las consignas de voltaje V^{ref} se indican en la Tabla 5.4. Esto representa un incremento en la sensibilidad a las desviaciones de voltaje.

Tabla 5.4. Caso 3: Datos de las unidades de generación asíncronas.

Unidad	Zona	P^{max}	P^{min}	P^{dc-max}	P^{dc-min}	Q^{max}	Q^{min}	S^{max}	V^{ref}
		(MW)				(MVar)		(MVA)	(pu)
G1	1	9999.0	9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
G2	1	9999.0	9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
G3	2	765.0	0.0	850.0	0.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
G4	2	765.0	0.0	850.0	0.0	9999.0	-9999.0	850.0	---
PPC 1	1	9999.0	9999.0	---	---	370.51	-370.51	---	1.0294
PPC 2	1	9999.0	9999.0	---	---	370.51	-370.51	---	1.0441
PPC 3	2	765.0	0.0	---	---	370.51	-370.51	---	1.0579
PPC 4	2	765.0	0.0	---	---	370.51	-370.51	---	1.0547

Con el objetivo de evaluar el caso más restrictivo en términos de las reservas disponibles de potencia reactiva, las unidades de generación de la zona importadora se despachan al 100% de su capacidad (765 MW).

5.2.3.1. Caso 3a: Zona 1 y 2 con prioridad P

En las Figuras 5.13 y 5.14 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.15 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **643.9 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **2164.6 MW** (flujo del enlace + potencia neta

generada). En este punto, el nodo de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 9, el cual colapsa a un voltaje de **0.9788 pu**. Asimismo, el nodo de generación con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 11, el cual colapsa a un voltaje de **1.0230 pu**. Como se puede observar en las Figuras 5.13 y 5.14, la Planta 4 alcanza su límite de potencia reactiva en el POI causando la disminución del voltaje del nodo 10, por lo que la unidad G4 alcanza su límite de corriente de carga. Debido a la prioridad P de la unidad G4, existe una rápida disminución de su índice de modulación para reducir su corriente reactiva, y por lo tanto, la potencia reactiva en el POI. Esto provoca que la Planta 3 tome toda la carga del control de voltaje y alcance rápidamente su límite de potencia reactiva en el POI. Esto da como resultado que la zona importadora su capacidad para el control de voltaje, provocando el colapso de este.

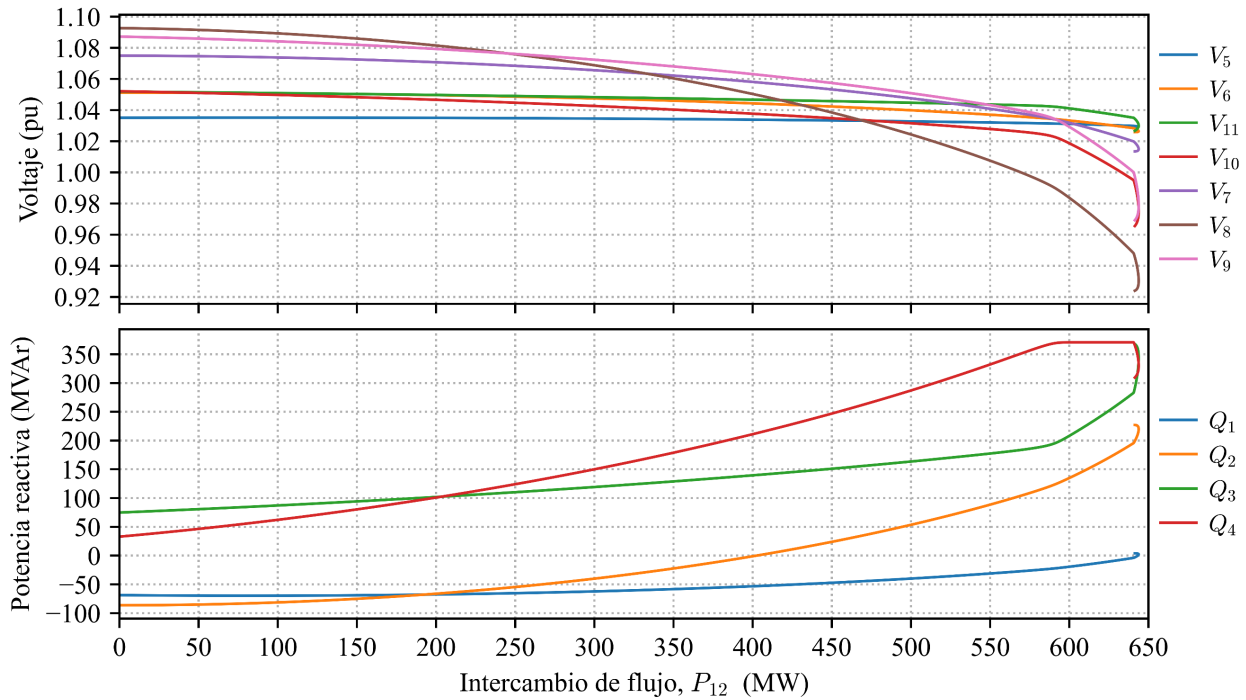


Figura 5.13. Caso 3a: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

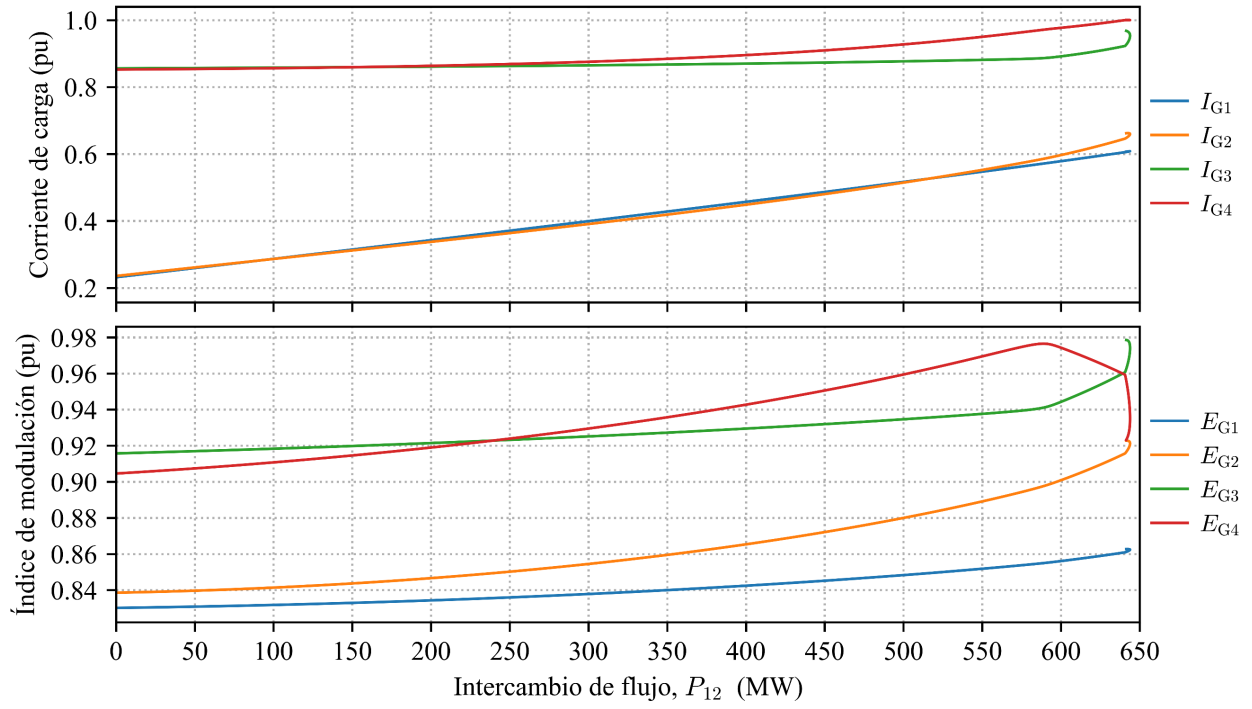


Figura 5.14. Caso 3a: Corrientes de carga e índices de modulación.

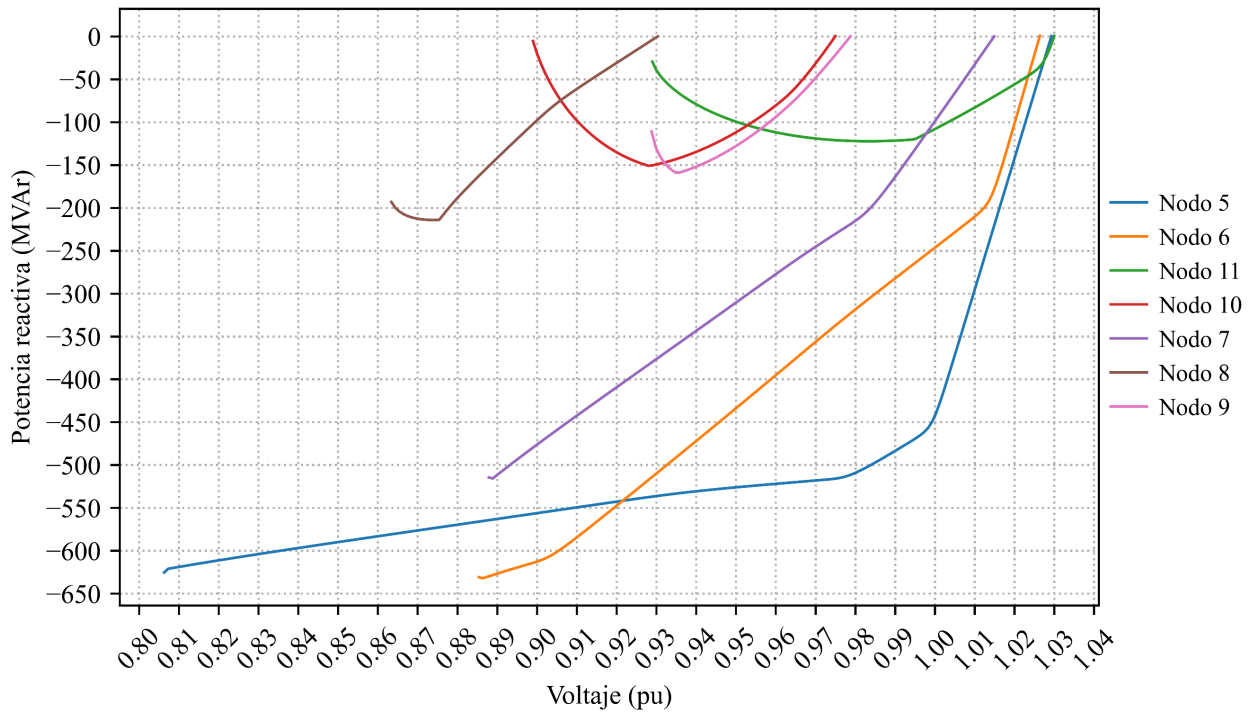


Figura 5.15. Caso 3a: Curvas VQ .

5.2.3.2. Caso 3b: Zona 1 con prioridad P y Zona 2 con prioridad Q

En las Figuras 5.16 y 5.17 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.18 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **677.8 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **2168.6 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). En este punto, el nodo de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 7, el cual colapsa a un voltaje de **1.0040 pu**. Asimismo, el nodo de generación con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) es el nodo 6, el cual colapsa a un voltaje de **1.0219 pu**. Como se puede observar en las Figuras 5.16 y 5.17, la Planta 4 alcanza su límite de potencia reactiva en el POI causando la disminución del voltaje del nodo 10, por lo que la unidad G4 alcanza su límite de corriente de carga. Debido a la prioridad Q de la unidad G4, la Planta 4 reduce su potencia activa causando un incremento del flujo del enlace hasta que la Planta 3 alcanza su límite de potencia reactiva en el POI. Esto da como resultado que la zona importadora pierda totalmente su capacidad para el control de voltaje, provocando el colapso de este.

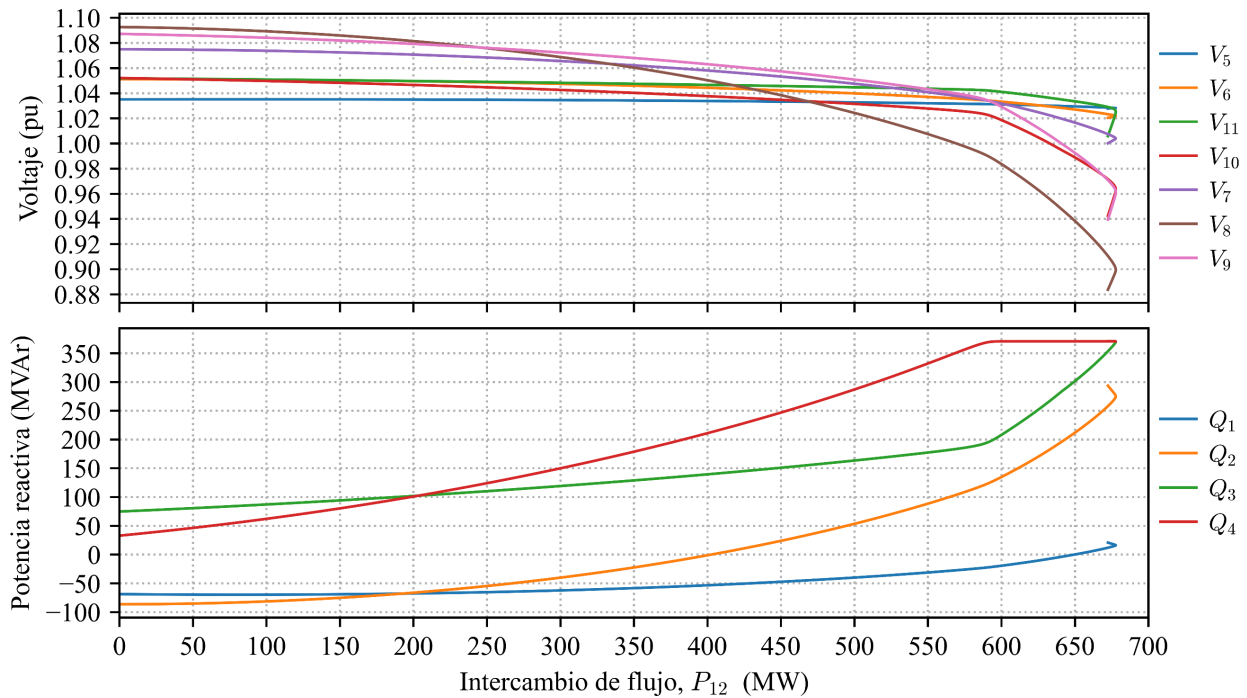


Figura 5.16. Caso 3b: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

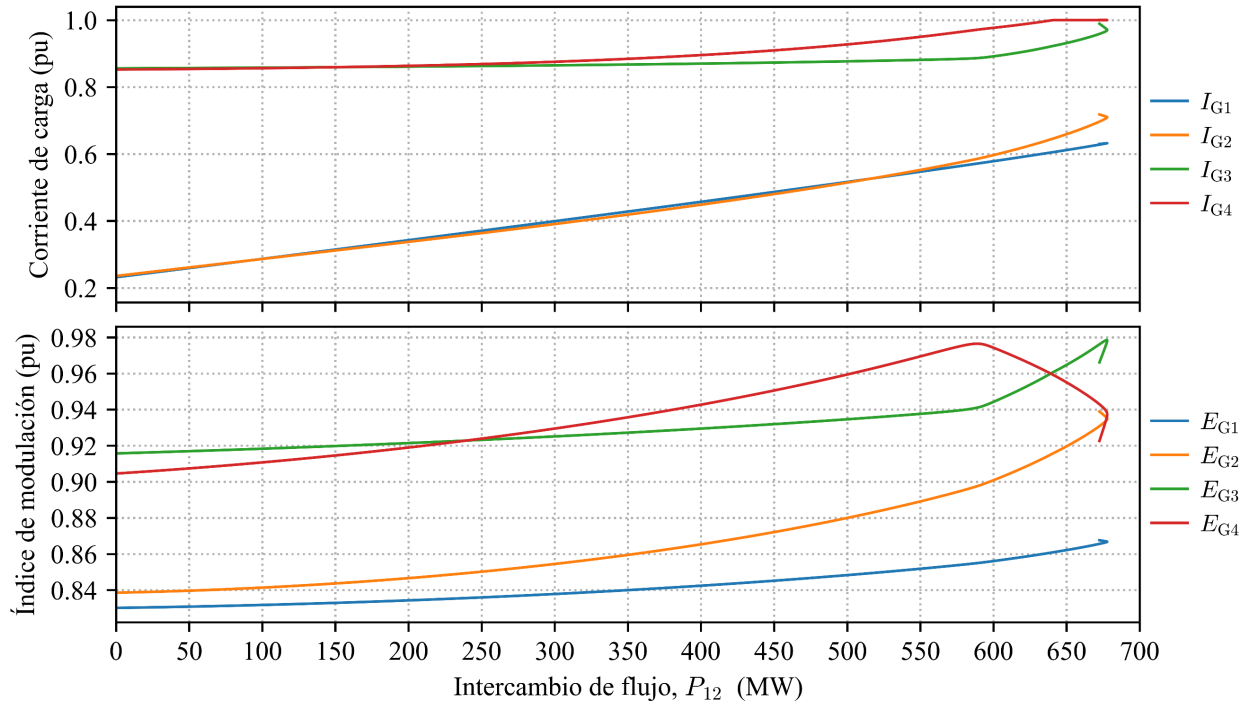


Figura 5.17. Caso 3b: Corrientes de carga e índices de modulación.

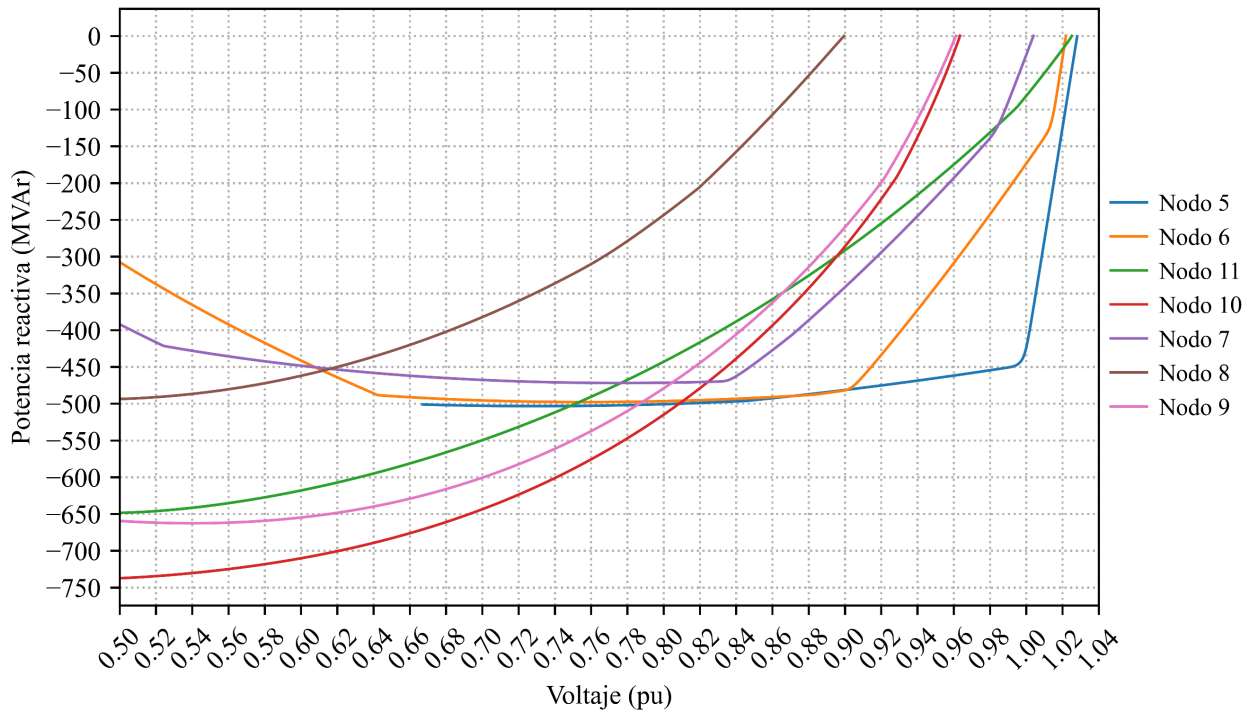


Figura 5.18. Caso 3b: Curvas VQ .

5.3. Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas

El conocido sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas [90] se utiliza para evaluar la estabilidad de voltaje mediante las metodologías de curvas PV y curvas VQ . Como se muestra en la Figura 5.19, el sistema consiste de dos áreas interconectadas de forma longitudinal a través de un enlace formado por tres líneas de transmisión, las cuales cuentan con 10 plantas cada una. Para efectos de este estudio, las 20 plantas se modifican ligeramente para modelar de forma explícita los transformadores de unidad y para modelar PPC, como se muestra en la Figura 3.21. Los datos generales del sistema se toman directamente de [90].

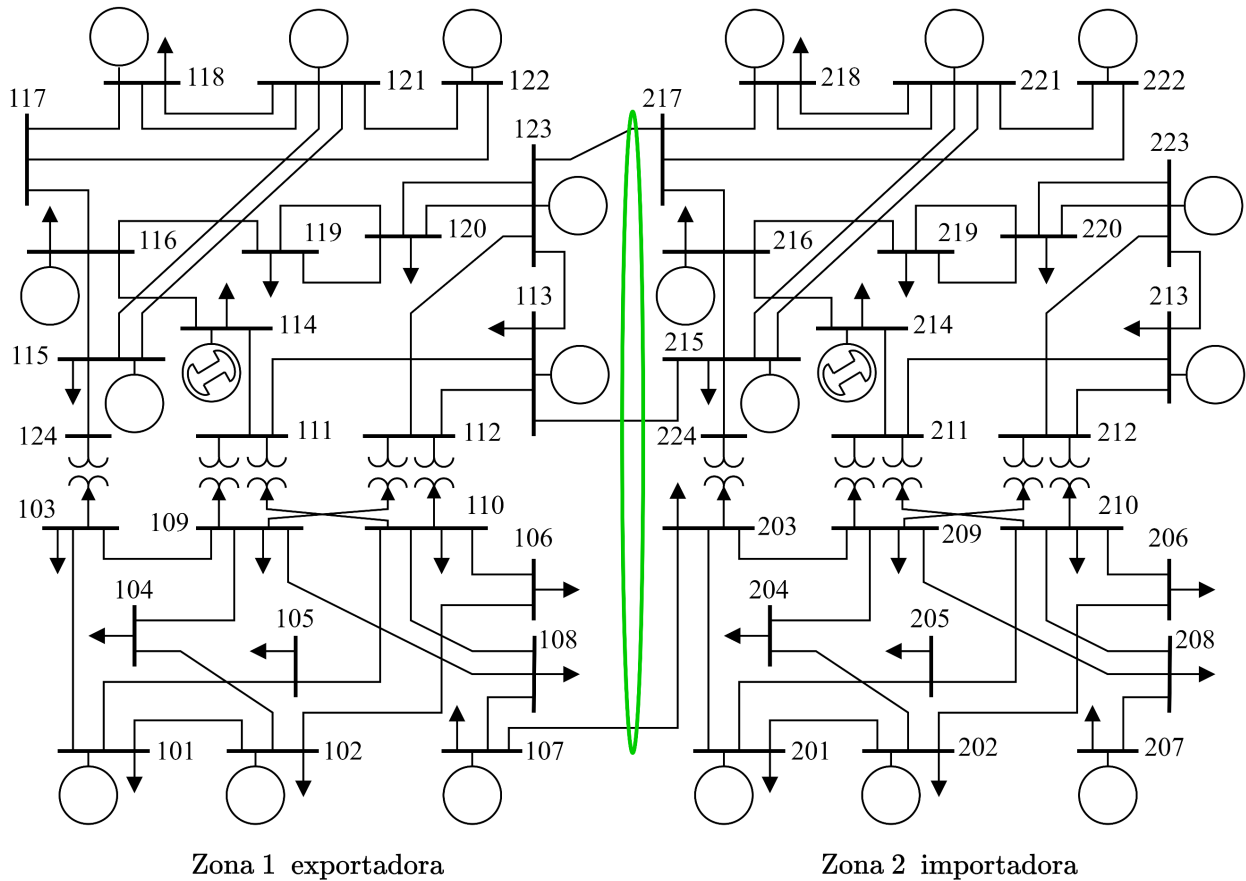


Figura 5.19. Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas.

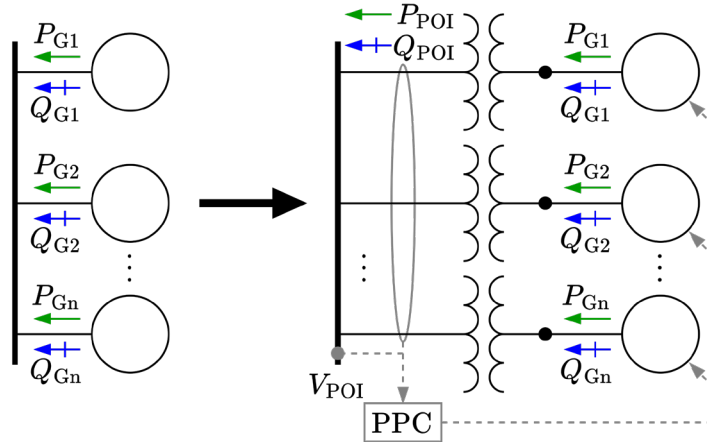


Figura 5.20. Modificación de las plantas del sistema de prueba IEEE RTS-96.

La generación de curvas PV se lleva a cabo considerando la zona 1 como exportadora y la zona 2 como importadora. Para este propósito, se incrementa la demanda en la zona importadora y la generación en la zona exportadora en pasos de $\Delta P = 1$ MW, manteniendo el fp compuesto de la zona importadora, hasta determinar la máxima transferencia de potencia entre las zonas en condiciones de red completa. En este sentido, la demanda de la zona exportadora se reduce al 25% para liberar capacidad de exportación, mientras que la demanda de la zona importadora se reduce al 75% como punto de partida para la generación de las curvas PV . Por otro lado, la generación de curvas VQ se lleva a cabo considerando la condición operativa de máxima transferencia de potencia entre las zonas. Para este propósito, se modifica el voltaje en los nodos de la zona importadora en pasos de $\Delta V = 0.005$ pu, utilizando un generador ideal, hasta determinar el margen de potencia reactiva para cada uno de estos nodos.

Por último, los casos a evaluar se dividen de la siguiente forma:

- i. Caso 1: Unidades de generación síncronas en ambas zonas, modeladas como máquinas síncronas sin PPC.
- ii. Caso 2: Unidades de generación asíncronas en ambas zonas, modeladas como convertidores VSC con prioridad P , prioridad Q y con PPC ajustados de acuerdo con los requerimientos no obligatorios del Código de Red.

En todos los casos se utilizan tolerancias de precisión de $\varepsilon_{pf} = 0.0001$ MVA y $\varepsilon_{con} = 0.0001$ MVA para las simulaciones de flujos de potencia.

5.3.1. Caso 1: Unidades de generación síncronas

Se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia con el objetivo de generar las curvas PV entre las zonas del sistema, considerando 20 plantas con unidades de generación síncronas (ver Figura 5.21).

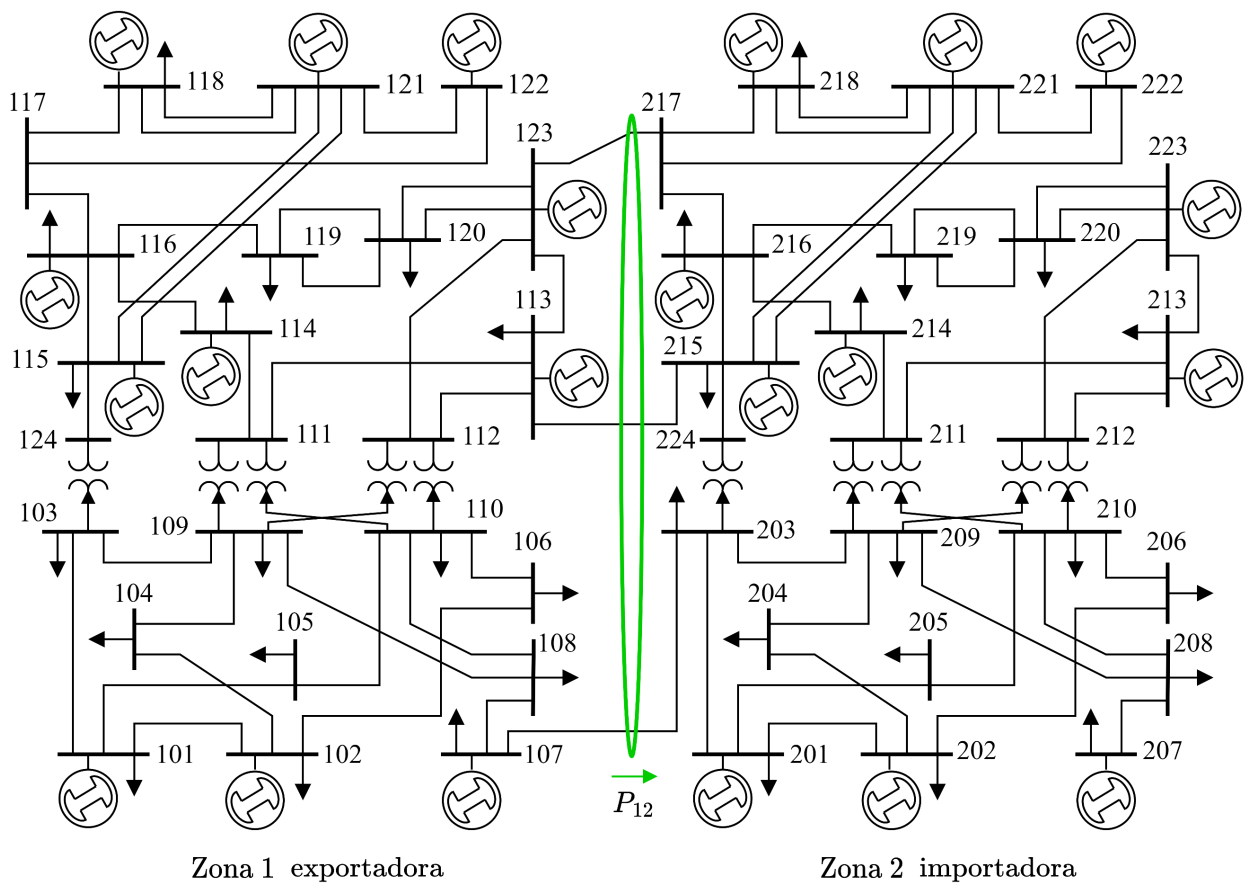


Figura 5.21. Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas síncronas.

Las consideraciones utilizadas para las simulaciones de flujos de potencia son las siguientes:

- i. Las unidades de plantas termoeléctricas se modelan con los siguientes parámetros:
 $R_a = 0.0055$ pu, $X_d = 1.1$ pu, $X_q = 1.08$ pu, $P_r = 0.01$ pu, $E^{\max} = 1.8380$ pu, $E^{\min} = 0$ pu,
 $I^{\max} = 1$ pu.
- ii. Las unidades de plantas hidroeléctricas se modelan con los siguientes parámetros:
 $R_a = 0.009$ pu, $X_d = 1.15$ pu, $X_q = 0.75$ pu, $P_r = 0.01$ pu, $E^{\max} = 1.7280$ pu, $E^{\min} = 0$ pu,
 $I^{\max} = 1$ pu.
- iii. Los condensadores síncronos se modelan con los siguientes parámetros: $R_a = 0.004$ pu,
 $X_d = 1.5$ pu, $X_q = 0.95$ pu, $P_r = 0.01$ pu, $E^{\max} = 2.1821$ pu, $E^{\min} = 0$ pu, $I^{\max} = 1$ pu.
- iv. Las capacidades de las unidades de generación se pueden consultar en el Apéndice B.
- v. Las unidades de generación controlan el voltaje en sus terminales mediante su sistema de excitación. Las consignas de voltaje V^{ref} se pueden consultar en el Apéndice B.
- vi. Los transformadores de unidad se modelan utilizando $X/R = 30$.

Con el objetivo de evaluar el caso más restrictivo en términos de las reservas disponibles de potencia reactiva, las unidades de generación de la zona importadora se despachan al 100% de su capacidad.

En las Figuras 5.22 y 5.23 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.24 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **980.5 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **4369.8 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). En este punto, los nodos de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) son los nodos 204, 205, 206 y 208, los cuales colapsan a voltajes de **0.8677 pu**, **0.9042 pu**, **0.9218 pu** y **0.8817 pu**, respectivamente. Como se puede observar en las Figuras 5.22 y 5.23, la máxima transferencia de potencia se da cuando las unidades de las plantas 201, 202 y 207 alcanzan su límite de voltaje de armadura. Esto da como resultado que el sistema de 138 kV de la zona importadora, el cual concentra el 47% de su demanda, pierda totalmente su capacidad para el control de voltaje, provocando el colapso de este.

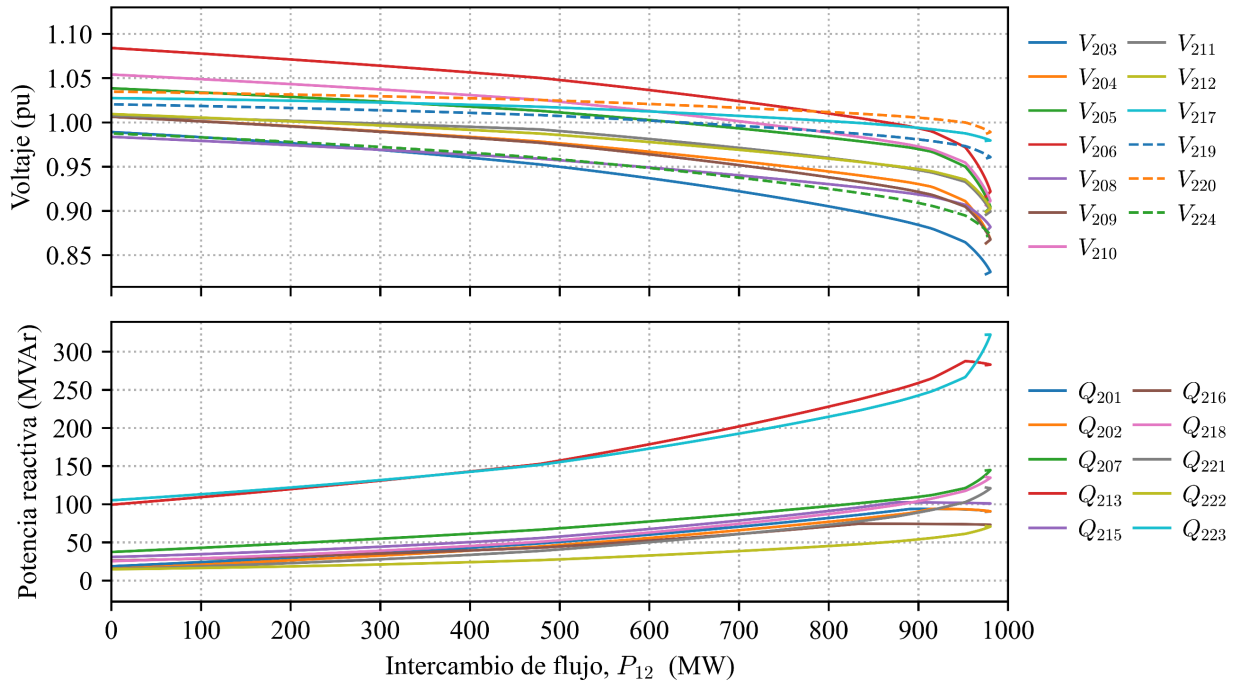


Figura 5.22. Caso 1: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

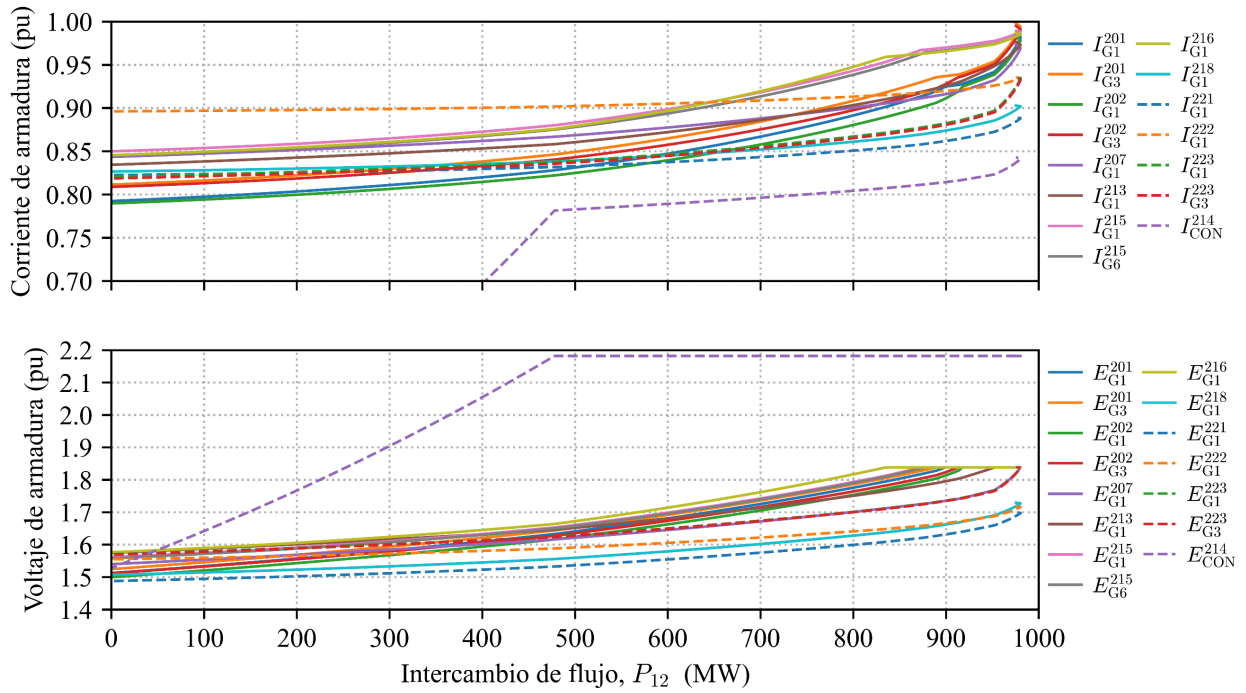


Figura 5.23. Caso 1: Corrientes de armadura y voltajes de armadura.

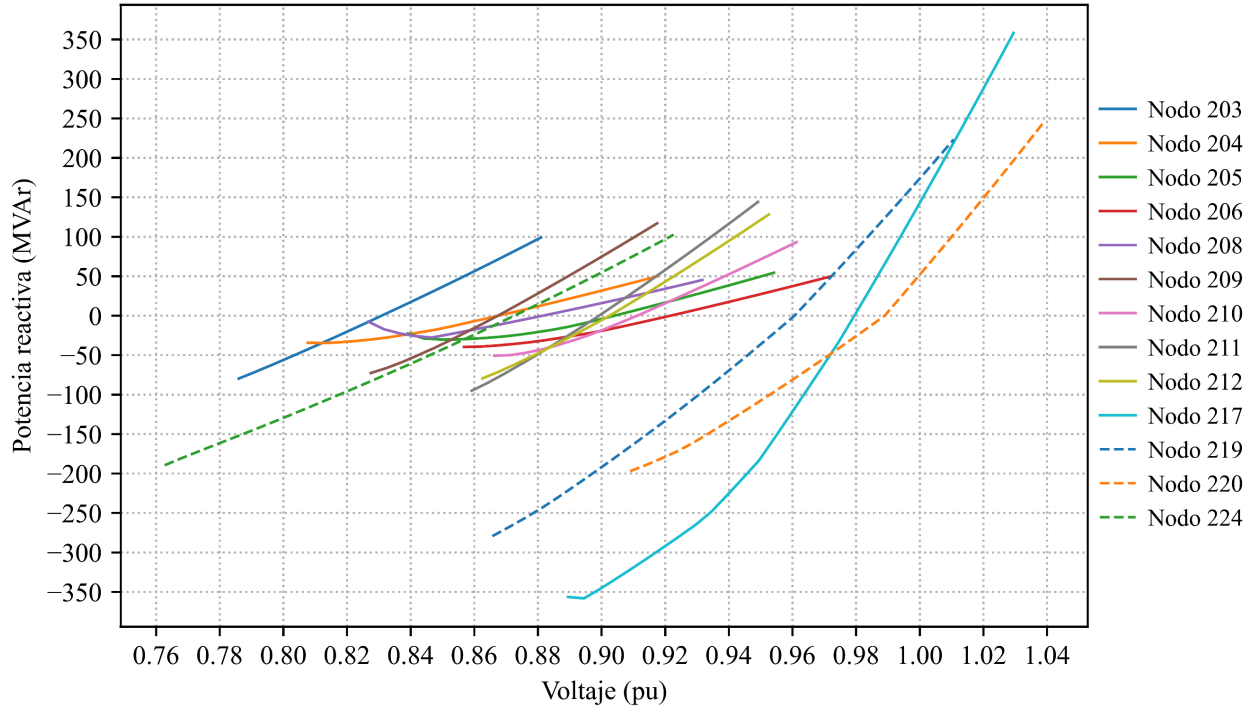


Figura 5.24. Caso 1: Curvas VQ .

5.3.2. Caso 2: Unidades de generación asíncronas

Se llevan a cabo una serie de simulaciones de flujos de potencia con el objetivo de generar las curvas PV entre las zonas del sistema, considerando 20 plantas con unidades de generación asíncronas (ver Figura 5.25).

Las consideraciones utilizadas para las simulaciones de flujos de potencia son las siguientes:

- i. Los convertidores VSC se modelan con los siguientes parámetros: $R_f = 0.01$ pu, $X_f = 0.1$ pu, $G_s = 0.005$ pu, $k_1 = \sqrt{3/8}$ pu, $E_{dc} = 2$ pu, $m_k^{max} = 1$ pu, $m_k^{min} = 0$ pu, $I^{max} = 1$ pu.
- ii. Las capacidades en MVA de las unidades de generación se especifican para $f_p = 0.9$ pu y se pueden consultar en el Apéndice B.
- iii. La capacidad en MVar de los PPC se especifica según los requerimientos no obligatorios del Código de Red ($f_p = 0.9$ pu) y se pueden consultar en el Apéndice B.

- iii. Los PPC se configuran con control $Q(V)$ con los siguientes parámetros: $R = 0.03$ pu, $db = \pm 0.0$ pu, $tw = 0.02$ pu. Las consignas de voltaje V^{ref} se pueden consultar en el Apéndice B.
- iv. La estrategia de regulación se basa en la capacidad en MVA de las unidades de generación.
- v. Los parámetros de los transformadores de unidad se pueden consultar en el Apéndice B. Estos representan la combinación del transformador de unidad del caso base y un transformador elevador equivalente típico de una CEA.

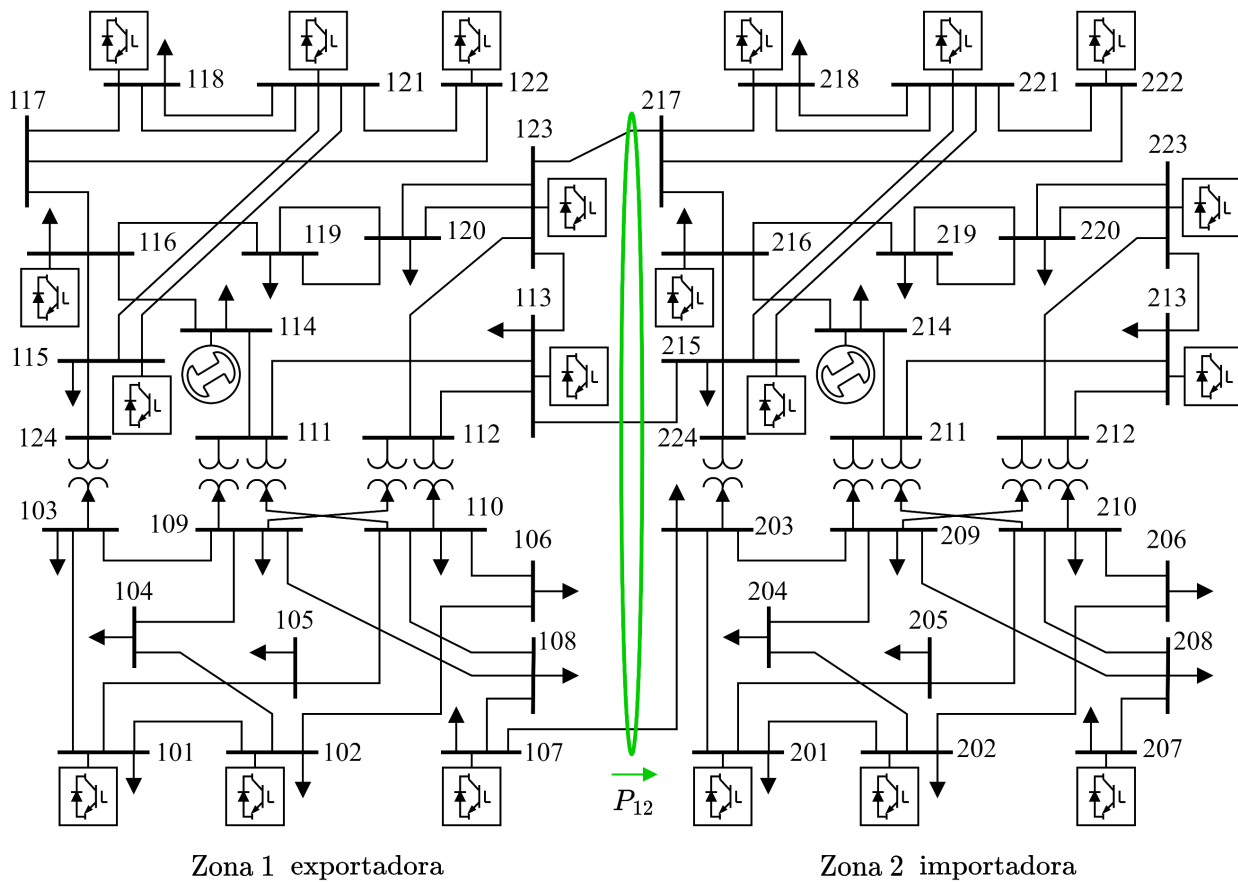


Figura 5.25. Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores asíncronos.

Con el objetivo de evaluar el caso más restrictivo en términos de las reservas disponibles de potencia reactiva, las unidades de generación de la zona importadora se despachan al 100% de su capacidad.

5.3.2.1. Caso 2a: Zona 1 y 2 con prioridad P

En las Figuras 5.26 y 5.27 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.28 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **1012.7 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **4382.1 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). En este punto, los nodos de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) son los nodos 204, 205, 206 y 208, los cuales colapsan a voltajes de **0.9108 pu**, **0.9497 pu**, **0.9724 pu** y **0.9138 pu**, respectivamente. Como se puede observar en las Figuras 5.26 y 5.27, la máxima transferencia de potencia se da cuando las unidades de las plantas 201, 202 y 207 alcanzan su límite de corriente de carga. Esto da como resultado que el sistema de 138 kV de la zona importadora, el cual concentra el 47% de su demanda, pierda totalmente su capacidad para el control de voltaje, provocando el colapso de este.

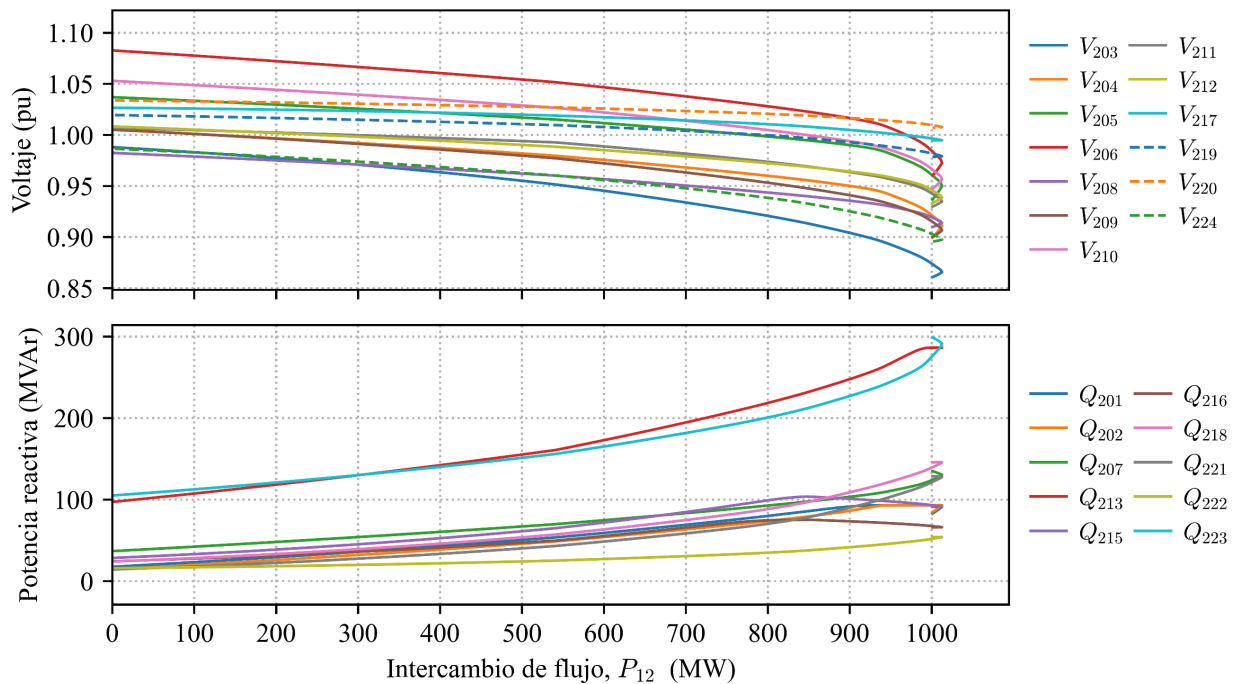


Figura 5.26. Caso 2a: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

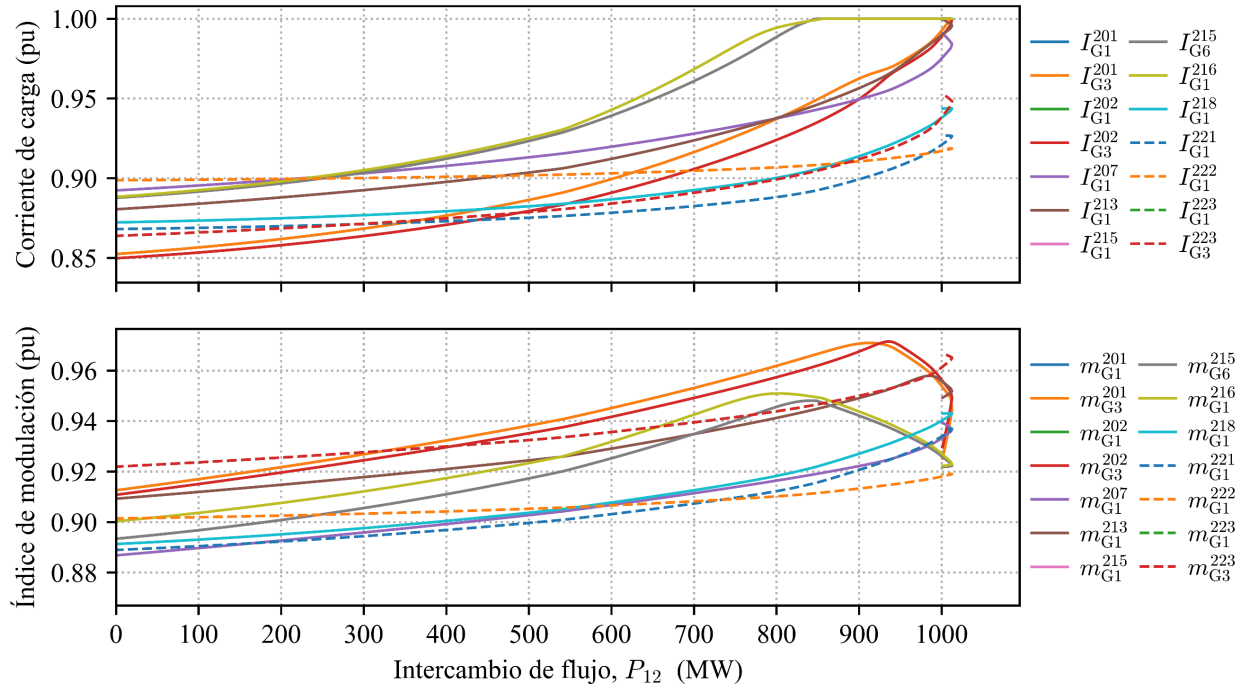


Figura 5.27. Caso 2a: Corrientes de carga e índices de modulación.

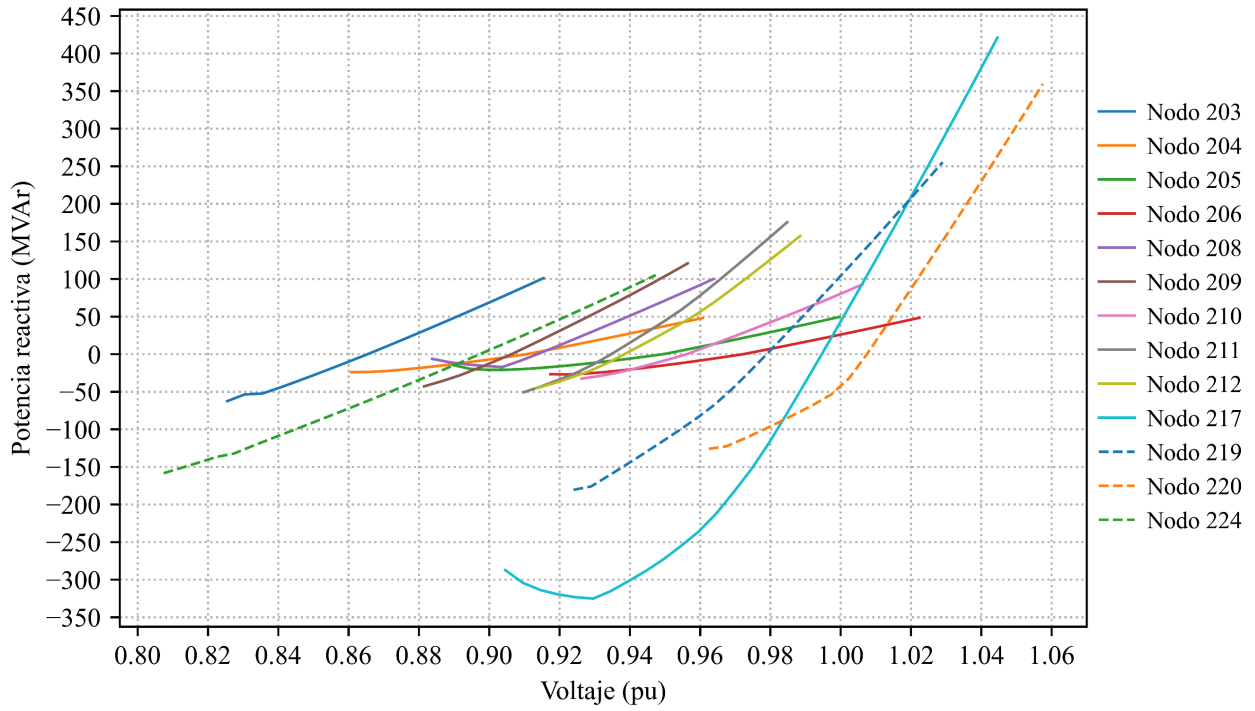


Figura 5.28. Caso 2a: Curvas VQ .

5.3.2.2. Caso 2b: Zona 1 con prioridad P y Zona 2 con prioridad Q

En las Figuras 5.29 y 5.30 se muestran las curvas PV junto con otras variables de interés, mientras que en la Figura 5.31 se muestran las curvas VQ . De acuerdo con los resultados obtenidos, la máxima transferencia de potencia hacia la zona importadora es de **1053.02 MW**, mientras que la demanda suministrada a la zona importadora es de **4386.7 MW** (flujo del enlace + potencia neta generada). En este punto, los nodos de carga con menor margen de potencia reactiva ($\partial Q/\partial V = 0$) son los nodos 204, 205, 206 y 208, los cuales colapsan a voltajes de **0.8874 pu**, **0.9255 pu**, **0.9461 pu** y **0.9010 pu**, respectivamente. Como se puede observar en las Figuras 5.29 y 5.30, la máxima transferencia de potencia se da cuando las unidades de las plantas 201, 202 y 207 alcanzan su límite de corriente de carga. Esto da como resultado que el sistema de 138 kV de la zona importadora, el cual concentra el 47% de su demanda, pierda totalmente su capacidad para el control de voltaje. Sin embargo, debido a la prioridad Q de las unidades de generación, la Planta 213 puede mantenerse en su límite de potencia reactiva en el POI para una mayor transferencia de potencia, dando soporte al sistema de 138 kV, hasta su colapso de voltaje.

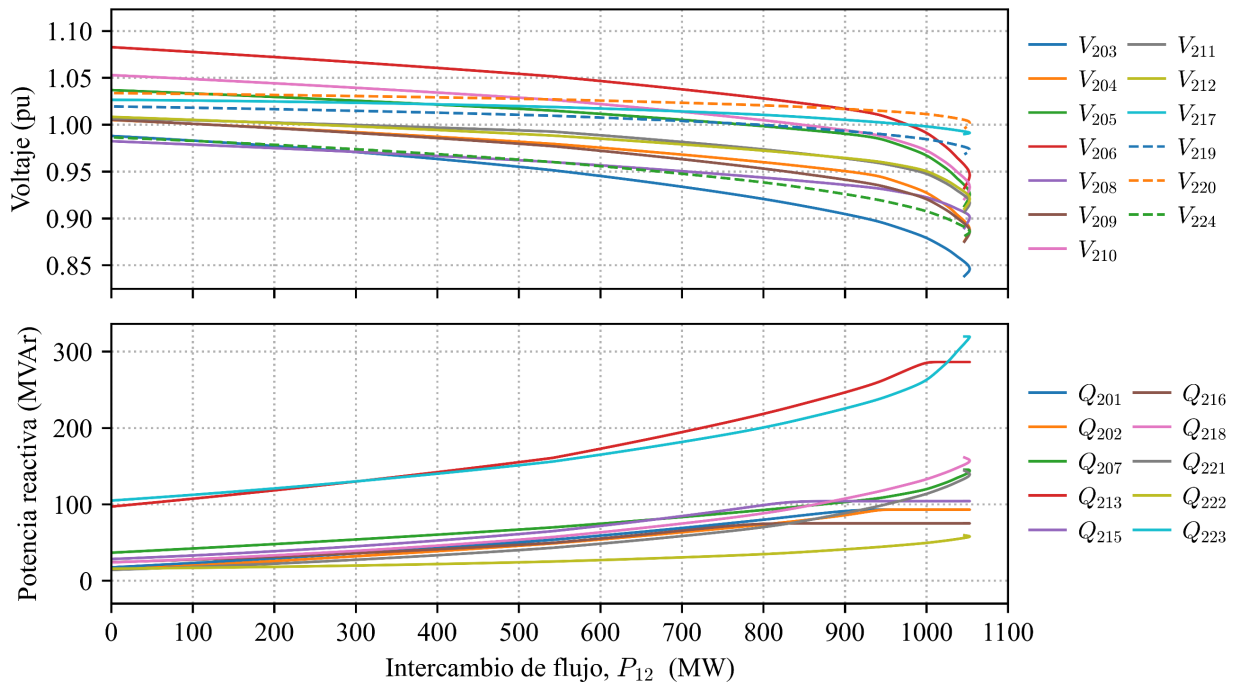


Figura 5.29. Caso 2b: Curvas PV y potencias reactivas inyectadas a la red.

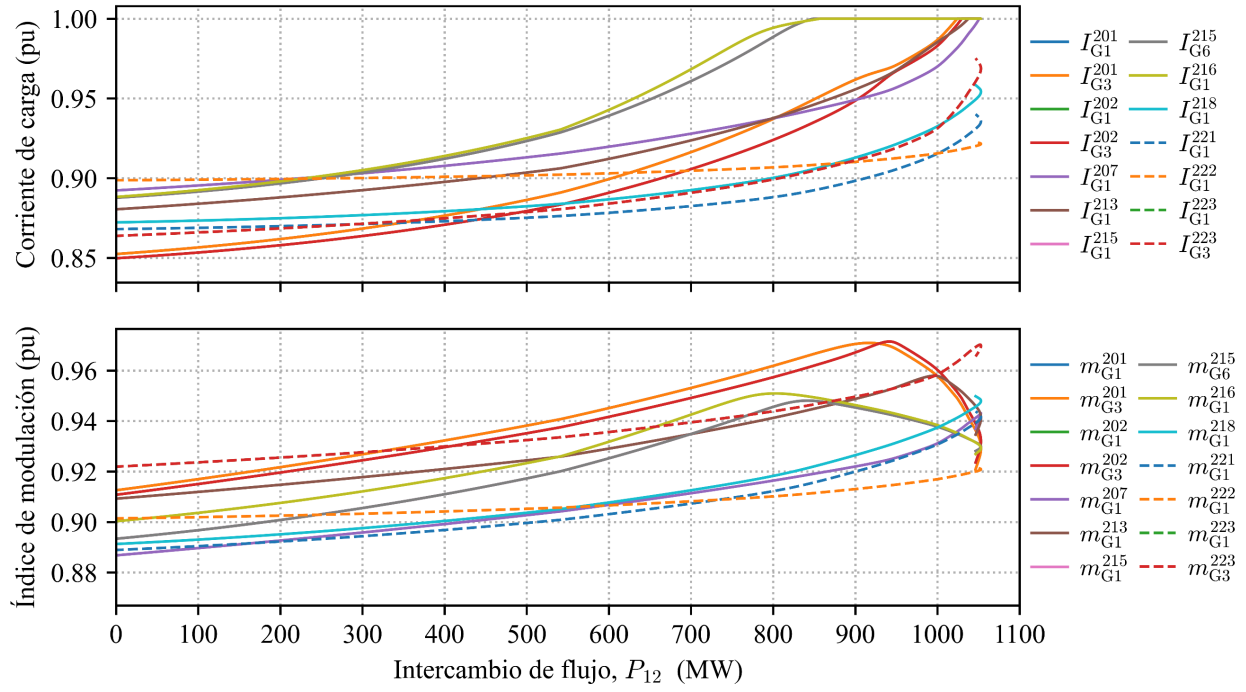


Figura 5.30. Caso 2b: Corrientes de carga e índices de modulación.

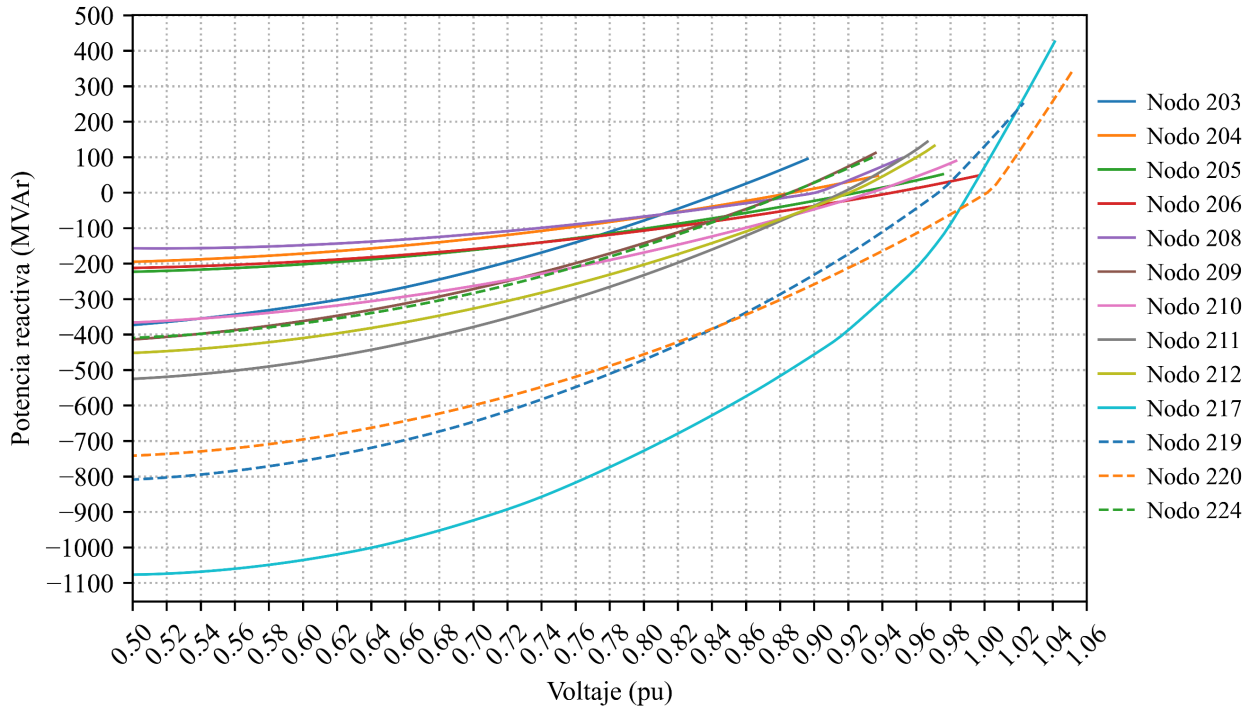


Figura 5.31. Caso 2b: Curvas VQ .

5.4. Conclusiones

Los resultados obtenidos en las evaluaciones de estabilidad de voltaje del sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores, así como del sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas, se resumen en las Tablas 5.5 y 5.6.

Tabla 5.5. Resumen de resultados: Sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores.

Caso	Prioridad Zona exportadora	Prioridad Zona importadora	Requerimientos Código de Red	Máxima transferencia	Demanda suministrada
1	---	---	---	634.3 MW	2164.3 MW
2a	<i>P</i>	<i>P</i>	Mínimos	501.8 MW	2023.2 MW
2b	<i>P</i>	<i>Q</i>	Mínimos	501.8 MW	2023.2 MW
3a	<i>P</i>	<i>P</i>	No obligatorios	643.9 MW	2164.6 MW
3b	<i>P</i>	<i>Q</i>	No obligatorios	677.8 MW	2168.6 MW

Tabla 5.6. Resumen de resultados: Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas.

Caso	Prioridad Zona exportadora	Prioridad Zona importadora	Requerimientos Código de Red	Máxima transferencia	Demanda suministrada
1	---	---	---	980.5 MW	4369.8 MW
2a	<i>P</i>	<i>P</i>	No obligatorios	1012.7 MW	4382.1 MW
2b	<i>P</i>	<i>Q</i>	No obligatorios	1053.02 MW	4386.7 MW

Para el sistema de prueba de dos áreas y cuatro generadores, el Caso 3b presenta una máxima transferencia **6.9%** mayor y una demanda suministrada **0.2%** mayor con respecto al Caso 1. Ahora bien, el Caso 3a presenta una máxima transferencia **1.5%** mayor y una demanda suministrada **0.01%** mayor con respecto al Caso 1.

Por otro lado, para el sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas, el Caso 2b presenta una máxima transferencia **7.4%** mayor y una demanda suministrada **0.4%** mayor con respecto al Caso 1. Ahora bien, el Caso 2a presenta una máxima transferencia **3.3%** mayor y una demanda suministrada **0.3%** mayor con respecto al Caso 1.

De acuerdo con lo anterior, se obtuvieron los mejores resultados cuando los PPC se encuentran ajustados de acuerdo con los requerimientos no obligatorios del Código de Red y cuando las unidades de generación asíncronas se encuentran ajustadas con prioridad *Q*. Asimismo, es importante que las CEA presenten una sensibilidad adecuada a las desviaciones de voltaje a

través de su control $Q(V)$. Sin embargo, se debe tener en consideración que todo ajuste de control debe verificarse mediante estudios transitorios y/o de pequeña señal para descartar posibles interacciones inestables entre dispositivos y/o controles. Por último, la CEA debe estar conformada por dispositivos de regulación con la capacidad suficiente para cumplir con los requerimientos no obligatorios del Código de Red, así como tener un diseño adecuado en términos de su sistema colector de media tensión.

Por lo tanto, se puede concluir de manera general que las CEA tienen la capacidad de mantener márgenes de estabilidad de voltaje que son equiparables a los de las CE síncronas o convencionales. Esto se puede lograr mediante el ajuste adecuado de los controles de potencia reactiva de las CEA. De igual manera, se puede concluir que la formulación extendida de flujos de potencia presentada en este trabajo de tesis puede ser una herramienta valiosa para detectar y evaluar los ajustes de control necesarios para incrementar la máxima transferencia de potencia entre zonas con integración de CEA.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones generales

En este trabajo de investigación se presentó una formulación de flujo de potencia extendida para el modelado en estado estacionario de controles de flujo de potencia de un controlador de planta considerando cualquier topología de central eléctrica renovable variable y cualquier cantidad de dispositivos de regulación, así como modelos detallados de estos (máquina síncrona y convertidor de fuente de voltaje). Además, se ha introducido un modelo para el control de potencia reactiva por característica de regulación como parte de la estructura de modelado basado en el suavizado de sus derivadas parciales, dando como resultado una implementación suave de su característica de regulación. Sumado a lo anterior, se utilizó el mismo enfoque de modelado para desarrollar una implementación suave de los límites de potencia reactiva a nivel planta para el control de factor de potencia fijo.

La efectividad de la formulación propuesta se validó contra modelos genéricos del WECC mediante simulaciones dinámicas en PSS®E, logrando errores absolutos menores al 0.2%. También se demostró que el enfoque de modelado introducido se puede aplicar para obtener las condiciones de operación en estado estacionario de sistemas eléctricos de potencia prácticos que incluyen centrales asíncronas ya que es más rápido que las simulaciones dinámicas completas y es más preciso que el método Newton-Raphson convencional. Cabe destacar que, debido a que la formulación propuesta es una extensión del método de solución de Newton-Raphson, conserva una característica de convergencia cuadrática, requiriendo de tres a cinco iteraciones para alcanzar la convergencia. Es importante mencionar que el modelo de controlador de planta funciona como un dispositivo gestor de restricciones donde también se pueden implementar otros tipos de

estrategias de control a nivel sistema. Es decir, se puede coordinar un número arbitrario de dispositivos de regulación para imponer una restricción a cualquier variable de interés del sistema manteniendo al mismo tiempo una distribución de potencia predefinida (por ejemplo, *Slack* distribuido). Las variables de control se pueden ampliar para incluir transformadores con cambiador de derivación bajo carga, dispositivos en derivación discretos, sistemas de almacenamiento con baterías, entre otros.

Asimismo, se determinó que las centrales eléctricas asíncronas tienen la capacidad de mantener márgenes de estabilidad de voltaje que son equiparables a los de las centrales eléctricas síncronas o convencionales. Mediante la formulación propuesta fue posible determinar los ajustes de control requeridos por los controladores de planta y por los dispositivos de regulación que pueden favorecer la máxima transferencia de potencia hacia zonas de demanda desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje.

Dicho lo anterior, se puede concluir que la formulación extendida de flujos de potencia presentada en este trabajo de tesis puede ser una herramienta valiosa para detectar y evaluar los ajustes de control necesarios para incrementar la máxima transferencia de potencia entre zonas con integración de centrales eléctricas asíncronas, así como ser una herramienta valiosa para la planeación de la operación y de la expansión de sistemas eléctricos de potencia que incorporan este tipo de centrales.

6.2. Aportaciones

A continuación se describen las aportaciones principales de este trabajo de tesis:

- Se desarrolló una formulación extendida de flujos de potencia para el modelado en estado estacionario de los controles de flujos de potencia de los PPC utilizados en aplicaciones VRE a gran escala. Las principales contribuciones de la formulación propuesta se resumen de la siguiente manera:

- i.* Se desarrolló un modelo basado en el método de NR que extiende la formulación convencional de flujos de potencia, que conserva las características usuales de convergencia cuadrática.
 - ii.* Se desarrolló un modelo de PPC comprehensivo que incluye todos los controles relacionados con el análisis de flujos de potencia, incluidos los asociados con los controles por característica de regulación, considerando CEA de cualquier topología y cualquier cantidad de dispositivos de regulación.
 - iii.* Se implementaron los controles $Q(V)$ y $Q(P)$ con funciones suavizadas, lo que resuelve los problemas de no convergencia introducidos por derivadas discontinuas debidas a las regiones de banda muerta y saturación asociadas con estos controles.
 - iv.* Se implementó el despacho de manera ponderada los dispositivos de regulación como variables de control que se resuelven de forma simultánea con las variables de estado del sistema.
 - v.* Se implementaron los límites operativos a nivel de planta por separado de los límites del dispositivo de regulación, lo que permite la consideración directa de los requisitos de capacidad del Código de Red en el POI.
- El método propuesto tuvo una velocidad de cálculo promedio 2.9 veces mayor que la del método Newton-Raphson convencional y requirió una iteración adicional para satisfacer los criterios de precisión de flujos de potencia debido a las restricciones adicionales. Sin embargo, la velocidad de cálculo promedio de la simulación dinámica completa fue 26.6 veces mayor que la del método propuesto, para las simulaciones realizadas en el Capítulo 3.
 - El método propuesto presentó un error absoluto máximo global de 0.1978% en comparación con el error absoluto máximo de 12.09% que presentó el método Newton-Raphson convencional, para las simulaciones realizadas en el Capítulo 3.

- Se incorporaron los modelos detallados de la máquina síncrona y del convertidor de fuente de voltaje a la formulación de flujos de potencia extendida propuesta, siendo estos últimos de gran importancia ya que las centrales eléctricas asíncronas se basan en este tipo de tecnología.
- Se determina, mediante la formulación propuesta, los ajustes de control requeridos por los controladores de planta y por los dispositivos de regulación que pueden favorecer la máxima transferencia de potencia entre las zonas de un sistema eléctrico, desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje.

6.3. Trabajos futuros

Partiendo de lo realizado en este trabajo de tesis y con base en la revisión del estado del arte, se considera relevante realizar los siguientes trabajos futuros:

- Extender la formulación desarrollada para incluir los modelos detallados de turbinas eólicas doblemente alimentadas.
- Incluir en la formulación propuesta la variable de frecuencia eléctrica, con el objetivo de incluir los controles de potencia activa dependientes de frecuencia de los controladores de planta.
- Implementar la formulación propuesta como parte de un problema de optimización, con el objetivo de encontrar ajustes óptimos de control de voltaje y potencia reactiva utilizando centrales eléctricas asíncronas.
- Incluir el análisis de contingencias dentro de las evaluaciones de estabilidad de voltaje mediante curvas PV y VQ .
- Adecuar la formulación desarrollada para aplicar técnicas avanzadas para el análisis de la estabilidad de voltaje como lo son el análisis de sensibilidades VQ o el análisis modal.

Referencias

- [1] Secretaría de energía, *Reglamento de la Ley de Transición energética*. 2017. [En línea]. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5463923#:~:text=La%20Ley%20de%20Transici%C3%B3n,competitividad%20de%20los%20sectores%20productivos.
- [2] Procuraduría general de protección al medio ambiente, *Ley General de Cambio Climático*. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC.pdf>
- [3] “Agenda 2030 para el desarrollo sostenible en México”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/agenda2030>
- [4] F. C. on C. C. United Nations, “Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015”, dic. 2015. [En línea]. Disponible en: [chrome-extension://https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/generalassembly/docs/globalcompact/FCCC_CP_2015_10_Add.1.pdf](https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/generalassembly/docs/globalcompact/FCCC_CP_2015_10_Add.1.pdf)
- [5] Secretaría de energía, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2023-2037”, jun. 2024. [En línea]. Disponible en: [chrome-extensihttps://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//18%202023-2037%20Cap%C3%ADtulos%201%20al%206.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//18%202023-2037%20Cap%C3%ADtulos%201%20al%206.pdf)
- [6] Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, “WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide”, Guide 2010, ene. 2010. [En línea]. Disponible en: <https://transmission.bpa.gov/Business/Operations/GridModeling/WECCWindPlantDynamicModelingGuide.pdf>
- [7] Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, “WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load flow Simulation”, Guide, ene. 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.wecc.org/Reliability/WECCPVPlantPowerFlowModelingGuide.pdf>
- [8] WECC Wind Generator Modeling Group, “WECC Wind Power Plant Power Flow Modeling Guide 2008”, Western Electricity Coordinating Council, may 2008.

- [9] Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, “WECC Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines”, Western Electricity Coordinating Council, abr. 2014.
- [10] Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, “WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide”, Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, Guideline, ene. 2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>
- [11] Renewable Energy Modeling Work Group, “WECC Second Generation Wind Turbine Models”, Western Electricity Coordinating Council, Salt Lake City, UT, Specification, ene. 2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.wecc.org/Reliability/WECC-Second-Generation-Wind-Turbine-Models-012314.pdf>
- [12] Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, “WECC Battery Storage Dynamic Modeling Guideline”, Western Electricity Coordinating Council, Guideline, nov. 2016. [En línea]. Disponible en: https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Battery%20Storage%20Guideline%20updates_%20Bo%204-5-17%20SLT%204-7-17%20XX%20SC.docx
- [13] North American Electric Reliability Corporation, “Reliability Guideline Power Plant Model Verification for Inverter-Based Resources”, Atlanta, GA, ene. 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/PPMV_for_Inverter-Based_Resources.pdf
- [14] James Weber, “Detailed Documentation of Software Implementation of Voltage Droop With Deadband in Power Flow Calculation”. Power World Corporation, el 11 de enero de 2018. Consultado: el 19 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.powerworld.com/files/VoltageDroopControl_Software_Implementation.pdf
- [15] M. Bakhtvar y A. Keane, “Allocation of Wind Capacity Subject to Long Term Voltage Stability Constraints”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, núm. 3, Art. núm. 3, may 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2454852.
- [16] A. Gholizadeh, A. Rabiee, y R. Fadaeinedjad, “A scenario-based voltage stability constrained planning model for integration of large-scale wind farms”, *International Journal of Electrical*

- Power & Energy Systems*, vol. 105, pp. 564–580, feb. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.09.002.
- [17] J. Liu, Y. Xu, Z. Y. Dong, y K. P. Wong, “Retirement-Driven Dynamic VAR Planning for Voltage Stability Enhancement of Power Systems With High-Level Wind Power”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, núm. 2, Art. núm. 2, mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2732441.
- [18] S. Nikkhah y A. Rabiee, “Voltage stability constrained multi-objective optimisation model for long-term expansion planning of large-scale wind farms”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, núm. 3, Art. núm. 3, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0763.
- [19] H. Karbouj y Z. H. Rather, “Voltage Control Ancillary Service From Wind Power Plant”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, núm. 2, Art. núm. 2, abr. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2846696.
- [20] X. Liang, Md. N. S. K. Shabbir, N. Khan, y X. Yan, “Measurement-Based Characteristic Curves for Voltage Stability and Control at the Point of Interconnection of Wind Power Plants”, *Can. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 42, núm. 3, Art. núm. 3, 2019, doi: 10.1109/CJECE.2019.2906007.
- [21] K. N. V. Matos, R. R. Londero, C. D. M. Affonso, y J. P. A. Vieira, “Secondary voltage control applied to DFIG-based wind park and its effect on long-term voltage stability”, *Electric Power Systems Research*, vol. 175, p. 105878, oct. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.105878.
- [22] J. Ouyang, T. Tang, J. Yao, y M. Li, “Active Voltage Control for DFIG-Based Wind Farm Integrated Power System by Coordinating Active and Reactive Powers Under Wind Speed Variations”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, núm. 3, Art. núm. 3, sep. 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2905673.
- [23] A. Sajadi, S. Zhao, K. Clark, y K. A. Loparo, “Small-Signal Stability Analysis of Large-Scale Power Systems in Response to Variability of Offshore Wind Power Plants”, *IEEE Systems Journal*, vol. 13, núm. 3, Art. núm. 3, sep. 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2885302.
- [24] J. Kim, E. Muljadi, J.-W. Park, y Y. C. Kang, “Flexible IQ–V Scheme of a DFIG for Rapid Voltage Regulation of a Wind Power Plant”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, núm. 11, Art. núm. 11, nov. 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2694408.

- [25] H. Rezaie y M. H. Kazemi-Rahbar, “Enhancing voltage stability and LVRT capability of a wind-integrated power system using a fuzzy-based SVC”, *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 22, núm. 3, Art. núm. 3, jun. 2019, doi: 10.1016/j.jestch.2018.12.018.
- [26] G. Su, L. Xu, W. Du, C. Chen, Y. Ji, y H. Wang, “Powersystem dynamic voltage stability affected by open-loop modal coupling between DFIG-based wind farms and IM loads”, *The Journal of Engineering*, vol. 2019, núm. 16, Art. núm. 16, 2019, doi: 10.1049/joe.2018.8579.
- [27] X.-Y. Xiao, R.-H. Yang, Z.-X. Zheng, y Y. Wang, “Cooperative Rotor-Side SMES and Transient Control for Improving the LVRT Capability of Grid-Connected DFIG-Based Wind Farm”, *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 29, núm. 2, Art. núm. 2, mar. 2019, doi: 10.1109/TASC.2018.2881315.
- [28] H. Yassami, F. Bayat, A. Jalilvand, y A. Rabiee, “Coordinated voltage control of wind-penetrated power systems via state feedback control”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 93, pp. 384–394, dic. 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.014.
- [29] H. Haes Alhelou, M. E. Hamedani-Golshan, T. C. Njenda, y P. Siano, “A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges”, *Energies*, vol. 12, núm. 4, Art. núm. 4, ene. 2019, doi: 10.3390/en12040682.
- [30] G. V. B. Kumar, R. K. Sarojini, K. Palanisamy, S. Padmanaban, y J. B. Holm-Nielsen, “Large Scale Renewable Energy Integration: Issues and Solutions”, *Energies*, vol. 12, núm. 10, Art. núm. 10, ene. 2019, doi: 10.3390/en12101996.
- [31] R. Yan, N.-A. Masood, T. Kumar Saha, F. Bai, y H. Gu, “The Anatomy of the 2016 South Australia Blackout: A Catastrophic Event in a High Renewable Network”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 5, Art. núm. 5, sep. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2820150.
- [32] Y.-K. Wu, S.-M. Chang, y P. Mandal, “Grid-Connected Wind Power Plants: A Survey on the Integration Requirements in Modern Grid Codes”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, núm. 6, Art. núm. 6, nov. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2934081.
- [33] A. Q. Al-Shetwi y M. Z. Sujod, “Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes”, *International Journal of Energy Research*, vol. 42, núm. 5, Art. núm. 5, 2018, doi: 10.1002/er.3983.

- [34] L. Meng *et al.*, “Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, núm. 2, Art. núm. 2, mar. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2940173.
- [35] C. Roberts, “Review of International Grid Codes”, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, Review LBNL-2001104, feb. 2018. [En línea]. Disponible en: https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/international_grid_codes_lbnl-2001104.pdf
- [36] M. Tarafdar Hagh y T. Khalili, “A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes”, *International Journal of Energy Research*, vol. 43, núm. 4, Art. núm. 4, 2019, doi: 10.1002/er.4247.
- [37] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, y M. Datta, “Reactive Power Management in Renewable Rich Power Grids: A Review of Grid-Codes, Renewable Generators, Support Devices, Control Strategies and Optimization Algorithms”, *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458–41489, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2838563.
- [38] M. Morjaria, D. Anichkov, V. Chadliev, y S. Soni, “A Grid-Friendly Plant: The Role of Utility-Scale Photovoltaic Plants in Grid Stability and Reliability”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 12, núm. 3, Art. núm. 3, may 2014, doi: 10.1109/MPE.2014.2302221.
- [39] P. Pourbeik *et al.*, “Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, núm. 3, Art. núm. 3, sep. 2017, doi: 10.1109/TEC.2016.2639050.
- [40] Wind energy generation systems, “Wind turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines”. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, febrero de 2015. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/21811>
- [41] Inverter-Based Resource Performance Working Group, “Performance, Modeling, and Simulations of BPS-Connected Battery Energy Storage Systems and Hybrid Power Plants”, North American Electric Reliability Corporation, Atlanta, GA, Guideline, mar. 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability_Guideline_BESS_Hybrid_Performance_Modeling_Studies_.pdf
- [42] P. S. Kundur y O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, Second edition. New York, NY: McGraw-Hill Education, 2022.

- [43] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, y G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, Third edition. Hoboken, NJ: Wiley, 2013.
- [44] Power Plant Modeling and Verification Task Force, “Power Plant Model Verification for Inverter-Based Resources”, North American Electric Reliability Corporation, Atlanta, GA, Guideline, sep. 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/PPMV_for_Inverter-Based_Resources.pdf
- [45] Wind energy generation systems, “Wind energy generation systems - Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models”. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/32564>
- [46] P. Pourbeik, N. Etzel, y S. Wang, “Model Validation of Large Wind Power Plants Through Field Testing”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, núm. 3, Art. núm. 3, jul. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2776751.
- [47] Ö. Göksu, M. Altin, J. Fortmann, y P. E. Sørensen, “Field Validation of IEC 61400-27-1 Wind Generation Type 3 Model With Plant Power Factor Controller”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, núm. 3, Art. núm. 3, sep. 2016, doi: 10.1109/TEC.2016.2540006.
- [48] M. Saadatmand, B. Mozafari, G. B. Gharehpetian, y S. Soleymani, “Optimal Damping Controller Design for Large-scale PV Farms to Damp the Low-frequency Oscillation”, *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, núm. 4, Art. núm. 4, dic. 2019.
- [49] A. Tarrasó, N. B. Lai, C. Verdugo, J. I. Candela, y P. Rodriguez, “Design of Controller for Virtual Synchronous Power Plant”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, núm. 4, Art. núm. 4, jul. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3075173.
- [50] Q. Wu, V. Akhmatov, y T. Takarics, “Coordinated voltage and reactive power control of offshore HVAC meshed grid and wind power”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, núm. 16, Art. núm. 16, oct. 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0425.
- [51] D. Campos-Gaona, A. Stock, O. Anaya-Lara, y W. Leithead, “Dynamic Wind Power Plant Control for System Integration Using the Generator Response Following Concept”, *Energies*, vol. 13, núm. 7, Art. núm. 7, ene. 2020, doi: 10.3390/en13071804.

- [52] M. Sarkar, T. Souxes, A. D. Hansen, P. E. Sørensen, y C. D. Vournas, “Enhanced Wind Power Plant Control Strategy During Stressed Voltage Conditions”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 120025–120035, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3005094.
- [53] R. T. Juárez, C. R. Fuerte-Esquivel, E. Espinosa-Juárez, y U. Sandoval, “Steady-State Model of Grid-Connected Photovoltaic Generation for Power Flow Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 5, Art. núm. 5, sep. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2817585.
- [54] B. M. Allison, T. J. Overbye, y J. D. Weber, “Improved Generator Voltage Control in Power Flow Solutions”, en *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, abr. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449787.
- [55] B. Allison, D. Wallison, T. Overbye, y J. Weber, “Voltage Droop Controls in Power Flow Simulation”, en *2019 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, feb. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/TPEC.2019.8662197.
- [56] H. Wu, L. Zhou, Y. Wan, Q. Liu, y S. Zhou, “A Mixed Uncertainty Power Flow Algorithm-Based Centralized Photovoltaic (PV) Cluster”, *Energies*, vol. 12, núm. 20, Art. núm. 20, ene. 2019, doi: 10.3390/en12204008.
- [57] Z. Pan, J. Wu, T. Ding, J. Liu, F. Wang, y X. Tong, “Load flow calculation for droop-controlled islanded microgrids based on direct Newton–Raphson method with step size optimisation”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, núm. 21, Art. núm. 21, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1722.
- [58] A. A. Nazari, R. Keypour, M. H. Beiranvand, y N. Amjady, “A decoupled extended power flow analysis based on Newton-Raphson method for islanded microgrids”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105705, may 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105705.
- [59] A. Kumar, B. K. Jha, D. Singh, y R. K. Misra, “Current injection-based Newton–Raphson power-flow algorithm for droop-based islanded microgrids”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, núm. 23, Art. núm. 23, oct. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0575.
- [60] L. M. Castro, C. Ramírez-Ramos, J. H. Sánchez, y D. Guillén, “On the modelling of DC microgrids for steady-state power flow studies”, *Electric Power Systems Research*, vol. 207, p. 107868, jun. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107868.

- [61] J. Bebic, “Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics”, NREL/SR-581-42297, 924647, feb. 2008. doi: 10.2172/924647.
- [62] MR. Weimar, ME. Mylrea, T. Levin, A. Botterud, E. O’Shaughnessy, y L. Bird, “Integrating Renewable Generation into Grid Operation”, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washintong, Experiences, abr. 2016. [En línea]. Disponible en: https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-25331.pdf
- [63] Secretaría de energía, *Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*. 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018#gsc.tab=0
- [64] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, First edition. en The EPRI Power System Engineering Series. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.
- [65] K. Liang, H. Wang, D. Pozo, y V. Terzija, “Power system restoration with large renewable Penetration: State-of-the-Art and future trends”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 155, p. 109494, ene. 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109494.
- [66] J. Hossain y A. Mahmud, Eds., *Large Scale Renewable Power Generation: Advances in Technologies for Generation, Transmission and Storage*. en Green Energy and Technology. Singapore: Springer, 2014. doi: 10.1007/978-981-4585-30-9.
- [67] Comisión Reguladora de Energía, *Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.*, núm. RES/151/2016. 2016. Consultado: el 15 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
- [68] “Acuerdo por el que se emite la política de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en el sistema eléctrico nacional.” Consultado: el 19 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020#gsc.tab=0
- [69] Secretaria de Energía, “Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía”. Consultado: el 17 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357927&fecha=28/08/2014#gsc.tab=0
- [70] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3a ed. E.U.A.: PSA Publishing, 2010.

- [71] J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek, y J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, Third edition. Hoboken, NJ, USA: John Wiley, 2020.
- [72] E. Acha, P. Roncero-Sánchez, A. De la Villa Jaén, L. M. Castro, y B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*. U. S. A.: WILEY, 2019.
- [73] E. Acha y B. Kazemtabrizi, “A New STATCOM Model for Power Flows Using the Newton–Raphson Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, núm. 3, pp. 2455–2465, ago. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2237186.
- [74] L. M. Castro, E. Acha, y C. R. Fuerte-Esquivel, “A Novel STATCOM Model for Dynamic Power System Simulations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, núm. 3, pp. 3145–3154, ago. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2255319.
- [75] T. van Cutsem y C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Springer Science & Business Media, 2007.
- [76] IEEE, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience*. IEEE, 1990.
- [77] V. Ajjarapu, *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*. Iowa, U.S.A.: Springer, 2007.
- [78] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. en The EPRI Power System Engineering Series. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [79] M. H. Haque, “A fast method for determining the voltage stability limit of a power system”, *Electric Power Systems Research*, vol. 32, núm. 1, Art. núm. 1, ene. 1995, doi: 10.1016/0378-7796(94)00893-9.
- [80] Reactive Power Reserve Work Group (RRWG), “Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”, Western Electricity Coordinating Council, Utah, E.U.A., Final Report, may 1998.
- [81] B. H. Chowdhury y C. W. Taylor, “Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, núm. 4, Art. núm. 4, nov. 2000, doi: 10.1109/59.898112.
- [82] T. J. Overbye, I. Dobson, y C. L. DeMarco, “Q-V curve interpretations of energy measures for voltage security”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, núm. 1, Art. núm. 1, feb. 1994, doi: 10.1109/59.317593.

- [83] J. Paniagua-Ramirez y J. H. Tovar Hernández, “Review of Methodologies for the Analysis of Voltage Stability in Power Systems”, presentado en IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), México: IEEE, nov. 2013. doi: 10.1109/ROPEC.2013.6702758.
- [84] Comisión Reguladora de Energía, *Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red*. 2021, p. 257. [En línea]. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0
- [85] R. A. Reyes-Zamora *et al.*, “Modelling of renewable energy power plant controllers for steady-state studies using an extended power flow formulation”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 141, p. 108185, oct. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108185.
- [86] J. E. Gentle, *Matrix Algebra*, Second edition. en Springer Texts in Statistics. Cham, Switzerland: Springer International Publishing, 2017. doi: 10.1007/978-3-319-64867-5.
- [87] C. R. Harris *et al.*, “Array programming with NumPy”, *Nature*, vol. 585, núm. 7825, Art. núm. 7825, sep. 2020, doi: 10.1038/s41586-020-2649-2.
- [88] P. Virtanen *et al.*, “SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python”, *Nat Methods*, vol. 17, núm. 3, Art. núm. 3, mar. 2020, doi: 10.1038/s41592-019-0686-2.
- [89] Siemens Power Technologies International, “PSS®E Xplore v35.3.2”. Siemens Industry Inc, Schenectady, NY, diciembre de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/psse-xplore-order-form.html>
- [90] C. Grigg *et al.*, “The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, núm. 3, pp. 1010–1020, ago. 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [91] T. Cutsem y C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. en Power Electronics and Power Systems Series. Boston, MA: Springer US, 1998. doi: 10.1007/978-0-387-75536-6.

- [92] B. Gao, G. K. Morison, y P. Kundur, “Voltage stability evaluation using modal analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, núm. 4, pp. 1529–1542, nov. 1992, doi: 10.1109/59.207377.
- [93] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, “Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, núm. 2, pp. 753–761, may 1991, doi: 10.1109/59.76722.
- [94] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, “Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, núm. 1, pp. 167–179, feb. 1992, doi: 10.1109/59.141700.
- [95] Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, y Task Force on Turbine-Governor Modeling, “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies”, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Technical Report PES-TR1, ene. 2013. [En línea]. Disponible en: <https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pestr1>
- [96] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”. Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, USA, agosto de 2016. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- [97] E. Acha, P. Roncero-Sanchez, A. de la Villa-Jaen, L. M. Castro, y B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC: Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*, First edition. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons Ltd, 2019.
- [98] J. J. Sanchez-Gasca, “Generic wind turbine generator models for WECC - a second status report”, en *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, jul. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7285645.

Apéndice A

Sistema de prueba de CEA de 100 MW

Tabla A.1. Datos de los dispositivos de regulación.

Bus	Límites de potencia Activa		Límites de potencia reactiva		Capacidad (MVA)	Impedancia		Ponderación	
	P^{\max} (MW)	P^{\min} (MW)	Q^{\max} (MVar)	Q^{\min} (MVar)		R (pu)	X (pu)	w^P	w^Q
1	9999	-9999	9999	-9999	100.000	0.0	0.0001	100.0	100.0
9	30.0	0.0	14.5297	-14.5297	33.3335	0.0	9999	30.0	3.0
10	20.0	0.0	9.6864	-9.6864	22.2238	0.0	9999	20.0	2.0
11	30.0	0.0	14.5297	-14.5297	33.3335	0.0	9999	30.0	3.0
12	20.0	0.0	9.6864	-9.6864	22.2238	0.0	9999	20.0	2.0
13	0.0	0.0	12.5000	-12.5000	12.5000	0.0	9999	0.0	90.0

Tabla A.2. Datos de la red de transmisión, valores en pu para 100 MVA base.

Desde bus	Hacia bus	Tipo	Impedancia		Admitancia		Derivación
			R (pu)	X (pu)	G (pu)	B (pu)	
1	2	Línea	0.000000	0.200000	0.000000	0.000000	---
2	3	Línea	0.024083	0.088979	0.000000	0.011588	---
4	5	Línea	0.021605	0.028843	0.000000	0.006490	---
4	6	Línea	0.025858	0.023839	0.000000	0.004042	---
4	7	Línea	0.021605	0.028843	0.000000	0.006490	---
4	8	Línea	0.025858	0.023839	0.000000	0.004042	---
3	4	Transformador	0.003618	0.126615	0.000000	0.000000	Sección 3.3
5	9	Transformador	0.015893	0.158930	0.000000	0.000000	1.0
6	10	Transformador	0.023839	0.238394	0.000000	0.000000	1.0
7	11	Transformador	0.015893	0.158930	0.000000	0.000000	1.0
8	12	Transformador	0.023839	0.238394	0.000000	0.000000	1.0
4	13	Transformador	0.000000	0.381431	0.000000	0.000000	1.0

Tabla A.3. Datos del modelo del equivalente de red (PSS®E PLBVFU1).

Vscale	fscale	Tv	Tf	Volt flag	Freq flag	File name
1	1	0	0	1	1	'PLBVFU1'

Tabla A.4. Datos del modelo del controlador de planta (PSS®E PLNTBU1).

Caso	Tfltr	Kp	Ki	Tft	Tfv	Vfrz	Rc	Xc	Kc	emax	emin	dbd1
1	0.035	-0.075	-0.5	0	0.085	0	0	0	0	999	-999	0
2	0.035	-0.075	-0.5	0	0.085	0	0	0	0	999	-999	0
3	0.035	0.45	3	0	0.085	0	0	0	0	999	-999	0
4	0.035	0.225	1.2	0	0.085	0	0	0	-0.1521	999	-999	-0.01
5	0.035	-0.075	-0.5	0	0.085	0	0	0	0	999	-999	0
Caso	dbd2	Qmax	Qmin	Kpg	Kig	Tp	fdbd1	fdbd2	femax	femin	Pmax	Pmin
1	0	999	-999	-0.2	-1.3333	0.035	-0.005	0.005	999	-999	1	0
2	0	0.0951	-0.1033	-0.2	-1.3333	0.035	-0.005	0.005	999	-999	999	-999
3	0	0.1235	-0.0707	-0.2	-1.3333	0.035	-0.005	0.005	999	-999	999	-999
4	0.01	0.1325	-0.0774	-0.2	-1.3333	0.035	-0.005	0.005	999	-999	999	-999
5	0	0.1242	-0.0641	-0.2	-1.3333	0.035	-0.005	0.005	999	-999	999	-999
Caso	Tg	Ddn	Dup	MVA_P	BUS	FROM	TO	ID	VCFlag	RefFlag	Fflag	
1	0.085	0	0	100	2	2	3	'1'	0	0	1	
2	0.085	0	0	100	2	2	3	'1'	0	0	1	
3	0.085	0	0	100	2	2	3	'1'	1	1	1	
4	0.085	0	0	100	2	2	3	'1'	0	1	1	
5	0.085	0	0	100	2	2	3	'1'	0	2	1	

Tabla A.5. Datos del modelo auxiliar de los IBR y STATCOM (PSS®E REAX4BU1).

Device	Tw1	Kw1	Kp1	Wmax	Wmin	Pmax	Pmin	BUS
IBR 1, 3	0	0.6	0.6	0.43589	-0.43589	0.9	0	3
IBR 2, 4	0	0.4	0.4	0.43589	-0.43589	0.9	0	3
STATCOM	0	18	0	999	-999	0	0	3

Tabla A.6. Datos del modelo de convertidor de los IBR y STATCOM (PSS®E REGCA1).

Tg	Rrpwr	Brkpt	Zerox	Lvpl1	Volim	Lvpnt1	Lvpnt0	lolim	Tfltr	Khv	Iqrmax	Iqrmin	Accel	Lvplsw
0.02	10	0.9	0.4	1.2	1.2	0.8	0.4	-1.3	0.02	0.7	999	-999	0.5	0

Tabla A.7. Datos del modelo de control eléctrico de los IBR y STATCOM (PSS®E REECA1).

Dispositivo	Vdip	Vup	Trv	dbd1	dbd2	Kqv	Iqh1	Iql1	Vref0	Iqfrz	Thld	Thld2	Tp	Q _{MAX}	Q _{MIN}
IBR 1, 2, 3, 4	0.85	1.15	0.035	-0.15	0.15	2	1	-1	1	0	0	0	0.015	0.436	-0.436
STATCOM	0.85	1.15	0.035	-0.15	0.15	2	1	-1	1	0	0	0	0.015	999	-999
Dispositivo	V _{MAX}	V _{MIN}	Kqp	Kqi	Kvp	Kvi	Vbias	Tiq	dP _{max}	dP _{min}	P _{MAX}	P _{MIN}	Imax	Tpord	Vq1
IBR 1, 2, 3, 4	1.15	0.85	1	1	1	1	0	0.035	999	-999	0.9	0	1	0.035	0
STATCOM	1.15	0.85	1	1	1	1	0	0.035	999	-999	0	0	1	0.035	0

Dispositivo	Iq1	Vq2	Iq2	Vq3	Iq3	Vq4	Iq4	Vp1	Ip1	Vp2	Ip2	Vp3	Ip3	Vp4	Ip4
IBR 1, 2, 3, 4	1	0.85	1	1	1	1.15	1	0.5	0	0.85	1	1	1	1.15	1
STATCOM	1	0.85	1	1	1	1.15	1	0.5	0	0.85	0	1	0	1.15	0

Dispositivo	BUS	PF	V	Q	P	PQ
		FLAG	FLAG	FLAG	FLAG	FLAG
IBR 1, 2, 3, 4	0	0	1	0	0	1
STATCOM	0	0	1	0	0	0

Apéndice B

Sistema de prueba IEEE RTS-96 de dos áreas y 20 plantas

Tabla B.1. Caso 1: Datos de las unidades de generación síncronas.

Planta	Unidad	P^{\max}	$P^{\text{m-max}}$	$P^{\text{m-min}}$	Q^{\min}	S^{\max}	V^{ref}
			(MW)		(MVar)	(MVA)	(pu)
101	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-6.5737	24.0	1.020564
101	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-6.5737	24.0	1.020564
101	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.9576	89.0	1.020564
101	G4	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.9576	89.0	1.020564
102	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-6.5737	24.0	1.020439
102	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-6.5737	24.0	1.020439
102	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.9576	89.0	1.020440
102	G4	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.9576	89.0	1.020440
107	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.8684	118.0	0.989930
107	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.8684	118.0	0.989930
107	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-32.8684	118.0	0.989930
113	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-104.0497	232.0	1.044654
113	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-104.0497	232.0	1.044654
113	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-104.0497	232.0	1.044654
115	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-3.9442	14.0	1.036668
115	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-3.9442	14.0	1.036668
115	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-3.9442	14.0	1.036668
115	G4	9999.0	9999.0	-9999.0	-3.9442	14.0	1.036668
115	G5	9999.0	9999.0	-9999.0	-3.9442	14.0	1.036668
115	G6	9999.0	9999.0	-9999.0	-50.7735	182.0	1.036668
116	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-50.7735	182.0	1.041449
118	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-52.7980	471.0	1.046320
121	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-52.7980	471.0	1.045453
122	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-10.3646	53.0	1.044015
122	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-10.3646	53.0	1.044015
122	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-10.3646	53.0	1.044015
122	G4	9999.0	9999.0	-9999.0	-10.3646	53.0	1.044015
122	G5	9999.0	9999.0	-9999.0	-10.3646	53.0	1.044015

122	G6	9999.0	9999.0	-9999.0	-10.3646	53.0	1.044015
123	G1	9999.0	9999.0	-9999.0	-50.7735	182.0	1.050867
123	G2	9999.0	9999.0	-9999.0	-50.7735	182.0	1.050867
123	G3	9999.0	9999.0	-9999.0	-30.7746	412.0	1.050867
201	G1	20.0	24.0	0.0	-6.5737	24.0	1.072603
201	G2	20.0	24.0	0.0	-6.5737	24.0	1.072603
201	G3	76.0	89.0	0.0	-32.9576	89.0	1.072446
201	G4	76.0	89.0	0.0	-32.9576	89.0	1.072446
202	G1	20.0	24.0	0.0	-6.5737	24.0	1.072636
202	G2	20.0	24.0	0.0	-6.5737	24.0	1.072636
202	G3	76.0	89.0	0.0	-32.9576	89.0	1.072479
202	G4	76.0	89.0	0.0	-32.9576	89.0	1.072479
207	G1	100.0	118.0	0.0	-32.8684	118.0	1.031786
207	G2	100.0	118.0	0.0	-32.8684	118.0	1.031786
207	G3	100.0	118.0	0.0	-32.8684	118.0	1.031786
213	G1	197.0	232.0	0.0	-64.7508	232.0	1.055452
213	G2	197.0	232.0	0.0	-64.7508	232.0	1.055452
213	G3	197.0	232.0	0.0	-64.7508	232.0	1.055452
215	G1	12.0	14.0	0.0	-3.9442	14.0	1.039768
215	G2	12.0	14.0	0.0	-3.9442	14.0	1.039768
215	G3	12.0	14.0	0.0	-3.9442	14.0	1.039768
215	G4	12.0	14.0	0.0	-3.9442	14.0	1.039768
215	G5	12.0	14.0	0.0	-3.9442	14.0	1.039768
215	G6	155.0	182.0	0.0	-50.7735	182.0	1.039817
216	G1	155.0	182.0	0.0	-50.7735	182.0	1.045145
218	G1	400.0	471.0	0.0	-52.7980	471.0	1.044689
221	G1	400.0	471.0	0.0	-52.7980	471.0	1.045227
222	G1	50.0	53.0	0.0	-10.3646	53.0	1.062162
222	G2	50.0	53.0	0.0	-10.3646	53.0	1.062162
222	G3	50.0	53.0	0.0	-10.3646	53.0	1.062162
222	G4	50.0	53.0	0.0	-10.3646	53.0	1.062162
222	G5	50.0	53.0	0.0	-10.3646	53.0	1.062162
222	G6	50.0	53.0	0.0	-10.3646	53.0	1.062162
223	G1	155.0	182.0	0.0	-50.7735	182.0	1.072921
223	G2	155.0	182.0	0.0	-50.7735	182.0	1.072921
223	G3	350.0	412.0	0.0	-30.7746	412.0	1.072937
---	114	9999.0	0.0	0.0	-50.0	200.0	1.04
---	214	9999.0	0.0	0.0	-50.0	200.0	1.01

Tabla B.2. Caso 2: Datos de las unidades de generación asíncronas.

Unidad	Planta	P^{\max}	P^{\min}	$P^{\text{dc-max}}$	$P^{\text{dc-min}}$	Q^{\max}	Q^{\min}	S^{\max}
		(MW)				(MVAr)		(MVA)
G1	101	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G2	101	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G3	101	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G4	101	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G1	102	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G2	102	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G3	102	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G4	102	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G1	107	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.8684	111.1111
G2	107	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.8684	111.1111
G3	107	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-32.8684	111.1111
G1	113	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-104.0497	218.8889
G2	113	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-104.0497	218.8889
G3	113	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-104.0497	218.8889
G1	115	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G2	115	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G3	115	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G4	115	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G5	115	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G6	115	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G1	116	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G1	118	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-52.7980	444.4444
G1	121	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-52.7980	444.4444
G1	122	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G2	122	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G3	122	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G4	122	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G5	122	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G6	122	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G1	123	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G2	123	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G3	123	9999.0	-9999.0	9999.0	-9999.0	9999.0	-30.7746	388.8889
G1	201	20.0	-9999	22.2222	0.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G2	201	20.0	-9999	22.2222	0.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G3	201	76.0	-9999	84.4444	0.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G4	201	76.0	-9999	84.4444	0.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G1	202	20.0	-9999	22.2222	0.0	9999.0	-6.5737	22.2222

G2	202	20.0	-9999.0	22.2222	0.0	9999.0	-6.5737	22.2222
G3	202	76.0	-9999.0	84.4444	0.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G4	202	76.0	-9999.0	84.4444	0.0	9999.0	-32.9576	84.4444
G1	207	100.0	-9999.0	111.1111	0.0	9999.0	-32.8684	111.1111
G2	207	100.0	-9999.0	111.1111	0.0	9999.0	-32.8684	111.1111
G3	207	100.0	-9999.0	111.1111	0.0	9999.0	-32.8684	111.1111
G1	213	197.0	-9999.0	218.8889	0.0	9999.0	-64.7508	218.8889
G2	213	197.0	-9999.0	218.8889	0.0	9999.0	-64.7508	218.8889
G3	213	197.0	-9999.0	218.8889	0.0	9999.0	-64.7508	218.8889
G1	215	12.0	-9999.0	13.3333	0.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G2	215	12.0	-9999.0	13.3333	0.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G3	215	12.0	-9999.0	13.3333	0.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G4	215	12.0	-9999.0	13.3333	0.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G5	215	12.0	-9999.0	13.3333	0.0	9999.0	-3.9442	13.3333
G6	215	155.0	-9999.0	172.2222	0.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G1	216	155.0	-9999.0	172.2222	0.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G1	218	400.0	-9999.0	444.4444	0.0	9999.0	-52.7980	444.4444
G1	221	400.0	-9999.0	444.4444	0.0	9999.0	-52.7980	444.4444
G1	222	50.0	-9999.0	52.6316	0.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G2	222	50.0	-9999.0	52.6316	0.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G3	222	50.0	-9999.0	52.6316	0.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G4	222	50.0	-9999.0	52.6316	0.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G5	222	50.0	-9999.0	52.6316	0.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G6	222	50.0	-9999.0	52.6316	0.0	9999.0	-10.3646	52.6316
G1	223	155.0	-9999.0	172.2222	0.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G2	223	155.0	-9999.0	172.2222	0.0	9999.0	-50.7735	172.2222
G3	223	350.0	-9999.0	388.8889	0.0	9999.0	-30.7746	388.8889

Tabla B.3. Caso 2: Datos de los controladores de planta.

PPC	P^{\max}	P^{\min}	Q^{\max}	Q^{\min}	V^{ref}
	(MW)		(MVAr)		(pu)
101	9999.0	-9999.0	92.9898	-92.9898	1.031862
102	9999.0	-9999.0	92.9898	-92.9898	1.031788
107	9999.0	-9999.0	145.2966	-145.2966	0.993523
113	9999.0	-9999.0	286.2344	-286.2344	1.043599
115	9999.0	-9999.0	104.1293	-104.1293	1.038938
116	9999.0	-9999.0	75.0699	-75.0699	1.042139
118	9999.0	-9999.0	193.7288	-193.7288	1.045835

121	9999.0	-9999.0	193.7288	-193.7288	1.045882
122	9999.0	-9999.0	145.2966	-145.2966	1.045213
123	9999.0	-9999.0	319.6526	-319.6526	1.049729
201	192.0	0.0	92.9898	-92.9898	1.057331
202	192.0	0.0	92.9898	-92.9898	1.058202
207	300.0	0.0	145.2966	-145.2966	1.014838
213	591.0	0.0	286.2344	-286.2344	1.037354
215	215.0	0.0	104.1293	-104.1293	1.021992
216	155.0	0.0	75.0699	-75.0699	1.026434
218	400.0	0.0	193.7288	-193.7288	1.028077
221	400.0	0.0	193.7288	-193.7288	1.030400
222	300.0	0.0	145.2966	-145.2966	1.053727
223	660.0	0.0	319.6526	-319.6526	1.056290

Tabla B.4. Caso 2: Datos de los transformadores de las unidades de generación asíncronas.

Desde bus	Hacia bus	Impedancia @ 100 MVA base		Derivación	Capacidad (MVA)
		R (pu)	X (pu)	α (pu)	
101	1	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
101	2	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
101	3	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
101	4	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
102	5	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
102	6	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
102	7	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
102	8	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
107	9	0.009049	0.168493	1.0	111.1111
107	10	0.009049	0.168493	1.0	111.1111
107	11	0.009049	0.168493	1.0	111.1111
113	12	0.004594	0.085529	1.0	218.8889
113	13	0.004594	0.085529	1.0	218.8889
113	14	0.004594	0.085529	1.0	218.8889
115	15	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
115	16	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
115	17	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
115	18	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
115	19	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
115	20	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
116	21	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
118	22	0.002413	0.046623	1.0	444.4444
121	23	0.002413	0.046623	1.0	444.4444
122	24	0.017204	0.298707	1.0	52.6316

122	25	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
122	26	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
122	27	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
122	28	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
122	29	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
123	30	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
123	31	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
123	32	0.002586	0.048140	1.0	388.8889
201	33	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
201	34	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
201	35	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
201	36	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
202	37	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
202	38	0.045247	0.842467	1.0	22.2222
202	39	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
202	40	0.011907	0.221701	1.0	84.4444
207	41	0.009049	0.168493	1.0	111.1111
207	42	0.009049	0.168493	1.0	111.1111
207	43	0.009049	0.168493	1.0	111.1111
213	44	0.004594	0.085529	1.0	218.8889
213	45	0.004594	0.085529	1.0	218.8889
213	46	0.004594	0.085529	1.0	218.8889
215	47	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
215	48	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
215	49	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
215	50	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
215	51	0.075411	1.404113	1.0	13.3333
215	52	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
216	53	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
218	54	0.002413	0.046623	1.0	444.4444
221	55	0.002413	0.046623	1.0	444.4444
222	56	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
222	57	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
222	58	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
222	59	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
222	60	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
222	61	0.017204	0.298707	1.0	52.6316
223	62	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
223	63	0.005838	0.108706	1.0	172.2222
223	64	0.002586	0.048140	1.0	388.8889
