



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE BIFURCACIONES DEL GENERADOR
SÍNCRONO VIRTUAL

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
Maestro en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA:
Ing. Josué Ricardo Hernández Ramírez

ASESOR:
Dr. Juan Segundo Ramírez



San Luis Potosí, S.L.P.

Agosto de 2021

Dedicatoria.

A la memoria de mis padres P. Hernández Ramírez y S. Ramírez Posada

Reconocimientos

En primera instancia agradezco a mi asesor de tesis, el Dr. Juan Segundo Ramírez, por su apoyo, consejos y enseñanzas brindadas durante la realización de esta tesis y por los buenos momentos compartidos fuera del laboratorio.

Agradezco también al Dr. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez, al Dr. Homero Miranda Vidales, a la Dra. Nancy Visairo Cruz, al Dr. Rafael Peña Gallardo y al Dr. César Fernando Francisco Méndez Barrios, miembros del jurado, por el tiempo brindado para la revisión y corrección de esta tesis.

A mis compañeros de la maestría y del laboratorio, Miguel, Alberto, Saúl, Noe, Araiza, Ricardo, Ángel, Julio, Roberto, y Carlos, por su amistad y tiempo compartido.

A mi familia, en especial a mi novia y hermano, por su paciencia, comprensión y apoyo incondicional.

Por último quiero agradecer a CONACYT por brindarme el apoyo económico durante mis estudios de maestría.

Esta tesis esta dentro del proyecto FORDECYT-PRONACES/1311344/2020.

Resumen

El incremento de fuentes de energía renovables (FER) y la reducción de fuentes de energía tradicionales, comúnmente basadas en hidrocarburos, está provocando la reducción de la inercia total del sistema eléctrico de potencia, principalmente en las regiones con gran integración de generación mediante inversores de electrónica de potencia. Por esta razón, es necesario implementar formas alternativas para proporcionar inercia adicional y consecuentemente mantener los márgenes de estabilidad del sistema. Para enfrentar el déficit de inercia, en la literatura actual se estudian los generadores síncronos virtuales (GSV) como una alternativa factible. Éstos son inversores que operan con una ley de control que les obliga a mimetizar el comportamiento de los generadores síncronos convencionales. Además de proporcionar por este medio inercia sintética o virtual, el GSV también tiene como propósito facilitar la incorporación a la red de unidades de generación con inversores de electrónica de potencia. Bajo este enfoque de operación, los inversores responderán ante eventos transitorios emulando tener una inercia como la tienen los generadores síncronos convencionales. Una de las virtudes de los GSV, es que contienen parámetros que pueden ser modificados incluso en línea, con lo que se puede modificar su respuesta dinámica ante eventos transitorios o cuasiestacionarios. Debido a esto, la estabilidad los GSV debe evaluarse cuidadosamente para garantizar su correcto funcionamiento.

En relación a lo mencionado anteriormente, en este trabajo de investigación se propone realizar un análisis de bifurcaciones para determinar y describir los fenómenos inestables que se presentan a medida que se varían los parámetros de los GSV y así poder conocer sus límites paramétricos. Además de determinar cuáles de estos parámetros tienen mayor influencia en la estabilidad del sistema.

Índice general

Lista de símbolos y abreviaturas	IX
Índice de figuras	XV
Índice de tablas	XIX
Introducción	1
1. Modelado de Componentes Eléctricos	15
1.1. Introducción	15
1.2. Máquina síncrona	15
1.2.1. Generador síncrono de polos salientes	15
1.2.2. Turbina y gobernador	17
1.2.3. Sistema de excitación	18
1.3. Generador síncrono virtual	19
1.3.1. Sincroconvertidor	19
1.3.1.1. Modelo del generador síncrono	19
1.3.1.2. Operación del sincroconvertidor	21
1.3.1.3. Modelo en dq	24
1.3.2. Topología Iravani y Gao	25
1.3.2.1. Control de frecuencia	26
1.3.2.2. Control de voltaje	26
1.3.2.3. Modelo en el marco dq	27
1.4. Cargas	28
1.4.1. Modelos estáticos	29
1.4.1.1. Modelo ZIP	29
1.4.1.2. Modelo de potencia constante	29
1.4.1.3. Modelo de corriente constante	29
1.4.1.4. Modelo de impedancia constante	29
1.4.2. Modelos dinámicos	30
1.4.2.1. Modelo ZIP	30
1.4.2.2. Motor de inducción	30

2. Conceptos Básicos de la Teoría de Bifurcaciones	33
2.1. Introducción	33
2.2. Saddle-Node (SNB)	34
2.3. Bifurcación Transcrítica (TCB)	36
2.4. Bifurcación Pitchfork (PFB)	37
2.5. Bifurcación Hopf (HB)	39
2.6. Bifurcación de Doble Ciclos (CFB)	42
2.7. Bifurcación de Periodo Infinito (IPB)	43
2.8. Bifurcación de Toroide (TRB)	44
2.9. Bifurcación de Doble Periodo (PDB) y Caos	44
2.10. Ejemplo: Sistema eléctrico de potencia con carga dinámica Ian-Dobson .	47
3. Análisis Comparativo entre el Generador Síncrono y el Generador Síncrono Virtual	53
3.1. Introducción	53
3.2. Caso 1: Sincroconvertidor conectado a la red	53
3.2.1. Análisis de bifurcación de las ganancias D_p y D_q	57
3.2.2. Análisis de bifurcación al variar la carga ZIP+IM	63
3.2.3. Análisis de bifurcación al variar el equivalente de Thévenin . . .	69
3.3. Caso 2: Topología de Iravani-Geo conectado a la red	70
3.3.1. Análisis de bifurcaciones de la constante de inercia H	73
3.3.2. Análisis de bifurcación de la carga ZIP	77
3.3.3. Análisis de bifurcación al variar el equivalente de Thévenin . . .	79
3.4. Caso 3: Generador síncrono convencional conectado a la red	81
3.4.1. Análisis de bifurcación de la inercia J	84
3.4.2. Análisis de bifurcación al variar la carga ZIP	85
3.4.3. Análisis de bifurcación al variar el equivalente de Thévenin . . .	90
3.5. Estabilidad transitoria	92
3.5.1. Modo conectado a la red	92
3.5.2. Capacidad de recuperación ante falla trifásica	94
3.5.3. Transición del modo conectado a la red al modo isla	97
3.5.4. Modo Isla	99
Conclusiones	103
3.6. Conclusiones	103
3.7. Aportaciones	104
3.8. Trabajos a futuro	104
Referencias	107
Apéndices	111
A. Archivos ODE de los sistemas de estudio	111

Lista de símbolos y abreviaturas

$\Delta\omega$	Desviación de la velocidad angular.
ΔQ	Desviación de la potencia reactiva.
ΔT	Desviación del par.
ΔV	Desviación del voltaje.
δ_{GM}	Diferencia angular entre el generador y la red.
ω	Velocidad angular del rotor.
ω_m, ω_e	Velocidad angular del rotor (mecánica y eléctrica).
ω_n	Velocidad angular nominal de la red.
ω_o	Velocidad angular nominal del rotor.
ω_r	Velocidad angular de referencia.
ω_{mm}, ω_{em}	Velocidad angular del rotor del motor (mecánica y eléctrica).
ω_n	Frecuencia nominal de la red.
ω_{pcc}	Frecuencia estimada en el PCC.
ψ_f	Enlace de flujo del devanado del rotor.
ψ_a, ψ_b, ψ_c	Enlace de flujo de los devanados del estator.
ψ_d, ψ_q	Enlace de flujo de los devanados del estator (eje d y q).
ψ'_{fd}	Enlace de flujo del devanado de excitación.
ψ'_{kd}, ψ'_{kq}	Enlace de flujo en el devanado de amortiguamiento (eje d y q).
ψ'_{rd}, ψ'_{rq}	Enlace de flujo en el devanado del rotor del motor (eje d y q).
ψ_{sd}, ψ_{sq}	Enlace de flujo de los devanados del estator del motor (eje d y q).
τ	Constante de tiempo de la carga ZIP.

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

τ_f, τ_v	Constantes de tiempo del sincroconvertidor.
θ	Ángulo del rotor.
a_1, b_1	Coefficientes de ponderación de la carga de impedancia constante.
a_2, b_2	Coefficientes de ponderación de la carga de corriente constante.
a_3, b_3	Coefficientes de ponderación de la carga de potencia constante.
B_{ZIP}	Susceptancia de la carga ZIP.
C	Capacitor.
D_p, D_q, K_d, K_q	Ganancias droop de los inversores.
E, e	Voltaje en las terminales del inversor.
e_a, e_b, e_c	Fuerza electromotriz generada en los devanados del rotor.
e_d, E_d y e_q, E_q	Voltaje en terminales del inversor (eje d y q).
E_G	Voltaje en terminales del generador.
E_k	Energía cinética o energía de rotación.
E_M	Voltaje en terminales de la red.
E_{fdmax}, E_{fdlim}	Límite máximo y mínimo del voltaje de excitación.
E_{fdmin}	Límite mínimo del voltaje de excitación.
G_{ZIP}	Conductancia de la carga ZIP.
H, H_g	Constante de inercia.
H_{sys}	Constante de inercia total del sistema.
i_f	Corriente de excitación del rotor.
i_L	Corriente del filtro RL.
i_a, i_b, i_c	Corrientes en los devanados del estator.
i_d, i_q	Corriente en el estator (eje d y q).
i'_{fd}	Corriente de excitación.
i'_{kd}, i'_{kq}	Corriente del devanado de amortiguamiento (eje d y q).
i_{Ld}, i_{Lq}	Corriente del filtro RL (eje d y q).
i_{Pd}, i_{Pq}	Corriente en la conductancia de la carga ZIP (eje d y q).

i_{Qd}, i_{Qq}	Corriente en la susceptancia de la carga ZIP (eje d y q).
i'_{rd}, i'_{rq}	Corriente en el rotor del motor (eje d y q).
i_{sd}, i_{sq}	Corriente en el estator del motor (eje d y q).
J	Momento de inercia.
J_g	Momento de inercia de la masa del rotor.
K	Ganancia de excitación del sincroconvertidor.
K_A	Ganancia del sistema de excitación.
L	Inductancia de los devanados del estator.
L_f	Inductancia del devanado del rotor.
L_m	Inductancia de magnetización del motor.
L_s, L_t	Inductancia del filtro RL.
L'_{f1d}	Inductancia de fuga del rotor.
L'_{fd}	Inductancia de fuga del devanado de excitación.
L'_{lkd}, L'_{lkq}	Inductancia de fuga del devanado de amortiguamiento (eje d y q).
L_{ls}	Inductancia de fuga del estator.
L_{md}, L_{mq}	Inductancia de magnetización (eje d y q).
L'_r	Inductancia del rotor del motor.
L'_r	Resistencia del rotor del motor.
M	Inductancia mutua entre los devanados del estator.
$M_f i_f$	Excitación del campo imaginario.
M_{af}, M_{bf}, M_{cf}	Inductancia mutua entre el devanado del rotor y cada uno de los devanados del estator.
P	Potencia activa.
p	Número de par de polos.
P_e	Potencia eléctrica.
P_m	Potencia mecánica.
P_r	Potencia de referencia.

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

P_0	Potencia activa nominal de la carga ZIP.
P_1	Potencia de salida de la unidad de generación.
P_2	Potencia de salida de la red.
P_{gen}	Potencia generada.
P_{GM}	Potencia activa transmitida desde el generador a la red.
P_I	Potencia activa demandada por la carga de corriente constante.
P_{load}	Potencia demandada por la carga.
P_{max}	Potencia máxima de salida.
P_{out}	Potencia de salida del inversor.
P_P	Potencia activa demandada por la carga de potencia constante.
P_{ZIP}	Potencia activa demandada por la carga ZIP.
P_Z	Potencia activa demandada por la carga de impedancia constante.
Q	Potencia reactiva.
Q_r	Potencia reactiva de referencia.
Q_0	Potencia reactiva nominal de la carga ZIP.
Q_I	Potencia reactiva demandada por la carga de corriente constante.
Q_P	Potencia reactiva demandada por la carga de potencia constante.
Q_{ZIP}	Potencia reactiva demandada por la carga ZIP.
Q_Z	Potencia reactiva demandada por la carga de impedancia constante.
R	Ganancia droop del gobernador.
R_f	Resistencia del devanado del rotor.
R_s	Resistencia del rotor.
R_s, R_t	Resistencia del filtro RL.
R'_{fd}	Resistencia del devanado de excitación.
R'_{kd}, R'_{kq}	Resistencia del devanado de amortiguamiento (eje d y q).
S_g	Potencia nominal aparente.
S_{sys}	Capacidad total de generación.

T_A, T_B, T_C	Constantes de tiempo del sistema de excitación.
T_e	Par electromagnético.
T_G, T_{CH}	Constantes de tiempo del gobernador.
T_m	Par mecánico.
T_{em}	Par electromagnético del motor.
T_{mm}	Par mecánico del motor.
U_0	Voltaje nominal de la carga ZIP.
U_{bd}, U_{bq}	Voltaje línea-línea actual en la carga ZIP (eje d y q).
U_b, v_{mL-L}	Voltaje línea-línea actual en la carga ZIP.
v_a, v_b, v_c	Voltaje en las terminales de los devanados del estator.
v_f	Voltaje en la terminal del rotor.
v_m	Magnitud del voltaje en las terminales del sincroconvertidor.
v_R	Voltaje del regulador.
v_d, v_q	Voltaje en el estator (eje d y q).
v'_{fd}, v_{fd}	Voltaje de excitación.
v_m	Magnitud del voltaje en terminales de la unidad de generación.
v_{od}, v_{oq}	Voltaje en el capacitor (eje d y q).
v_r, E_r	Voltaje de referencia.
v_{sd}, v_{sq}	Voltaje en el estator del motor (eje d y q).
X_{GM}	Reactancia total conectada entre el generador y la red.
(AGC)	Control de generación automática (Automatic Generation Control).
(GS)	Generador síncrono.
(GSV)	Generador síncrono virtual.
(IPB)	Bifurcación de periodo infinito (Infinite Period Bifurcation).
(PCC)	Punto de conexión común (Point Common Coupling).
(PDB)	Bifurcación de doble periodo (Period Doubling Bifurcation).
(PLL)	Bucle de enganche de fase (Phase-Locked Loop).

(PSS)	Estabilizador del sistema de potencia (Power System Stabilizer).
(PWM)	Modulación por ancho de pulsos (Pulse-Width Modulation).
(SHB)	Bifurcación Hopf supercrítica (Supercritical Hopf Bifurcation).
(SNB)	Bifurcación punto de silla (Saddle-Node Bifurcation).
(SPFB)	Bifurcación de horquilla supercrítica (Supercritical Pitchfork Bifurcation).
(TCB)	Bifurcación transcítica (Transcritical Bifurcation).
(UHB)	Bifurcación Hopf subcrítica (Unstable Hopf Bifurcation).
(UPFB)	Bifurcación de horquilla Subcrítica (Unstable Pitchfork Bifurcation).
(VSC)	Convertidor de fuente de voltaje (Voltage Source Converter).

Índice de figuras

1.	Respuesta de la frecuencia en el tiempo después de un evento transitorio [1].	3
2.	Clasificación de la estabilidad del sistema de potencia [2].	4
3.	Relación potencia-ángulo	5
4.	Respuesta del generador ante una falla: a) Caso estable. b) Caso inestable [3].	7
5.	Concepto de inercia virtual [4].	8
6.	Clasificación de las diferentes topologías utilizadas para la inercia virtual [1].	9
1.1.	Circuito equivalente de los ejes dq de una máquina síncrona de polos salientes.	16
1.2.	Diagrama de bloques del gobernador con turbina de vapor [5].	18
1.3.	Sistema de excitación tipo IEEE AC4C [6], [7].	19
1.4.	Estructura de un GS de rotor redondo trifásico.	21
1.5.	Parte de potencia de un sincroconvertidor [8].	22
1.6.	Parte electrónica del sincroconvertidor [8].	23
1.7.	Esquema general del principio de operación [9].	25
1.8.	Diagrama del esquema de control [9]	27
1.9.	Circuito equivalente del motor de inducción de jaula de ardilla.	31
2.1.	Retratos de fase que se presentan en una bifurcación saddle-node.	34
2.2.	Diagrama de una bifurcación saddle-node.	35
2.3.	Comportamiento de los eigenvalores al aumentar μ , en azul los eigenvalores de la solución estable y en rojo los de la inestable	35
2.4.	Retratos de fase que se presentan en una bifurcación transcítica.	36
2.5.	Diagrama de una bifurcación transcítica.	36
2.6.	Diagrama de una bifurcación pitchfork supercrítica.	37
2.7.	Retratos de fase que se presentan en una bifurcación pitchfork supercrítica.	38
2.8.	Diagrama de una bifurcación pitchfork subcrítica.	38
2.9.	Retratos de fase que se presentan en una bifurcación pitchfork subcrítica.	39
2.10.	Retratos de fase de una bifurcación Hopf supercrítica.	39
2.11.	Diagrama de una bifurcación Hopf supercrítica.	40
2.12.	Retratos de fase de una bifurcación Hopf subcrítica.	40

2.13. Diagrama de una bifurcación Hopf subcrítica.	41
2.14. Movimiento de los eigenvalores en una bifurcación Hopf.	41
2.15. Retratos de fase de la bifurcación de doblez de ciclos.	42
2.16. Diagrama de una bifurcación de doblez de ciclos.	42
2.17. Retratos de fase de una bifurcación de periodo infinito.	43
2.18. Respuesta en el tiempo del sistema al variar μ	43
2.19. Bifurcación de toroide: (a) Retrato de fase, (b) Respuesta en el tiempo.	44
2.20. Bifurcación de doble periodo de un sistema con una no linealidad cuadrática.	45
2.21. Atractores extraños: (a) Sistema no lineal (3.12). (b) Sistema de Lorenz.	46
2.22. Diagrama de una bifurcación de doble periodo en cascada.	46
2.23. Sistema eléctrico de potencia con carga dinámica.	47
2.24. Diagrama de bifurcación mostrando las regiones estables e inestables.	49
2.25. Diagrama de bifurcación del sistema de potencia al variar Q_1	50
2.26. Oscilaciones de las variables en $Q_1 = 6.18 \text{ p.u.}$	51
2.27. Comportamiento dinámico del ángulo δ en $Q_1 = 11.841 \text{ p.u.}$	51
2.28. Colapso de voltaje debido a la bifurcación saddle-node.	52
3.1. Sincroconvertidor conectado a la red con carga dinámica.	54
3.2. Relación entre los marcos de referencia [10].	54
3.3. Diagrama de bifurcación al variar D_q : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.	57
3.4. Comportamiento de las variables del sistema en estado estable para $D_q = 5324.97$	58
3.5. Oscilaciones periódicas debido a la bifurcación SHB en $D_q = 571$	59
3.6. Oscilaciones con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $D_q = 390$	59
3.7. Oscilaciones crecientes con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $D_q = 380$	60
3.8. Posición de los eigenvalores en plano complejo en la bifurcación de toroide.	60
3.9. Posición de los eigenvalores en plano complejo en la bifurcación de toroide.	61
3.10. Región de estabilidad, al variar las ganancias D_q - D_p , con $\tau_f = 0.002 \text{ s}$ y $\tau_v = 0.02 \text{ s}$	61
3.11. Región de estabilidad del plano D_q - D_p ante diferentes valores de τ_f	62
3.12. Región de estabilidad del plano D_q - D_p ante diferentes valores de τ_v	62
3.13. Diagrama de bifurcación para los diferentes tipos de carga del modelo ZIP.	63
3.14. Diagrama de bifurcación para los modelos ZIP y ZIP+IM.	64
3.15. Diagrama de bifurcación al variar P_0 : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.	64
3.16. Oscilaciones periódicas en $P_0 = 3.82 \text{ p.u.}$	65

3.17. Comportamiento del sistema en la bifurcación de doblez de ciclos, al reducir de $P_0 = 3.82 \text{ p.u.}$ a $P_0 = 3.65 \text{ p.u.}$	65
3.18. Oscilaciones de doble periodo en $P_0 = 3.86 \text{ p.u.}$	66
3.19. Oscilaciones con dos frecuencias en $P_0 = 3.864 \text{ p.u.}$	66
3.20. Oscilaciones de amplitud creciente en $P_0 = 3.89 \text{ p.u.}$	66
3.21. Comportamiento del sistema al presentarse la pérdida de sincronismo en $P_0 = 3.89 \text{ p.u.}$: (a), (b) y (c) Respuesta en el tiempo del voltaje, de la velocidad angular y del ángulo. (d) Retrato de fase en estado estacionario.	67
3.22. Respuesta del voltaje en el marco abc en $P_0 = 3.89 \text{ p.u.}$	68
3.23. Región de estabilidad al variar: (a) La ganancia de control D_q . (b) El factor de potencia FP	69
3.24. Diagrama de bifurcación al variar L_g : en rojo las soluciones estables y en negro las soluciones inestables.	69
3.25. Región de estabilidad en el plano $L_g - R_g$ ante diferentes valores de voltaje V_g	70
3.26. PLL utilizado para la estimación de la frecuencia en el PCC.	71
3.27. Diagrama de bifurcación al variar la constante de inercia H : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.	74
3.28. Oscilaciones periódicas estables debido a la bifurcación Hopf supercrítica en $H = 0.028 \text{ s.}$	75
3.29. Oscilaciones amortiguadas con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $H = 0.0279 \text{ s.}$	75
3.30. Oscilaciones crecientes con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $H = 0.0279 \text{ s.}$	76
3.31. Región de estabilidad al variar las diferentes ganancias del control.	77
3.32. Diagrama de bifurcación al variar la potencia activa P_0	78
3.33. Oscilaciones periódicas en los ciclos límites estables para $P = 2.1 \text{ p.u.}$	78
3.34. Pérdida de sincronismo del GSV y colapso de voltaje en $P = 2.5 \text{ p.u.}$	79
3.35. Región de estabilidad al variar la ganancia D_q y el factor de potencia FP	79
3.36. Diagrama de bifurcación al variar L_g : en rojo las soluciones estables y en negro las soluciones inestables.	80
3.37. Región de estabilidad en el plano $L_g - R_g$ ante diferentes valores de voltaje V_g	80
3.38. Diagramas de bifurcación al variar: (a) La inercia J . (b) La ganancia droop R	84
3.39. Comportamiento de las variables en el ciclo límite estable en $J = 0.03 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$	85
3.40. Diagramas de bifurcación del voltaje en el PCC al variar P_0 : en rojo las soluciones estables y en negro las soluciones inestables.	86
3.41. Soluciones periódicas originadas por la bifurcación Hopf: en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.	86

3.42. Oscilaciones de amplitud constante en el ciclo límite estable en $P_0 = 3.8420 \text{ p.u.}$	87
3.43. Oscilaciones de amplitud creciente en $P_0 = 4.1 \text{ p.u.}$	87
3.44. Comportamiento de las variables una vez que el generador pierde sincronismo con la red para un valor de $P_0 = 4.1 \text{ p.u.}$	88
3.45. Espectro armónico del voltaje en el PCC.	89
3.46. Región de estabilidad al variar: (a) El límite máximo del voltaje de excitación. (b) El factor de potencia FP	89
3.47. Diagrama de bifurcación al variar L_g : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables y en azul las soluciones periódicas inestables.	90
3.48. Comportamiento de las variables una vez que el generador pierde sincronismo con la red para un valor de $L_g = 0.019 \text{ mH}$	91
3.49. Región de estabilidad en el plano $L_g - R_g$ ante diferentes valores de voltaje V_g	91
3.50. Respuesta de los sistemas de prueba en el modo conectado a la red ante cambios en las referencias de potencia activa y reactiva: a) Potencia activa inyectada en el PCC. (b) Potencia reactiva inyectada en el PCC. (c) Frecuencia estimada en el PCC. (d) Amplitud del voltaje en el PCC.	93
3.51. Capacidad de recuperación de los sistemas de prueba ante una falla trifasica: (a) y (b) Potencia activa y reactiva de la fuente de alimentación hacia el PCC. (c) y (d) Potencia activa y reactiva de la red hacia el PCC.	95
3.52. Capacidad de recuperación de los sistemas de prueba ante una falla trifasica: (a) Magnitud del voltaje en el PCC. (b) Frecuencia estimada en el PCC. (c) ROCOF en el PCC.	96
3.53. Transición del modo conectado a la red al modo isla: (a) Potencia activa de la red hacia el PCC. (b) Potencia reactiva de la red hacia el PCC. (c) Potencia activa de la fuente de alimentación hacia el PCC. (d) Potencia reactiva de la fuente de alimentación hacia el PCC.	98
3.54. Transición del modo conectado a la red al modo isla: (c) Frecuencia estimada en el PCC. (d) ROCOF en el PCC. (e) Magnitud del voltaje en el PCC.	99
3.55. Respuesta de los sistemas en el modo isla ante cambios en la carga: (a) Potencia activa de la fuente de alimentación hacia el PCC. (b) Potencia reactiva de la fuente de alimentación hacia el PCC. (c) Frecuencia estimada en el PCC. (d) ROCOF en el PCC. (e) Magnitud del voltaje en el PCC.	101

Índice de tablas

1. Comparativa entre algunas categorías de las topologías utilizadas para la inercia virtual [1].	10
2.1. Parámetros del sistema.	48
2.2. Parámetros numéricos para AUTO.	49
3.1. Parámetros del sistema de prueba.	56
3.2. Condiciones iniciales para el sincroconvertidor, cercanas al punto de equilibrio.	57
3.3. Eigenvalores que se presentan en la bifurcación de toroide.	60
3.4. Eigenvalores que se presentan en la bifurcación de toroide.	68
3.5. Parámetros del sistema de prueba.	73
3.6. Punto de equilibrio del sistema.	74
3.7. Eigenvalores que se presentan en la bifurcación de toroide.	76
3.8. Parámetros del sistema de prueba.	81
3.9. Parámetros del punto de equilibrio del sistema de prueba.	84
3.10. Eigenvalores que se presentan en las oscilaciones de doble frecuencia. . .	87
3.11. Tiempo crítico de liberación.	96

Introducción

Importancia de la inercia en los sistemas eléctricos de potencia

La operación de los sistemas de potencia ha sido dictada por las características únicas de los generadores síncronos. Una de sus principales características es la capacidad de aportar inercia al sistema. En física, se le conoce a la inercia como la propiedad que tienen los cuerpos en permanecer en su estado de reposo, o movimiento relativo, es decir, la resistencia que éstos oponen a modificar su estado de movimiento. [11]. En los sistemas eléctricos de potencia convencionales, la inercia proviene principalmente de las partes rotatorias de los generadores síncronos y de sus turbinas. Debido a esta inercia, los generadores convencionales almacenan energía cinética que les permite oponerse a los cambios de frecuencia durante desbalances entre la potencia demandada y la potencia generada. La energía cinética o energía de rotación E_k de un generador síncrono viene dada por la fórmula:

$$E_k = \frac{1}{2} J_g \omega_m^2 \quad (1)$$

donde J_g es la inercia total constituida por la máquina síncrona y la turbina, y ω_m es la velocidad angular nominal del rotor. Esta energía cinética puede ser expresada en base a la potencia nominal del generador S_g y a esta expresión se le conoce como constante de inercia H_g :

$$H_g = \frac{E_k}{S_g} = \frac{J_g \omega_m^2}{2S_g} \quad (2)$$

Entonces H_g denota la duración de tiempo durante el cual el generador puede proporcionar su potencia nominal únicamente con su energía cinética almacenada [12]. Por consecuencia, la dinámica del conjunto generador-turbina puede ser expresada por la ecuación de oscilación:

$$\frac{2H_g}{\omega_o} \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_g} \quad (3)$$

siendo ω_o la velocidad angular nominal del rotor, P_m y P_e la potencia mecánica y la potencia eléctrica respectivamente. Ya que la frecuencia es considerada como un parámetro global del sistema de potencia, los grupos de unidades de generación convencionales en paralelo pueden ser representados por medio de una sola ecuación de oscilación:

$$\frac{2H_{sys}}{\omega_o} \frac{d\omega_e}{dt} = \frac{P_{gen} - P_{load}}{S_g} \quad (4)$$

donde

$$H_{sys} = \frac{\sum H_g \cdot S_g}{\sum S_g} = \frac{\sum E_k}{S_{sys}} \quad (5)$$

siendo H_{sys} la constante de inercia de todas las unidades de generación, P_{gen} la potencia total generada, P_{load} el total de la potencia demandada por las cargas, S_{sys} la capacidad total de generación y ω_e la velocidad eléctrica [12].

Además de la inercia, varias acciones de control son implementadas durante varios intervalos de tiempo, con el fin de garantizar una operación estable en los sistemas potencia y mantener el balance entre la energía demandada y la energía generada, como se muestra en la Figura 1 [1]. La respuesta del gobernador es la acción de control principal que tiene lugar dentro de los primeros segundos (típicamente 10-30 s) y tiene como objetivo reducir la desviación de frecuencia. El control de generación automática es la acción de control secundario que tiene lugar en minutos (generalmente 10-30 min) y restaura la frecuencia del sistema al valor nominal. La acción de control terciario es el despliegue de la reserva cuando se toman medidas para obtener los recursos necesarios para enfrentar las perturbaciones presentes o futuras en el sistema. Por último, la inercia es la responsable de contrarrestar el desequilibrio inicial entre la generación y el consumo debido a eventos transitorios, hasta que el control primario se active [1].

El uso de energías renovables como la fotovoltaica y solar va en aumento, esto debido a la reducción en sus costos, a políticas y leyes ambientales. La instalación global de generación eólica alcanzó al menos los 743 GW y la fotovoltaica los 760 GW a finales de 2020 [13], [14]. Un posible futuro es que muchas de las nuevas unidades de generación estén basadas en energías renovables, provocando que el sistema de potencia como lo conocemos actualmente cambie de ser dominado por unidades de generación centralizadas y convencionales a ser dominado por unidades de generación distribuida basadas en energías renovables. La mayoría de estas últimas necesitan de convertidores de electrónica de potencia para poder ser integradas a la red o bien, para conformar una microrred aislada, desacoplando electricamente al inversor de la red. Los convertidores no cuentan con ninguna parte mecánica por lo que carecen de inercia. Debido a esto, las unidades de generación basadas en energías renovables no contribuyen por sí solas al total de la inercia, perjudicando la robustez y la estabilidad del sistema eléctrico de potencia [15], [16].

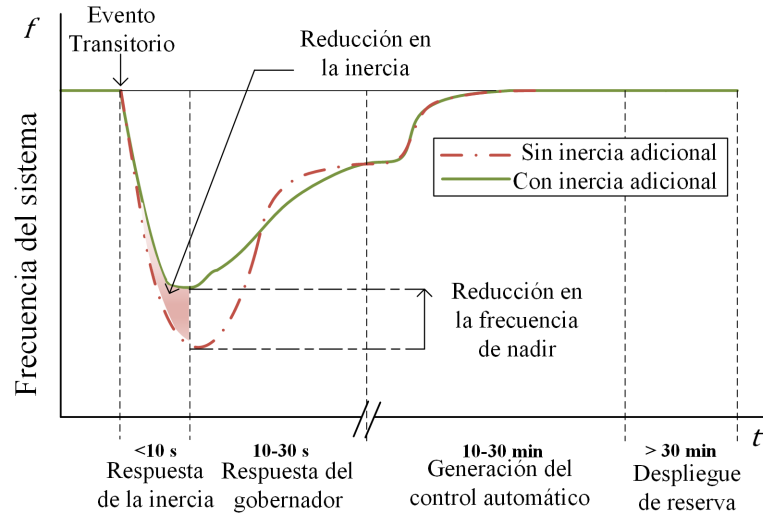


Figura 1: Respuesta de la frecuencia en el tiempo después de un evento transitorio [1].

Impacto de reducir la inercia en la estabilidad del sistema

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, es necesario evaluar el impacto que conlleva esta reducción de inercia en la dinámica y en la estabilidad del sistema de potencia. La estabilidad del sistema de potencia es esencialmente un solo problema; sin embargo, una clasificación es esencial para un análisis práctico y significativo de la resolución de problemas [5]. La clasificación de la estabilidad del sistema de potencia está basada en las siguientes consideraciones: la causa de la inestabilidad, la escala de tiempo y el tamaño de la perturbación. En la Figura 2, se muestra la imagen general del problema de estabilidad, identificando como sus principales categorías a la estabilidad angular del rotor, la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de voltaje [2].

Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia hace referencia a la capacidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia constante después de un desequilibrio severo entre la carga y la generación [2]. Como ya se mencionó anteriormente, después de que ocurre un desequilibrio, los generadores síncronos, debido a su inercia, suministran o consumen energía hacia o de la red, para contrarrestar las variaciones de frecuencia; este comportamiento es dictado por la ecuación (3). Si el equilibrio no es restablecido, se producen oscilaciones de frecuencia que pueden provocar el disparo de las unidades generadoras o de las cargas. Por lo tanto, la inercia funciona como un retardo natural (desde de los milisegundos a los diez segundos) hasta que los mecanismos de control son activados para estabilizar la frecuencia y luego devolverla a su valor nominal [1]. Debido al tiempo de acción de la inercia, esta tiene un mayor impacto en los fenómenos

de frecuencia de corto plazo.

Al tener generadores desacoplados electricamente de la red, o unidades de generación desconectadas de la red, el total de la inercia es reducido, provocando una frecuencia de nadir más baja y un ROCOF (rate of change of frequency, por sus siglas en inglés) de mayor magnitud, como se muestra en la Figura 1. Estos dos parámetros son de gran importancia en la estabilidad de frecuencia, debido a que tienen un papel importante en la activación de los sistemas de protección [17], [18].

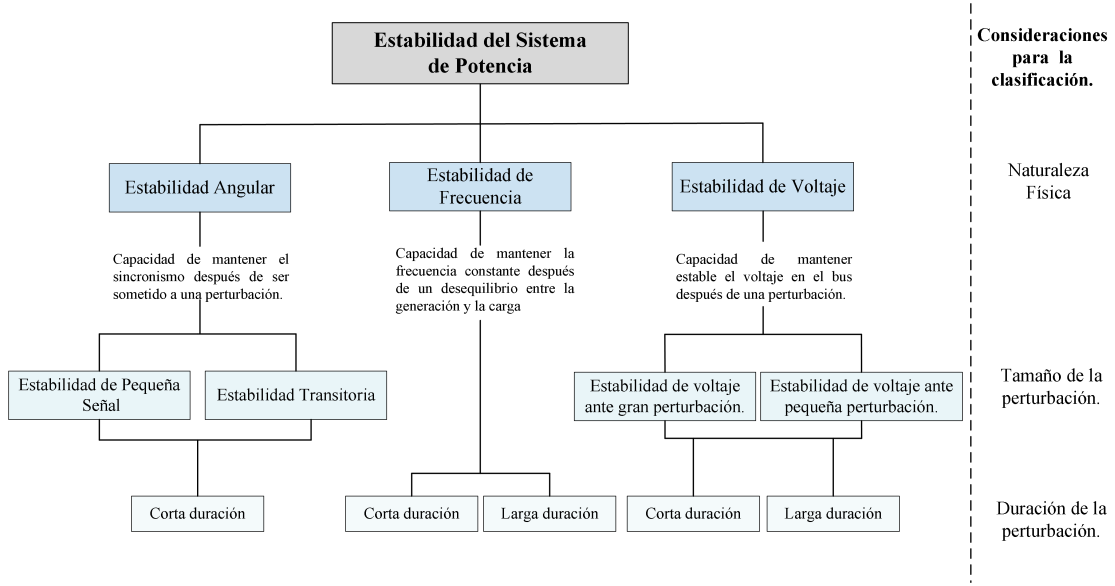


Figura 2: Clasificación de la estabilidad del sistema de potencia [2].

Estabilidad angular

La estabilidad angular es definida como la habilidad de los generadores síncronos del sistema de potencia para mantener sincronismo después de ser sometidos a una perturbación. Esta pérdida de sincronismo, ya sea con la red o con otros generadores, es producida por las oscilaciones angulares crecientes que presentan los generadores después de dicha perturbación. Una característica importante que influye en esta estabilidad es la relación entre la transferencia de potencia y la posición angular de los rotores de las máquinas síncronas [2]. La potencia que puede entregar un generador síncrono conectado a la red (representada por un bus infinito), por medio de una línea de transmisión es descrita por la siguiente ecuación [5]:

$$P_{GM} = \frac{E_G E_M}{X_{GM}} \sin \delta_{GM} = P_{\text{máx}} \sin \delta_{GM} \quad (6)$$

donde δ_{GM} es la separación angular entre el rotor del generador y la red, E_G es la magnitud del voltaje del generador, E_M la magnitud del voltaje de la red, P_{max} la máxima potencia de salida y X_{GM} la reactancia total de la línea de transmisión y el generador. Esta relación entre la potencia y el ángulo es mostrado en la Figura 3.

Cuando el ángulo es cero, no existe transferencia de potencia. La potencia transferida se incrementa a medida que el ángulo crece, hasta un valor máximo, conocido como punto de máxima transferencia de potencia. Después de este punto la potencia transferida comienza a decrecer.

Dependiendo de la escala de la perturbación, la estabilidad del ángulo puede ser dividida en dos subcategorías, siendo estas, la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria. La estabilidad angular de pequeña señal hace referencia a la habilidad del sistema de potencia de mantenerse en sincronismo bajo perturbaciones pequeñas. Esta perturbación debe ser lo suficientemente pequeña como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema [5]. El efecto de reducir la inercia de los generadores en la estabilidad de pequeña señal, es por lo general observado en los modos del sistema, los cuales dependen de los valores propios. Conforme se disminuye la inercia en los generadores, la parte imaginaria de los valores propios aumenta, lo que corresponde a oscilaciones más rápidas y a una reducción del amortiguamiento de este modo, provocando que el rotor se desvíe más rápido ante algún desequilibrio [19].

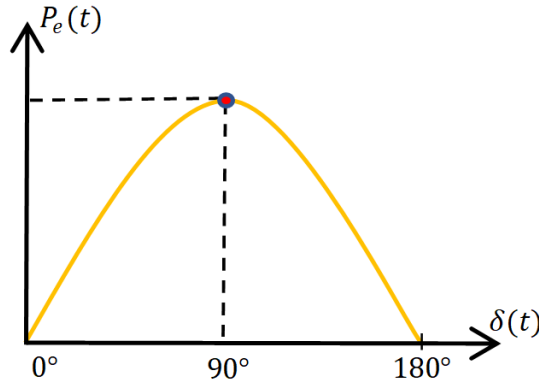


Figura 3: Relación potencia-ángulo

Por otro lado, la estabilidad transitoria hace referencia a la capacidad del sistema de potencia de mantener sincronismo una vez que es sometido a eventos transitorios de gran magnitud. Dependiendo de que tan severa sea la perturbación, la desviación angular que presente el rotor de los generadores será mayor. Algunos ejemplos de estas perturbaciones, pueden ser, una falla en las líneas de transmisión, grandes pérdidas de carga, aperturas de líneas y aperturas de las unidades de generación.

Debido a que en la estabilidad transitoria no es posible realizar una linealización del sistema, es necesario monitoriar las oscilaciones del sistema mediante simulaciones en el tiempo. Un método más simple que se desarrollo para la evaluación de la estabilidad transitoria, es el criterio de áreas iguales. Este criterio establece que una máquina será estable si el área de desaceleración A_2 es igual o mayor que el área de aceleración A_1 .

Para comprender mejor este criterio, la Figura 4 muestra los diferentes puntos de operación de un generador síncrono sometido a una falla. Inicialmente el sistema está en un estado de equilibrio en donde se mantiene un balance entre las potencias ($P_e = P_m$). En el momento que ocurre la falla $t = t_f$ el punto de operación cambia del punto a al punto b . Debido a que el ángulo del rotor δ no puede cambiar instantáneamente por la inercia que contiene el generador y a que en este punto P_m es ahora más grande que P_e , el rotor acelera hasta el punto de operación c , donde la falla es liberada. El punto de operación cambia repentinamente a la curva postfalla en el punto d , donde ahora la potencia eléctrica es mayor a la potencia mecánica ($P_e > P_m$), causando una desaceleración del rotor hasta que la velocidad angular sea igual a la velocidad de sincronismo en el punto e , dicho en otras palabras, hasta que la energía cinética ganada durante el periodo de aceleración (representada por el área A_1) sea consumida por el sistema. Debido a que en este punto la potencia eléctrica aun es mayor a la potencia mecánica, el rotor continua desacelerando hasta llegar al punto de operación f , donde ahora, nuevamente la potencia mecánica es mayor a la potencia eléctrica ($P_m > P_e$). Este proceso de aceleración y desaceleración se repite hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio. La inestabilidad resulta si en el punto de operación e , el sistema no puede absorber la energía cinética ganada durante el proceso de aceleración, provocando que la velocidad angular sea mayor a la velocidad de sincronismo ω_s y que el ángulo δ continúe creciendo hasta pasar el punto crítico. Pasando este punto, la potencia eléctrica será menor a la potencia mecánica ($P_e < P_m$) y por lo tanto el rotor continuará acelerando hasta perder sincronismo [20]. Este comportamiento del generador síncrono es dictada por la ecuación de oscilación 7, la cual también puede ser expresada en términos del ángulo de rotor.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (7)$$

Debido a que en la ecuación de oscilación está explícitamente la inercia, es fácil observar que una reducción en su valor, afectará a la estabilidad transitoria angular. Sin embargo, el hecho de que una máquina síncrona pierda o no sincronismo depende también de otros factores, como los parámetros de la red, el generador y la carga, el diseño de la red, la ubicación y la magnitud de la perturbación y el estado del sistema. Además, las acciones de control iniciadas directamente después de la perturbación, como la eliminación de fallas, el sistema de excitación y el control de la válvula de la turbina, también juegan un papel importante en la estabilización del sistema [21].

En general, la reducción de la inercia de los generadores síncronos da como resultado oscilaciones del rotor de mayor magnitud provocando que el sistema sea más vulnerable a las perturbaciones tanto en términos de estabilidad transitoria angular y de pequeña señal.

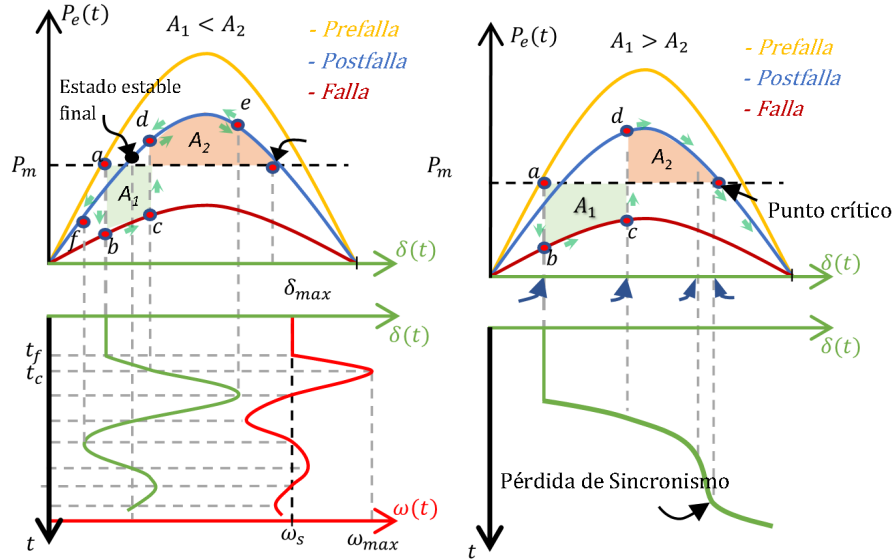


Figura 4: Respuesta del generador ante una falla: a) Caso estable. b) Caso inestable [3].

Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje hace referencia a la habilidad del sistema de potencia de mantener la magnitud del voltaje estable en todos los buses una vez que fue sometido a una perturbación [2]. El problema de inestabilidad de voltaje se puede manifestar como la caída o el aumento progresivo del voltaje en los nodos, lo que a su vez puede desembocar en la desconexión de cargas o elementos de la red.

Uno de los problemas más importantes de esta estabilidad, es el llamado colapso de voltaje ya que es de tipo catastrófico y en ocasiones repentino [22]. Este tipo de fenómeno ocurre cuando la falla se presenta en sistemas que se encuentran muy sobrecargados, o en sistemas que carecen de la potencia reactiva solicitada por la carga. Este déficit de potencia reactiva se debe al límite que presentan algunos dispositivos, tales como generadores, capacitores y fuentes de energías renovables. Por lo que el problema de estabilidad de voltaje puede identificarse de manera general, como un problema de balance de potencia reactiva, el cual está fuertemente relacionado con el tipo de control de voltaje y el comportamiento de la unidad de generación y de la carga del sistema [23].

Cuando un sistema está en estado estacionario y llega a presentar alguna perturbación de tipo gradual (cuasiestático) y de pequeña señal, el sistema por lo general llega a un nuevo punto de operación estable. Sin embargo, no siempre cambios o perturbaciones en el sistema llevan a nuevos puntos de operación estables, incluso si estos cambios o perturbaciones son pequeños. En este sentido, el trazado de los puntos de equilibrio ante variaciones paramétricas y su estabilidad asociada puede abordarse utilizando la teoría de bifurcaciones [22].

La reducción de la inercia no está directamente relacionada con la estabilidad de voltaje; sin embargo, debido a que esta reducción es ocasionada por el aumento de las unidades de generación basadas en energías renovables, las cuales contienen leyes de control para el voltaje y la potencia reactiva, un estudio de su impacto en la estabilidad de voltaje también es necesario.

Inercia virtual

Como ya se mencionó anteriormente, con el aumento de la generación basada en energías renovables y los cambios que conlleva esto, el sistema de potencia presenta mayores desafíos para lograr mantener su estabilidad. Por lo que, en la literatura, diferentes métodos y estrategias son propuestas con el fin de aumentar la inercia total del sistema y así mejorar la estabilidad del sistema para poder asegurar una operación confiable.

La forma más común y fácil para incrementar la inercia total del sistema continua siendo la puesta en operación de nuevas unidades de generación convencionales con grandes generadores síncronos. Sin embargo, un inconveniente de estos generadores es que a pesar de presentar una constante de inercia H_g grande, esta depende totalmente de las características propias del generador y por lo tanto no puede ser cambiada en línea.

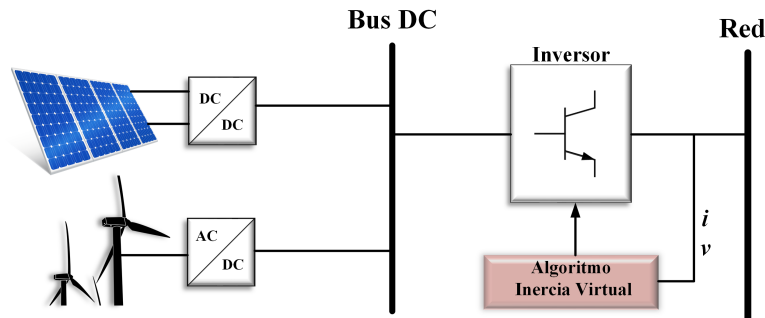


Figura 5: Concepto de inercia virtual [4].

Una solución alternativa es agregar inercia virtual en el sistema. Esto se logra me-

diante una ley de control que obliga al inversor a imitar la inercia de los generadores síncronos convencionales. En la literatura esta ley de control se conoce como inercia virtual o inercia sintética (Figura 5) y a los inversores que contienen esta ley se les conoce como generadores síncronos virtuales [24],[4]. El concepto de inercia virtual fue utilizado por primera vez en 2007 por Beck y Hess [4]. Una revisión de las diferentes topologías usadas para la inercia virtual es mostrada en la Figura 6 [1]. Se puede apreciar que, en general existen tres categorías, las basadas en el modelo del generador síncrono, las basadas en la ecuación de oscilación y las basadas en la relación potencia-frecuencia. Una de sus principales diferencias, es que para su implementación las primeras dos utilizan VSC (voltage source converters, por sus siglas en inglés), mientras que la última utiliza CSC (current source converters, por sus siglas en inglés). Además, en la Tabla 6, se presenta una comparativa que destaca las fortalezas y debilidades de las categorías de las topologías utilizadas para la inercia virtual [1].

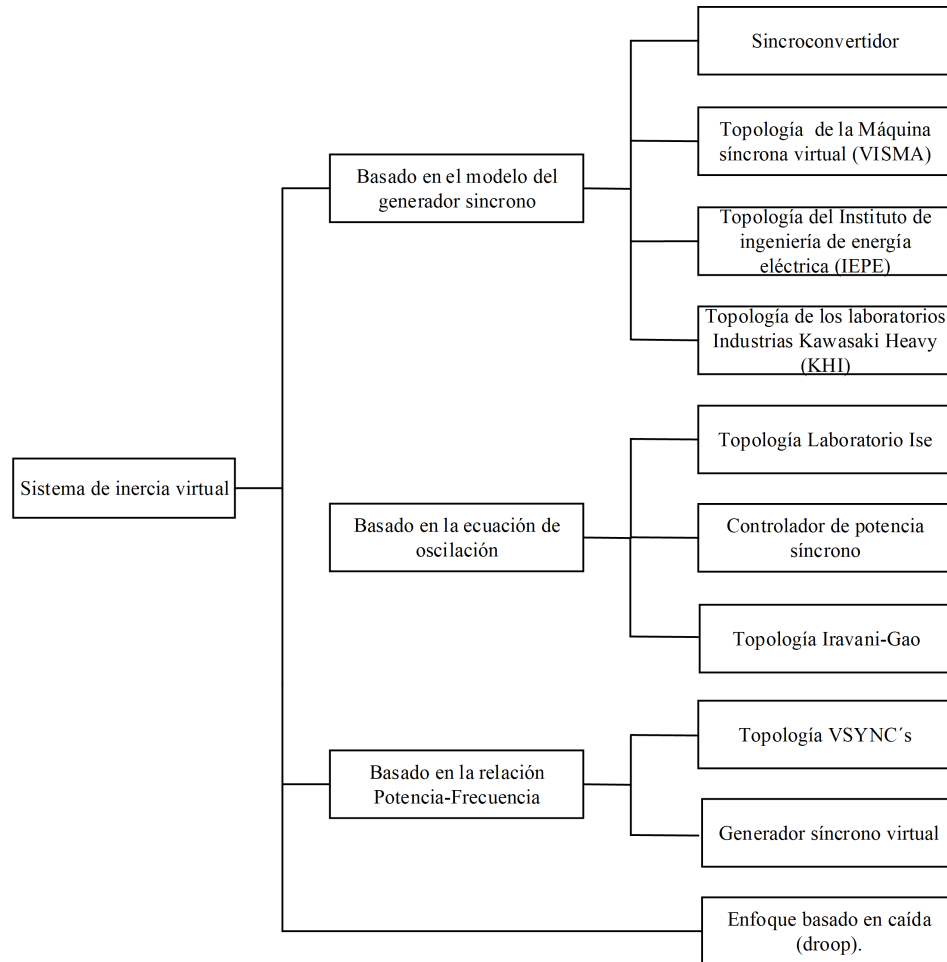


Figura 6: Clasificación de las diferentes topologías utilizadas para la inercia virtual [1].

Tabla 1: Comparativa entre algunas categorías de las topologías utilizadas para la inercia virtual [1].

Categoría	Fortaleza	Debilidad
Basado en el modelo del generador síncrono.	• No requiere derivada de la frecuencia. • Emula la dinámica del GS. • PLL solo para sincronización.	• Presenta sobrecorrientes.
Basado en la ecuación de oscilación.	• Modelo más simple que el basado en el generador síncrono. • Derivada de la frecuencia no requerida.	• Presenta sobrecorrientes. • Necesidad del PLL en algunas topologías para la estimación de la frecuencia.
Basado en la relación Potencia-Frecuencia.	• Implementación sencilla. • Implementación mediante CSC, y no presenta sobrecorrientes.	• Necesita un PLL. • Derivada de la frecuencia requerida.

Para poder agregar inercia virtual al sistema, los generadores síncronos virtuales utilizan la energía cinética almacenada en el rotor para el caso de los aerogeneradores, y una unidad de almacenamiento es necesaria para el caso de los paneles fotovoltaicos [19]. Tanto en fotovoltaico como en eólico, se puede prescindir de sistemas de almacenamiento si se opera por debajo del máximo punto de generación; sin embargo, esta operación implica una subutilización de las unidades de generación [25], [26].

Una de las ventajas de los generadores síncronos virtuales con respecto a los generadores convencionales es que algunos de sus parámetros, como la constante de inercia H_g , las ganancias del lazo de control droop y la potencia de entrada P_m , pueden ser modificados incluso en línea. Esto le permite aportar una mayor cantidad de energía para el soporte de la frecuencia inicial, incluso teniendo menor capacidad de generación que un generador convencional [12]. Sin embargo, la variación de estos parámetros puede afectar en la estabilidad y el sistema puede llegar a presentar comportamientos muy complejos.

Estos comportamientos complejos se deben a la naturaleza no lineal que tienen los sistemas de potencia [5]. Por lo tanto, un estudio de la estabilidad es necesario.

Existen varias teorías que ayudan a determinar y entender los fenómenos inestables de estos sistemas, siendo una de estas la teoría de bifurcaciones [27]. Este método permite conocer de manera cualitativa los efectos en la estabilidad de un sistema no lineal, cuando es sometido a cambios cuasiestáticos en sus parámetros; esto sin la necesidad de simular en el tiempo [22].

Por lo anterior, en esta tesis se propone realizar un análisis de bifurcaciones del sincronvertidor y de la topología Iravani-Geo, dos topologías conocidas en la literatura que utilizan VSC para la implementación de la inercia virtual. Se analizará el impacto que tienen los parámetros de estas dos topologías en la estabilidad del sistema. Además, se realizará un análisis transitorio comparativo entre la dinámica del generador convencional y estos dos esquemas de generador síncrono virtual.

Justificación de la tesis

La intención de reducir el uso de los combustibles fósiles y la implementación de nuevas tecnologías de generación no convencionales, tales como la energía fotovoltaica y eólica, ha provocado que la inercia total del sistema se reduzca. Esto ha generado una preocupación por parte de los operadores, usuarios del sistema e investigadores, ya que debido a esta reducción los sistemas de potencia han presentado en la práctica comportamientos anormales. Los GSV actualmente se estudian como una posible solución para aportar inercia al sistema. Por lo tanto, para poder garantizar un correcto funcionamiento del sistema al implementar estas nuevas soluciones propuestas, es necesario realizar análisis que permitan determinar qué parámetros impactan más en la estabilidad.

Así, en esta tesis se realiza un estudio mediante la teoría de bifurcaciones, para determinar las inestabilidades que se pueden presentar en los GSV al variar sus parámetros, lo que permitiría predecir y describir de manera cualitativa los fenómenos inestables de los GSV sin la necesidad de simular en el tiempo. Además, con estos diagramas de bifurcaciones, es posible determinar qué parámetros se pueden variar para mejorar la estabilidad o corregir la pérdida de estabilidad.

Objetivo de la tesis

- Analizar el desempeño dinámico y de pequeña señal de un generador síncrono virtual trifásico interconectado a una red eléctrica utilizando la teoría de bifurcaciones.
 - Determinar el impacto de los parámetros eléctricos y de los parámetros del GSV en la estabilidad del sistema.
 - Determinar si la variación de la inercia virtual tiene efectos en la estabilidad.

- Determinar si se presentan oscilaciones sostenidas de media y alta frecuencia en este tipo de sistemas y determinar los parámetros que más influyen en esto.

Metodología de la investigación

Se modelan varios sistemas de potencia pequeños conectados a la red en espacio de estado en coordenadas dq a frecuencia fundamental, en donde la unidad de generación varía entre un GS y algunos GSV, además, el sistema presenta diferentes tipos de cargas dinámicas no lineales. Se detallan las topologías a utilizar para los GSV y del GS y se realiza la sintonización de las ganancias. La representación matemática de los sistemas será de la forma $\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mu)$. El vector de estado $\mathbf{x}$ contendrá las variables de los diferentes componentes que conforman el sistema y μ los parámetros del sistema que pueden ser variados. Se realiza un análisis de estabilidad ante variaciones cuasiestáticas de los parámetros de control y de los parámetros eléctricos, utilizando la teoría de bifurcaciones mediante el software XPPAUT [28]. Se presentan gráficas de las formas de onda de las variables de estado en condiciones de estado estacionario, gráficas de las bifurcaciones encontradas, así como diagramas de fases y gráficas de regiones de estabilidad. Cabe mencionar que para simular los modelos en este software, es necesario obtener un punto de equilibrio, como punto inicial para el diagrama de bifurcaciones. Lo anterior puede realizarse en el dominio abc; sin embargo, computacionalmente es más simple en un marco invariante en el tiempo como el marco dq . Además, en este modelo, se considera que el sistema trifásico está balanceado, por lo que se desprecia la componente 0.

Por último, se realizan implementaciones detalladas de los diferentes casos de estudio en Simscape Electrical (Simulink) y se llevan a cabo simulaciones ante diferentes perturbaciones críticas tales como fallas trifásicas, cambios repentinos de carga y transiciones al modo isla.

Estructura de la tesis

En esta introducción se ha indicado la importancia de la inercia y la relación que existe entre ésta y la estabilidad en los sistemas de potencia. Además, se describen brevemente las posibles soluciones que existen en la literatura para poder proveer de inercia adicional al sistema de potencia.

En el capítulo 1 se describe el modelado de todos los elementos eléctricos asociados a los sistemas de prueba, utilizados en este trabajo de investigación. Tales como, las unidades de generación, los controles, las líneas de transmisión y los tipos de cargas.

En el capítulo 2 se presenta brevemente una introducción numérica de la teoría de bifurcaciones como herramienta de análisis de estabilidad. Se incluye una breve descripción, clasificación y conceptos básicos. También se muestra un ejemplo introductorio en donde se implementa la teoría de bifurcaciones utilizando el software XPPAUT.

En el capítulo 3 se presentan los modelos completos de los diferentes casos de estudio así como los resultados de sus simulaciones. Estos resultados contienen diagramas de bifurcación, diagramas de fase, regiones de estabilidad, dinámica del sistema ante eventos transitorios y la posición o movimiento de los eigenvalores debido a la variación de los parámetros de control.

Por último, se tienen las conclusiones que se han obtenido, las aportaciones que se han realizado y los trabajos a futuro que este trabajo de investigación puede originar.

Modelado de Componentes Eléctricos

1.1. Introducción

La confiabilidad de los análisis de los diferentes fenómenos que presentan los sistemas eléctricos depende de la forma en la que se modelen los diferentes componentes que los integran. El desarrollo de nuevos métodos numéricos y herramientas computacionales ha permitido la implementación de modelos matemáticos más complejos que permiten retener de forma más precisa la dinámica de estos componentes. En este capítulo se describen los modelos matemáticos de los componentes que se utilizarán en los diferentes casos de estudio. Estos modelos se representan mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas (EDA).

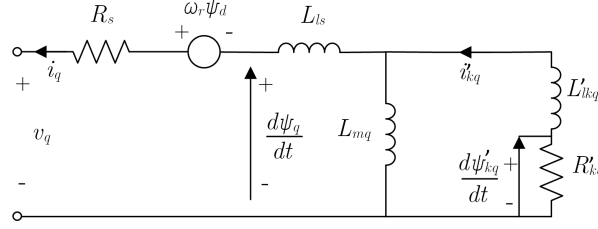
1.2. Máquina síncrona

Una de las virtudes de la máquina síncrona es la versatilidad que tiene para poder operar como motor o como generador. El generador síncrono es el elemento principal de las plantas eléctricas y permite convertir la potencia mecánica derivada de las turbinas de vapor, gas, hidráulicas, etc., en energía eléctrica de corriente alterna (CA). El mantener en sincronismo a estos generadores con la red es uno de los principales objetivos de la estabilidad en los sistemas de potencia, para esto el generador síncrono cuenta con diferentes componentes (controles y actuadores) que ayudan a compensar las variaciones del voltaje y la frecuencia; sin embargo, en esta tesis solo se considerarán el gobernador y el sistema de excitación. En las siguientes subsecciones se presentan los modelos del generador y de sus diferentes componentes usados en esta tesis.

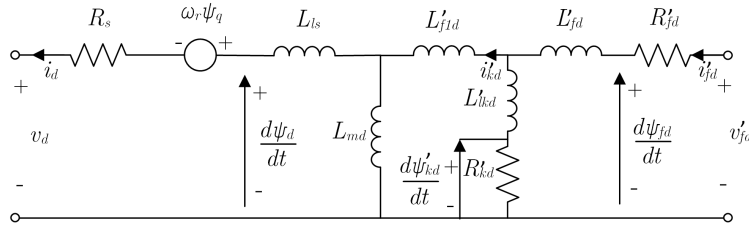
1.2.1. Generador síncrono de polos salientes

La Figura 1.1 muestra el circuito equivalente del generador síncrono de polos salientes representado en el marco de referencia del rotor (marco dq). Este modelo toma en

cuenta la dinámica del estator, el rotor y los devanados de amortiguamiento [5],[29],[30]. Todos los parámetros y cantidades eléctricas del rotor están vistas desde el estator y son identificadas por variables con un símbolo prima.



(a) eje q



(b) eje d

Figura 1.1: Circuito equivalente de los ejes dq de una máquina síncrona de polos salientes.

Del circuito equivalente mostrado anteriormente, se pueden deducir las ecuaciones de voltaje del estator como:

$$\begin{aligned} v_d &= R_s i_d + \frac{d\psi_d}{dt} - \omega \psi_q \\ v_q &= R_s i_q + \frac{d\psi_q}{dt} + \omega \psi_d \end{aligned} \quad (1.1)$$

donde v_d y v_q , y son los voltajes en el eje d y q , respectivamente, R_s es la resistencia del estator, ψ_d y ψ_q , son los enlaces de flujo en el eje d y q , respectivamente, ω es la velocidad angular del rotor, i_d y i_q , son las corrientes en el marco d y q , respectivamente.

Las ecuaciones de voltaje del rotor en el eje d son representadas como:

$$\begin{aligned} v'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d\psi'_{fd}}{dt} \\ 0 &= R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d\psi'_{kd}}{dt} \end{aligned} \quad (1.2)$$

donde v'_{fd} es el voltaje de excitación, R'_{fd} , i'_{fd} y ψ'_{fd} son la resistencia, la corriente y el enlace de flujo del devanado de excitación, respectivamente, R'_{kd} , i'_{kd} y ψ'_{kd} , son la

resistencia, la corriente y el enlace de flujo del devanado de amortiguamiento.

Por otra parte, el voltaje del rotor en el marco q es representado por:

$$0 = R'_{kq} i'_{kq} + \frac{d\psi'_{kq}}{dt} \quad (1.3)$$

donde R'_{kd} , i'_{kd} y ψ'_{kd} , son la resistencia, la corriente y el enlace de flujo del devanado de amortiguamiento en el eje q , respectivamente.

Las ecuaciones de los enlaces de flujo del rotor y estator en los ejes d y q son representadas por:

$$\begin{aligned} \psi_d &= (L_{ls} + L_{md}) i_d + L_{md} i'_{fd} + L_{md} i'_{kd} \\ \psi'_{fd} &= L_{md} i_d + (L_{md} + L'_{f1d} + L'_{fd}) i'_{fd} + (L_{md} + L'_{f1d}) i'_{kd} \\ \psi'_{kd} &= L_{md} i_d + (L_{md} + L'_{f1d}) i'_{fd} + (L_{md} + L'_{f1d} + L'_{lkq}) i'_{kd} \\ \psi_q &= (L_{ls} + L_{mq}) i_q + L_{mq} i'_{kq} \\ \psi'_{kq} &= L_{mq} i_q + (L_{mq} + L'_{lkq}) i'_{kq} \end{aligned} \quad (1.4)$$

donde L_{ls} es la inductancia de fuga del estator, L_{md} y L_{mq} son las inductancias de magnetización en el eje d , q respectivamente, L'_{f1d} es la inductancia de fuga del rotor, L'_{fd} es la inductancia de fuga del devanado de excitación, L'_{lkq} y L'_{lkq} son las inductancias de fuga de los devanados de amortiguamiento en los ejes d y q respectivamente.

La parte mecánica del generador es expresada por la ecuación de oscilación. Cabe mencionar que esta ecuación también representa la forma más simplificada de modelar a la máquina síncrona y es expresada por:

$$J \frac{\omega_m}{dt} = T_e + T_m \quad (1.5)$$

donde J es la inercia del la máquina, ω_m es la velocidad mecánica, T_m es el par mecánico y T_e el par electromagnético representado por:

$$T_e = \psi_d i_q - i_d \psi_q \quad (1.6)$$

Mayores detalles del modelo del generador se pueden encontrar en las referencias antes mencionadas [5],[29],[30].

1.2.2. Turbina y gobernador

El gobernador de la turbina es un control que se encarga de sensar los cambios de velocidad producidos por algún desbalance de potencia para poder aumentar o disminuir la potencia mecánica del generador síncrono variando el flujo de materia prima que pasa a través de la turbina, controlando así la velocidad del generador [31].

La Figura 1.2 muestra el modelo del gobernador y la turbina utilizados en esta tesis. La diferencia entre la velocidad angular de referencia ω_r y la velocidad del generador ω_e es definida como la amplitud del error. Este error es multiplicado por la ganancia droop R para después ser sumado a la potencia de referencia P_r . El resultado es añadido a una función de transferencia que modela al gobernador y a otra función de transferencia que modela a la turbina. Las constantes de tiempo de estos dos componentes son T_G y T_{CH} , respectivamente. El resultado obtenido es igual a la potencia mecánica P_m que será suministrada a la máquina síncrona. Mayores detalles de como se modelan los diferentes gobernadores y turbinas pueden encontrarse en [31], [5].

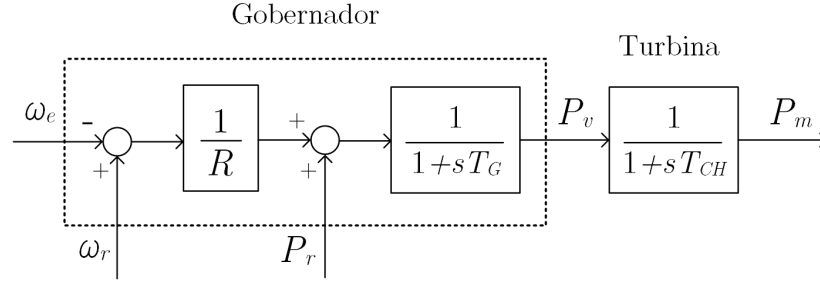


Figura 1.2: Diagrama de bloques del gobernador con turbina de vapor [5].

1.2.3. Sistema de excitación

El voltaje de campo de los generadores v_{fd} puede ser regulado mediante los sistemas de excitación. Esto con el fin de poder controlar el voltaje en las terminales del generador. Al ocurrir un evento transitorio en algún bus del sistema cercano a un generador, el voltaje en terminales de este variará. El sistema de excitación sensa estas variaciones, las cuales son comparadas con un voltaje de referencia deseado para poder aumentar o disminuir el voltaje de campo.

El sistema de excitación cuenta con diferentes elementos, entre los principales están el regulador y el excitador. El regulador es el encargado de procesar y amplificar las señales de control de entrada a un nivel apropiado para el control del excitador. Por otra parte el excitador proporciona corriente continua al devanado del campo del generador síncrono. El sistema de excitación que se utilizó en este trabajo de investigación es conocido como sistema de excitación rápido y corresponde al tipo IEEE AC4C [6], [7]. El modelo de este sistema se muestra en la Figura 1.3. La diferencia entre el voltaje en terminales v_m y el voltaje de referencia v_r se define como el error. Este error es multiplicado por dos funciones de transferencia, una que modela al regulador y otra que modela al excitador. El resultado obtenido es igual al voltaje de excitación v_{fd} de la máquina síncrona. Mayores detalles de como se modelan estos elementos pueden encontrarse en [31], [5].

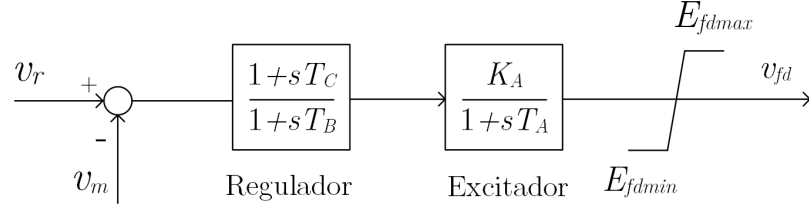


Figura 1.3: Sistema de excitación tipo IEEE AC4C [6], [7].

1.3. Generador síncrono virtual

1.3.1. Sincroconvertidor

El sincroconvertidor es un inversor que, gracias a su ley de control, puede imitar la dinámica de un generador síncrono (SG) [32], [8]. Este control hace posible la interoperación entre los generadores síncronos y las unidades de generación distribuidas basadas en inversores, permitiendo que el sistema de potencia no presente mayores cambios en su operación. Para lograr obtener el comportamiento antes mencionado, la ley de control está basada en el modelo matemático del generador síncrono.

1.3.1.1. Modelo del generador síncrono

El modelo del generador síncrono utilizado en esta topología, es un modelo pasivo (no lineal), donde se considera una máquina de rotor redondo con el fin de que todas las inductancias del estator sean constantes. También se asume que no existen bobinas de amortiguamiento en el rotor, que hay un par de polos por fase y que no hay efectos de saturación magnética. El modelo descrito aquí es el presentado en [32].

La parte eléctrica de un generador síncrono de rotor redondo trifásico se muestra en la Figura 1.4. Se puede considerar a los devanados del estator como bobinas con una autoinductancia L y una inductancia mutua $-M$. Mientras que el devanado del rotor puede considerarse como una bobina que solo contiene una autoinductancia L_f . La inductancia mutua que existe entre el devanado del rotor y cada uno de los devanados del estator varían en función del ángulo del rotor θ y son expresadas como [33]:

$$\begin{aligned} M_{af} &= M_f \cos(\theta) \\ M_{bf} &= M_f \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ M_{cf} &= M_f \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (1.7)$$

Los enlaces de flujo en los devanados del estator y rotor son:

$$\begin{aligned}
\psi_a &= Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \\
\psi_b &= -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f \\
\psi_c &= -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \\
\psi_f &= M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f
\end{aligned} \tag{1.8}$$

donde i_a , i_b e i_c son las corrientes de fase del estator, por otra parte i_f es la corriente de excitación del rotor. Asumiendo que el sistema está perfectamente balanceado, se llega a:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \tag{1.9}$$

y denotando de la siguiente manera al vector de flujos y al vector de corrientes:

$$\psi = \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix}, \quad i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{1.10}$$

respectivamente, y a los vectores $\widetilde{\cos \theta}$ y $\widetilde{\sin \theta}$:

$$\widetilde{\cos \theta} = \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix}, \quad \widetilde{\sin \theta} = \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \tag{1.11}$$

los enlaces de flujo del estator y del rotor pueden reescribirse como:

$$\begin{aligned}
\psi &= L_s i + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} \\
\psi_f &= L_f i_f + M_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle
\end{aligned} \tag{1.12}$$

donde $L_s = L + M$, y $\langle \cdot, \cdot \rangle$ denota el producto interno convencional en R^3 .

El voltaje en las terminales de fase $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ y el voltaje en la terminal del rotor v_f pueden ser obtenidos de (1.12):

$$\begin{aligned}
v &= -R_s i - \frac{d\psi}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e \\
v_f &= -R_f i_f - \frac{d\psi_f}{dt}
\end{aligned} \tag{1.13}$$

donde R_s es la resistencia de los devanados del estator, R_f la resistencia del devanado del rotor y $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ es la fuerza electromotriz (FEM) debido al movimiento del rotor y está dada por:

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{\sin \theta} - M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{\cos \theta} \tag{1.14}$$

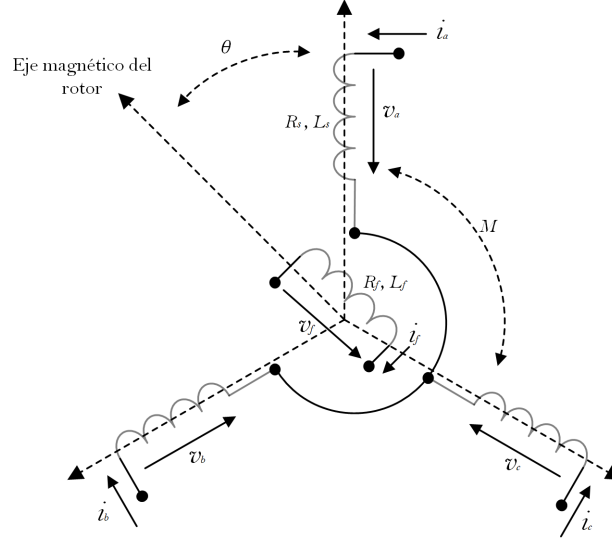


Figura 1.4: Estructura de un GS de rotor redondo trifásico.

La parte mecánica del generador es gobernada por las ecuaciones:

$$\begin{aligned} J\ddot{\theta} &= T_m - T_e - D_p\dot{\theta} \\ \dot{\theta} &= \omega \end{aligned} \quad (1.15)$$

donde J es la inercia de todas sus partes rotatorias, D_p es el factor de amortiguamiento, T_m es el par mecánico y T_e el par electromagnético, el cual puede ser encontrado a partir de la energía E almacenada en el campo magnético de la máquina, es decir:

$$T_e = - \left. \frac{\partial E}{\partial \theta} \right|_{i, i_f \text{ constante}} \quad (1.16)$$

donde

$$E = \frac{1}{2} \langle i, L_s i \rangle + M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 \quad (1.17)$$

y por lo tanto

$$T_e = M_f i_f \langle i_L, \widetilde{\sin \theta} \rangle \quad (1.18)$$

Mayores detalles del modelo del generador síncrono pueden encontrarse en [29],[30].

1.3.1.2. Operación del sincroconvertidor

El sincroconvertidor consta de una parte de potencia y de una parte de electrónica, como se muestra en las Figuras 1.5 y 1.6. La parte de potencia consta de un inversor trifásico y de un filtro RLC. Las mediciones de corriente de salida del filtro i_L y el voltaje en el capacitor v_o son enviados hacia la parte electrónica para poder generar la

señal de conmutación de los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT), regulando así el voltaje de salida del inversor e .

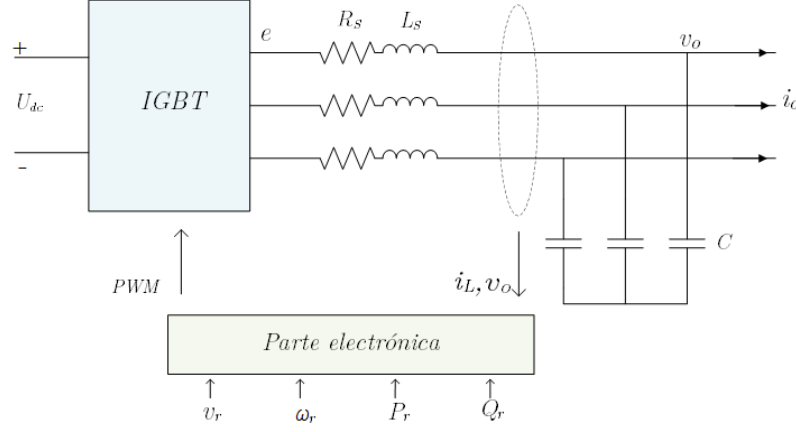


Figura 1.5: Parte de potencia de un sincroconvertidor [8].

Es importante observar que el voltaje en las terminales de fase $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$, como está dado en (1.13), en realidad es representado por el voltaje del capacitor. Además, la impedancia imaginaria de los devanados del estator es representada por la inductancia L_s en serie con la resistencia R_s . También es de gran ventaja suponer que el devanado del campo del rotor imaginario es alimentado por una fuente de corriente continua ajustable, en vez de una fuente de voltaje v_f . Por lo tanto, el voltaje generado en (1.14) puede ser reducido a la siguiente expresión:

$$e = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\text{sen}} \theta \quad (1.19)$$

Entonces, la potencia activa y reactiva generada por el sincroconvertidor puede ser expresada como:

$$P = \langle i, e \rangle \quad Q = \langle i, e_q \rangle \quad (1.20)$$

donde e_q tiene la misma amplitud que e pero con un retraso de fase de $\theta/2$, es decir:

$$e_q = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\text{sen}} \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) = -\dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\text{cos}} \theta \quad (1.21)$$

Por lo que, la potencia activa y reactiva son, respectivamente:

$$\begin{aligned} P &= \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{sen}} \theta \rangle \\ Q &= -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{cos}} \theta \rangle \end{aligned} \quad (1.22)$$

La parte electrónica del sincroconvertidor consta de unas ecuaciones básicas que capturan la dinámica del generador síncrono y de dos lazos de control; uno para la regulación de la potencia activa y el otro para la regulación de la potencia reactiva,

como se muestra en la Figura 1.6. Estas ecuaciones de la parte central de la ley de control emulan un PLL (por sus siglas en ingles "phase locked loop"), lo que le permite al sincroconvertidor mantener sincronismo con la red.

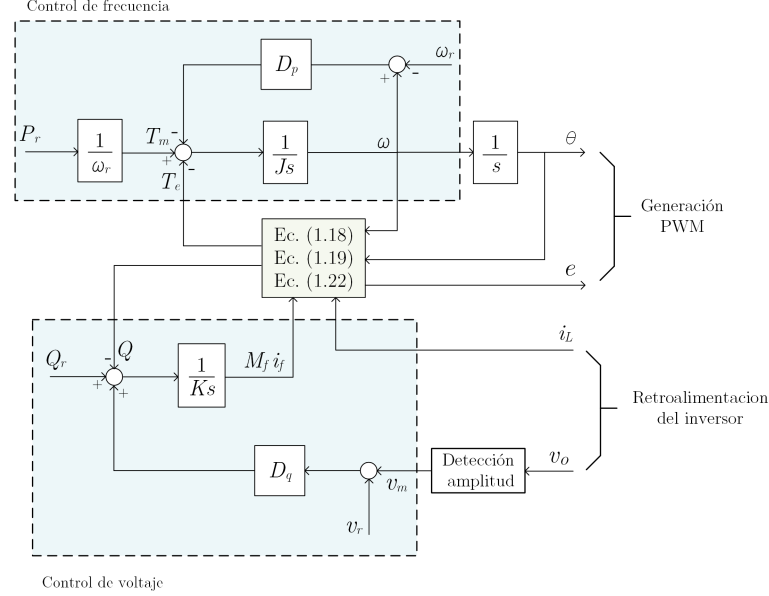


Figura 1.6: Parte electrónica del sincroconvertidor [8].

La potencia activa se controla mediante un lazo de control de caída de frecuencia, que se implementa al comparar la velocidad angular virtual ω con la referencia de la velocidad angular ω_r (normalmente es igual a la velocidad angular nominal de la red) y restando esta diferencia, multiplicada por una ganancia droop D_p , al par mecánico T_m y al par electromagnético T_e .

El coeficiente de fricción mecánica imaginario más el coeficiente de caída de frecuencia están representados por la ganancia D_p . Por lo tanto, denotando el cambio en el par total que actúa sobre el rotor imaginario por ΔT y el cambio en la frecuencia angular por $\Delta\omega$, se tiene:

$$D_p = -\frac{\Delta T}{\Delta\omega} \quad (1.23)$$

El par mecánico T_m puede ser obtenido dividiendo la potencia de referencia P_r entre la velocidad angular de referencia ω_r . Si la constante de tiempo del lazo de caída de frecuencia $\tau_f = J/D_p$ es un valor propuesto, la inercia virtual puede ser calculada como:

$$J = D_p \tau_f \quad (1.24)$$

Este lazo regula la velocidad angular virtual ω del sincroconvertidor y crea el ángulo de fase θ para la señal del PWM. Por lo tanto, las ecuaciones que describen la dinámica

del lazo de control de frecuencia son:

$$\begin{aligned} J\dot{\omega} &= \frac{P_r}{\omega_r} - T_e - D_p(\omega - \omega_r) \\ \dot{\theta} &= \omega \end{aligned} \quad (1.25)$$

La regulación de la potencia reactiva que genera el sincroconvertidor puede realizarse de manera similar. La potencia reactiva se controla mediante un lazo de control de caída de voltaje, utilizando el coeficiente de caída de voltaje D_q . Entonces este coeficiente puede ser definido como la relación entre el cambio de la potencia reactiva ΔQ y el cambio en el voltaje Δv , es decir:

$$D_q = -\frac{\Delta Q}{\Delta v} \quad (1.26)$$

La diferencia entre el voltaje de referencia v_r y la amplitud v_m del voltaje de retroalimentación v_o es definido como la amplitud del error. Este error es multiplicado por el coeficiente D_q y después es añadido al error entre la potencia reactiva de referencia Q_r y la potencia reactiva Q calculada. El resultado es añadido a un integrador que contiene una ganancia $1/K$ para generar $M_f i_f$. Por lo tanto este lazo regula la excitación del campo $M_f i_f$. Si el valor de la constante de tiempo del lazo de caída de voltaje $\tau_v = K/(\omega_n D_q)$ es un valor propuesto, la ganancia K puede ser calculada como:

$$K = \tau_v \omega_n D_q \quad (1.27)$$

donde ω_n es la frecuencia nominal de la red. Por lo tanto, la ecuación que describe la dinámica del control de voltaje es:

$$M_f \dot{i}_f = \frac{1}{K} [Q_r + D_q(v_r - v_m) - Q] \quad (1.28)$$

1.3.1.3. Modelo en dq

Utilizando la transformada dq , las ecuaciones (1.18), (1.19) y (1.22) pueden reescribirse como:

$$e_d = \omega M_f i_f \quad (1.29)$$

$$T_e = \frac{3}{2} i_{Ld} M_f i_f \quad (1.30)$$

$$Q = -\frac{3}{2} \omega i_{Lq} M_f i_f \quad (1.31)$$

Mientras que las ecuaciones de estado para el filtro RLC en el marco dq pueden ser descritas de la siguiente manera:

$$L_s \dot{i}_{Ld} = e_d - v_{od} - i_{Ld} R_s + i_{Lq} \omega L_s \quad (1.32)$$

$$L_s \dot{i}_{Lq} = e_q - v_{oq} - i_{Lq} R_s + i_{Ld} \omega L_s \quad (1.33)$$

$$C\dot{v}_{od} = i_{Ld} - i_{od} + v_{oq}\omega C \quad (1.34)$$

$$C\dot{v}_{oq} = i_{Lq} - i_{oq} + v_{od}\omega C \quad (1.35)$$

Por último, añadiendo las 3 ecuaciones de estado del control mostrado en la Figura 1.6, el modelo del sincroconvertidor está completo, y es representado por las ecuaciones (1.29)-(1.38).

$$J\dot{\omega} = \frac{P_r}{\omega_r} - T_e - D_p(\omega - \omega_r) \quad (1.36)$$

$$\dot{\theta} = \omega \quad (1.37)$$

$$M_f \dot{i}_f = \frac{1}{K} [Q_r + D_q(v_r - v_m) - Q] \quad (1.38)$$

1.3.2. Topología Iravani y Gao

El GSV desarrollado por Iravani y Gao, es similar al enfoque del sincroconvertidor descrito anteriormente, pero en lugar de usar el modelo detallado del GS, la topología solo utiliza la ecuación de oscilación para emular la inercia [9]. La Figura 1.7 muestra el esquema general de la topología, donde el inversor es conectado al punto de conexión común (PCC) por medio de un filtro serie RL el cual es representado por los parámetros R_t y L_t . Un capacitor C también es añadido con el fin de compensar potencia reactiva en el PCC. El sistema de control cuenta con dos lazos; el primer lazo controla la frecuencia y la generación de potencia activa, mientras que el segundo lazo controla el voltaje y la generación de potencia reactiva, tal y como se puede apreciar en la Figura 1.8.

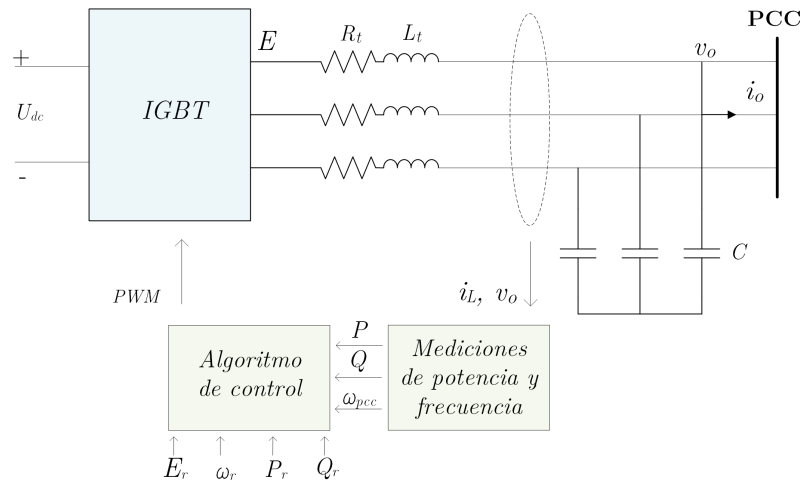


Figura 1.7: Esquema general del principio de operación [9].

1.3.2.1. Control de frecuencia

El control de la frecuencia se muestra en la parte superior de la Figura 1.8. El ángulo del VSC es obtenido por medio del control de la frecuencia, el cual es análogo al de una máquina síncrona, es decir, su comportamiento puede ser descrito por la ecuación de oscilación:

$$\frac{2H}{\omega_r} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_{out} \quad (1.39)$$

donde H es la constante de inercia virtual, ω la velocidad angular del VSC, P_{out} la potencia activa de salida del VSC en el PCC y P_m es la potencia mecánica de entrada definida por la característica de caída (droop):

$$P_m - P_r = \frac{1}{D_p} (\omega_r - \omega_{pcc}) \quad (1.40)$$

donde ω_{pcc} es la velocidad angular medida en el PCC, D_p la constante de caída, ω_r y P_r son los valores de referencia de la velocidad angular y de la potencia activa en el PCC. Considerando que el eje giratorio de un GS se opone a los cambios de velocidad debido al par de amortiguamiento, la ecuación (1.39) puede ser reescrita como:

$$\frac{2H}{\omega_r} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_{out} - K_d (\omega - \omega_{pcc}) \quad (1.41)$$

donde K_d es la constante de amortiguamiento. Cuando el VSC es conectado a la red, este bloque de amortiguamiento asegura que la frecuencia del VSC sea la misma que la red. Al integrar la velocidad angular ω , se obtiene el ángulo θ requerido para la generación del PWM.

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (1.42)$$

1.3.2.2. Control de voltaje

El control de voltaje es mostrado en la parte inferior de la Figura 1.8. La magnitud del voltaje en las terminales del VSC, E , es determinado por las señales E_1 y E_2 . La señal E_1 es determinado por el bloque de control de caída de voltaje:

$$E_1 = E_r - D_q Q \quad (1.43)$$

donde Q es la potencia reactiva de salida del VSC medida en el PCC, D_q es la constante de caída de voltaje y E_r es el valor de referencia del voltaje en las terminales del VSC. Por otra parte, la señal E_2 es la salida del control de la potencia reactiva y está dada por:

$$E_2 = \frac{K_Q (Q_r - Q)}{s} \quad (1.44)$$

donde K_q es la ganancia del integrador, y Q_r es la referencia de la potencia reactiva del VSC en el PCC. Por lo tanto, uniendo las dos ecuaciones anteriores, el voltaje de salida E es:

$$E = E_1 + E_2 = E_r - D_q Q + \frac{K_Q (Q_r - Q)}{s} \quad (1.45)$$

Cuando el GSV está conectado a la red, el objetivo del control del voltaje es establecer la potencia reactiva de salida del VSC en el PCC. Por lo regular la potencia reactiva de referencia se establece en cero. En cambio, cuando el sistema está en modo isla, el GSV tiene que suministrar la demanda de reactivos de la carga sin ninguna contribución de la red, por lo tanto, es necesario deshabilitar el control de potencia reactiva dejando habilitado solamente el control de caída de voltaje, es decir, la señal E_1 . Los detalles completos de este control pueden encontrarse en la fuente original [9], [34].

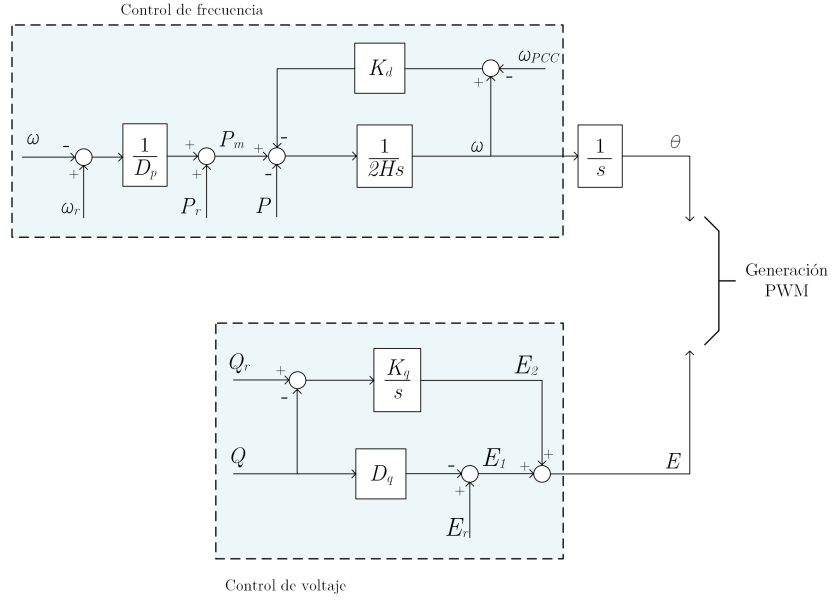


Figura 1.8: Diagrama del esquema de control [9]

1.3.2.3. Modelo en el marco dq

Asumiendo que el sistema está balanceado y utilizando θ para la transformada dq , la potencia activa y reactiva de salida del VSC en el PCC pueden ser descritas por las ecuaciones:

$$P = \frac{3}{2} (v_{od} i_{Ld} + v_{oq} i_{Lq}) \quad (1.46)$$

$$Q = \frac{3}{2} (v_{oq} i_{Ld} - v_{od} i_{Lq}) \quad (1.47)$$

Utilizando la misma transformada dq , la ecuación (1.45) puede reescribirse como:

$$E_d = E_1 + E_2 = E_r - D_q Q + E_2 \quad (1.48)$$

$$E_q = 0 \quad (1.49)$$

Mientras que las ecuaciones de estado para la corriente del filtro (i_L) y el voltaje en el PCC (v_o) pueden ser descritas de la siguiente manera:

$$L_t \dot{i}_{Ld} = E_d - v_{od} - i_{Ld} R_t + i_{Lq} \omega L_t \quad (1.50)$$

$$L_t \dot{i}_{Lq} = E_q - v_{oq} - i_{Lq} R_t + i_{Ld} \omega L_t \quad (1.51)$$

$$C \dot{v}_{od} = i_{ld} - i_{od} + v_{oq} \omega C \quad (1.52)$$

$$C \dot{v}_{oq} = i_{lq} - i_{oq} + v_{od} \omega C \quad (1.53)$$

Por último, añadiendo las 3 ecuaciones de estado del control mostrado en la Figura 1.8, el modelo del GSV es completado, y es representado por las ecuaciones (1.46)-(1.56).

$$\frac{2H}{\omega_r} \dot{\omega} = P_r - P - K_d (\omega - \omega_{pcc}) + \frac{1}{D_p} (\omega_r - \omega_{pcc}) \quad (1.54)$$

$$\dot{\theta} = \omega \quad (1.55)$$

$$\dot{E}_2 = K_q (Q_r - Q) \quad (1.56)$$

1.4. Cargas

Las cargas puede modelarse matemáticamente de diferentes maneras, y esta forma de modelado es lo que permite clasificarlas como cargas estáticas y cargas dinámicas. Las cargas estáticas son aquellas que pueden modelar con ecuaciones algebraicas, mientras que las cargas dinámicas son representadas por ecuaciones diferenciales [35]. A continuación se presentan los modelos de algunas cargas estáticas y dinámicas utilizadas en esta tesis.

1.4.1. Modelos estáticos

1.4.1.1. Modelo ZIP

También llamado modelo polinomial [36],[37]. Este modelo representa la relación entre la magnitud del voltaje y la potencia en una ecuación polinómica, es decir, que combina componentes de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P). El modelo polinomial para la potencia activa y la potencia reactiva está dado por:

$$\begin{aligned} P_{ZIP} &= P_0 \left(a_1 \frac{U_b^2}{U_0^2} + a_2 \frac{U_b}{U_0} + a_3 \right) \\ Q_{ZIP} &= Q_0 \left(b_1 \frac{U_b^2}{U_0^2} + b_2 \frac{U_b}{U_0} + b_3 \right) \end{aligned} \quad (1.57)$$

donde P_0 y Q_0 son la potencia activa y la potencia reactiva nominal, respectivamente. Bajo las condiciones nominales de voltaje U_0 , U_b define la magnitud actual del voltaje en ese bus. a_1 y b_1 , a_2 y b_2 , a_3 y b_3 son los coeficientes de ponderación de las cargas de impedancia constante, corriente constante, y potencia constante, respectivamente.

1.4.1.2. Modelo de potencia constante

También llamado modelo de carga constante MVA. Este modelo se caracteriza por no presentar variaciones en la potencia ante cambios en la magnitud del voltaje, es decir:

$$\begin{aligned} P_P &= P_0 \\ Q_P &= Q_0 \end{aligned} \quad (1.58)$$

1.4.1.3. Modelo de corriente constante

Este modelo de carga se caracteriza por presentar variaciones en la potencia directamente proporcionales a la magnitud de voltaje, es decir:

$$\begin{aligned} P_I &= P_0 \frac{U_b}{U_0} \\ Q_I &= Q_0 \frac{U_b}{U_0} \end{aligned} \quad (1.59)$$

1.4.1.4. Modelo de impedancia constante

También llamado modelo de admitancia constante, es un modelo de carga que se caracteriza por presentar variaciones en la potencia directamente proporcionales al

cuadrado de la magnitud del voltaje, es decir:

$$\begin{aligned} P_Z &= P_0 \frac{U_b^2}{U_0^2} \\ Q_Z &= Q_0 \frac{U_b^2}{U_0^2} \end{aligned} \tag{1.60}$$

1.4.2. Modelos dinámicos

1.4.2.1. Modelo ZIP

Este modelo también puede ser representado como una carga dinámica en donde la carga se modela como una conductancia y una susceptancia en paralelo [38]. Esta susceptancia y conductancia son descritas por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} G_{ZIP} &= P_0 \left(\frac{a_1}{U_0^2} + \frac{a_2}{U_0 U_b} + \frac{a_3}{U_b^2} \right) \\ B_{ZIP} &= -Q_0 \left(\frac{b_1}{U_0^2} + \frac{b_2}{U_0 U_b} + \frac{b_3}{U_b^2} \right) \end{aligned} \tag{1.61}$$

Utilizando la transformada dq las ecuaciones de estado de la corriente de carga ZIP se pueden escribir en el marco de referencia común como:

$$\begin{aligned} \tau \dot{i}_{Pd} &= G_{ZIP} u_{bd} - i_{Pd}, \tau \dot{i}_{Pq} = G_{ZIP} u_{bq} - i_{Pq} \\ \tau \dot{i}_{Qd} &= -B_{ZIP} u_{bq} - i_{Qd}, \tau \dot{i}_{Qq} = B_{ZIP} u_{bd} - i_{Qq} \end{aligned} \tag{1.62}$$

donde τ es definida como la constante de tiempo de la carga ZIP.

1.4.2.2. Motor de inducción

En este trabajo de investigación se selecciona al motor jaula de ardilla como carga dinámica no lineal y su circuito equivalente se muestra en la Figura 1.9 [30]. Todos los valores del rotor están vistos desde el estator y son representados con un símbolo prima (')

Las ecuaciones de flujo del estator ψ_s y rotor ψ_r' del modelo del motor de inducción pueden ser escritas en el marco dq como:

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq}' \tag{1.63}$$

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd}' \tag{1.64}$$

$$\psi_{rq}' = L_r' i_{rq}' + L_m i_{sq} \tag{1.65}$$

$$\psi_{rd}' = L_r' i_{rd}' + L_m i_{sd} \tag{1.66}$$

donde L_m es la inductancia de magnetización, L_s y L'_r son las inductancias del estator y rotor, respectivamente.

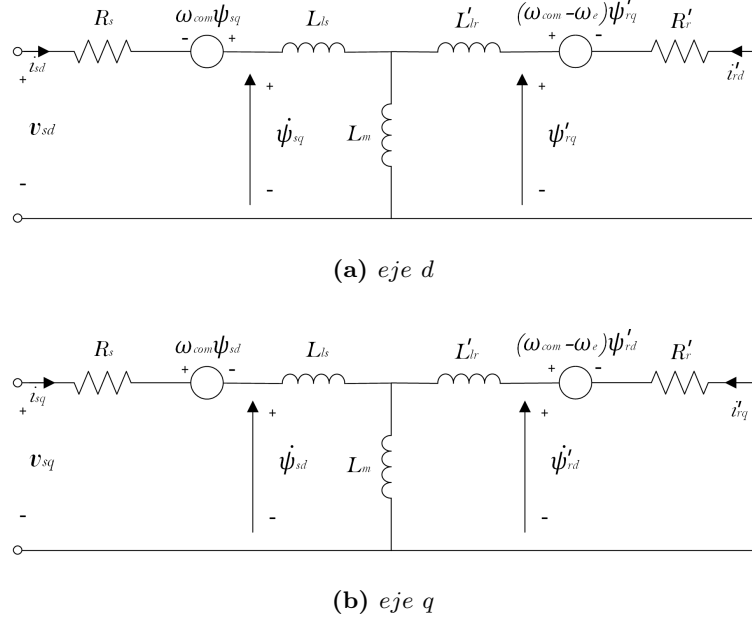


Figura 1.9: Circuito equivalente del motor de inducción de jaula de ardilla.

Las ecuaciones de voltaje del IM son descritas como:

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \dot{\psi}_{sq} + \omega_{com} \psi_{sd} \quad (1.67)$$

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \dot{\psi}_{sd} + \omega_{com} \psi_{sq} \quad (1.68)$$

$$0 = R'_r i'_{rq} + \dot{\psi}'_{rq} + (\omega_{com} - \omega_{em}) \psi'_{rd} \quad (1.69)$$

$$0 = R'_r i'_{rd} + \dot{\psi}'_{rd} - (\omega_{com} - \omega_{em}) \psi'_{rq} \quad (1.70)$$

donde R_s y R'_r son las resistencias del estator y rotor respectivamente, ω_{com} es la velocidad angular del marco de referencia y ω_e es la velocidad angular eléctrica. Las anteriores ecuaciones describen el modelo de la parte eléctrica del MI, por otro lado la parte mecánica es gobernada por la ecuación de oscilación:

$$\frac{d}{dt} \omega_{mm} = \frac{1}{J_m} (T_{em} - D_m \omega_{mm} - T_{mm}) \quad (1.71)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_{mm} = \omega_{mm} \quad (1.72)$$

donde J_m es el coeficiente de inercia, ω_{mm} la velocidad angular mecánica del motor, D_m la constante de amortiguamiento, T_{mm} el par mecánico y T_{em} el par electromagnético, el cual es descrito por:

$$T_{em} = 1.5p(\psi_{sd}i_{sq} - \psi_{sq}i_{sd}) \quad (1.73)$$

en este caso p denota el número de pares de polos. Más detalles de este modelo pueden encontrarse en [5], [30].

Conceptos Básicos de la Teoría de Bifurcaciones

2.1. Introducción

Normalmente las ecuaciones diferenciales que describen a un sistema, contienen parámetros que son constantes. Sin embargo, en ciertos casos, es deseable variarlos, cambiando así la dinámica del sistema. Por lo tanto, el sistema puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mu) \quad (2.1)$$

donde $\mathbf{x}$ denota las variables de estado y μ son los parámetros del sistema que pueden ser variados.

Una forma para poder abordar este problema es por medio de la teoría de bifurcaciones. Una bifurcación implica el cambio cualitativo en las características dinámicas del sistema no lineal cuando este es sujeto a variaciones cuasiestáticas en sus parámetros [27]. Dependiendo del tipo de cambio cualitativo, la bifurcación se puede clasificar como local o global [22].

Las primeras se caracterizan por tener cambios en la estabilidad de los puntos de equilibrio. Esto se puede observar cuando el sistema presenta un eigenvalor cero o puramente imaginario [27]. Existen cuatro diferentes tipos de bifurcación en esta clasificación: saddle-node, transcítica, pitchfork y Hopf.

En cambio, las bifurcaciones globales se caracterizan por la creación o destrucción de los ciclos límite. Cabe mencionar que a pesar de que la bifurcación Hopf también está asociada con la creación y destrucción de los ciclos límites, esta no se clasifica como global. De esta categoría, se pueden mencionar los siguientes tipos de bifurcacio-

nes: doblez de ciclos, periodo infinito, toroide y doble periodo.

En este capítulo se presentan los conceptos básicos asociados a la teoría de bifurcaciones y algunos ejemplos básicos de los diferentes tipos que existen, enfocándose en las bifurcaciones que aparecen en los casos de estudio mostrados en el siguiente capítulo. Además, se presenta un ejemplo de un sistema de potencia, ampliamente conocido en la literatura [39], [22], en donde se pueden apreciar algunas de estas bifurcaciones, con el fin de dar una introducción concreta al uso del software XPPAUT [28],[40], utilizado en este trabajo de tesis.

2.2. Saddle-Node (SNB)

Este tipo de bifurcación se caracteriza por la creación o desaparición de los puntos de equilibrio. Un ejemplo típico está dado por la ecuación diferencial (2.2) [27]. Los retratos de fase y el diagrama de bifurcaciones que se obtienen al variar el parámetro μ se muestran en las Figura 2.2 y 2.1, respectivamente. Los puntos negros y blancos en la Figura 2.1 representan los puntos de equilibrio estables e inestables, respectivamente. Por otra parte, las líneas representan el flujo.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= -\mu - x^2 \\ \dot{y} &= -y\end{aligned}\tag{2.2}$$

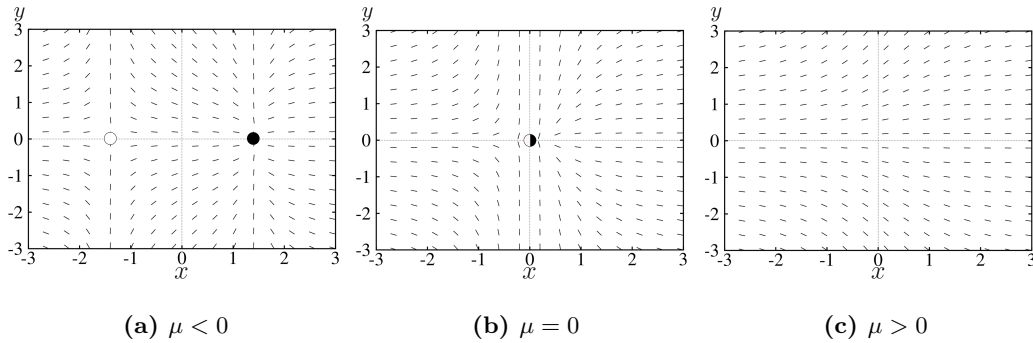


Figura 2.1: Retratos de fase que se presentan en una bifurcación saddle-node.

Cuando μ tiene un valor menor a cero, se presentan dos puntos de equilibrio, uno estable y otro inestable. Por lo tanto, como se observa en el diagrama de bifurcaciones, también existen dos soluciones para el sistema; una estable y otra inestable, representadas por una línea continua y una línea discontinua, respectivamente. Cuando $\mu = 0$, las dos soluciones quedan localizados en un mismo lugar, formándose un punto de equilibrio semiestable. En este punto es en donde se produce la bifurcación saddle-node. Para valores de μ mayores a cero, los puntos de equilibrio desaparecen y por lo tanto no existe ninguna solución de equilibrio del sistema.

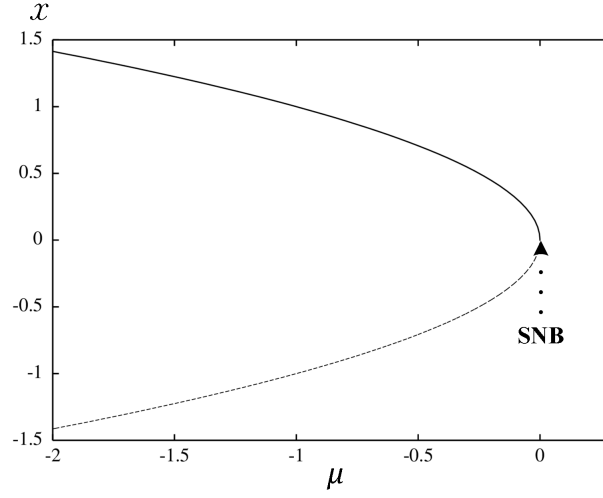


Figura 2.2: Diagrama de una bifurcación saddle-node.

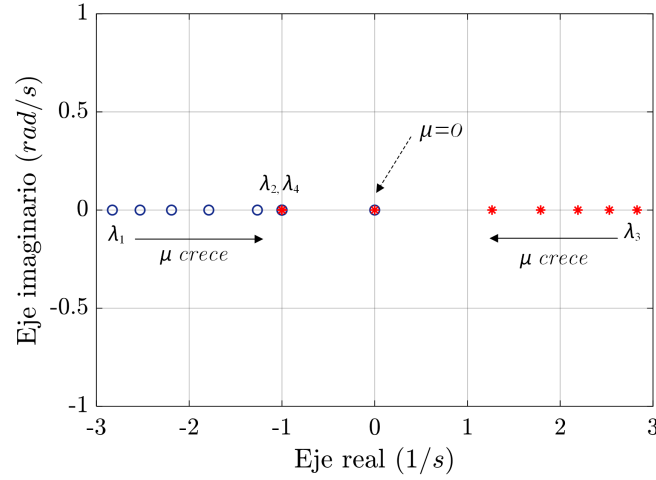


Figura 2.3: Comportamiento de los eigenvalores al aumentar μ , en azul los eigenvalores de la solución estable y en rojo los de la inestable

Las bifurcaciones saddle-node, transcritical y pitchfork acontecen cuando el sistema presenta un eigenvalor cero. Con el fin demostrar lo anterior, la Figura 2.3 muestra el comportamiento de los eigenvalores del sistema (2.2), al aumentar el parámetro de bifurcación. En este caso los eigenvalores que se van acercando a un valor cero al aumentar μ son los eigenvalores λ_1 y λ_3 . Por lo tanto, cuando $\mu = 0$, la bifurcación saddle-node acontece y se presenta un solo eigenvalor de valor cero. Por otra parte, los eigenvalores λ_2 y λ_4 no presentan ningún cambio al aumentar la variable μ .

2.3. Bifurcación Transcrítica (TCB)

En esta bifurcación se presentan cambios en la estabilidad de sus puntos de equilibrio. Para demostrar el comportamiento de esta bifurcación se utiliza un ejemplo típico representado por el sistema (2.3) [27].

$$\begin{aligned}\dot{x} &= \mu x - x^2 \\ \dot{y} &= -y\end{aligned}\tag{2.3}$$

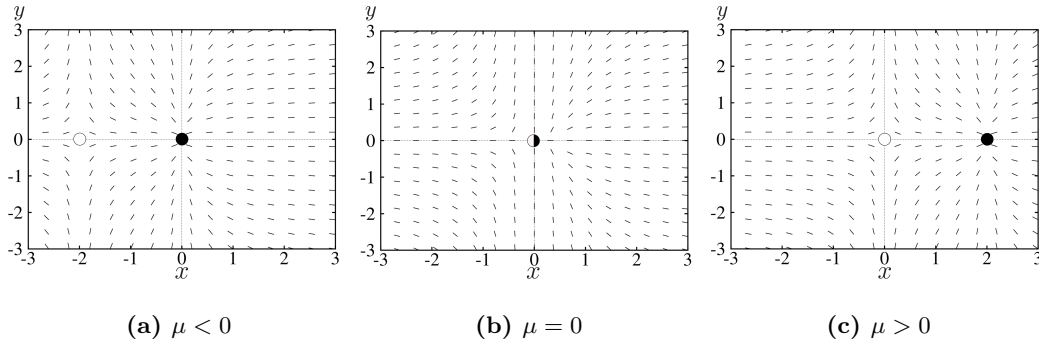


Figura 2.4: Retratos de fase que se presentan en una bifurcación transcrítica.

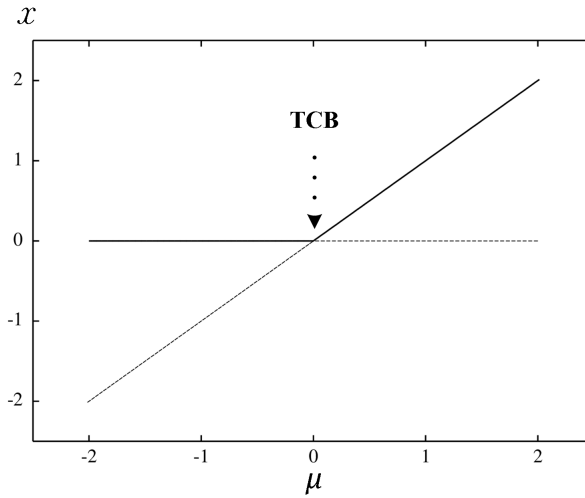


Figura 2.5: Diagrama de una bifurcación transcrítica.

Los retratos de fase y el diagrama de bifurcaciones obtenidos al variar el parámetro μ se muestran en la Figuras 2.5 y 2.4, respectivamente. Se puede apreciar que cuando

el sistema toma valores de μ menores a cero, existen dos puntos de equilibrio, uno inestable y otro estable. Al incrementar el valor hasta $\mu = 0$ los puntos de equilibrio se juntan, presentándose la bifurcación transcítica. Por último, cuando μ es mayor a cero la estabilidad de los puntos de equilibrio se invierten, es decir, los puntos de equilibrio que eran estables cuando μ era menor a cero se vuelven inestables y viceversa.

2.4. Bifurcación Pitchfork (PFB)

En esta bifurcación, los puntos de equilibrio tienden a aparecer y desaparecer en pares simétricos. Esto depende de si la bifurcación es una supercrítica (SPFB) o subcrítica (UPFB). Un ejemplo de la bifurcación supercrítica se presenta en el sistema de la ecuación (2.4) [27]. Los retratos de fase y el diagrama de bifurcaciones obtenidos al variar el parámetro μ se muestran en la Figuras 2.6 y 2.7, respectivamente.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= \mu x - x^3 \\ \dot{y} &= -y\end{aligned}\tag{2.4}$$

Cuando el parámetro μ es menor a cero existe solo un punto de equilibrio el cual es estable. Cuando μ es igual a cero, el punto de equilibrio sigue siendo estable, pero ahora la respuesta del sistema es más lenta, es decir, ante una perturbación el sistema tardará más en volver al punto de equilibrio. Por último, cuando μ toma un valor mayor a cero, el punto de equilibrio inicial se vuelve inestable y se crean dos nuevos puntos de equilibrio estables simétricos a partir de este punto de bifurcación.

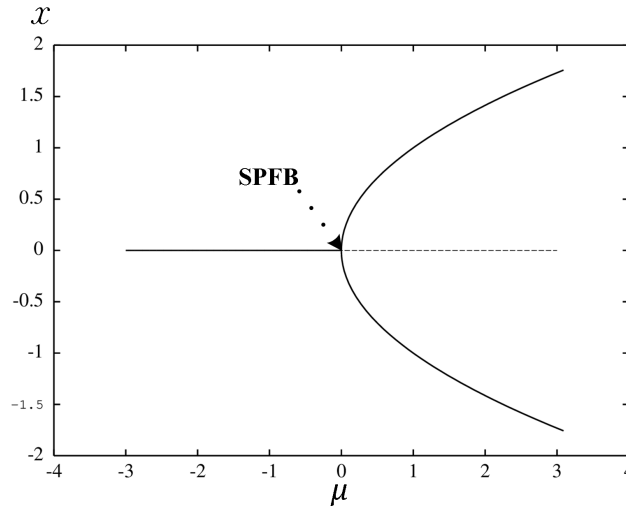


Figura 2.6: Diagrama de una bifurcación pitchfork supercrítica.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA TEORÍA DE BIFURCACIONES

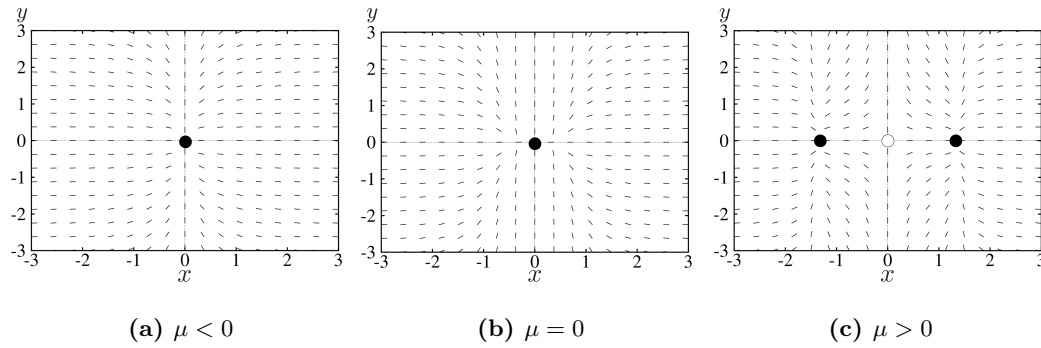


Figura 2.7: Retratos de fase que se presentan en una bifurcación pitchfork supercrítica.

Para el caso de la bifurcación subcrítica, un ejemplo de esta se presenta en la ecuación (2.5). Las Figuras 2.9 y 2.8, muestran los retrasos de fase y el diagrama de bifurcaciones que se obtienen al variar el parámetro μ .

$$\begin{aligned}\dot{x} &= \mu x + x^3 \\ \dot{y} &= -y\end{aligned}\tag{2.5}$$

En este caso, el sistema comienza por presentar un punto de equilibrio estable y dos puntos de equilibrio inestables simétricos para valores menores al valor crítico de μ . Una vez que el parámetro de bifurcación alcanza el valor crítico, en este caso $\mu = 0$, los puntos de equilibrio inestables desaparecen dejando solo al punto de equilibrio estable. Por último, cuando μ es mayor a cero, el punto de equilibrio estable se vuelve inestable y solo existe este punto de equilibrio.

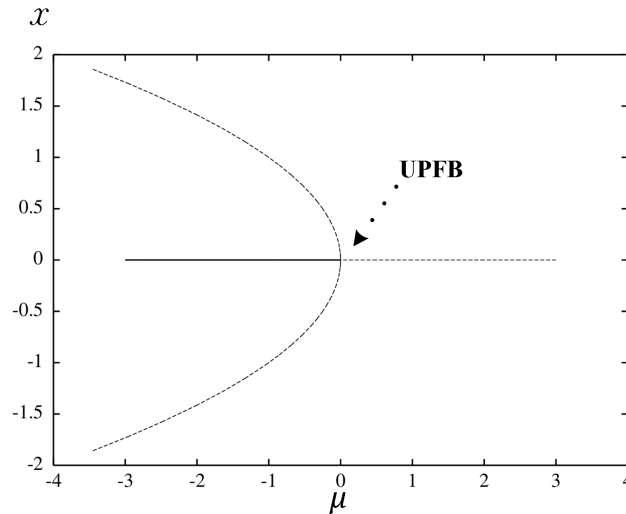


Figura 2.8: Diagrama de una bifurcación pitchfork subcrítica.

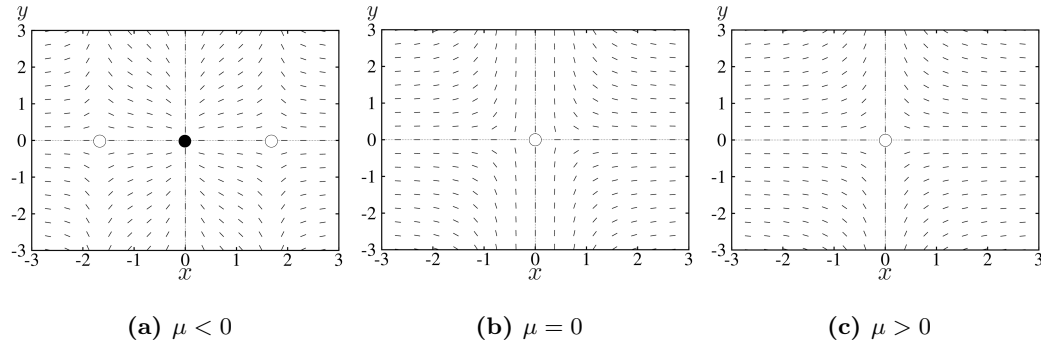


Figura 2.9: Retratos de fase que se presentan en una bifurcación pitchfork subcrítica.

2.5. Bifurcación Hopf (HB)

Esta bifurcación se presenta cuando eigenvalores complejos conjugados pasan al semiplano derecho del plano complejo. Además, se distingue por el nacimiento de ciclos límite producidos por ramas de soluciones periódicas que se crean a partir de un punto de equilibrio que cambia de estabilidad. Si estas soluciones periódicas son estables, la bifurcación Hopf se clasifica como supercrítica (SHB) y en el caso contrario de que sean inestables se clasifican como subcrítica (UHB).

Un ejemplo de la SHB esta dado por la ecuación de Liénard mostrada en (2.6) [43]. Los retratos de fase y el diagrama de bifurcaciones obtenidos al variar μ se muestran en las Figuras 2.11 y 2.10, respectivamente. Con valores negativos de μ solo existe un punto de equilibrio estable donde las soluciones convergen. En cambio que cuando μ es igual a cero, el punto de equilibrio pierde estabilidad y unas soluciones periódicas nacen, las cuales se convierten en un ciclo límite para los valores de μ mayores a cero.

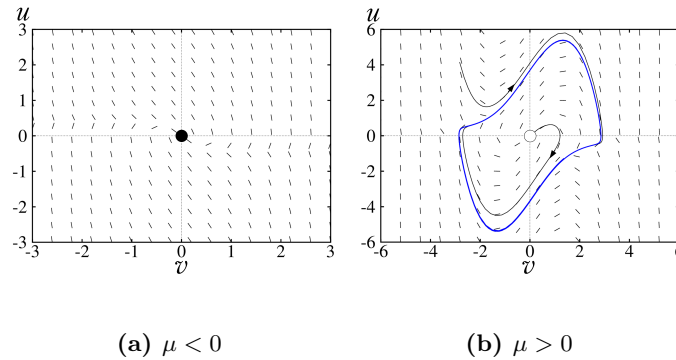


Figura 2.10: Retratos de fase de una bifurcación Hopf supercrítica.

$$\begin{aligned} \dot{u} &= v \\ \dot{v} &= -u + (\mu - u^2)v \end{aligned} \quad (2.6)$$

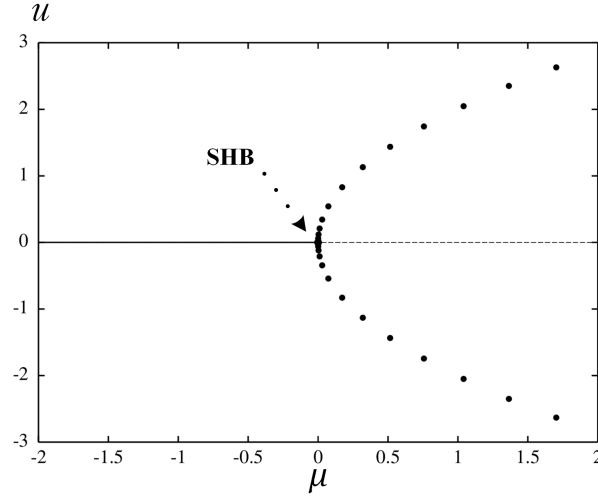


Figura 2.11: Diagrama de una bifurcación Hopf supercrítica.

La bifurcación Hopf subcrítica ocurre cuando para valores del parámetro menores al valor crítico, un ciclo límite inestable aparece en donde el punto de equilibrio es estable, tal como se muestra en la Figura 2.12. Este ciclo límite inestable es representado por un círculo rojo. Una vez que el parámetro de bifurcación es mayor a este valor crítico, el ciclo límite estable desaparece, dejando un único atractor, el cual suele ser de gran magnitud. Un ejemplo de este tipo de bifurcación, se presenta en las ecuaciones (2.7) [27] y el diagrama de bifurcaciones de este sistema se observa en la Figura 2.13.

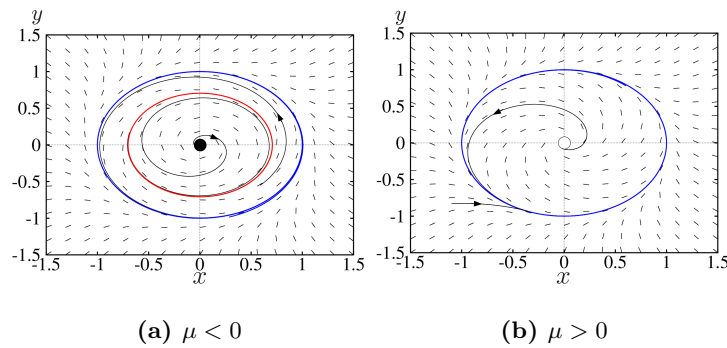


Figura 2.12: Retratos de fase de una bifurcación Hopf subcrítica.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= -y + x(x^2 + y^2 + \mu)(1 - x^2 - y^2) \\ \dot{y} &= x + y(x^2 + y^2 + \mu)(1 - x^2 - y^2)\end{aligned}\quad (2.7)$$

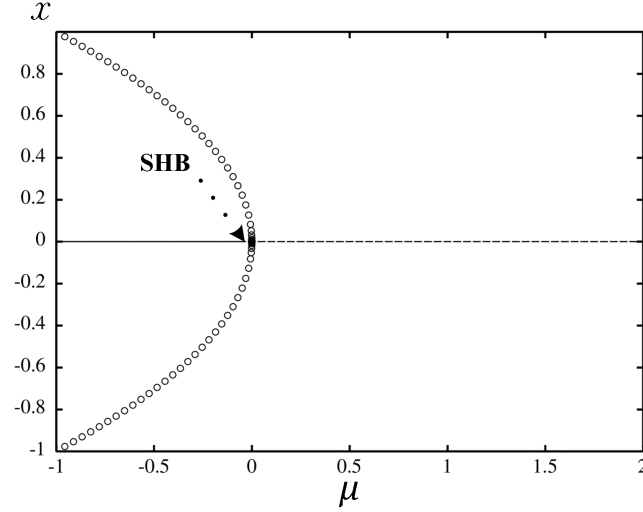


Figura 2.13: Diagrama de una bifurcación Hopf subcrítica.

El comportamiento de los eigenvalores de los ejemplos anteriores, se muestran en la Figura 2.14. Como ya se mencionó anteriormente, estas bifurcaciones presentan dos eigenvalores conjugados que pasan a la parte derecha del plano complejo provocando la pérdida de estabilidad.

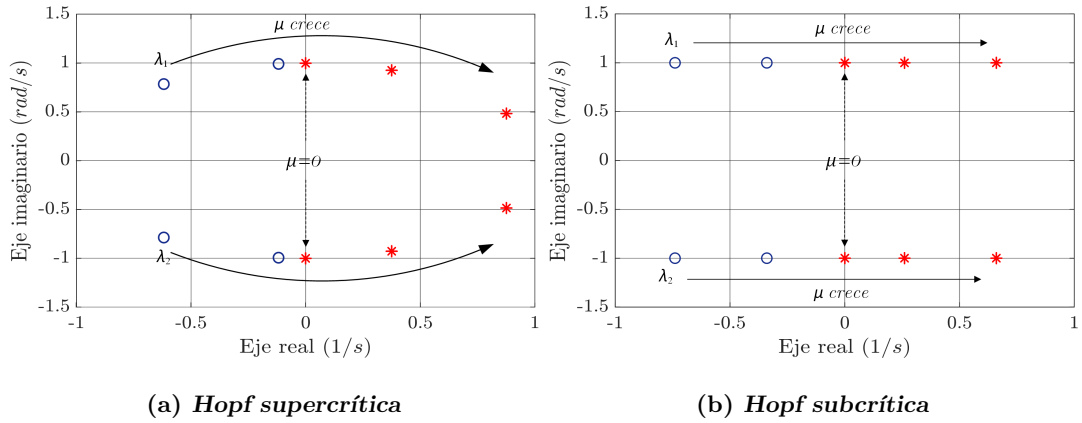


Figura 2.14: Movimiento de los eigenvalores en una bifurcación Hopf.

2.6. Bifurcación de Doble de Ciclos (CFB)

Esta bifurcación se distingue por la creación o desaparición de los ciclos límite. Un ejemplo de este comportamiento ocurre en el sistema representado por las ecuaciones (2.8) [27]. Para valores menores al valor crítico $\mu_c = -0.25$ solo existe un punto de equilibrio. Cuando $\mu = \mu_c$ un ciclo límite semiestable es creado. A medida que μ aumenta de valor, este ciclo límite semiestable, se divide en dos ciclos límites, uno estable y otro inestable. Lo anterior puede observarse en el diagrama de bifurcaciones y en los retratos de fase, mostrados en las Figuras 2.16 y 2.15, respectivamente.

$$\begin{aligned}\dot{y} &= \omega x + \mu y + y \left((x^2 + y^2) - (x^2 + y^2)^2 \right) \\ \dot{x} &= \mu x - \omega y + x \left((x^2 + y^2) - (x^2 + y^2)^2 \right)\end{aligned}\quad (2.8)$$

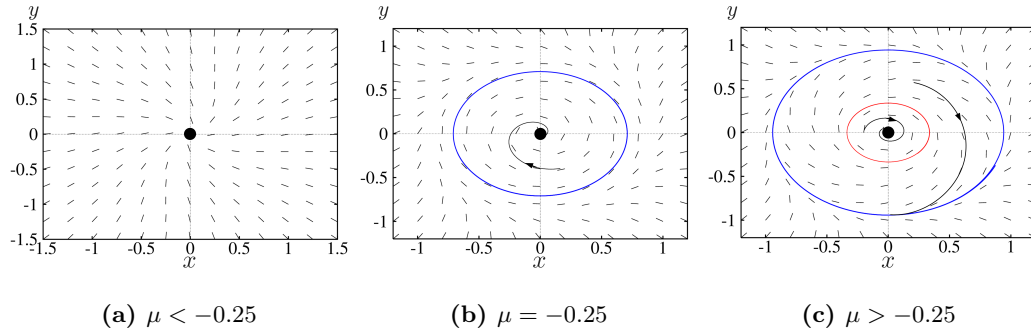


Figura 2.15: Retratos de fase de la bifurcación de doble de ciclos.

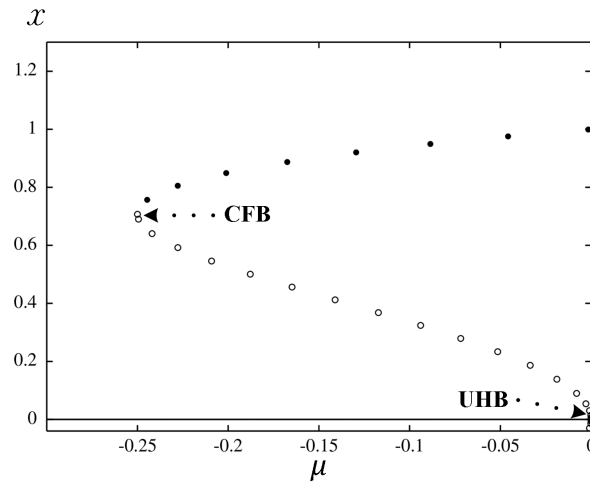


Figura 2.16: Diagrama de una bifurcación de doble de ciclos.

2.7. Bifurcación de Periodo Infinito (IPB)

Para explicar el comportamiento de este tipo de bifurcación, se utiliza el ejemplo dado por las ecuaciones en (2.9) [27]. La respuesta en el tiempo y el diagrama de bifurcaciones obtenidos al variar μ se muestran en las Figuras 2.18 y 2.17, respectivamente. Cuando el parámetro de bifurcación es mayor que el valor critico, todas las trayectorias tienden al ciclo límite estable. A medida de que μ disminuye de valor, la velocidad de oscilación disminuye hasta que μ toma el valor critico, en este caso $\mu = 1$, en donde un punto de equilibrio semiestable aparece en el ciclo límite, haciendo que para valores de μ mayores a uno, el período de oscilación se vuelva infinito.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= (1 - (x^2 + y^2))x + (y^2) ((x^2 + y^2)^{(-1/2)}) - \mu y \\ \dot{y} &= (1 - (x^2 + y^2))y - (yx) ((x^2 + y^2)^{(-1/2)}) + \mu x\end{aligned}\quad (2.9)$$

Esta bifurcación puede entenderse de forma simple como un sistema que oscila de forma estable, el cual tiende a dejar de oscilar cuando la bifurcación acontece, por lo que, el último periodo de oscilación que se presente será de un periodo infinito.

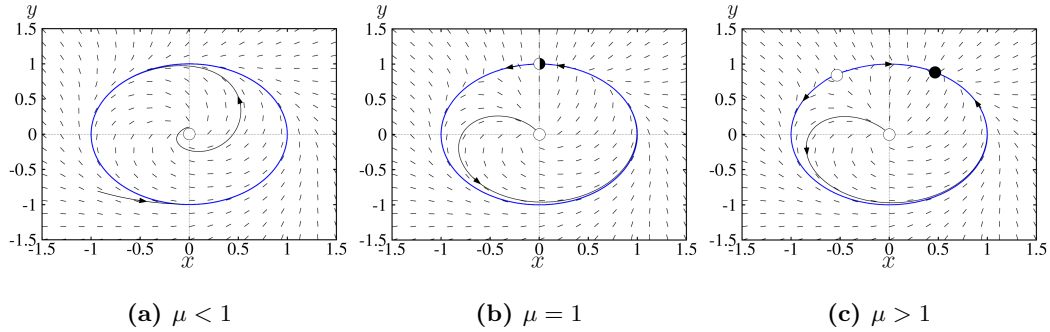


Figura 2.17: Retratos de fase de una bifurcación de periodo infinito.

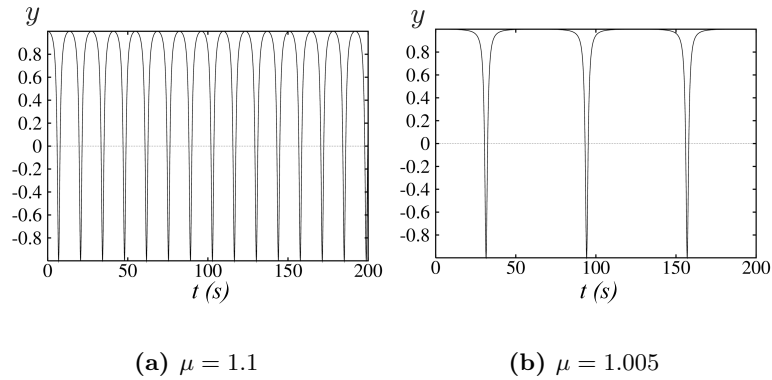


Figura 2.18: Respuesta en el tiempo del sistema al variar μ .

2.8. Bifurcación de Toroide (TRB)

Esta bifurcación puede entenderse de forma simple como un sistema que presenta dos frecuencias de oscilación, es decir, debido a la variación de un parámetro las variables del sistema presentan una primer órbita periódica, la cual es rodeada por una segunda órbita también periódica pero de diferente frecuencia. Este tipo de bifurcación se presenta en el sistema Hindmarsh-Rose, representado por las ecuaciones (2.10) [44]. El retrato de fase y la respuesta en el tiempo obtenidas en la bifurcación de toroide, se muestran en la Figura 2.19.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= sax^3 - sx^2 - y - bz \\ \dot{y} &= \phi(x^2 - y) \\ \dot{z} &= \varepsilon(sa_1x + b_1 - kz)\end{aligned}\tag{2.10}$$

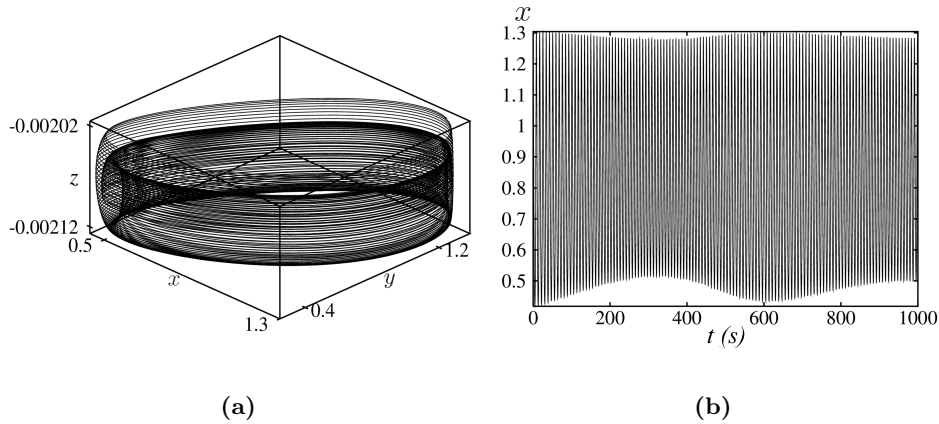


Figura 2.19: Bifurcación de toroide: (a) Retrato de fase, (b) Respuesta en el tiempo.

Cabe mencionar mencionar que este tipo de bifurcación en cuestiones de electrónica de potencia puede ser de gran interés, debido a que puede ser confundido con armónicos producidos por el convertidor de potencia.

2.9. Bifurcación de Doble Periodo (PDB) y Caos

Este tipo de bifurcación es muy peligrosa debido a que puede conducir al sistema a un estado caótico. Por lo que debido a la complejidad de esta bifurcación, su comportamiento se explica con un ejemplo de un sistema básico representado por las ecuaciones (2.11) [40], en donde el término cuadrado, es la única no linealidad que se

presenta.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= y - \mu x \\ \dot{y} &= z - \nu x \\ \dot{z} &= qx^2 - \gamma x\end{aligned}\tag{2.11}$$

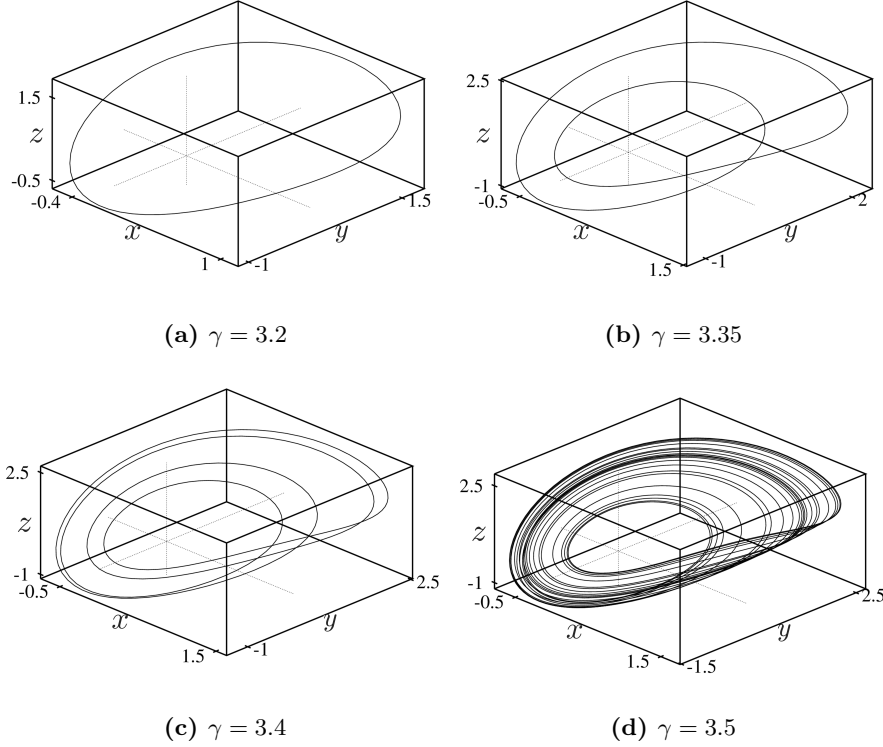


Figura 2.20: Bifurcación de doble periodo de un sistema con una no linealidad cuadrática.

La Figura 2.20 muestra algunas gráficas tridimensionales que se obtienen al variar el parámetro de bifurcación λ . En el inciso (a) el sistema se encuentra oscilando de forma estable dentro del ciclo límite. Al aumentar un poco el parámetro de bifurcación, la primera bifurcación de doble periodo aparece, formándose una segunda órbita (b). Incrementado el parámetro un poco más, las órbitas sufren otra bifurcación de doble periodo, provocando otro par de órbitas, es decir, cuatro órbitas (c). Incrementando aún más el parámetro, el sistema presenta oscilaciones aperiódicas (d). A este comportamiento donde el sistema es totalmente aperiódico, es decir, que las trayectorias de la oscilación no se repiten, se le conoce como caos y al retrato de fase que muestra este comportamiento se le llama "Atractor Extraño". En la Figura 2.21 se muestra los atractores extraños del sistema (2.11) y del sistema de Lorenz [45].

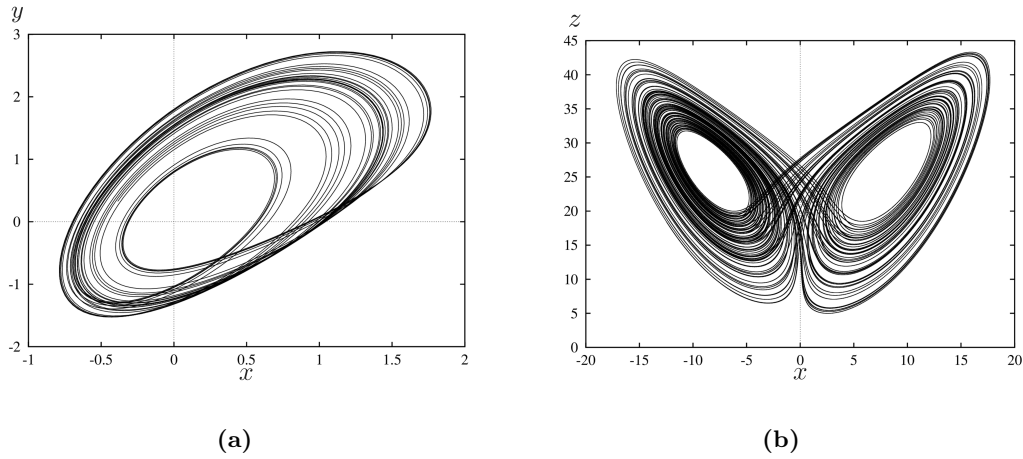


Figura 2.21: Atractores extraños: (a) Sistema no lineal (3.12). (b) Sistema de Lorenz.

El comportamiento mencionado anteriormente también puede ser apreciado en el diagrama de bifurcación que se obtiene al variar γ . La Figura 2.22 muestra este diagrama de bifurcación, en donde se puede observar que a medida que el sistema presenta una bifurcación de doble periodo, una nueva rama es formada.

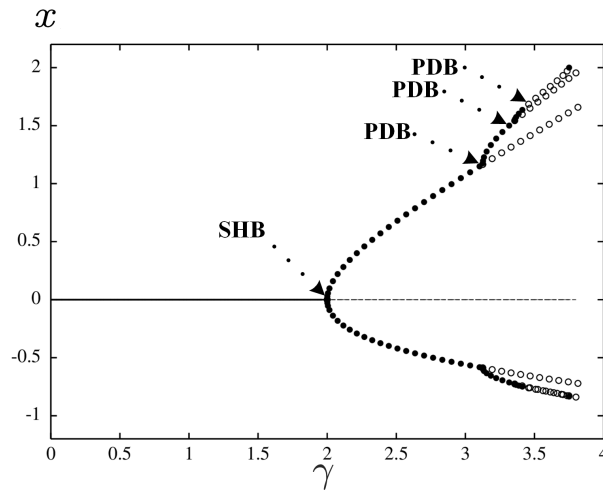


Figura 2.22: Diagrama de una bifurcación de doble periodo en cascada.

2.10. Ejemplo: Sistema eléctrico de potencia con carga dinámica Ian-Dobson

Este sistema mostrado en la Figura 2.23 ha sido ampliamente estudiado en trabajos previos [22], [39], y el objetivo principal de presentarlo nuevamente aquí es introducir al uso del programa XPPAUT y a los diferentes tipos de bifurcaciones que aparecen en este tipo de sistemas dinámicos. El sistema consta de un bus infinito, una fuente de voltaje, dos líneas de transmisión y una carga $P - Q$ constante conectada en paralelo con un capacitor y un motor de inducción. Este modelo de carga es conocido como modelo de carga compuesta el cuál es de naturaleza no lineal y es presentado en [46]. Las ecuaciones matemáticas que describen al sistema se muestran a continuación.

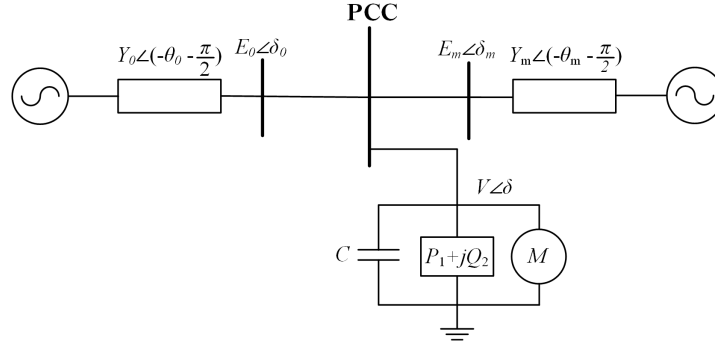


Figura 2.23: Sistema eléctrico de potencia con carga dinámica.

Las ecuaciones diferenciales en (2.12) describen la dinámica del sistema de potencia.

$$\begin{aligned}
 \dot{\delta}_m &= \omega \\
 \dot{\omega} &= \frac{1}{M} (P_m - D_m \omega + V E_m Y_m \sin(\delta - \delta_m - \theta_m) + E_m^2 Y_m \sin \theta_m) \\
 \dot{\delta} &= K_{rv}^{-1} (-K_{qv2} V^2 - K_{qv} V + Q - Q_0 - Q_1) \\
 \dot{V} &= \frac{1}{T K_{qw} K_{pv}} [-K_{qw} (P_0 + P_1 - P) + (K_{pw} K_{qv} - K_{qw} K_{pv}) V + K_{pw} (Q_0 + Q_1 - Q) \\
 &\quad + K_{pw} K_{qv2} V^2]
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

donde P y Q son las potencias demandadas por la carga dinámica, y son descritas por las siguientes ecuaciones de flujos de potencia:

$$\begin{aligned}
 P &= -V E_0' Y_0' \sin(\delta + \theta_0') - V E_m Y_m \sin(\delta - \delta_m + \theta_m) + V^2 (Y_0' \sin \theta_0' + Y_m \sin \theta_m) \\
 Q &= V E_0' Y_0' \cos(\delta + \theta_0') + V E_m Y_m \cos(\delta - \delta_m + \theta_m) - V^2 (Y_0' \cos \theta_0' + Y_m \cos \theta_m)
 \end{aligned} \tag{2.13}$$

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA TEORÍA DE BIFURCACIONES

Tabla 2.1: Parámetros del sistema.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$k_{pw}(p.u.)$	0.4	$k_{pv}(p.u.)$	0.3	$k_{qw}(p.u.)$	-0.03
$k_{qv}(p.u.)$	-2.8	$k_{qv2}(p.u.)$	-2.1	$T_1(p.u.)$	8.5
$P_0(p.u.)$	0.7	$Q_0(p.u.)$	1.5	$P_1(p.u.)$	0
$C(p.u.)$	3	$E'_0(p.u.)$	1.17	$E_m(p.u.)$	1
$P_m(p.u.)$	1	$M(seg^2/rad)$	0.3	$D(seg/rad)$	0.05
$Y_0(p.u.)$	20	$Y_m(p.u.)$	5	$Y'_0(p.u.)$	17
$E_0(p.u.)$	1	$\theta'_0(^{\circ})$	-5	$\theta_m(^{\circ})$	-5
$\theta_0(^{\circ})$	-5	$\theta_0(^{\circ})$	-5	$Q_1(p.u.)$	2 - 7

Los parámetros que se utilizan en este modelo se listan en la Tabla 2.1 y el parámetro de bifurcación que se selecciona para ser variado de manera cuasi-estática es la potencia reactiva Q_1 . Para poder simular el modelo, lo primero que se debe hacer es crear un archivo ODE, en donde se introducen las ecuaciones diferenciales vistas anteriormente y sus condiciones iniciales. Es importante mencionar que por facilidad, el punto inicial para la obtención del diagrama de bifurcación, debe ser un punto de equilibrio. Para este sistema, los parámetros del punto de equilibrio son los siguientes: $V = 0.9950 p.u.$, $\delta_m = 0.1742 \text{ rad}$, $\omega = 0 \text{ rad/seg}$, $\delta = -0.0355 \text{ rad}$ y un valor inicial de $Q_1 = 2 p.u.$

Una vez creado el archivo ODE con las ecuaciones y condiciones iniciales anteriores, este se corre en XPP haciendo clic en (I)nitiaconds_(G)o para calcular la trayectoria y así poder obtener el punto de equilibrio. Si la trayectoria aún no presenta un estado estable, es útil hacer clic en (I)nitiaconds_(L)ast, con esto se integra las ecuaciones diferenciales utilizando los valores finales de la simulación anterior.

Una vez obtenido este punto de equilibrio estable se pueden realizar los diagramas de bifurcación utilizando el subprograma AUTO. Para usar AUTO se debe hacer clic en (F)ile_(A)uto. Una vez dentro de AUTO se selecciona el comando (Parameter) para insertar los parámetros de bifurcación que se desean variar de manera cuasi-estática, en este caso se selecciona a la potencia reactiva Q_1 .

El siguiente paso es configurar los rangos y ejes del diagrama a trazar, para esto se hace clic en (AXES), donde un nuevo menú aparece. Debido a que se desea graficar el máximo y mínimo del voltaje contra el parámetro de bifurcación, se selecciona la opción que está por defecto Hi-Lo y una nueva ventana aparece. En esta nueva ventana se selecciona las variables que se desea en cada uno de los ejes, en este caso, en el eje Y el voltaje V , mientras que en eje X la potencia reactiva Q_1 . En dado que se desee acotar la gráfica del diagrama a mostrar, se insertan los límites de interés para cada uno de los ejes.

Ahora AUTO necesita que se le configuren algunos parámetros numéricos. Por lo tanto se selecciona el comando (Numerics) y una nueva ventana aparece. Los parámetros que fueron cambiados a los que están por defecto se muestran en la Tabla 2.2. En [40] se muestra la descripción de estos parámetros y la función que tienen.

Tabla 2.2: Parámetros numéricos para AUTO.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Ds	0.006	$Dmin$	$3e-5$	$Dsmax$	0.015
$ParMin$	2	$ParMax$	7	$NormMax$	1000

Por último, para obtener el diagrama de bifurcación mostrado en la Figura 2.24, se hace clic en el comando (Run) y luego en (Steady State). Se puede observar que el sistema presenta soluciones estables mostradas por una línea roja hasta $Q_1 = 6.149 p.u.$. Cuando el parámetro toma este valor, el sistema presenta soluciones inestables mostradas por una línea negra. Cuando $Q_1 = 6.235 p.u.$ se vuelven a presentar soluciones estables hasta $Q_1 = 6.247 p.u.$, después de este valor el sistema no tiene solución, lo que significa que a ese nodo no se le puede extraer más potencia reactiva ante esas condiciones. También se puede apreciar que el sistema presenta tres bifurcaciones locales, una bifurcación saddle-node (SNB) y dos bifurcaciones Hopf (HB).

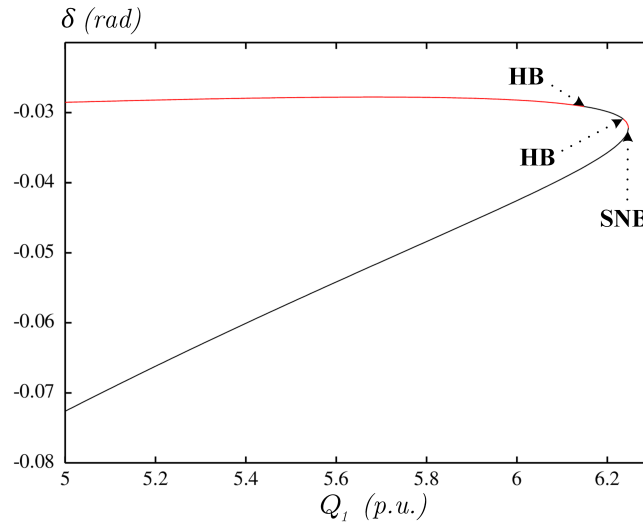


Figura 2.24: Diagrama de bifurcación mostrando las regiones estables e inestables.

Para poder obtener las bifurcaciones globales, se necesita hacer clic en (Grab) y seleccionar el punto en donde aparece la bifurcación HB. Después hacer clic en el comando (Run) y luego en (Periodic) para así poder obtener las soluciones periódicas

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA TEORÍA DE BIFURCACIONES

que nacen de la bifurcación HB. La Figura 2.25 muestra el diagrama obtenido en donde se observan los siguientes tipos de bifurcaciones globales. Dos bifurcaciones de doble periodo (PDB) y una bifurcación de doblez de ciclos (CFB).

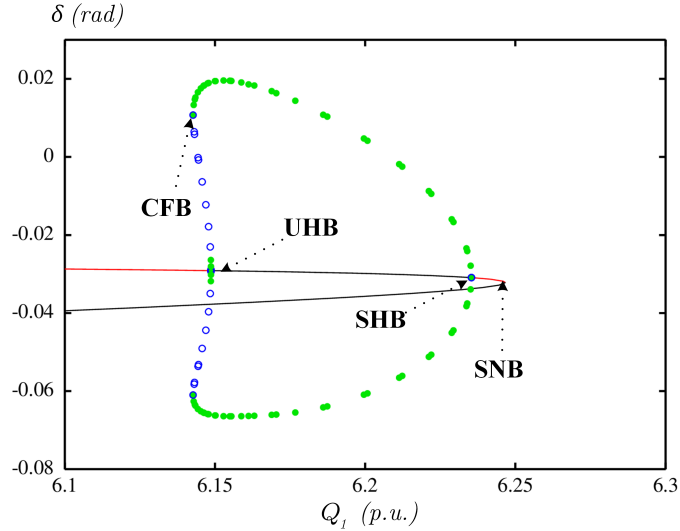


Figura 2.25: Diagrama de bifurcación del sistema de potencia al variar Q_1 .

Si el diagrama de bifurcación resultante se observa incompleto o se presenta alguna inconvergencia, es necesario que antes de calcular las soluciones periódicas se cambien los valores de los parámetros numéricos. También cabe mencionar que para poder obtener los diagramas de fase y las respuestas en el tiempo de la dinámica de las bifurcaciones en XPP, se necesita seleccionar el punto de interés en AUTO haciendo clic en (Grab), grabando así los parámetros y condiciones iniciales en ese punto para ser utilizados en XPP, en donde estos dos valores fácilmente pueden ser variados si así se requiere.

Cuando el parámetro toma el valor $Q_1 = 6.149 \text{ p.u.}$, se presenta una bifurcación Hopf subcrítica (UHB) ya que en este punto nace una rama de soluciones periódicas inestables identificadas por círculos azules. Esta rama se extiende a la izquierda hasta llegar a $Q_1 = 6.143 \text{ p.u.}$, donde se presenta una bifurcación de doblez de ciclos (CFB). A partir de este punto se presentan soluciones periódicas estables mostradas en círculos verdes, las cuales nacen en la bifurcación Hopf supercrítica, esto sucede cuando $Q_1 = 6.235 \text{ p.u.}$

Para cualquier solución del sistema que se encuentre entre $Q_1 = 6.149 \text{ p.u.}$ y $Q_1 = 6.143 \text{ p.u.}$, es decir, en las soluciones inestables, estas serán atraídas por un ciclo límite estable, lo que ocasionará que las variables del sistema comiencen a oscilar de forma periódica, tal y como se observa en la Figura 2.26, donde las variables oscilan a una frecuencia de aproximadamente 0.4 Hz .

Para obtener esta gráfica, el primer paso es hacer clic en (Grab) en el subprograma AUTO y seleccionar un punto de equilibrio anterior a la bifurcación UHB, por ejemplo en $Q_1 = 6.1 \text{ p.u.}$ Una vez realizado esto se selecciona el comando (File.Import orbit), para así grabar la órbita en XPP. Después en XPP en el menú (Param) aumentamos el valor de Q_1 a cualquier valor en donde se presente una solución inestable, en este caso en $Q_1 = 6.18 \text{ p.u.}$, por último, en el menú (Viewaxes), uno puede seleccionar si se desea ver la dinámica del sistema en gráficas dimensionales o tridimensionales.

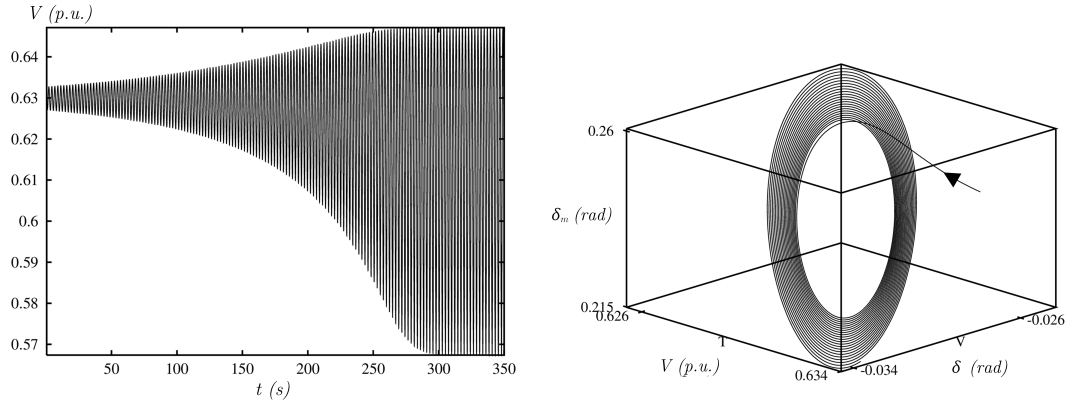


Figura 2.26: Oscilaciones de las variables en $Q_1 = 6.18 \text{ p.u.}$

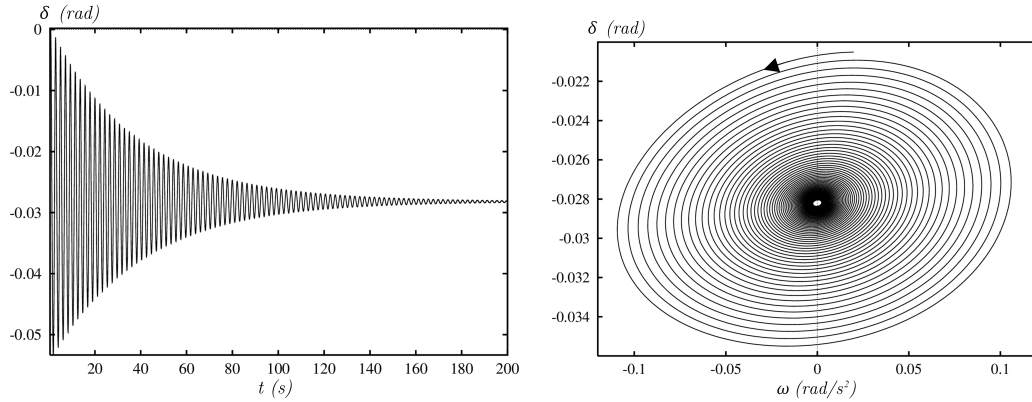


Figura 2.27: Comportamiento dinámico del ángulo δ en $Q_1 = 11.841 \text{ p.u.}$

Siguiendo el mismo procedimiento, se pueden obtener los diagramas que describen la dinámica de la bifurcación CFB, mostrados en la Figura 2.27. En el punto donde aparece esta bifurcación, las variables del sistema se encuentran oscilando; sin embargo, si el parámetro de bifurcación es disminuido a un valor $Q_1 = 6 \text{ p.u.}$, la amplitud

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA TEORÍA DE BIFURCACIONES

de la oscilación comienza a disminuir hasta estabilizarse en el punto de equilibrio, esto debido a que ya no existe ningún ciclo límite al cual el sistema sea atraído.

Por último, la bifurcación SNB acontece cuando las soluciones estables que aparecen después de la bifurcación SHB, chocan con otras soluciones pero de tipo inestables, ocasionando la desaparición de estas. Por lo tanto para valores mayores a $Q_1 = 6.247 \text{ p.u.}$ no existe ningún punto de equilibrio en donde el sistema pueda operar. Por ejemplo si se incrementa la potencia reactiva en $Q_1 = 6.25 \text{ p.u.}$, el sistema colapsa debido a que no existe ningún punto de equilibrio, como se muestra en la Figura 2.28.

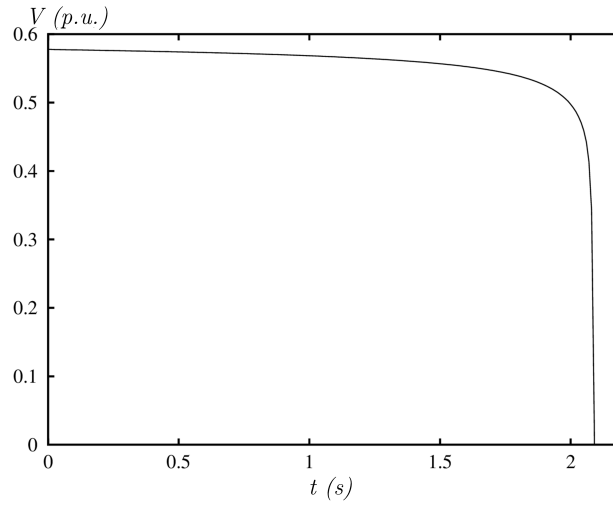


Figura 2.28: Colapso de voltaje debido a la bifurcación saddle-node.

Análisis Comparativo entre el Generador Síncrono y el Generador Síncrono Virtual

3.1. Introducción

En esta sección, con el fin de investigar las regiones de estabilidad de los parámetros de los GSV y de los GS e identificar los fenómenos inestables que se presentan a medida que estos parámetros son variados, se han modelado pequeños sistemas de potencia. Para determinar la dinámica del sistema, se muestran algunos planos de fase y respuestas en el tiempo obtenidos por el software XPP al resolver las ecuaciones diferenciales del modelo mediante métodos numéricos (en este caso Ruge-Kutta). En cambio para describir los diferentes fenómenos inestables que presenta el sistema, se muestran diagramas de bifurcación obtenidos por el software AUTO mediante métodos de continuación. Los modelos utilizados para la simulación son debidamente referidos y los archivos ODE de los diferentes sistemas de prueba se listan en el Apéndice A.

3.2. Caso 1: Sincroconvertidor conectado a la red

El sistema a analizar se muestra en la Figura 3.1. Este sistema ha sido ampliamente estudiado en trabajos previos en donde se utilizan como fuente de alimentación un GS modelado por la ecuación de oscilación [22], [39]. En cambio, en este trabajo, se utiliza como fuente de alimentación un VSC, que contiene una ley de control que lo obliga a imitar las características del GS. A esta ley de control en conjunto con el VSC y el filtro pasivo, se le conoce como sincroconvertidor [32]. En general, el sistema puede entenderse como un pequeño sistema conectado a la red, la cual es modelada por un equivalente de Thévenin. La carga varía entre tres cargas dinámicas no lineales, una definida por el modelo ZIP, otra definida por el modelo del IM y una combinación de ambas (IM+ZIP), las tres variaciones se encuentran conectadas en paralelo con un

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

capacitor. El modelado del sistema se realiza a la frecuencia fundamental, por lo que, la dinámica de la fuente primaria puede ser omitida. Los parámetros que se utilizaron en este modelo se listan en el la Tabla 3.1, mientras que las ecuaciones que definen al sistema se presentan a continuación.

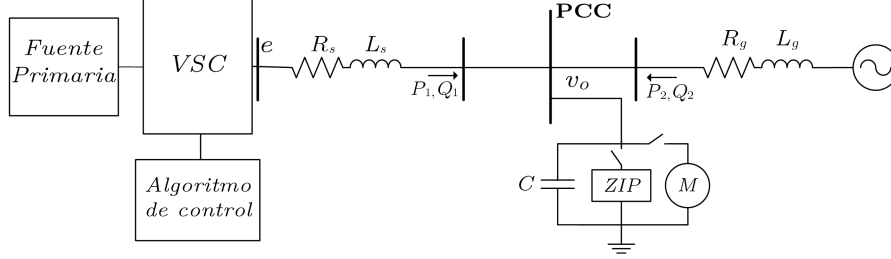


Figura 3.1: Sincroconvertidor conectado a la red con carga dinámica.

Con la finalidad de poder integrar todas las ecuaciones, se considera el marco del sincroconvertidor como el marco de referencia común. Todos los demás marcos son referidos hacia este marco de referencia común utilizando la técnica de transformación mostrada en [10], la cual se representa en la Figura 3.2 y es definida por (3.1).

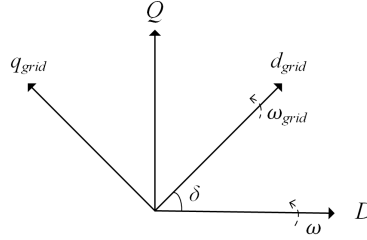


Figura 3.2: Relación entre los marcos de referencia [10].

$$\begin{bmatrix} F_D \\ F_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & -\sin \delta \\ \sin \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

donde ω representa la frecuencia angular virtual del sincroconvertidor, ω_{grid} la frecuencia angular de la red, δ es la diferencia entre el ángulo de fase del marco dq y del marco de referencia común DQ . Entonces, δ puede ser expresada como:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_{grid} - \omega \quad (3.2)$$

Por lo tanto, el voltaje de la red referido al marco de referencia común, queda expresado por las ecuaciones en (3.3):

$$\begin{aligned} u_D &= V_p \cos(\delta) \\ u_Q &= V_p \sin(\delta) \end{aligned} \quad (3.3)$$

Las ecuaciones (3.4) son variables auxiliares que ayudan a describir la dinámica del sincroconvertidor:

$$\begin{aligned}
 e_D &= \omega M_f i_f \\
 e_Q &= 0 \\
 T_e &= \frac{3}{2} i_{LD} M_f i_f \\
 Q &= -\frac{3}{2} \omega i_{LQ} M_f i_f \\
 J &= D_p \tau_f \\
 K &= D_q \tau_v
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Mientras que las ecuaciones (3.5) describen las corriente del estator i_s y del rotor i_r y el par electromagnético T_{em} del motor de inducción:

$$\begin{aligned}
 i_{sD} &= \frac{L_m \psi'_{rD} - L_r \psi_{sD}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 i_{sQ} &= \frac{L_m \psi'_{rQ} - L_r \psi_{sQ}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 i_{rD} &= \frac{L_m \psi_{sD} - L_s \psi'_{rD}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 i_{rQ} &= \frac{L_m \psi_{sQ} - L_s \psi'_{rQ}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 T_{em} &= 1.5p (\psi_{sD} i_{sQ} - \psi_{sQ} i_{sD})
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

La conductancia G_{ZIP} y susceptancia B_{ZIP} de la carga ZIP son descritas por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 G_{ZIP} &= P_0 \left(\frac{a_1}{U_0^2} + \frac{a_2}{U_0 v_{m2}} + \frac{a_3}{v_{m2}^2} \right) \\
 B_{ZIP} &= -Q_0 \left(\frac{b_1}{U_0^2} + \frac{b_2}{U_0 v_{m2}} + \frac{b_3}{v_{m2}^2} \right)
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

donde v_{m2} es el voltaje RMS línea a línea medido en el PCC. Para poder realizar estudios relacionados con el factor de potencia FP , se necesita utilizar una ecuación en donde la potencia reactiva de referencia Q_o esté en función de la potencia activa de referencia P_o y del factor de potencia FP , esta ecuación es descrita por:

$$Q_0 = +P_0 \left(\sqrt{\frac{1}{FP^2} - 1} \right) \tag{3.7}$$

Por último, el conjunto de ecuaciones de estado (3.8)-(3.12) describen la dinámica del sistema analizado. Donde (3.8) describe la dinámica del filtro RLC y de la línea de transmisión, (3.9) la dinámica del motor de inducción, (3.10) la dinámica del control del sincroconvertidor, (3.11) la dinámica de la carga ZIP y (3.12) es la ecuación utilizada para la técnica de transformación.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

$$\begin{aligned}
C\dot{v}_{oD} &= i_{LD} - i_{gD} - i_{sD} - i_{PD} - i_{QD} + v_{oD}\omega C \\
C\dot{v}_{oQ} &= i_{LQ} - i_{gQ} - i_{sQ} - i_{PQ} - i_{QQ} + v_{oQ}\omega C \\
L_s\dot{i}_{LD} &= e_D - v_{oD} - i_{LD}R_s + i_{LQ}\omega L_s \\
L_s\dot{i}_{LQ} &= e_Q - v_{oQ} - i_{LQ}R_s + i_{LD}\omega L_s \\
L_g\dot{i}_{gD} &= (v_{oD} - v_{gD} - i_{gD}R_g + i_{gQ}\omega L_g) \\
L_g\dot{i}_{gQ} &= (v_{oQ} - v_{gQ} - i_{gQ}R_g - i_{gD}\omega L_g)
\end{aligned} \tag{3.8}$$

$$\begin{aligned}
\omega_{mm} &= (1/J_m) (T_{em} - D_m\omega_{mm} - T_{mm}) \\
\dot{\psi}_{sD} &= v_{sD} - R_s i_{sD} + \omega \psi_{sQ} \\
\dot{\psi}_{sQ} &= v_{sQ} - R_s i_{sQ} - \omega \psi_{sD} \\
\dot{\psi}'_{rD} &= -R'_r i'_{rQ} + (\omega - \omega_{mm}P) \psi'_{rQ} \\
\dot{\psi}'_{rQ} &= -R'_r i'_{rD} - (\omega - \omega_{mm}P) \psi'_{rD}
\end{aligned} \tag{3.9}$$

$$\begin{aligned}
J\dot{\omega} &= (P_r/\omega_r) - T_e - D_p (\omega - \omega_r) \\
M_f \dot{i}_f &= [1/K] [Q_r + D_q (v_r - v_m) - Q]
\end{aligned} \tag{3.10}$$

$$\begin{aligned}
\tau \dot{i}_{PD} &= G_{ZIP} u_{oQ} - i_{PD} \\
\tau \dot{i}_{PQ} &= G_{ZIP} u_{oD} - i_{PQ} \\
\tau \dot{i}_{QD} &= -B_{ZIP} u_{oQ} - i_{QD} \\
\tau \dot{i}_{QQ} &= B_{ZIP} u_{oD} - i_{QQ}
\end{aligned} \tag{3.11}$$

$$\dot{\delta} = \omega_{grid} - \omega \tag{3.12}$$

Tabla 3.1: Parámetros del sistema de prueba.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
P	2	J_m (kg · m ²)	0.4	R_s (Ω)	0.09961
L_{ls} (H)	0.000867	R'_r (Ω)	0.05837	L'_{lr} (H)	0.000867
L_m (H)	0.009415	ω_r, ω_{grid} (rad/s)	376.9911	D_{pm}	0.02187
T_{mm} (N · m)	250	L_g (H)	$0.565e - 3$	R_g (Ω)	0.021
C (F)	$1.56e - 3$	L_s (H)	$0.57e - 3$	R_s (Ω)	0.042
P_r (kW)	80	Q_r (kVAR)	0	V_p, v_r (V)	375.58842
D_q	5324.97	D_p	140.7	τ_f (s)	0.002
τ_v (s)	0.02	P_0 (kW)	50	P_{base} (kW)	100
a_1, b_1	0.2	a_2, b_2	0.3	a_3, b_3	0.5
U_0 (V)	460	FP (atraso)	0.615	τ (s)	0.01

3.2.1. Análisis de bifurcación de las ganancias D_p y D_q

El sincroconvertidor domina el comportamiento dinámico del sistema, esto debido a que la sintonización de las ganancias droop determinan la regulación de la potencia activa y reactiva hacia el sistema. Además, debido a que la inercia virtual J y el campo de excitación $M_f I_f$ dependen directamente de las ganancias de control, en esta subsección los parámetros de los controladores de potencia D_p y D_q se seleccionan para realizar un análisis de bifurcaciones. También se investigan la influencia de las constantes de tiempo τ_v y τ_f en la región de estabilidad del sistema. El punto de partida para los análisis de bifurcaciones, son las condiciones iniciales cercanas al punto de equilibrio, mostradas en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Condiciones iniciales para el sincroconvertidor, cercanas al punto de equilibrio.

Variable	Valor	Variable	Valor	Variable	Valor
i_{LD} (A)	139.8225	i_{LQ} (A)	-12.2405	v_{oD} (V)	373.10301
v_{oQ} (V)	-29.4594	i_{gD} (A)	-42.7562	i_{gQ} (A)	4.8043
ω_{mm} (rad/s)	181.8135	ω (rad/s)	376.9911	ψ_{sD} (Wb)	-0.0363
ψ_{sQ} (Wb)	-0.9492	ψ_{rD} (Wb)	-0.3178	ψ_{rQ} (Wb)	-0.7483
i_{PD} (A)	17.713	i_{PQ} (A)	-1.4	i_{QD} (A)	-6.02
i_{QQ} (A)	-76.12	δ (rad)	-0.05466	$M_f i_f$ (HA)	1.0122

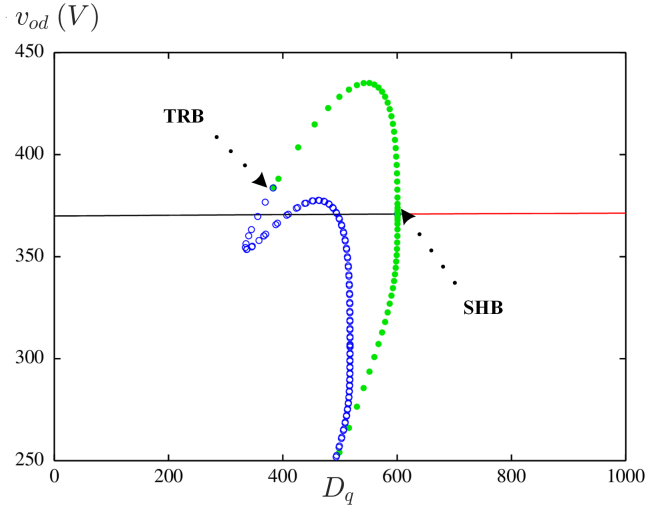


Figura 3.3: Diagrama de bifurcación al variar D_q : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

El parámetro que se selecciona para variar de manera cuasiestática es la ganancia D_q . El diagrama de bifurcación resultante se muestra en la Figura 3.3. Al reducir la ganancia, el voltaje en el PCC comienza a disminuir de forma estable, lo cual se muestra con una línea roja. Cuando el parámetro es menor a $D_q = 601.1$, las soluciones del sistema se vuelven inestables y se representan por una línea negra. Cuando el sistema está en las regiones estables, cualquier perturbación que conlleve a sus variables cerca del punto de equilibrio tenderán hacia este, como se aprecia en la Figura 3.4. Las condiciones iniciales para esta Figura son también las que se muestran en la Tabla 3.2.

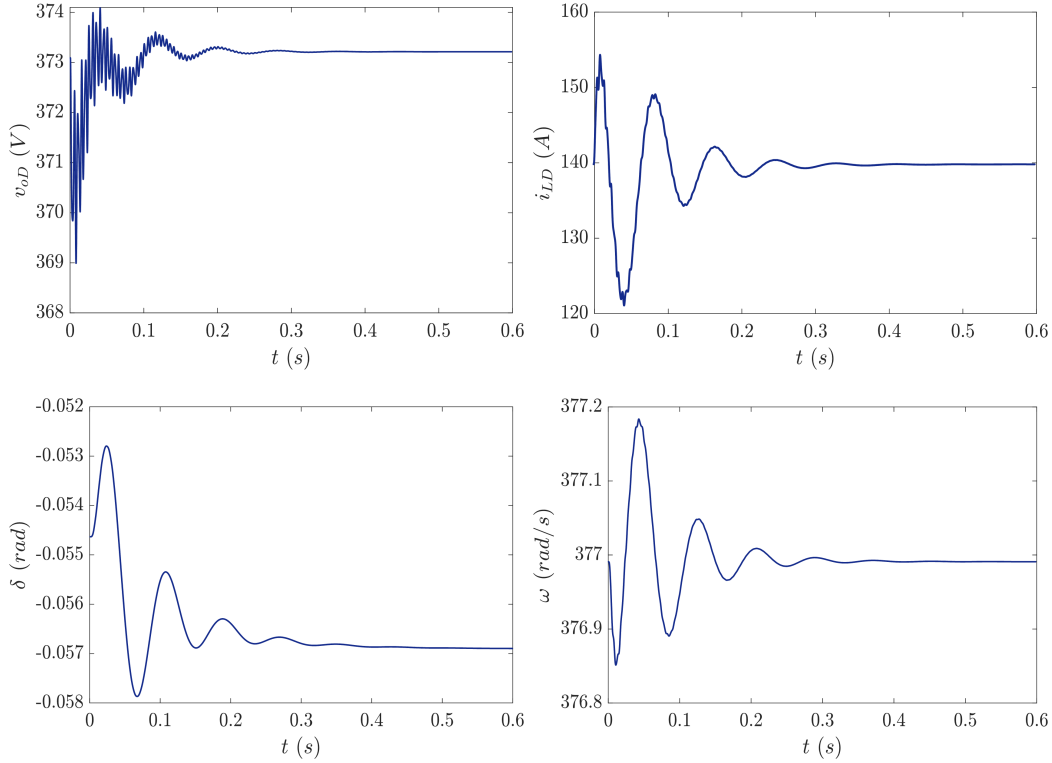


Figura 3.4: Comportamiento de las variables del sistema en estado estable para $D_q = 5324.97$.

En las regiones inestables el sistema presenta dos tipos de bifurcaciones; una bifurcación Hopf subcrítica SHB y una bifurcación de toroide TRB. Cuando el parámetro toma el valor $D_q = 601.1$, se presenta una bifurcación Hopf supercrítica SHB, debido a que en el punto de bifurcación nacen dos ramas de soluciones periódicas estables identificadas por círculos verdes. En estas soluciones periódicas estables el sistema presenta un comportamiento oscilatorio, por ejemplo cuando la ganancia es disminuida a un valor de $D_q = 571$, las variables del sistema comienzan a oscilar con una frecuencia de aproximadamente 62 Hz en lugar de tener un valor constante. Esto se muestra en la Figura 3.5. Por otra parte, cuando $D_q = 383.5$, estas ramas de soluciones periódicas estables cambia de estabilidad en una bifurcación de toroide.

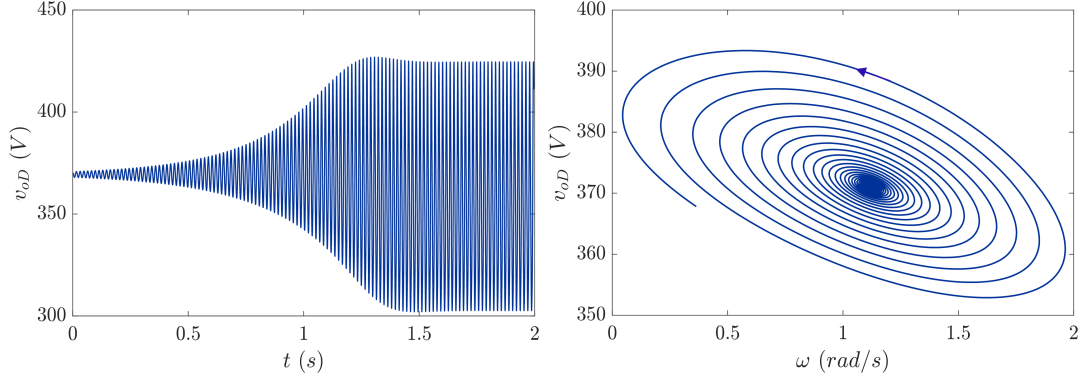


Figura 3.5: Oscilaciones periódicas debido a la bifurcación SHB en $D_q = 571$.

El comportamiento de la bifurcación de toroide se puede explicar de la siguiente manera. Si el sistema sufre una perturbación y los valores de las variables caen en punto donde el parámetro de bifurcación es mayor al punto de bifurcación, por ejemplo en $D_q = 390$, el sistema comienzan a oscilar a más de una frecuencia hasta que se estabiliza en una órbita periódica. Por el contrario, si el parámetro de bifurcación es menor al punto de bifurcación, por ejemplo $D_q = 380$, las soluciones del sistema se van alejando en forma de un toroide. Los comportamientos antes mencionados se observan en las Figuras 3.6 y 3.7, respectivamente.

Al calcular los eigenvalores del sistema en este punto de operación, se puede observar un importante comportamiento; la frecuencia de oscilación del par de eigenvalores inestables λ_6 y λ_7 corresponden con la frecuencia de 62 Hz ; sin embargo, las oscilaciones más lentas no se observan en los eigenvalores, esto se puede atribuir a que esta oscilación es de tipo no lineal y por lo tanto no es capturada por los modos. Los valores y la posición en el plano complejo de los eigenvalores se muestran en la Tabla 3.3 y en la Figura 3.8, respectivamente.

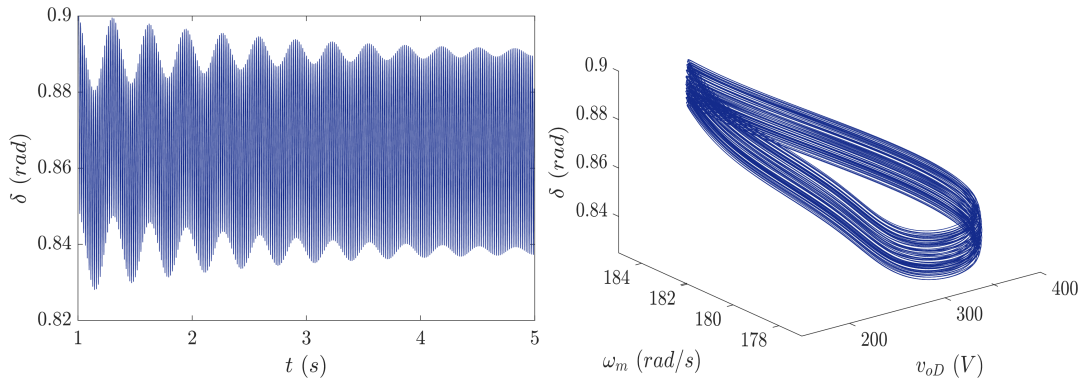


Figura 3.6: Oscilaciones con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $D_q = 390$.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

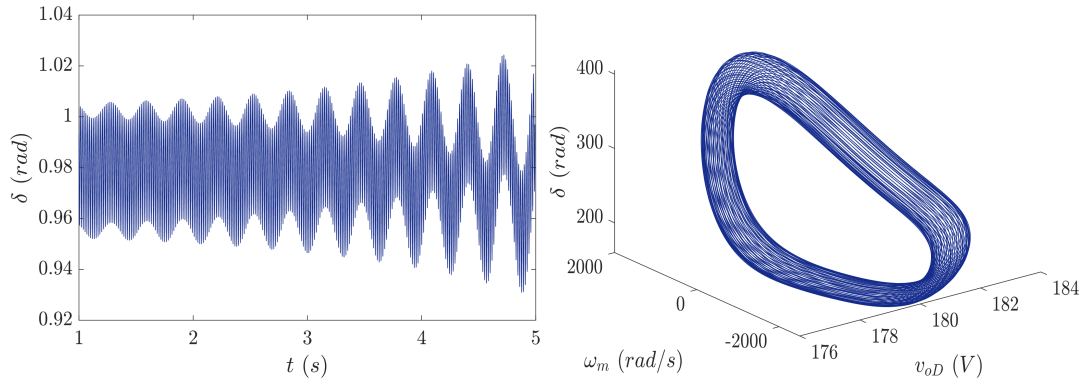


Figura 3.7: Oscilaciones crecientes con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $D_q = 380$.

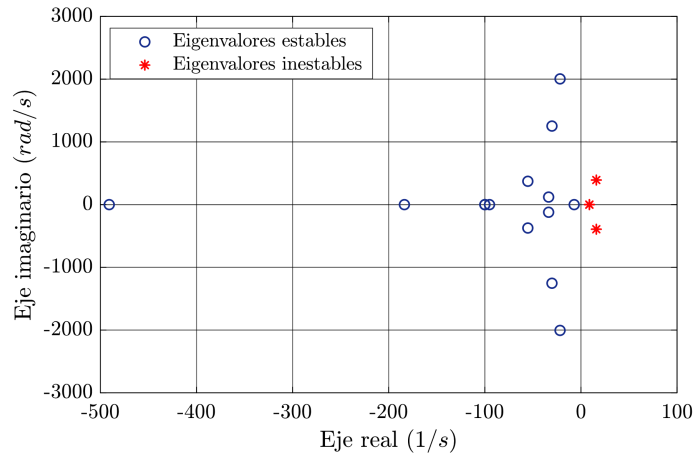


Figura 3.8: Posición de los eigenvalores en plano complejo en la bifurcación de toroide.

Tabla 3.3: Eigenvalores que se presentan en la bifurcación de toroide.

Eigenvalores		
$\lambda_1 = -21.79 + 2004.36j$	$\lambda_7 = 15.97 + -392.04j$	$\lambda_{13} = -7.10 + 0j$
$\lambda_2 = -21.79 - 2004.36j$	$\lambda_8 = -55.25 + 372.12j$	$\lambda_{14} = 8.77 + 0j$
$\lambda_3 = -30.20 + 1252.64j$	$\lambda_9 = -55.25 - 372.12j$	$\lambda_{15} = -95.17 + 0j$
$\lambda_4 = -30.20 - 1252.64j$	$\lambda_{10} = -33.65 + 121.34j$	$\lambda_{16} = 8.77 + 0j$
$\lambda_5 = -490.82 + 0j$	$\lambda_{11} = -33.65 - 121.34j$	$\lambda_{17} = -100 + 0j$
$\lambda_6 = 15.97 + 392.04j$	$\lambda_{12} = -183.74 + 0j$	$\lambda_{18} = -100 + 0j$

Además, en la Figura 3.9 se presenta un espectro armónico, con la finalidad de poder observar todas las componentes de frecuencia presentes. En donde, se puede apreciar que además de la frecuencia de oscilación de 62 Hz capturada por los eigenvalores, existe una componente de oscilación más lenta en 3.25 Hz y otras dos con mayor frecuencia en 123 Hz y 185 Hz .

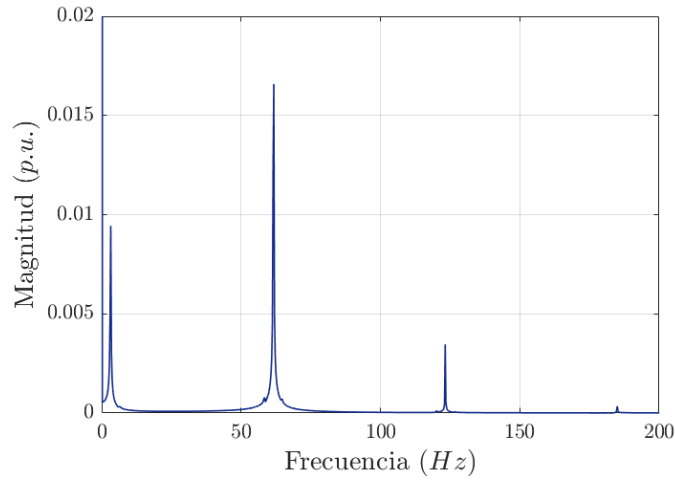


Figura 3.9: Posición de los eigenvalores en plano complejo en la bifurcación de toroide.

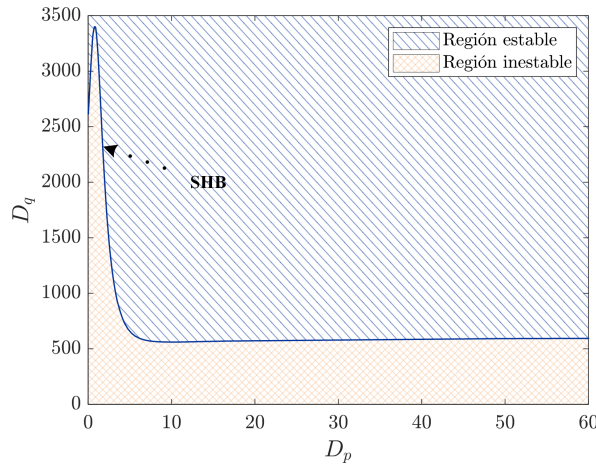


Figura 3.10: Región de estabilidad, al variar las ganancias D_q - D_p , con $\tau_f = 0.002\text{ s}$ y $\tau_v = 0.02$

s.

Con el fin de observar la relación que existe entre las ganancias D_p y D_q y la estabilidad del sistema, se realiza un análisis de bifurcación de doble parámetro. La Figura 3.10 muestra el diagrama de bifurcación entre las ganancias D_p y D_q , donde la

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

curva azul denotan los límites de la bifurcación SHB del caso de estudio. El sistema propuesto tiende a perder estabilidad, al reducir D_p o D_q , este resultado es de esperar, ya que al disminuir estos parámetros se está inyectado menos potencia reactiva y activa ante variaciones de frecuencia y voltaje. También se puede observar que el comportamiento de la bifurcación es casi rectilíneo, a excepción de los parámetros por abajo de $D_p = 40$, esto quiere decir que las constantes D_p y D_q casi no dependen una de otra, lo cual es algo deseado.

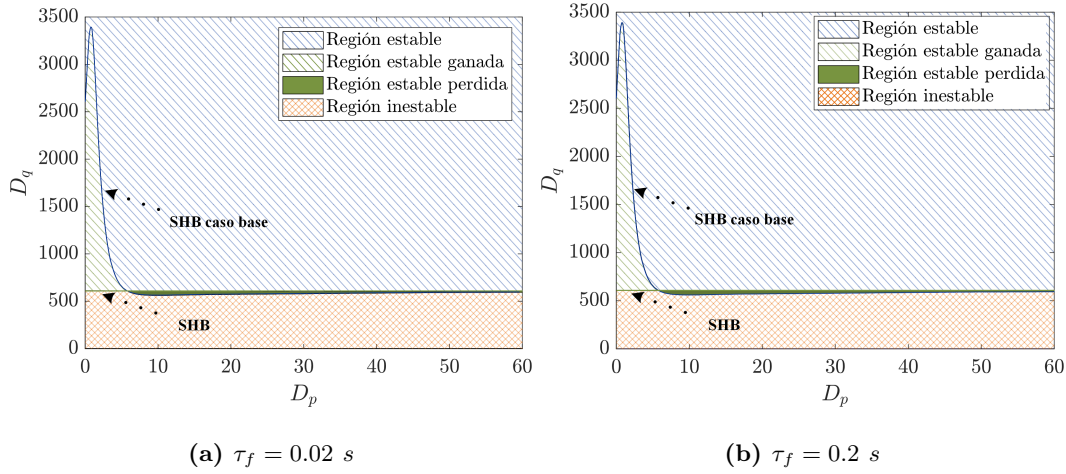


Figura 3.11: Región de estabilidad del plano D_q - D_p ante diferentes valores de τ_f .

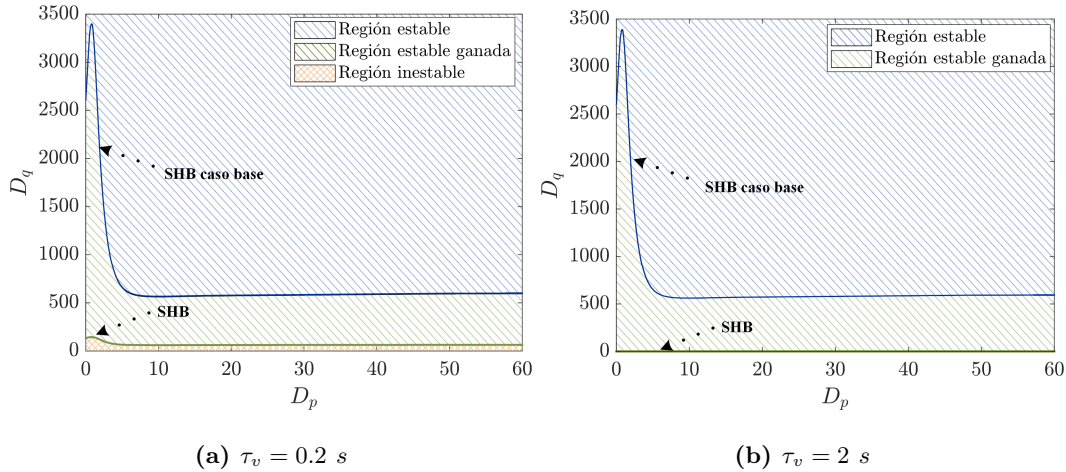


Figura 3.12: Región de estabilidad del plano D_q - D_p ante diferentes valores de τ_v .

El impacto que tiene las constantes de tiempo τ_f y τ_v en la región de estabilidad

se muestra en la Figuras 3.11 y 3.12, respectivamente. Se puede apreciar que al aumentar la constante de tiempo τ_f en 0.02 s , existe una pequeña pérdida de la región de estabilidad; sin embargo, la región de estabilidad ganada muestra un comportamiento rectilíneo. Esto quiere decir que las ganancias D_p y D_q quedan desacopladas una de otra, al aumentar aun más esta ganancia no se logra apreciar algún cambio en la estabilidad. Además, se puede observar que al aumentar la constante τ_v en 2 s , prácticamente desaparecen las regiones inestables para valores de D_p y D_q positivos. Esto quiere decir que para cualquier valor positivo de la inercia virtual J , el sistema es estable, ya que esta depende de D_p y τ_f .

3.2.2. Análisis de bifurcación al variar la carga ZIP+IM

El desbalance de potencia es uno de los mayores problemas de estabilidad, por lo tanto en esta subsección se realiza un análisis de bifurcación al variar el parámetro P_0 . Como se mencionó anteriormente el efecto de la potencia reactiva Q_0 , está implícito debido al factor de potencia. La influencia del tipo de carga, el factor de potencia y de los parámetros de control también son investigados.

El diagrama de bifurcación que se obtuvo al variar la potencia activa P_0 para los diferentes tipos de carga se muestra en la Figura 3.13. Para la carga de impedancia constante se presenta una bifurcación Hopf supercrítica SHB cuando $P_0 = 1.243\text{ p.u.}$, en la carga de corriente constante se puede observar una bifurcación Hopf subcrítica UH cuando $P_0 = 2.248\text{ p.u.}$, mientras que para la carga de potencia constante una bifurcación saddle node SNB se hace presente cuando la potencia activa $P_0 = 3.796\text{ p.u.}$ En este caso los tres tipos de carga del modelo ZIP presentan diferentes tipos de bifurcación y por lo tanto los tres tienen un efecto significativo en la estabilidad del sistema.

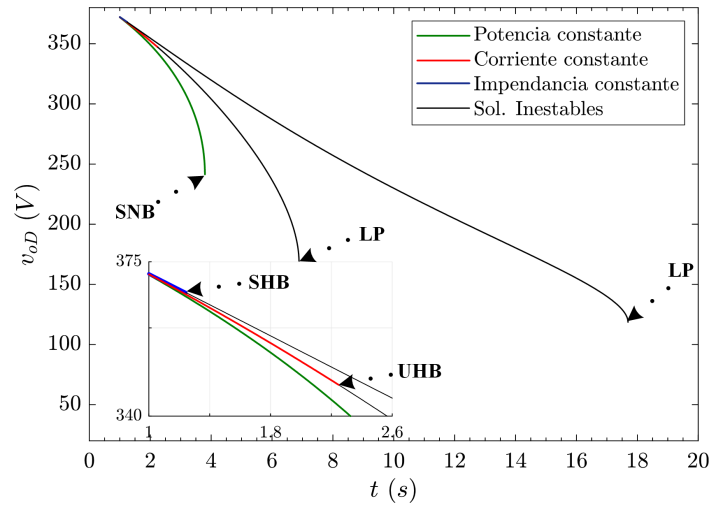


Figura 3.13: Diagrama de bifurcación para los diferentes tipos de carga del modelo ZIP.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

La carga ZIP y la carga ZIP+IM presentan una bifurcación Hopf subcrítica UHB, para el caso de la carga ZIP+IM ésta aparece en un valor mayor, aumentando así la región de estabilidad; sin embargo, el límite de operación LP se presenta en un valor menor; tal y como como se muestra en la Figura 3.14. Enfocándose en la carga ZIP+IM, la bifurcación Hopf subcrítica UHB aparece en $P_0 = 3.83 \text{ p.u.}$ y la Figura 3.15 presenta las soluciones periódicas que se originan debido a esta bifurcación.

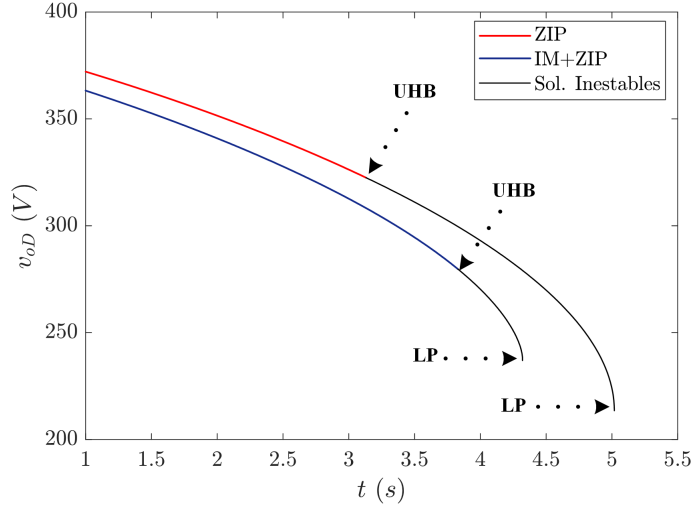


Figura 3.14: Diagrama de bifurcación para los modelos ZIP y ZIP+IM.

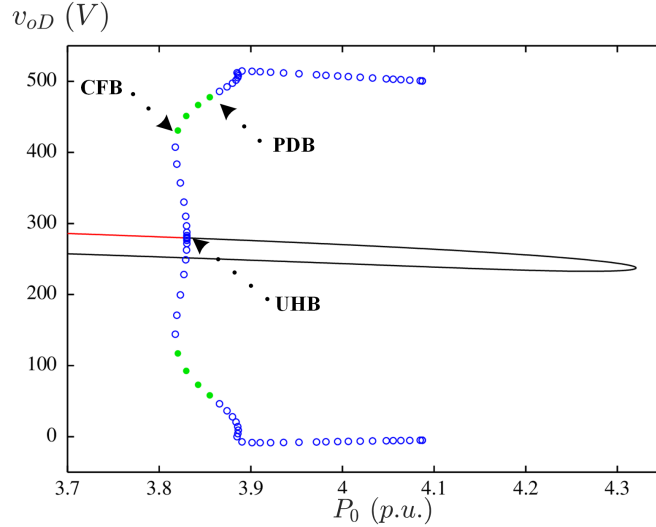


Figura 3.15: Diagrama de bifurcación al variar P_0 : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.

Cuando debido a alguna perturbación el sistema llega a los ciclos límites estables, por ejemplo en $P_0 = 3.82 \text{ p.u.}$, las variables del sistema presentan oscilaciones periódicas sostenidas y acotadas como las que se muestran en la Figura 3.16. Si ahora el sistema se encuentra oscilando dentro de este ciclo límite y el parámetro de bifurcación es decrementado a un valor de $P_0 = 3.65 \text{ p.u.}$ se produce una bifurcación de doblez de ciclos CFB y esto implica que la amplitud de la oscilación comience a disminuir y por lo tanto los valores de las variables tiendan hacia el punto de equilibrio. Este comportamiento se puede observar en la Figura 3.17.

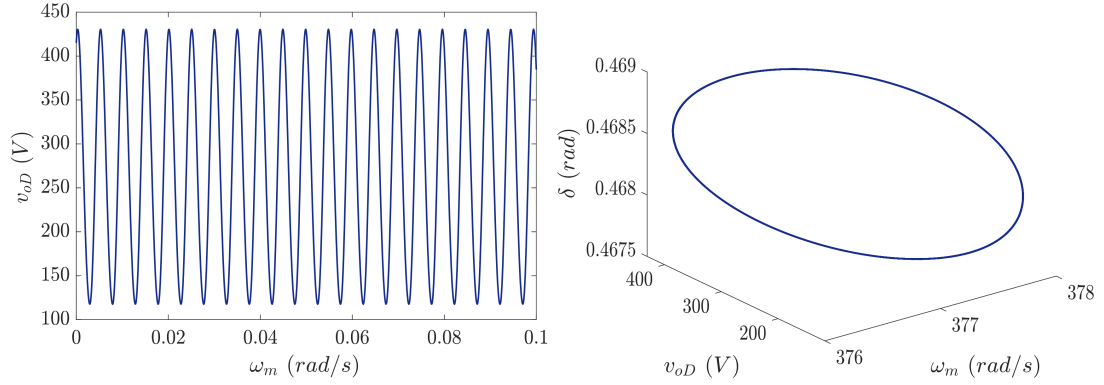


Figura 3.16: Oscilaciones periódicas en $P_0 = 3.82 \text{ p.u.}$

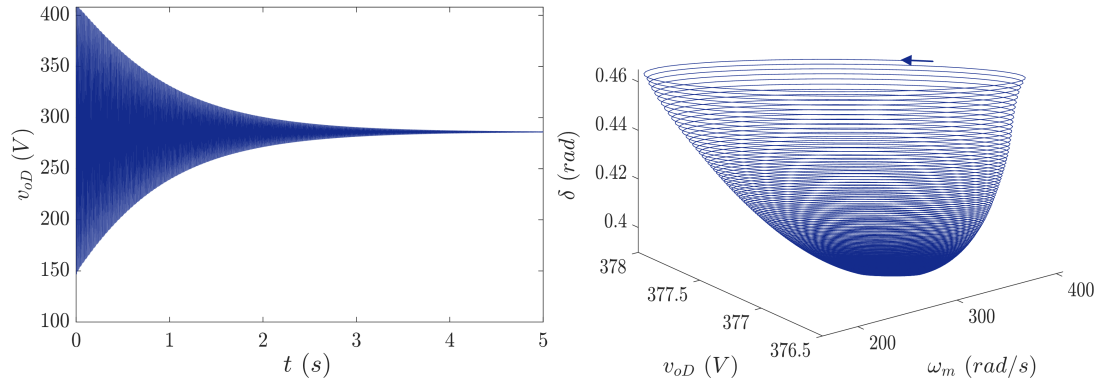


Figura 3.17: Comportamiento del sistema en la bifurcación de doblez de ciclos, al reducir de $P_0 = 3.82 \text{ p.u.}$ a $P_0 = 3.65 \text{ p.u.}$

Si de nuevo el sistema se encuentra oscilando en este ciclo límite estable, pero ahora el parámetro de bifurcación es incrementado, se produce una bifurcación de doble periodo PDB, lo que modifica la órbita inicial estable en dos órbitas. El comportamiento de esta bifurcación se muestra en la Figura 3.18 para un valor de $P_0 = 3.86 \text{ p.u.}$

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

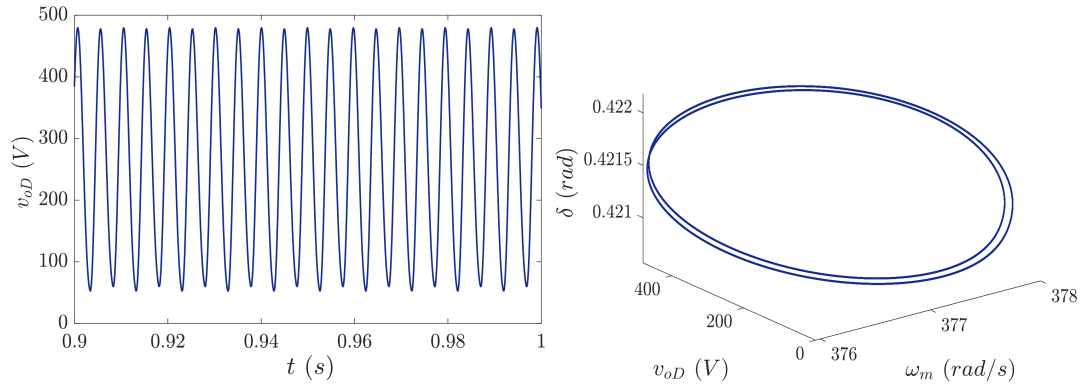


Figura 3.18: Oscilaciones de doble periodo en $P_0 = 3.86$ p.u.

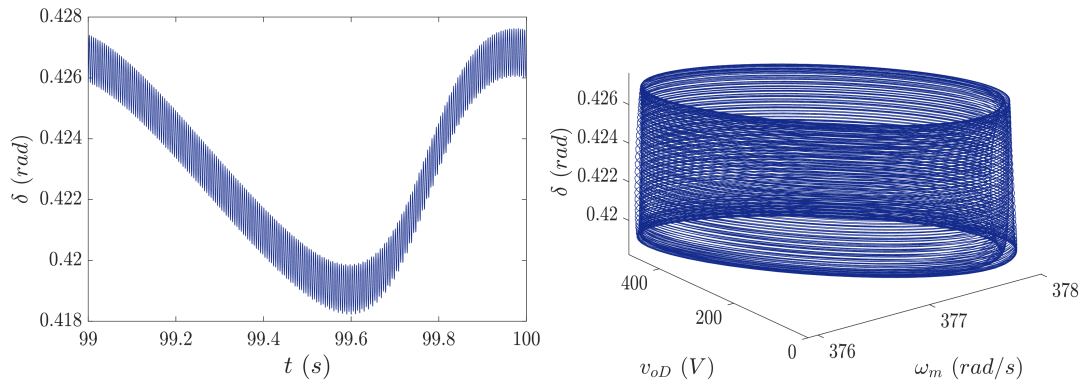


Figura 3.19: Oscilaciones con dos frecuencias en $P_0 = 3.864$ p.u.

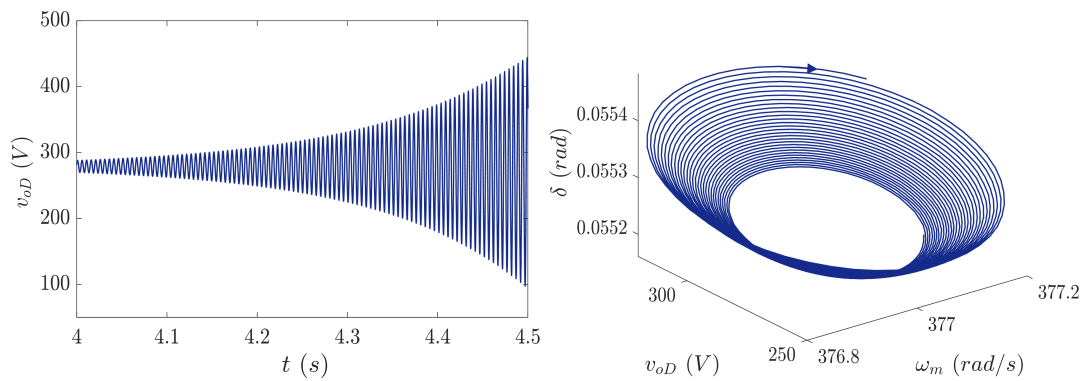


Figura 3.20: Oscilaciones de amplitud creciente en $P_0 = 3.89$ p.u.

Incrementando un poco más la potencia activa en $P_0 = 3.864$ p.u., el sistema expe-

rimenta una bifurcación de toroide TRB, provocando que sus variables oscilen con dos frecuencias, como se observa en la Figura 3.19. La oscilación más rápida de 200.5 Hz es capturada por los eigenvalores λ_3 y λ_4 . Sin embargo, al igual que en el caso anterior, en donde se observó una bifurcación toroide, la oscilación de baja frecuencia, en este caso de 0.625 Hz , no se ve en los eigenvalores, tal y como se aprecia en la Tabla 3.4.

Si la potencia activa se incrementa aún más, por ejemplo en $P_0 = 3.89 \text{ p.u.}$, el sistema pasará de tener dos oscilaciones de amplitud constante a presentar oscilaciones de amplitud creciente, como las que se muestran en la Figura 3.20. Por lo tanto, el ángulo entre la carga y el sincroconvertidor crece repentinamente originando por lo regular el colapso de voltaje o la pérdida de sincronismo antes de llegar al punto máximo de cargabilidad. Sin embargo, como se puede apreciar en la Figura 3.21, a pesar de que el sistema presenta una pérdida de sincronismo debido al creciente ángulo δ , las demás variables presentan oscilaciones constantes. Esta dinámica en el marco abc se observa en forma de oscilaciones con dos frecuencias como se aprecia en la Figura 3.22.

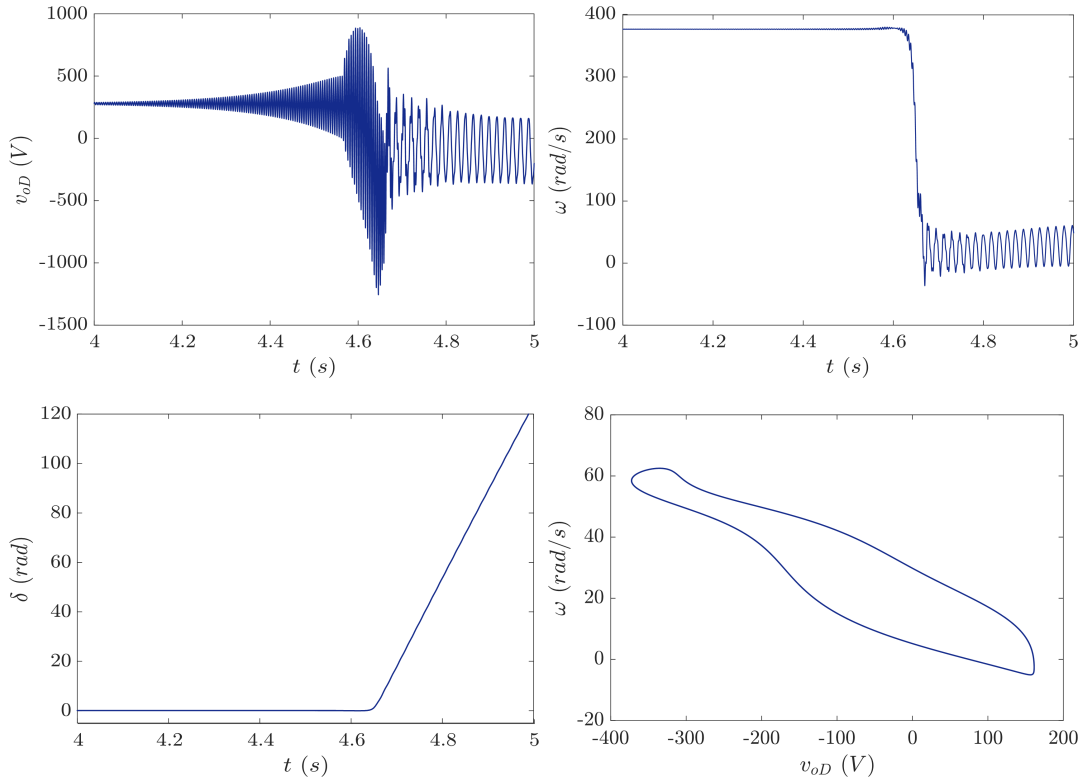


Figura 3.21: Comportamiento del sistema al presentarse la pérdida de sincronismo en $P_0 = 3.89 \text{ p.u.}$: (a), (b) y (c) Respuesta en el tiempo del voltaje, de la velocidad angular y del ángulo. (d) Retrato de fase en estado estacionario.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

Tabla 3.4: Eigenvalores que se presentan en la bifurcación de toroide.

Eigenvalores		
$\lambda_1 = -42.32 + 2022.24j$	$\lambda_7 = -60.72 - 371.97j$	$\lambda_{13} = 9.27 + 0j$
$\lambda_2 = -42.32 - 2022.24j$	$\lambda_8 = -47.50 + 375.39j$	$\lambda_{14} = -62.06 + 11.75j$
$\lambda_3 = 2.09 + 1260.79j$	$\lambda_9 = -47.50 - 375.39j$	$\lambda_{15} = -62.06 - 11.75j$
$\lambda_4 = 2.09 - 1260.79j$	$\lambda_{10} = -150.37 + 0j$	$\lambda_{16} = -4.44 + 0j$
$\lambda_5 = -488.63 + 0j$	$\lambda_{11} = -35.15 + 73.63j$	$\lambda_{17} = -100 + 0j$
$\lambda_6 = -60.72 + 371.97j$	$\lambda_{12} = -35.15 - 73.63j$	$\lambda_{18} = -100 + 0j$

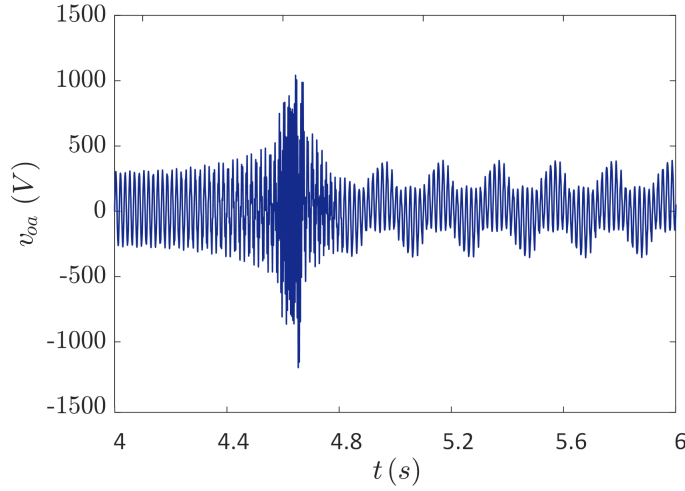


Figura 3.22: Respuesta del voltaje en el marco abc en $P_0 = 3.89 \text{ p.u.}$

La aparición de la bifurcación Hopf puede controlarse ya sea variando la ganancia D_q o el factor de potencia FP , esto se puede observar en las Figura 3.23. Para el primer caso, cuando la ganancia D_q es disminuida la bifurcación Hopf subcrítica tiende a desaparecer; sin embargo, las regiones estables se reducen. Por el contrario, al aumentar la ganancia D_q la bifurcación Hopf aparece en un valor mayor incrementando así las regiones estables. El aumentar la ganancia D_q implica que el sistema debe inyectar mayor potencia reactiva ante variaciones de voltaje menores. Por lo tanto, esta forma de controlar las bifurcaciones no es muy efectiva, por lo que se debe buscar un balance entre la región estable deseada y la potencia reactiva máxima disponible por el sincroconvertidor.

En cambio, al variar el factor de potencia, se puede apreciar que al tener un valor mayor a $FP = 0.755$ en atraso, la bifurcación Hopf subcrítica UHB desaparece y el límite de operación LP va aumentando, por lo que esta segunda forma de controlar la bifurcación Hopf es una opción más práctica.

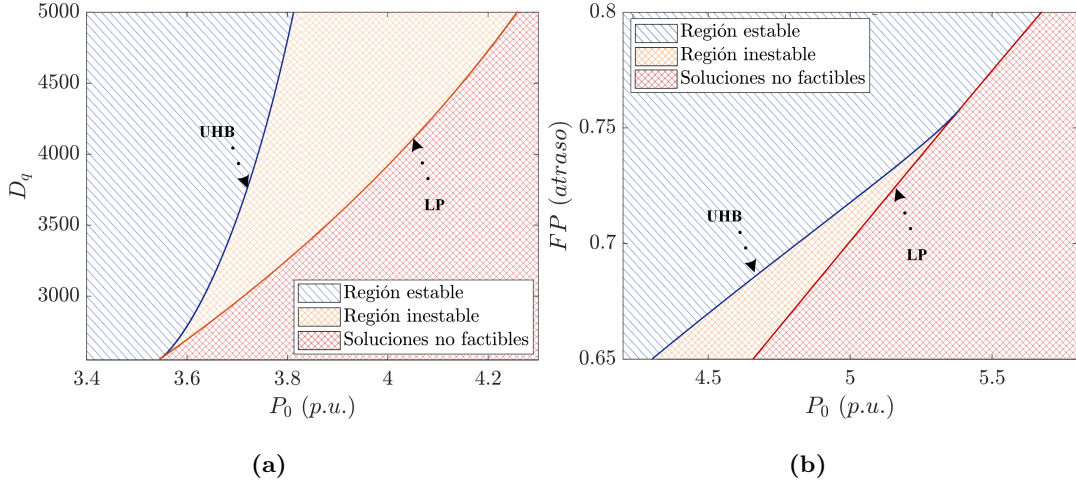


Figura 3.23: Región de estabilidad al variar: (a) La ganancia de control D_q . (b) El factor de potencia FP .

3.2.3. Análisis de bifurcación al variar el equivalente de Thévenin

En esta subsección, los parámetros eléctricos RL del equivalente de red se seleccionan para realizar un análisis de bifurcaciones. Además, se investiga la influencia del voltaje de la red V_g en la región de estabilidad del sistema. El parámetro inicial que se selecciona para variar de manera cuasiestática es la inductancia L_g .

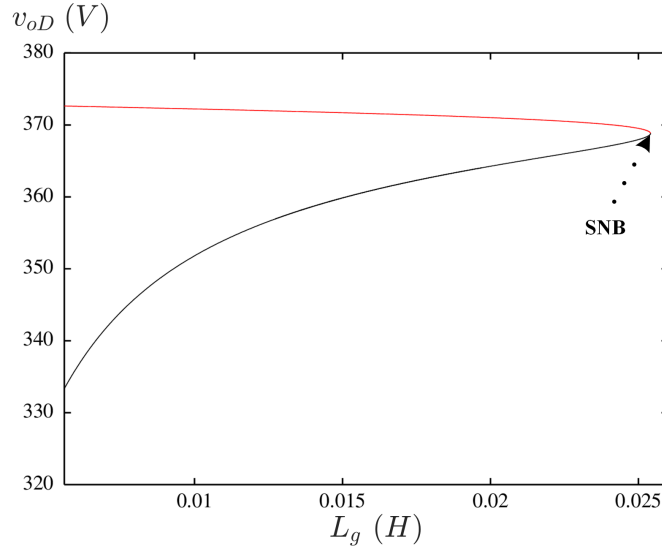


Figura 3.24: Diagrama de bifurcación al variar L_g : en rojo las soluciones estables y en negro las soluciones inestables.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

El diagrama de bifurcación resultante se muestra en la Figura 3.24. Se puede observar que al aumentar la inductancia L_g el voltaje en el PCC comienza a disminuir de forma estable, y en el límite de operación aparece una SNB cuando L_g aumenta a 25.41 mH . Este valor de 25.41 mH está muy lejos del valor inicial de $L_g = 0.565 \text{ mH}$, lo que indica un margen de estabilidad relativamente grande para L_g en este sistema de estudio.

Con el fin de observar la relación que existe entre la inductancia L_g , la resistencia R_g y el voltaje de red V_g (la magnitud del voltaje línea a línea en RMS) en la estabilidad del sistema, se realiza un análisis de bifurcación de doble parámetro. La Figura 3.25 muestra el diagrama de bifurcación entre los parámetros eléctricos L_g y R_g ante diferentes valores de voltaje, en donde el caso base es a $V_g = 460 \text{ V}$. Se puede apreciar que en general el sistema propuesto no presenta soluciones factibles para valores grandes de R_g y L_g . También, se puede observar que al aumentar el voltaje de la red V_g la región de estabilidad aumenta y viceversa. Por lo tanto, se debe de tener especial cuidado, en los eventos que puedan conllevar a la reducción del voltaje de la red, como la desconexión de unidades de generación o el aumento de cargas. Los resultados obtenidos en la Figura 3.25 son consistentes con que la reducción de la capacidad de cortocircuito (sistemas débiles) conlleva a sistemas menos estables.

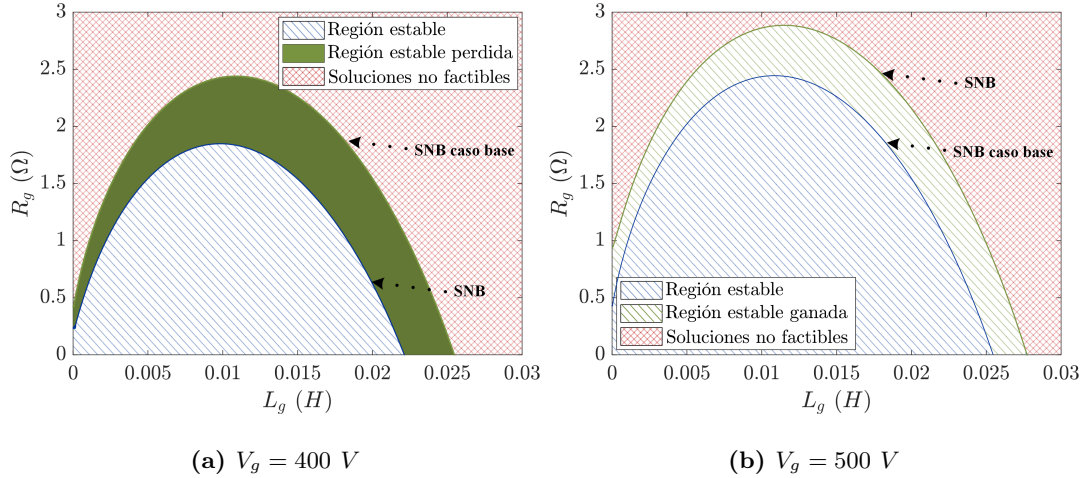


Figura 3.25: Región de estabilidad en el plano $L_g - R_g$ ante diferentes valores de voltaje V_g

3.3. Caso 2: Topología de Iravani-Geo conectado a la red

Este modelo es similar al modelo anterior; sin embargo, ahora como unidad de generación se tiene el esquema propuesto por Gao e Iravani [9]. La carga para este caso de estudio y el subsecuente es definida por un modelo de carga IM+ZIP. Los demás componentes del sistema no presentan ningún cambio en su estructura.

Tomando ahora como marco de referencia común, al marco del GSV, definido nuevamente como DQ , las ecuaciones que definen la dinámica del sistema se presentan a continuación y los parámetros que se utilizaron en este modelo se listan en la Tabla 3.5.

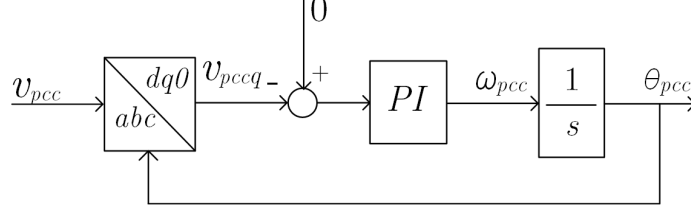


Figura 3.26: PLL utilizado para la estimación de la frecuencia en el PCC.

Para obtener la frecuencia del PCC, requerida por el lazo de control se utiliza un PLL, el cual es mostrado en la Figura 3.26. Utilizando la técnica de transformación vista anteriormente, el voltaje v_{pccq} y la frecuencia ω_{pcc} pueden calcularse con las ecuaciones en (3.13).

$$\begin{aligned} v_{PCCq} &= v_{oD} \sin(\delta_2) + v_{oQ} \cos(\delta_2) \\ \omega_{PCC} &= \frac{1}{\omega_{base}} (0 - v_{PCCq}) K_P + I \end{aligned} \quad (3.13)$$

donde v_{oQ} , I y δ_2 son calculados en las ecuaciones (3.18), (3.21), (3.23), respectivamente.

El voltaje de la red puede ser calculado de manera similar que en el caso anterior, es decir, con la ecuación (3.2); sin embargo, en este caso δ es obtenida con la frecuencia angular del GSV, como se aprecia en (3.23).

$$\begin{aligned} u_D &= V_p \cos(\delta) \\ u_Q &= V_p \sin(\delta) \end{aligned} \quad (3.14)$$

Las ecuaciones (3.14) son variables auxiliares que ayudan a describir la dinámica del voltaje de salida E , de la potencia mecánica de entrada P_m y de las potencias activa P y reactiva Q en terminales del GSV.

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2P_{base}} (v_{oQ} i_{LD} + v_{oD} i_{LQ}) \\ Q &= \frac{3}{2P_{base}} (v_{oD} i_{LD} - v_{oQ} i_{LQ}) \\ P_m &= \frac{1}{D_p} (\omega_r - \omega_{pcc}) + P_r \\ E_D &= (E_s - D_q Q + E_2) v_{base} \\ E_Q &= 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

La conductancia G_{ZIP} y susceptancia B_{ZIP} de la carga ZIP, las corrientes del estator y rotor del motor y el par electromagnético son descritas por las mismas ecuaciones mencionadas en el caso anterior.

$$\begin{aligned}
 i_{sD} &= \frac{L_m \psi'_{rD} - L_r \psi_{sD}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 i_{sQ} &= \frac{L_m \psi'_{rQ} - L_r \psi_{sQ}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 i_{rD} &= \frac{L_m \psi_{sD} - L_s \psi'_{rD}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 i_{rQ} &= \frac{L_m \psi_{sQ} - L_s \psi'_{rQ}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
 T_{em} &= 1.5p (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \\
 \omega_{em} &= \omega_{mm} P
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

$$\begin{aligned}
 G_{ZIP} &= P_0 \left(\frac{a_1}{U_0^2} + \frac{a_2}{U_0 v_{m2}} + \frac{a_3}{v_{m2}^2} \right) \\
 B_{ZIP} &= -Q_0 \left(\frac{b_1}{U_0^2} + \frac{b_2}{U_0 v_{m2}} + \frac{b_3}{v_{m2}^2} \right) \\
 Q_0 &= P_0 \left(\sqrt{\frac{1}{f_p^2} - 1} \right)
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Por último, añadiendo las ecuaciones diferenciales que componen a la línea, al filtro, al control del GSV, al ángulo utilizado para la técnica de transformación y al PLL, se obtiene el modelo completo del sistema.

$$\begin{aligned}
 C v_{oD} &= i_{LD} - i_{gD} - i_{sD} - i_{PD} - i_{QD} + v_{oD} \omega \omega_{base} C \\
 C v_{oQ} &= i_{LQ} - i_{gQ} - i_{sQ} - i_{PD} - i_{QD} + v_{oQ} \omega \omega_{base} C \\
 L_s i_{LD} &= E_D - v_{oD} - i_{LD} R_s + i_{LQ} \omega \omega_{base} L_s \\
 L_s i_{LQ} &= E_Q - v_{oQ} - i_{LQ} R_s + i_{LD} \omega \omega_{base} L_s \\
 L_g i_{gD} &= (v_{oD} - v_{gD} - i_{gD} R_g + i_{gQ} \omega \omega_{base} L_g) \\
 L_g i_{gQ} &= (v_{oQ} - v_{gQ} - i_{gQ} R_g - i_{gD} \omega \omega_{base} L_g)
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

$$\begin{aligned}
 \omega_{mm} &= \frac{1}{J_m} (T_{em} - D_m \omega_{mm} - T_{mm}) \\
 \dot{\psi}_{sD} &= v_{sD} - R_s i_{sD} + \omega \omega_{base} \psi_{sQ} \\
 \dot{\psi}_{sQ} &= v_{sQ} - R_s i_{sQ} - \omega \omega_{base} \psi_{sD} \\
 \dot{\psi}'_{rD} &= -R'_r i'_{rQ} + (\omega \omega_{base} - \omega_e) \psi'_{rQ} \\
 \dot{\psi}'_{rQ} &= -R'_r i'_{rD} - (\omega \omega_{base} - \omega_e) \psi'_{rD}
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

$$2H\dot{\omega} = P_m - P - K_d(\omega - \omega_{PCC})$$

$$E_2 = \frac{K_q(Q_{\text{ref}} - Q)}{s} \quad (3.20)$$

$$\dot{I} = (0 - v_{pccq})K_I \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} \tau \dot{i}_{PD} &= G_{ZIP} u_{oQ} - i_{PD} \\ \tau \dot{i}_{PQ} &= G_{ZIP} u_{oD} - i_{PQ} \\ \tau \dot{i}_{QD} &= -B_{ZIP} u_{oQ} - i_{QD} \\ \tau \dot{i}_{QQ} &= B_{ZIP} u_{oD} - i_{QQ} \end{aligned} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega_{grid} - \omega \omega_{base} \\ \dot{\delta}_2 &= \omega \omega_{base} - \omega_{pcc} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Tabla 3.5: Parámetros del sistema de prueba.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
P	2	J_m (kg · m ²)	0.4	R_s (Ω)	0.09961
L_{ls} (H)	0.000867	R'_r (Ω)	0.05837	L'_{lr} (H)	0.000867
L_m (H)	0.009415	ω_r (rad/s)	1	D_{pm}	0.02187
T_{mm} (N · m)	250	L_g (H)	$0.565e - 3$	R_g (Ω)	0.021
C (F)	$1.56e - 3$	L_f (H)	$0.57e - 3$	R_f (Ω)	0.042
P_r (kW)	0.8	Q_r (kVAR)	0	V_p (V)	375.58842
D_q	0.1	D_p	0.1	H (s)	0.5
v_r (V)	1	P_0 (kW)	50	P_{base} (kVA)	100
a_1, b_1	0.2	a_2, b_2	0.3	a_3, b_3	0.5
U_0 (V)	460	FP (atraso)	0.6	τ (s)	0.01
K_d	10	K_q	20	$\omega_{base}, \omega_{grid}$ (rad/s)	376.99
K_P	4	K_I	4000	v_{base} (V)	375.58842

3.3.1. Análisis de bifurcaciones de la constante de inercia H

Debido a que el trabajo de investigación está enfocado en el impacto de la reducción de la inercia en los sistemas de potencia, en esta subsección se realiza un análisis de bifurcación de la constante H . También se investigan la influencia de las ganancias del control D_p , D_q , K_d y K_q en la región de estabilidad del sistema utilizando bifurcaciones de doble parámetro. El punto de equilibrio mostrado en la Tabla 3.6 es el punto de partida para los análisis de bifurcaciones.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

Tabla 3.6: Punto de equilibrio del sistema.

Variable	Valor	Variable	Valor	Variable	Valor
i_{LD} (A)	141.336	i_{LQ} (A)	-11.269	v_{oD} (V)	374.968
v_{oQ} (V)	-29.897	i_{gD} (A)	-37.455	i_{gQ} (V)	-3.763
ω_{mm} (rad/s)	185.287	ω (p.u.)	1	ψ_{sD} (Wb)	-0.0489
ψ_{sQ} (Wb)	-0.9731	ψ_{rD} (Wb)	-0.2008	ψ_{rQ} (Wb)	-0.8544
i_{PD} (A)	88.4287	i_{PQ} (A)	-7.0507	i_{QD} (A)	-8.4609
i_{QQ} (A)	-106.1144	δ (rad)	-0.05818	δ_2 (rad)	3.2211
I (rad/s)	376.9911	$E2$ (p.u.)	0.0206		

La Figura 3.27 muestra el diagrama de bifurcación que se obtuvo al variar la constante de inercia H del GSV. En este diagrama se puede observar que el sistema es estable para valores mayores a $H = 0.03139$ s. En este último valor, el sistema presenta una bifurcación Hopf supercrítica SHB, originando soluciones periódicas estables. Esto implica que las variables del sistema presenten oscilaciones periódicas estables en lugar de tener un valor constante; esto se muestra en la Figura 3.28 para un valor de $H = 0.028$ s.

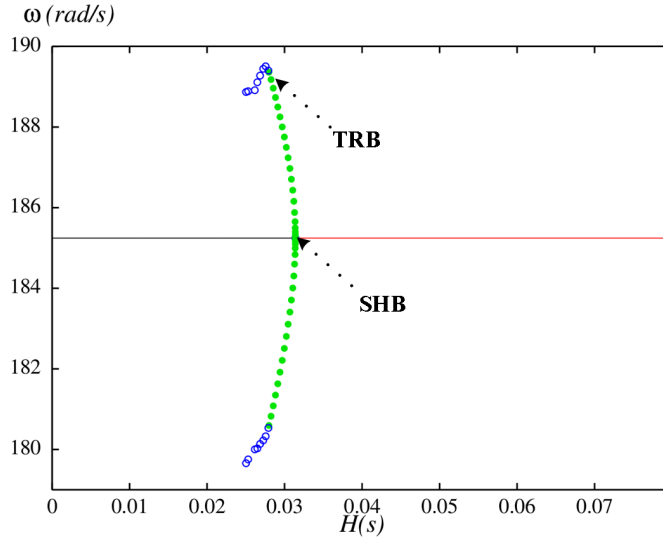


Figura 3.27: Diagrama de bifurcación al variar la constante de inercia H : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.

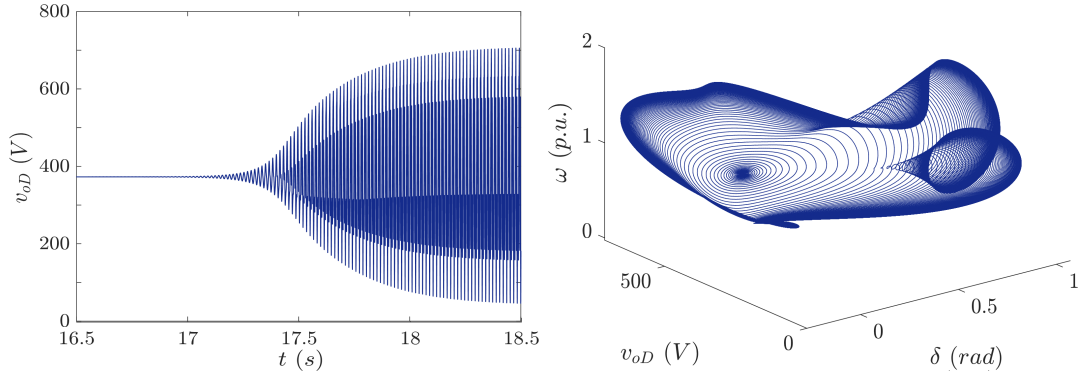


Figura 3.28: Oscilaciones periódicas estables debido a la bifurcación Hopf supercrítica en $H = 0.028$ s.

De estas soluciones periódicas también se puede observar que surge una bifurcación de toroide TRB cuando la constante $H = 0.02783$ s. El comportamiento de las variables en esta bifurcación se pueden explicar de la siguiente manera; si el sistema se encuentra en este punto de bifurcación y la variable H es aumentada, por ejemplo en $H = 0.0279$ s, las variables comienzan a oscilar con dos frecuencias hasta que convergen a una órbita de amplitud constante, tal y como se observa en la Figura 3.29.

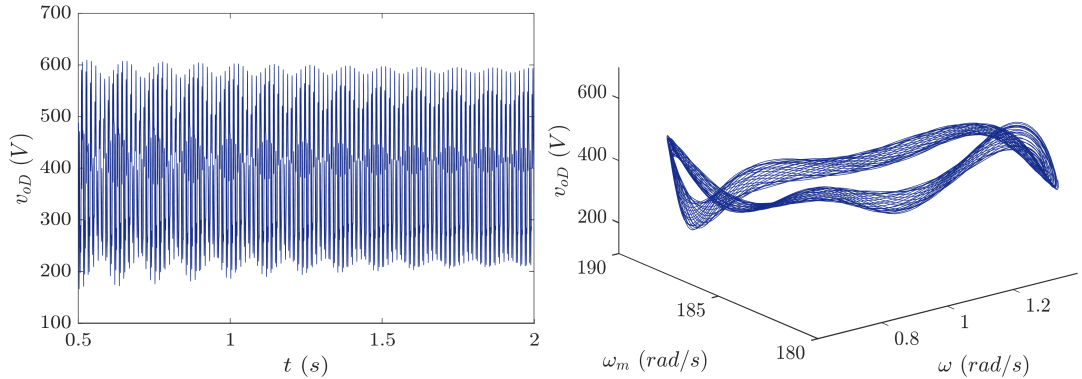


Figura 3.29: Oscilaciones amortiguadas con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $H = 0.0279$ s.

Por el contrario, si la variable H es disminuida, las oscilaciones presentan una segunda frecuencia y la amplitud de estas oscilaciones comienza a incrementar en forma de toroide. Esta amplitud sigue incrementando hasta que el sistema en poco tiempo termina por presentar un colapso de voltaje. Esto se observa en la Figura 3.30 para un valor de $H = 0.0278$ s.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

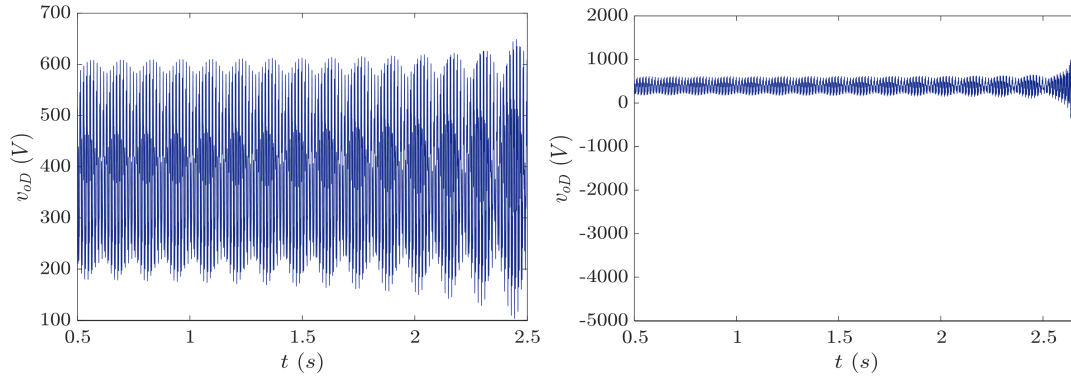


Figura 3.30: Oscilaciones crecientes con dos frecuencias debido a la bifurcación toroidal en $H = 0.0279$ s.

Los eigenvalores obtenidos en este punto de operación se muestran en la Tabla 3.7. De los eigenvalores λ_7 y λ_8 se puede observar que la frecuencia natural del sistema es de alrededor de 68 Hz. Sin embargo, al igual que en el caso de estudio anterior, las oscilaciones de baja frecuencia no aparecen en los eigenvalores.

Tabla 3.7: Eigenvalores que se presentan en la bifurcación de toroide.

Eigenvalores		
$\lambda_1 = -38.32 + 2043.70j$	$\lambda_8 = 4.77 - 427.34j$	$\lambda_{15} = -23.54 + 0j$
$\lambda_2 = -38.32 - 2043.70j$	$\lambda_9 = -56.27 + 373.85j$	$\lambda_{16} = -72.69 + 0j$
$\lambda_3 = -17.44 + 1210.83j$	$\lambda_{10} = -56.27 - 373.85j$	$\lambda_{17} = -99.92 + 0j$
$\lambda_4 = -17.44 - 1210.83j$	$\lambda_{11} = -110.34 + 192.37j$	$\lambda_{18} = -99.41 + 0j$
$\lambda_5 = -748.09 + 967.75j$	$\lambda_{12} = -110.34 - 192.37j$	$\lambda_{19} = -100 + 0j$
$\lambda_6 = -748.09 - 967.75j$	$\lambda_{13} = -15.08 + 71.21j$	$\lambda_{20} = -100 + 0j$
$\lambda_7 = 4.77 + 427.34j$	$\lambda_{14} = -15.08 - 71.21j$	

La relación que tienen las ganancias D_p , D_q , K_d y K_q en la región de estabilidad se muestra en la Figura 3.31. En donde se puede apreciar que las ganancias con mayor impacto son las ganancias D_q y K_d , ya que al seleccionar cualquier valor mayor a $K_p = 45.2$ o a $D_q = 0.52$, el sistema es estable ante cualquier valor de la inercia virtual H . Sin embargo, en la práctica valores grandes de D_q no son prácticos, ya que ante una variación de voltaje el inversor inyectaría cantidades muy bajas de reactivos, dependiendo prácticamente de la red para compensar estas variaciones. Por lo tanto, variar K_d para controlar las bifurcaciones es una solución más efectiva, debido a que al aumentar este valor la potencia activa inyectada por el inversor ante variaciones de frecuencia también aumenta.

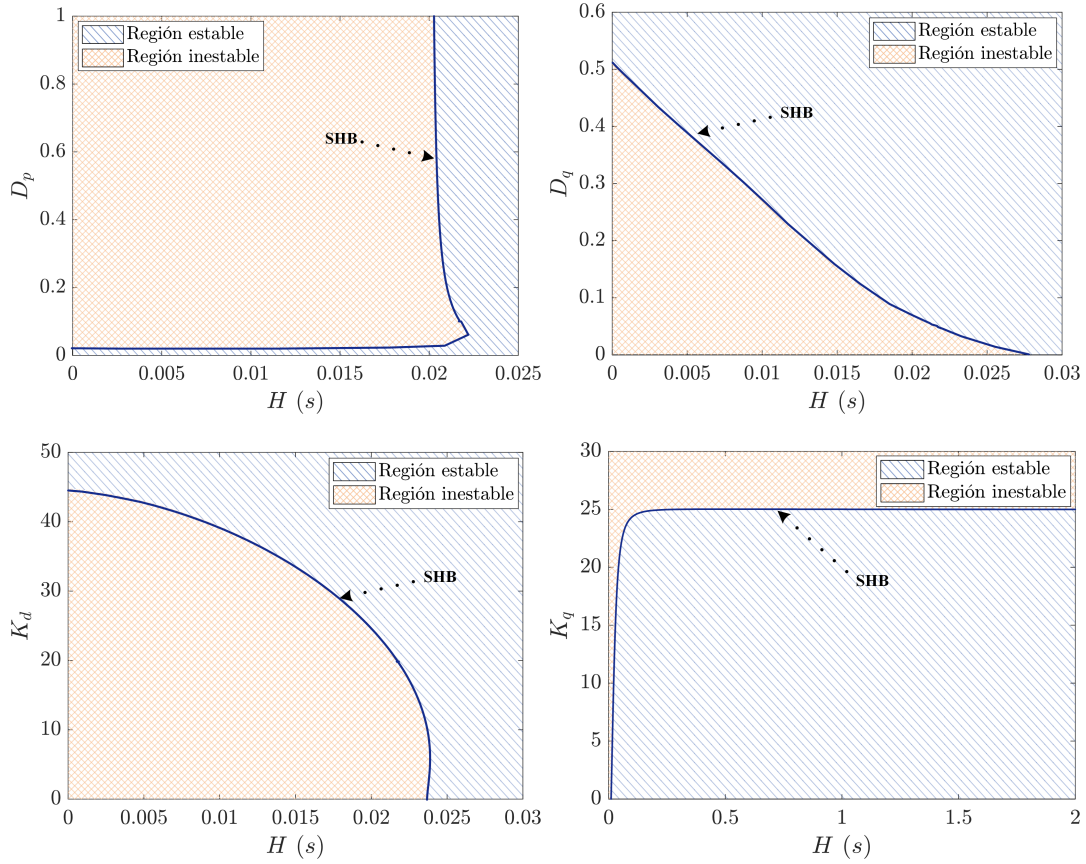


Figura 3.31: Región de estabilidad al variar las diferentes ganancias del control.

3.3.2. Análisis de bifurcación de la carga ZIP

En esta parte, el análisis de bifurcación está enfocado en la variación del parámetro P_0 de la carga ZIP. Como se realizó anteriormente, el factor de potencia y las ganancias de control son variadas con la finalidad de observar la influencia que tienen en la región de estabilidad del sistema. La Figura 3.32 muestra el diagrama de bifurcación al variar la carga P_0 . Comparado con el caso anterior, la región inestable antes del límite de operación es casi nula; sin embargo, el valor de este último es muy reducido. Esto se debe a que el sistema de control del GSV está enfocado en regular la potencia reactiva inyectada al sistema, la cual en este caso es de 0 kW.

Cuando $P_0 = 1.982$ p.u., el sistema presenta una bifurcación Hopf supercrítica SHB. Esto ocasiona que las condiciones inestables del sistema, por ejemplo en $P = 2.1$ p.u., tiendan a los ciclos limites estables y presenten oscilaciones periódicas de gran amplitud, como se aprecia en la Figura 3.33. Si el parámetro de bifurcación es incrementado más allá del límite de operación, el sistema no tendrá solución y presentará

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

un colapso de voltaje y una pérdida de sincronismo (Figura 3.34), al contrario del caso de estudio anterior donde las variables presentaban oscilaciones sostenidas.

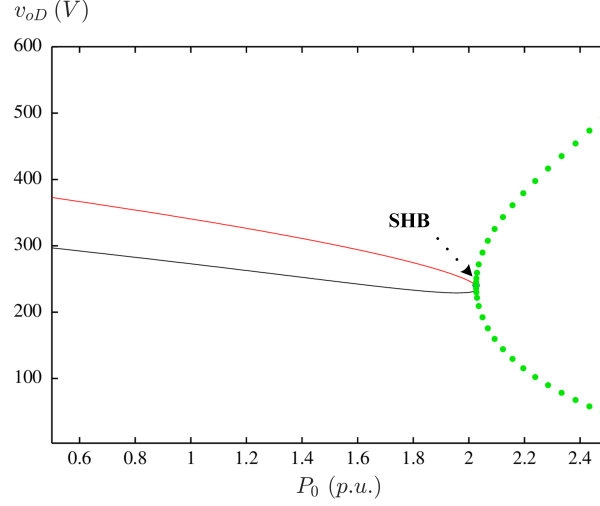


Figura 3.32: Diagrama de bifurcación al variar la potencia activa P_0 .

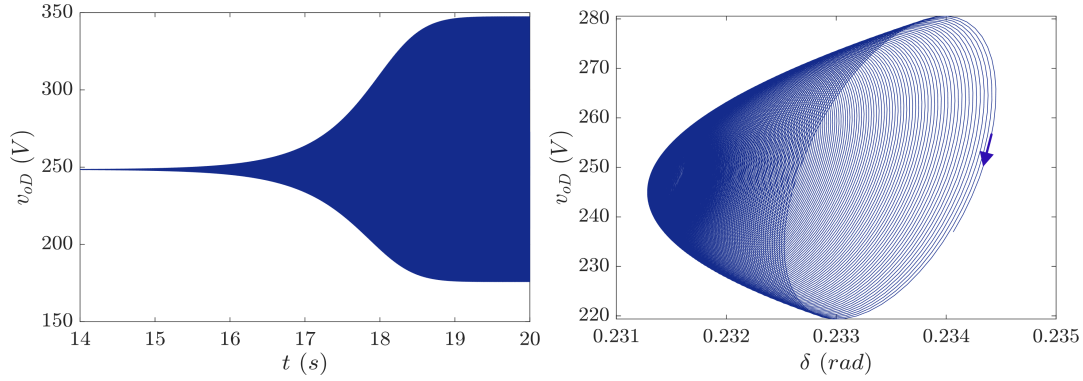


Figura 3.33: Oscilaciones periódicas en los ciclos límites estables para $P = 2.1$ p.u.

Estas bifurcaciones que se presentan en el sistema, se pueden controlar variando el factor de potencia o las ganancias del control. Al variar las ganancias del control se observó que la ganancia con mayor impacto en la desaparición de las bifurcaciones es la ganancia D_q . El diagrama de bifurcación de doble parámetro entre esta ganancia D_q y P_0 se observa en la Figura 3.35. Se puede apreciar que al seleccionar una ganancia menor a $D_q = 0.074$ la bifurcación Hopf SHB desaparece por lo que ahora todas las soluciones antes del límite de operación serían estables. De la Figura 3.35 también se puede concluir que aumentando el factor de potencia, la bifurcación Hopf supercrítica SHB tiende a desaparecer, y el límite de operación LP aumenta.

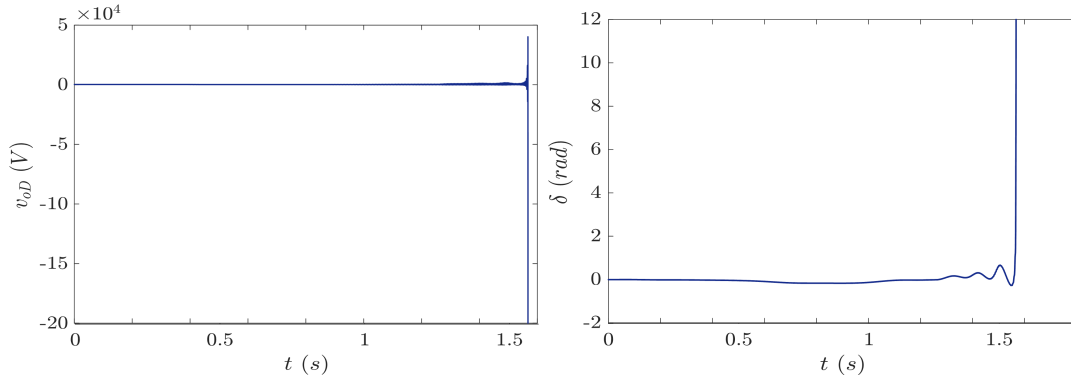


Figura 3.34: Pérdida de sincronismo del GSV y colapso de voltaje en $P = 2.5$ p.u.

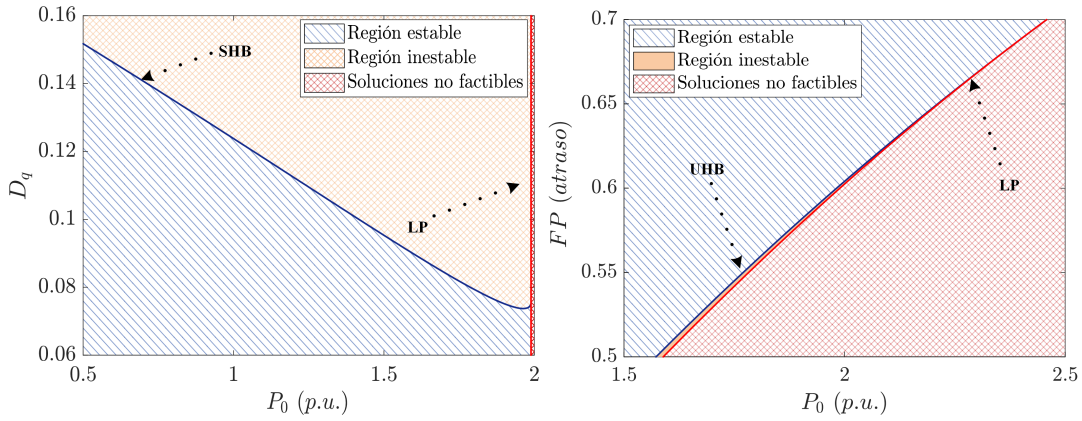


Figura 3.35: Región de estabilidad al variar la ganancia D_q y el factor de potencia FP .

3.3.3. Análisis de bifurcación al variar el equivalente de Thévenin

En esta parte, el análisis de bifurcación está enfocado en la variación de los parámetros eléctricos L_g y R_g del equivalente de red. Como se realizó anteriormente, el voltaje de red también es variado con la finalidad de observar la influencia que tiene en la región de estabilidad del sistema. La Figura 3.36 muestra el diagrama de bifurcación que se obtiene al variar la inductancia L_g . Al igual que en el caso del sincroconvertidor, el voltaje en el PCC comienza a disminuir al aumentar el valor de la inductancia L_g . Cuando $L_g = 3.68$ mH el sistema llega a su límite de operación y presenta una bifurcación saddle-node SNB. En comparación con el caso del sincroconvertidor este valor de 3.68 mH está muy cercano al valor inicial de $L_g = 0.565$ mH, lo que indica un margen de estabilidad relativamente pequeño para L_g en este sistema.

El impacto que tiene la resistencia R_g y el voltaje de red V_g en el sistema se puede

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

observar en la Figura 3.37, en donde el caso base es a $V_g = 460$ V. Cuando el voltaje de red es disminuido, la región estable también es disminuida. En cambio, cuando el voltaje de la red es aumentado, el sistema presenta una región estable ganada y una pequeña pérdida de región estable, además, de la aparición de una UHB. En este caso, la región estable ganada es impráctica debido a que en las líneas de transmisión la parte inductiva predomina sobre la resistiva. Por lo tanto, el aumentar o disminuir el voltaje de la red no mejora la estabilidad de este sistema de prueba.

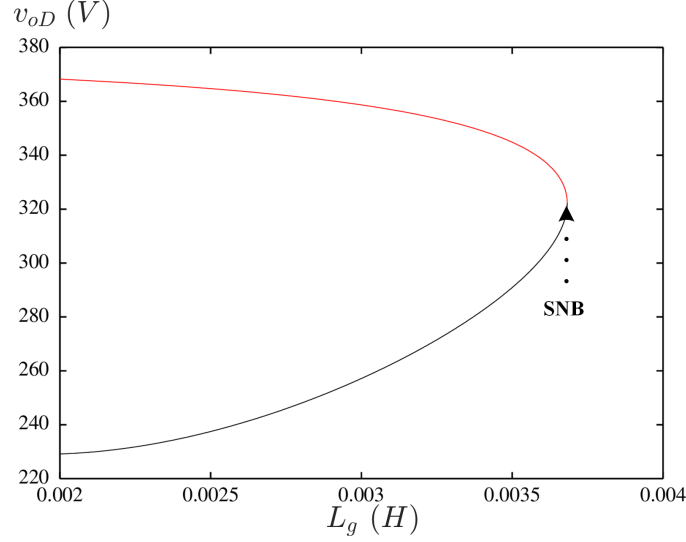


Figura 3.36: Diagrama de bifurcación al variar L_g : en rojo las soluciones estables y en negro las soluciones inestables.

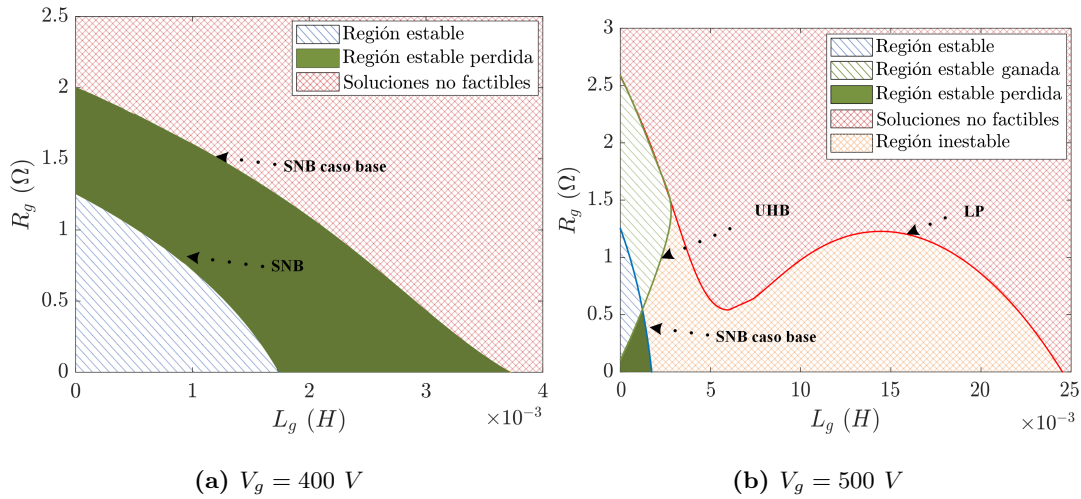


Figura 3.37: Región de estabilidad en el plano $L_g - R_g$ ante diferentes valores de voltaje V_g .

3.4. Caso 3: Generador síncrono convencional conectado a la red

El último caso de estudio consta de sustituir al generador síncrono virtual como unidad de generación por un generador síncrono convencional junto con su gobernador y sistema de excitación para el control de la frecuencia y voltaje en terminales, respectivamente. Los demás componentes del sistema no presentan ningún cambio en su estructura. Los parámetros del sistema de prueba se listan en la Tabla 3.8 y las ecuaciones que definen la dinámica del sistema se presentan a continuación.

Tabla 3.8: Parámetros del sistema de prueba.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
P	2	J (kg · m ²)	0.7136	R_s (Ω)	0.055
L_l (H)	0.0003929	L_{md} (H)	0.01263	L_{mq} (H)	0.005557
R'_{fd} (Ω)	0.03386	L'_{fd} (H)	0.001174	R'_{kd} (Ω)	0.4332
L'_{lkd} (H)	0.003662	R'_{kq} (Ω)	0.09068	L'_{lkq} (H)	0.0003585
L'_{f1d} (H)	0	D_p	0.06	P_r (p.u.)	0.8
v_r (p.u.)	1	ω_r (p.u.)	1	R	0.05
P_m	2	J_m (kg · m ²)	0.4	R_{sm} (Ω)	0.09961
L_{ls} (H)	0.000867	R'_r (Ω)	0.05837	L'_{lr} (H)	0.000867
L_m (H)	0.009415	ω_{base} (rad/s)	376.9911	D_{pm}	0.02187
v_{flim} (p.u.)	5	L_g (H)	0.565e − 3	R_g (Ω)	0.021
C (F)	1.56e − 3	P_0 (p.u.)	0.5	P_{base} (kW)	100
V_p (V)	375.5884	ω_{grid} (rad/s)	376.9911	T_G	0.2
T_{CH}	0.3	T_C	1	T_B	12
T_A	0.04	K_A	200	τ (s)	0.01
a_1, b_1	0.2	a_2, b_2	0.3	a_3, b_3	0.5
U_0 (V)	460	FP (atraso)	0.6		

Las ecuaciones que definen la dinámica del sistema de prueba, las cuales están referidas al generador, utilizando la técnica de transformación vista anteriormente, se describen a continuación. Las variables auxiliares que describen al voltaje de la red, a las corrientes del motor y a la conductancia y susceptancia de la carga ZIP, no presentan ningún cambio, por lo tanto pueden ser descritas por las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned} u_D &= V_p \cos(\delta) \\ u_Q &= V_p \sin(\delta) \end{aligned} \tag{3.24}$$

$$\begin{aligned}
L_s &= L_{ls} + L_m \\
L_r &= L_{lr}' + L_m \\
i_{sD} &= \frac{L_m \psi_{rD}' - L_r \psi_{sD}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
i_{sQ} &= \frac{L_m \psi_{rQ}' - L_r \psi_{sQ}}{L_m^2 - L_r L_s} \\
i_{rD} &= \frac{L_m \psi_{sD} - L_s \psi_{rD}'}{L_m^2 - L_r L_s} \\
i_{rQ} &= \frac{L_m \psi_{sQ} - L_s \psi_{rQ}'}{L_m^2 - L_r L_s} \\
T_{em} &= 1.5p (\psi_{sD} i_{sQ} - \psi_{sQ} i_{sD}) \\
\omega_{em} &= \omega_m P_m
\end{aligned} \tag{3.25}$$

$$\begin{aligned}
G_{ZIP} &= P_0 \left(\frac{a_1}{U_0^2} + \frac{a_2}{U_0 v_{mL-L}} + \frac{a_3}{v_{mL-L}^2} \right) \\
B_{ZIP} &= -Q_0 \left(\frac{b_1}{U_0^2} + \frac{b_2}{U_0 v_{mL-L}} + \frac{b_3}{v_{mL-L}^2} \right) \\
Q_0 &= P_0 \left(\sqrt{\frac{1}{FP^2}} - 1 \right)
\end{aligned} \tag{3.26}$$

Debido a que las corrientes del generador están relacionadas con las inductancias y con los enlaces de flujo, fácilmente pueden ser expresadas en una matriz.

$$\begin{bmatrix} \psi_D \\ \psi_{kD}' \\ \psi_{fD}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{md} + L_l & L_{md} & L_{md} \\ L_{md} & L_{lkD} + L_{f1D} + L_{md} & L_{f1D} + L_{md} \\ L_{md} & L_{f1D} + L_{md} & L_{lfD} + L_{f1D} + L_{md} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_D \\ i_{kD}' \\ i_{fD}' \end{bmatrix} \tag{3.27}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_Q \\ \psi_{kQ}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{mq} + L_l & L_{mq} \\ L_{mq} & L_{mq} + L_{kq1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_Q \\ i_{kQ}' \end{bmatrix} \tag{3.28}$$

Por su parte, la frecuencia angular eléctrica y el par electromecánico del generador, quedan descritos por las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned}
T_e &= \frac{3}{2} (\psi_D i_Q - \psi_Q i_D) P \\
\omega_e &= \omega P
\end{aligned} \tag{3.29}$$

Las siguientes ecuaciones, son variables auxiliares que ayudan a describir la dinámica del sistema de excitación y de sus delimitadores.

$$\begin{aligned}
v_R &= \left(\frac{1}{T_B} - \frac{T_C}{T_B^2} \right) v_1 + \frac{T_C}{T_B} (v_r - v_m) \\
v_{fd} &= \frac{E_{fdlim}}{2} \tanh \left(\frac{2v_{fd1} - E_{fdlim}}{E_{fdlim}} \right) + \frac{E_{fdlim}}{2}
\end{aligned} \tag{3.30}$$

Por último, añadiendo las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica de la línea de transmisión, de los enlaces de flujo del generador y motor, del gobernador, del sistema de excitación, de la corriente de la carga ZIP y del ángulo utilizado para la técnica de transformación, se obtiene el modelo completo del sistema de prueba.

$$\begin{aligned}
 C\dot{v}_{oD} &= i_D - i_{gD} - i_{sD} - i_{PD} - i_{QD} + v_{oD}\omega_e C \\
 C\dot{v}_{oQ} &= i_Q - i_{gQ} - i_{sQ} - i_{PD} - i_{QD} + v_{oQ}\omega_e C \\
 L_g\dot{i}_{gD} &= (v_{oD} - v_{gD} - i_{gD}R_g + i_{gQ}\omega_e L_g) \\
 L_g\dot{i}_{gQ} &= (v_{oQ} - v_{gQ} - i_{gQ}R_g - i_{gD}\omega_e L_g)
 \end{aligned} \tag{3.31}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{\omega} &= (1/J) (P_m P_{base}\omega - D_p\omega - T_e) \\
 \dot{\psi}_D &= v_{oD} + R_s i_D + \omega_e \psi_Q \\
 \dot{\psi}_Q &= v_{oQ} + R_s i_Q - \omega_e \psi_D \\
 \dot{\psi}'_{fd} &= -R'_{fd} i'_{fd} + v_{fd} \\
 \dot{\psi}'_{kD} &= -R'_{kD} i'_{kD} \\
 \dot{\psi}'_{kQ} &= -R'_{kD} i'_{kD}
 \end{aligned} \tag{3.32}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{\omega}_m &= (1/J_m) (T_{em} - D_m\omega_m - T_{mm}) \\
 \dot{\psi}_{sD} &= v_{sD} - R_{sm} i_{sD} + \omega_e \psi_{sQ} \\
 \dot{\psi}_{sQ} &= v_{sQ} - R_{sm} i_{sQ} - \omega_e \psi_{sD} \\
 \dot{\psi}'_{rD} &= -R'_r i'_{rQ} + (\omega_e - \omega_{em}) \psi'_{rQ} \\
 \dot{\psi}'_{rQ} &= -R'_r i'_{rD} - (\omega_e - \omega_{em}) \psi'_{rD}
 \end{aligned} \tag{3.33}$$

$$\begin{aligned}
 \tau\dot{i}_{PD} &= G_{ZIP} u_{oQ} - i_{PD} \\
 \tau\dot{i}_{PQ} &= G_{ZIP} u_{oD} - i_{PQ} \\
 \tau\dot{i}_{QD} &= -B_{ZIP} u_{oQ} - i_{QD} \\
 \tau\dot{i}_{QQ} &= B_{ZIP} u_{oD} - i_{QQ}
 \end{aligned} \tag{3.34}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{P}_v &= \frac{1}{T_G} (P_r - P_v + (\frac{\omega_r - \omega/\omega_{base}}{R})) \\
 \dot{P}_m &= \frac{1}{T_{CH}} (P_v - P_m)
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{v}_1 &= \frac{-1}{T_B} v_1 + v_r - v_m \\
 \dot{v}_{fd1} &= (1/T_A) (K_A v_R - v_{fd1})
 \end{aligned} \tag{3.36}$$

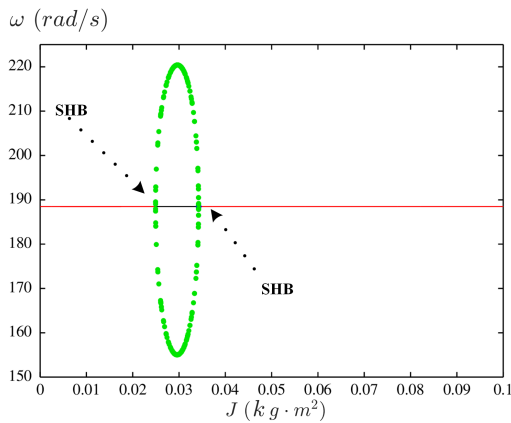
$$\dot{\delta} = \omega_{grid} - \omega_e \tag{3.37}$$

3.4.1. Análisis de bifurcación de la inercia J

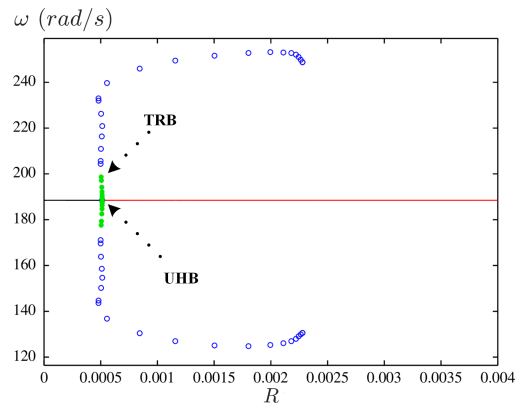
El punto de equilibrio mostrado en la Tabla 3.9 es el punto de partida para los análisis de estas bifurcaciones. La Figura 3.38 (a), muestra el diagrama de bifurcación al variar la inercia J del generador, esto con el fin de poder observar cuál sería su efecto al ser disminuida. Como es de esperar, al reducir la inercia el sistema presenta una región inestable, la cual está contenida entre dos bifurcaciones SNB, en los valores $J = 0.03268 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$ y $J = 0.02585 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$. En esta región, el sistema es atraído al ciclo límite estable producido por las soluciones periódicas estables representadas por los círculos verdes. Debido a este ciclo límite, las variables del sistema presentan oscilaciones periódicas como se observa en la Figura 3.39 para un valor de $J = 0.03 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$.

Tabla 3.9: Parámetros del punto de equilibrio del sistema de prueba.

Variable	Valor	Variable	Valor	Variable	Valor
ψ_D (Wb)	0.805351	ψ_Q (Wb)	-0.619500	ψ_{fd} (Wb)	1.01958
ψ_{kD} (Wb)	0.8395	ψ_{kQ} (Wb)	-0.57859	v_{oD} (V)	228.7656
v_{oQ} (V)	297.8836	i_{gD} (A)	-22.64024	i_{gQ} (A)	-37.43576
ω_m (rad/s)	185.2766	ω (rad/s)	188.495	ψ_{sD} (Wb)	0.788623
ψ_{sQ} (Wb)	-0.56967	ψ_{rD} (Wb)	0.606247	ψ_{rQ} (Wb)	-0.632687
i_{PD} (A)	54.05592	i_{PQ} (A)	70.38808	i_{QD} (A)	= 90.09674
i_{QQ} (A)	-69.19158	δ (rad)	0.940825	P_v (p.u.)	0.8
P_m (p.u.)	0.8	v_1 (p.u.)	0.00485	v_{fd1} (p.u.)	0.97



(a)



(b)

Figura 3.38: Diagramas de bifurcación al variar: (a) La inercia J . (b) La ganancia droop R .

Otro parámetro de interés es la ganancia droop (R) del gobernador, la cual se encarga de asegurar una distribución equitativa de la carga entre las unidades generadoras. El diagrama de bifurcación que se obtiene al variar esta ganancia se muestra en la Figura 3.38 (b). En este diagrama se pueden observar una bifurcación Hopf supercrítica SHB en $R = 0.0004999$ y las soluciones periódicas estables que surgen de la bifurcación Hopf cambian de estabilidad en una bifurcación de toroide TRB cuando $R = 0.00049312$. Sin embargo, estas bifurcaciones aparecen en valores de R muy pequeños e imprácticos; por lo regular la característica droop se establece sobre el 5 %, tal que ante una desviación de la velocidad del 5 % cause un cambio del 100 % en la potencia de salida lo que corresponde a una ganancia $R = 0.05$ [5].

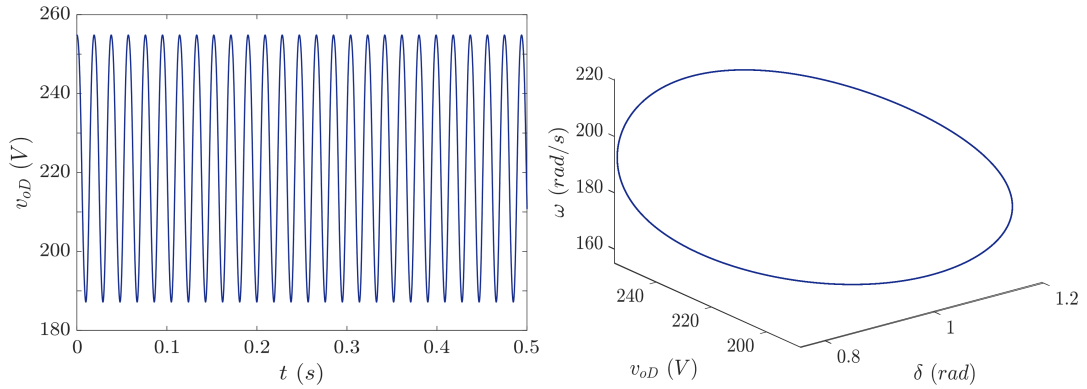


Figura 3.39: Comportamiento de las variables en el ciclo límite estable en $J = 0.03 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$.

3.4.2. Análisis de bifurcación al variar la carga ZIP

Debido a que la componente en Q representa un valor considerable al momento de realizar la transformación dq , los diagramas de bifurcación del voltaje en el PCC tanto en la componente D (v_oD) como en la componente Q (v_oQ) que se obtiene al variar P_0 , son considerados. Estos dos diagramas son mostrados en las Figura 3.40. En donde se puede apreciar que el voltaje en las dos componentes varía al aumentar la carga P_0 ; sin embargo, al calcular su magnitud ($\sqrt{v_{oD}^2 + v_{oQ}^2}$), esta se mantiene prácticamente constante hasta $P_0 = 2.429 \text{ p.u.}$; es decir, que sigue el valor de referencia del sistema de excitación del generador síncrono, después de este punto la magnitud comienza a disminuir considerablemente al aumentar P_0 .

Enfocandose en la componente Q del voltaje, la Figura 3.41 muestra las soluciones periódicas obtenidas de la bifurcación Hopf. Cuando $P_0 = 3.8417 \text{ p.u.}$ se produce la bifurcación Hopf subcrítica SHB, de la cual se originan soluciones periódicas estables, las cuales generan un pequeño ciclo límite estable entre los valores de $P_0 = 3.8417 \text{ p.u.}$ y $P_0 = 3.8422 \text{ p.u.}$

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

Si el sistema llega a operar en este ciclo límite, las variables del sistema presentan oscilaciones periódicas estables, por ejemplo, en $P_0 = 3.8420$ p.u. las variables oscilan a una frecuencia de 182 Hz, como se muestra en la Figura 3.42. Si ahora el parámetro de bifurcación se incrementa más allá de este ciclo límite, por ejemplo en $P_0 = 4.1$ p.u., las variables presentan oscilaciones de amplitud creciente, tal y como se observa en la Figura 3.43.

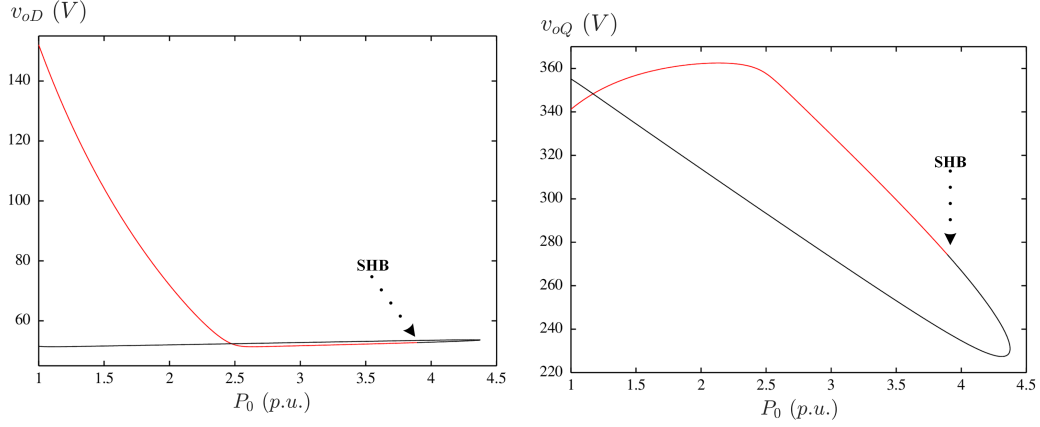


Figura 3.40: Diagramas de bifurcación del voltaje en el PCC al variar P_0 : en rojo las soluciones estables y en negro las soluciones inestables.

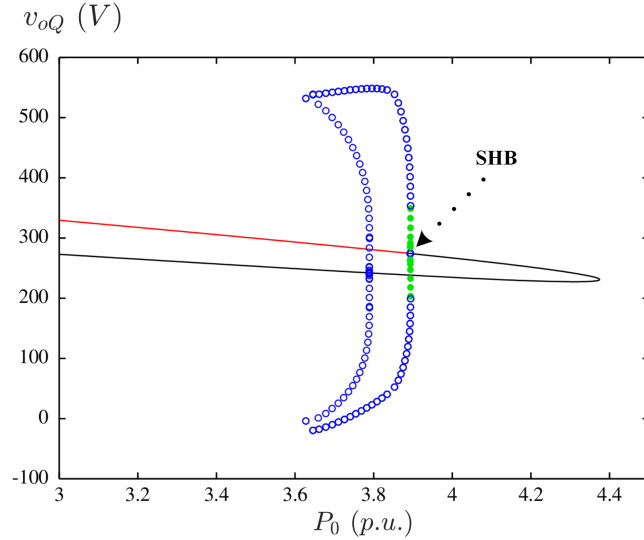


Figura 3.41: Soluciones periódicas originadas por la bifurcación Hopf: en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables, en verde las soluciones periódicas estables y en azul las soluciones periódicas inestables.

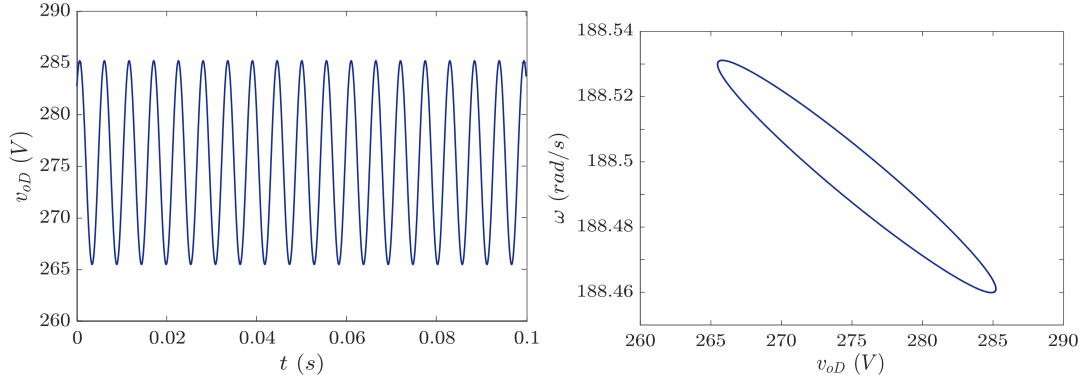


Figura 3.42: Oscilaciones de amplitud constante en el ciclo límite estable en $P_0 = 3.8420$ p.u.

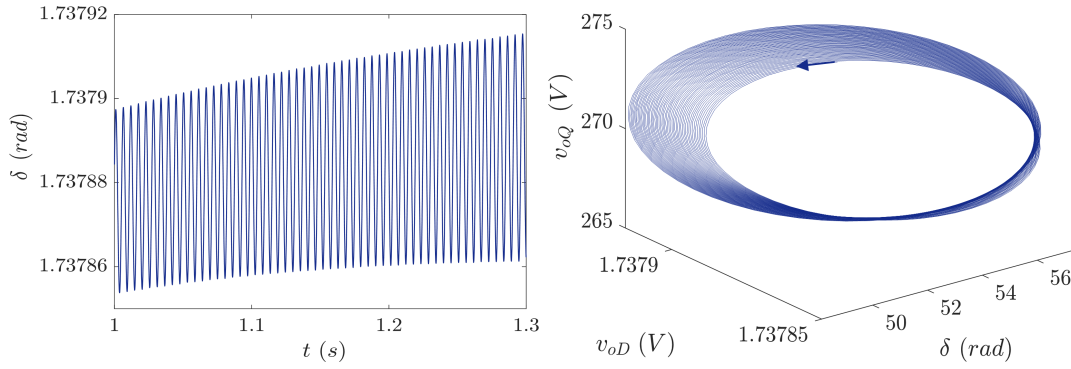


Figura 3.43: Oscilaciones de amplitud creciente en $P_0 = 4.1$ p.u.

Tabla 3.10: Eigenvalores que se presentan en las oscilaciones de doble frecuencia.

Eigenvalores		
$\lambda_1 = -65.50 + 1892.27j$	$\lambda_9 = -20.11 + 62.34j$	$\lambda_{17} = -20.97 + 0j$
$\lambda_2 = -65.50 - 1892.27j$	$\lambda_{10} = -20.11 - 62.34j$	$\lambda_{18} = -19.03 + 0j$
$\lambda_3 = 0.85 + 1144.32j$	$\lambda_{11} = -88.60 + 26.10j$	$\lambda_{19} = -0.08 + 0j$
$\lambda_4 = 0.85 - 1144.32j$	$\lambda_{12} = -88.60 - 26.10j$	$\lambda_{20} = -5.99 + 0j$
$\lambda_5 = -51.59 + 376.40j$	$\lambda_{13} = -107.03 + 0.11j$	$\lambda_{21} = -2.72 + 0j$
$\lambda_6 = -51.59 - 376.40j$	$\lambda_{14} = -107.03 - 0.11j$	$\lambda_{22} = -25 + 0j$
$\lambda_7 = -61.67 + 369.38j$	$\lambda_{15} = -8.71 + 41.89j$	$\lambda_{23} = -100 + 0j$
$\lambda_8 = -61.67 - 369.38j$	$\lambda_{16} = -8.71 - 41.89j$	$\lambda_{24} = -100 + 0j$

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

Por lo tanto, la diferencia angular entre el generador y la red comienza a oscilar hasta provocar la pérdida de sincronismo. Después de que ocurre esta pérdida de sincronismo, las demás variables del sistema presentan oscilaciones periódicas de gran amplitud y con dos frecuencias; esta dinámica se puede apreciar en la Figura 3.44. Para este punto de operación, los eigenvalores obtenidos se muestran en la Tabla 3.10. Se puede apreciar que los eigenvalores λ_3 y λ_4 capturan la frecuencia rápida de 182 Hz de la respuesta toroidal; sin embargo, la oscilación de menor frecuencia no se ve en los eigenvalores. Realizando un espectro armónico del voltaje (Figura 3.45), se puede observar que además de la frecuencia de oscilación de 182 Hz antes mencionada, existe una pequeña componente de oscilación más lenta en 1.5 Hz .

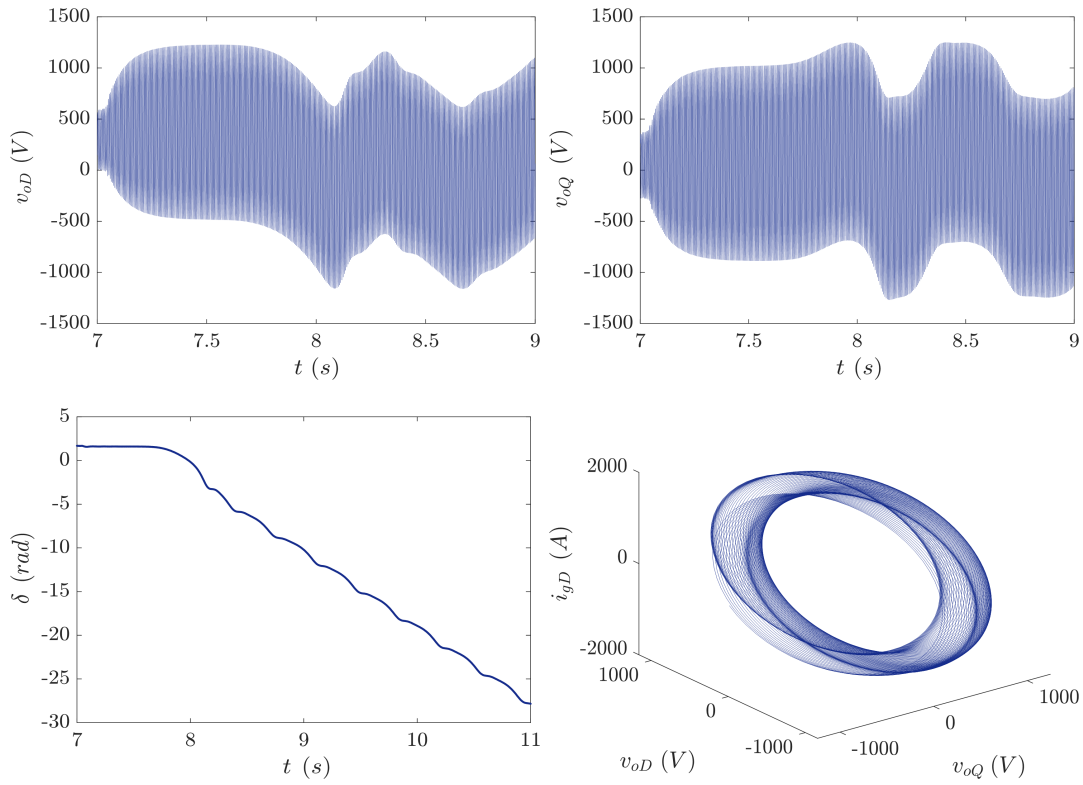


Figura 3.44: Comportamiento de las variables una vez que el generador pierde sincronismo con la red para un valor de $P_0 = 4.1$ p.u.

La aparición de la bifurcación Hopf puede ser controlada mediante la variación del factor de potencia de la carga y de los límites del sistema de excitación. En la Figura 3.46 (a) se muestra la ubicación de la bifurcación Hopf para los diferentes valores del límite E_{fdlim} . Al disminuir este límite, la bifurcación Hopf tiende a desaparecer y la región de estabilidad es disminuida, por lo tanto, un valor grande de este límite es deseado, ya que a pesar de que la bifurcación Hopf SHB no desaparece, la región estable donde el sistema puede operar es mayor.

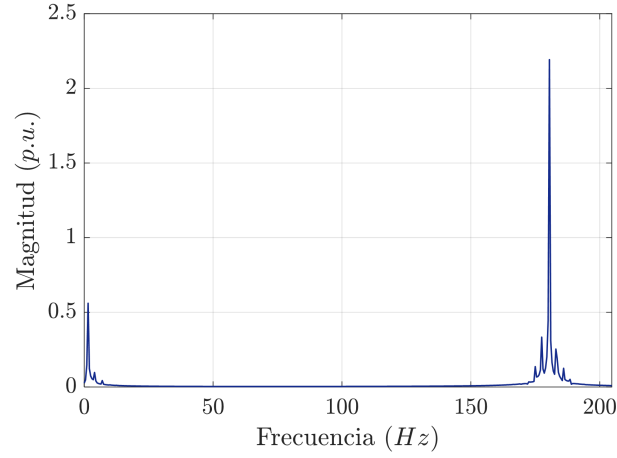


Figura 3.45: Espectro armónico del voltaje en el PCC.

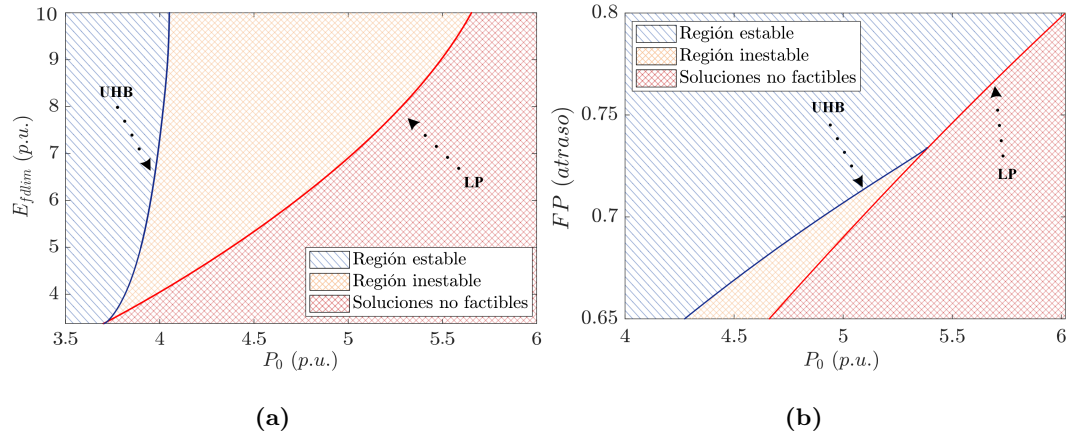


Figura 3.46: Región de estabilidad al variar: (a) El límite máximo del voltaje de excitación. (b) El factor de potencia FP .

Como ya se mencionó anteriormente, la otra forma de controlar esta bifurcación es variando el factor de potencia FP . El inciso (b) de la Figura 3.46 muestra el diagrama de bifurcación de doble parámetro entre FP y P_0 . Donde se puede apreciar que al aumentar el factor de potencia para un valor mayor a $FP = 0.734$ en atraso, la bifurcación Hopf desaparece y el límite de operación LP aumenta, por lo tanto un FP cercano al unitario es deseado.

3.4.3. Análisis de bifurcación al variar el equivalente de Thévenin

La Figura 3.47 muestra el diagrama de bifurcación que se obtiene al variar la inductancia L_g . Aparentemente, el voltaje en el PCC comienza a disminuir al aumentar el valor de la inductancia L_g ; sin embargo, al calcular su magnitud ($\sqrt{v_{oD}^2 + v_{oQ}^2}$), esta se mantiene prácticamente constante, lo que significa que el sistema de excitación del generador síncrono sigue de manera correcta el valor de referencia. Cuando $L_g = 16.89 \text{ mH}$, el sistema presenta una bifurcación Hopf subcrítica. Esto implica que para valores de L_g mayores al punto de bifurcación, las variables del sistema comenzaran a oscilar con una amplitud creciente, hasta que el sistema pierda sincronismo con la red. Al igual que en análisis realizado en la anterior subsección, las demás variables presentan oscilaciones constantes a pesar de que el sistema pierde sincronismo con la red. Este comportamiento se puede apreciar en la Figura 3.48 para un valor de $L_g = 0.019 \text{ mH}$.

El impacto que tiene la resistencia R_g y el voltaje de red V_g en la estabilidad se puede observar en la Figura 3.49, en donde el caso base es a $V_g = 460 \text{ V}$. La bifurcación UHB tiende a desaparecer al disminuir el valor de L_g ; sin embargo, la región estable también es disminuida. También, se puede apreciar que al aumentar la resistencia R_g o la inductancia L_g el sistema tiende a presentar soluciones no factibles. Por último, cuando el voltaje de red es disminuido la región estable también es disminuida y viceversa. Por lo tanto, en este sistema, el poder eliminar la bifurcación Hopf ocasionada por los parámetros de la red (L_g y R_g) no es práctico y al igual que el caso del sincroconvertidor se debe de tener especial cuidado en los eventos que puedan conllevar a la reducción del voltaje de la red.

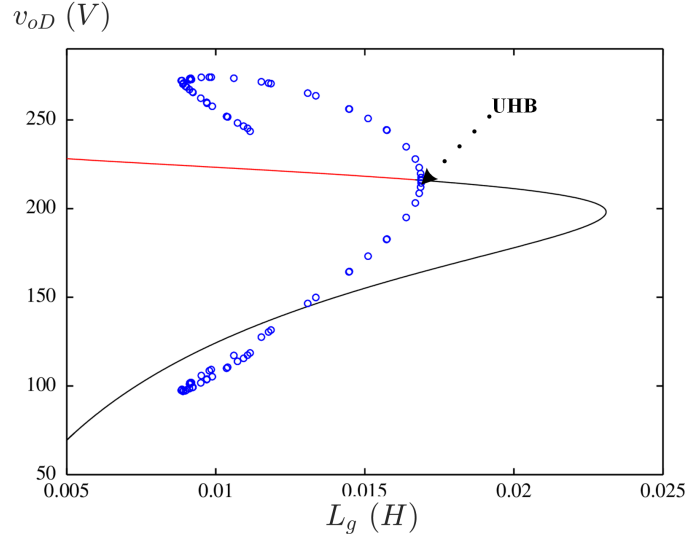


Figura 3.47: Diagrama de bifurcación al variar L_g : en rojo las soluciones estables, en negro las soluciones inestables y en azul las soluciones periódicas inestables.

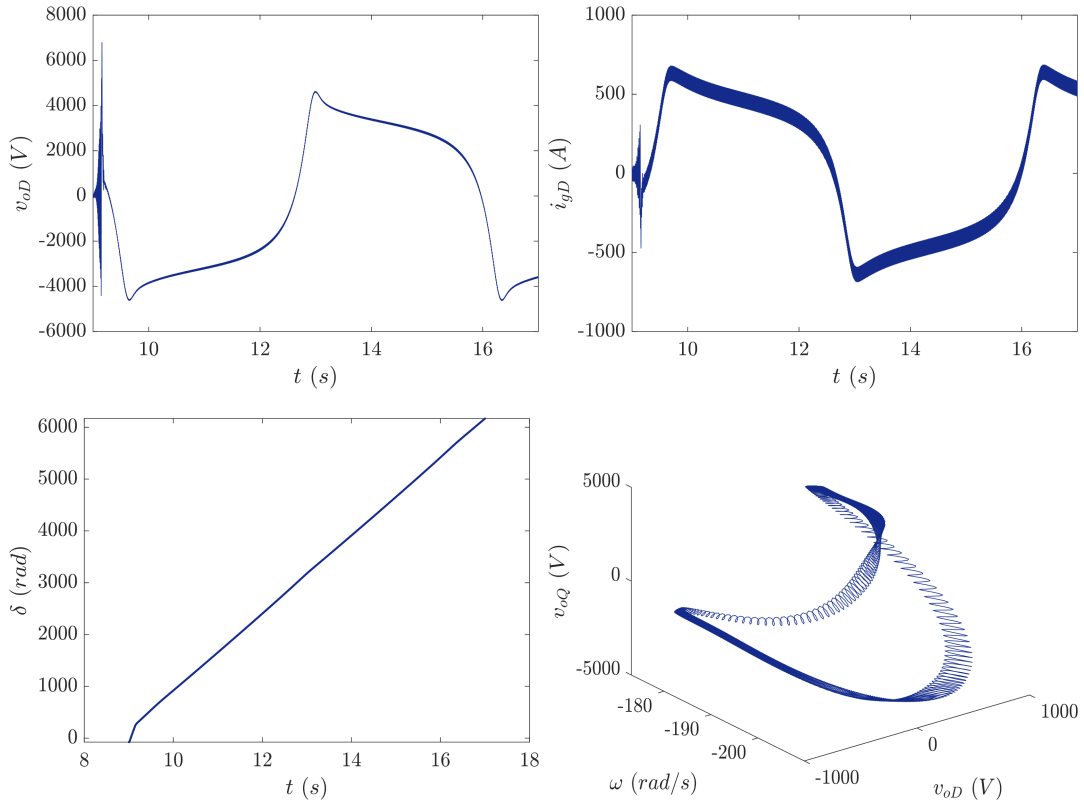


Figura 3.48: Comportamiento de las variables una vez que el generador pierde sincronismo con la red para un valor de $L_g = 0.019 \text{ mH}$

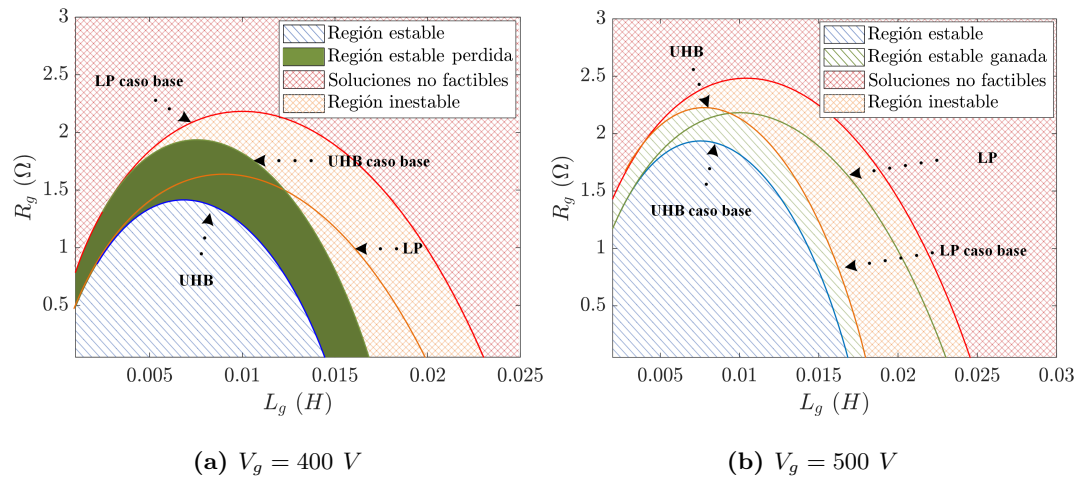


Figura 3.49: Región de estabilidad en el plano $L_g - R_g$ ante diferentes valores de voltaje V_g

Por último, es importante notar que a diferencia del sincroconvertidor y la topología de Iravani-Gao, en el caso del generador síncrono, la frontera de la región estable no coincide con el límite de soluciones factibles. La resintonización de los controles del generador síncrono puede llevar a la desaparición de la bifurcación Hopf, pero no se realizó en este análisis.

3.5. Estabilidad transitoria

Con la finalidad de investigar la estabilidad transitoria del sistema de prueba mostrado en la Figura 3.1, en donde la fuente de alimentación varía entre el sincroconvertidor, la topología de Iravani-Gao y el generador síncrono convencional, el software SimPowerSystem (Simulink) es usado para desarrollar una simulación en el dominio del tiempo, en donde se realizan cambios de carga, cortocircuito y transición al modo isla.

3.5.1. Modo conectado a la red

La Figura 3.50 muestra la respuesta de los sistemas de prueba, cuando estos se encuentran conectados a la red y son sometidos a cambios en sus valores de referencia. Los primeros segundos de sincronización son omitidos en las gráficas, por lo tanto, la simulación comienza en $t = 2$ s. Inicialmente los sistemas se encuentran en estado estable, donde la potencia activa y reactiva de referencia es de 0.8 p.u. y 0.0 p.u., respectivamente. Posteriormente, en $t = 3$ s se realiza un cambio en la potencia activa de referencia de 0.8 p.u. a 1.0 p.u. Después, en $t = 5$ s se realiza un cambio en la potencia reactiva de referencia de 0.0 p.u. a 0.2 p.u., este último cambio no es observado en el generador síncrono debido a que su esquema de control está enfocado solo en la regulación del voltaje en sus terminales y no tiene un control sobre la potencia reactiva entregada.

La Figura 3.50 (c) muestra la frecuencia estimada de las mediciones de voltaje en el PCC. Debido a que en este caso la frecuencia de los sistemas está dada por la red, esta no presenta ninguna desviación en estado estable y por lo tanto los sistemas deberían seguir la referencia de la potencia activa. Sin embargo, como se observa en la Figura 3.50 (a), el generador síncrono y el sincroconvertidor presentan un error respecto al valor de referencia, lo que se puede atribuir a las pérdidas de potencia internas que estos presentan. En el caso del sincroconvertidor, estas pérdidas son debido al filtro RL. Por otra parte, debido a que la topología de Iravani-Gao tiene una retroalimentación de la potencia reactiva entregada en el PCC, es decir en las terminales del filtro, este no presenta ninguna pérdida de potencia y por lo tanto, sigue a la referencia. Además en esta Figura, se puede observar que al implementar un gobernador, la dinámica del sistema cambia, en este caso, eliminando los sobretiros de potencia del generador síncrono.

La potencia reactiva inyectada en el PCC es mostrada en la Figura 3.50 (b). En

este caso la topología de Iravani-Geo, al tener un lazo de control que regula esta potencia es capaz de seguir la referencia, por lo que al inyectar más potencia reactiva al PCC, provoca que el voltaje de este aumente considerablemente. Por otra parte, el sincroconvertidor responde al comportamiento de su ganancia de caída D_q , es decir, las desviaciones en su voltaje dependen directamente de esta ganancia. Por último, el generador síncrono, con la ayuda del sistema de excitación, inyecta o consume la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje en su valor de referencia. Este comportamiento del voltaje mencionado anteriormente se puede apreciar en la Figura 3.50 (d).

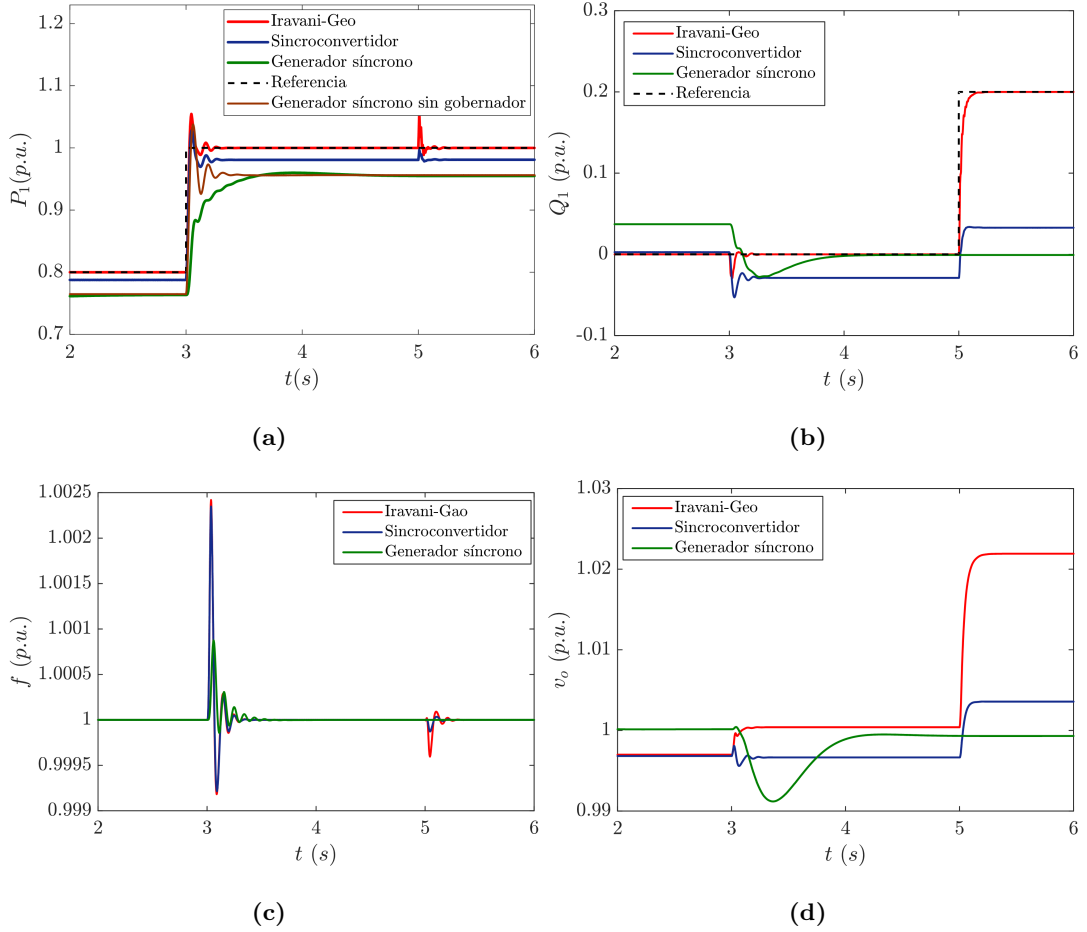


Figura 3.50: Respuesta de los sistemas de prueba en el modo conectado a la red ante cambios en las referencias de potencia activa y reactiva: a) Potencia activa inyectada en el PCC. (b) Potencia reactiva inyectada en el PCC. (c) Frecuencia estimada en el PCC. (d) Amplitud del voltaje en el PCC.

3.5.2. Capacidad de recuperación ante falla trifásica

Los tres sistemas son sometidos a una falla trifásica de línea a tierra en el PCC. La falla es temporal y es liberada 4 ciclos después. Las Figuras 3.51 (a) y (c), muestran la potencia activa inyectada por la fuente de alimentación y por la red, respectivamente. Se puede observar que durante la falla trifásica la potencia suministrada por los tres sistemas no llega totalmente a cero, esto debido a la resistencia de falla. Una vez liberada la falla, las oscilaciones de los tres sistemas se amortiguan rápidamente y los tres sistemas mantienen la estabilidad. También se puede observar que las oscilaciones de los tres sistemas aparentan no tener la misma inercia, lo cual se atribuye a las constantes del gobernador en el caso del generador síncrono y a los limitadores de sobrecorriente para el caso del sincroconvertidor y de la topología de Iravani-Gao. Cabe mencionar que sin estos limitadores, la potencia máxima inyectada por estas topologías superaba los 8 p.u.. Debido al aumento de activos de la topología Iravani-Gao, la red consume este exceso, por otra parte, el sincroconvertidor consume el exceso de activos inyectados por la red, para así mantener el equilibrio de potencia. Por último, el generador síncrono es el sistema que presenta menores variaciones de potencia; sin embargo, también es el sistema que más tarda en llegar al estado de equilibrio.

Las Figuras 3.51 (b) y (d), muestran la potencia reactiva inyectada por la fuente de alimentación y por la red, respectivamente. Se observa que el generador síncrono, nuevamente es el que presenta menores variaciones en su potencia reactiva; sin embargo, es el sistema que más tarda en llegar a su estado estable, aproximadamente 1.2 s. Los tres sistemas presentan un consumo transitorio de reactivos debido al aumento de potencia reactiva inyectada por la red. A pesar de que el generador síncrono y el sincroconvertidor tienen una respuesta coherente durante los primeros instantes, en $t = 5.3$ s, la potencia reactiva inyectada por el sincroconvertidor cae abruptamente, esto debido a los limitadores que contiene su control. La topología de Iravani-Gao también muestra este tipo de respuesta, pero en un tiempo menor. Una manera de hacer estas respuestas más suaves, es modificando los límites de los controles [9]; sin embargo, que tanto se puedan modificar estos límites, va a depender de las características del inversor y de la potencia total almacenada.

La respuesta del voltaje se aprecia en la Figura 3.52 (a). Durante la falla, el voltaje de los tres sistemas caen casi a cero. Una vez que la falla es liberada, el sincroconvertidor logra recuperar el voltaje a su valor nominal más rápido que los demás sistemas y no presenta ningún sobretiro. En cambio, el generador síncrono y el sincroconvertidor presentan un sobretiro de aproximadamente 0.2 p.u. El sincroconvertidor también presenta una caída abrupta de su voltaje en $t = 5.3$ s, esta respuesta depende de la potencia reactiva inyectada por el sincroconvertidor, por lo tanto, como se mencionó anteriormente, para tener una respuesta más suave como la del generador síncrono, se tiene que modificar los límites máximos de sus controles.

Las Figuras 3.52 (b) y (c) muestran la frecuencia y el ROCOF en el PCC. Durante

y después de la falla trifásica, la frecuencia para los tres sistemas se mantiene prácticamente dentro de su valor nominal, con una variación en su frecuencia no mayor a 0.005 *p.u.* La topología de Iravani-Gao y el sincroconvertidor muestran un buen amortiguamiento de la frecuencia; sin embargo, este último presenta la mayor desviación de la frecuencia y del ROCOF. El generador síncrono es el sistema que presenta un menor ROCOF; sin embargo, también es el sistema que más tarda en llegar a su referencia.

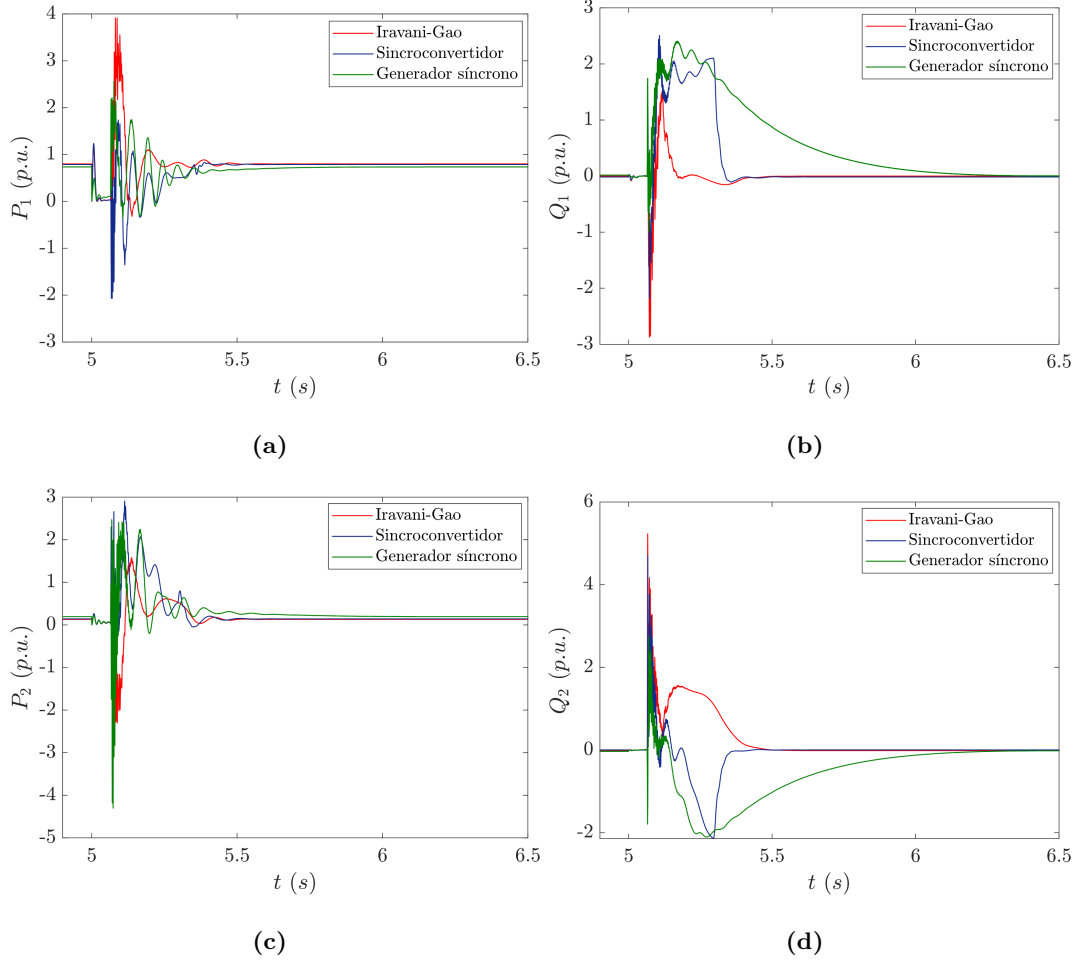


Figura 3.51: Capacidad de recuperación de los sistemas de prueba ante una falla trifasica: (a) y (b) Potencia activa y reactiva de la fuente de alimentación hacia el PCC. (c) y (d) Potencia activa y reactiva de la red hacia el PCC.

Por último, un parámetro importante en este tipo de estudio, es el tiempo crítico de liberación, es decir, el tiempo máximo que puede durar una falla antes de ser liberada sin que el sistema pierda estabilidad. La Tabla 3.11 muestra los tiempos críticos de cada uno de los sistemas de prueba utilizados en esta tesis. En este caso el generador

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

síncrono presenta un mayor tiempo crítico en comparación con los demas sistemas. Por otra parte, la topología de Iravani-Gao presenta un valor de tiempo muy pequeño dejando poco margen de seguridad para los sistemas de protección. Cabe mencionar que este tiempo crítico de liberación no es afectado, al modificar los límites máximos de los controles del sincroconvertidor y de la topología de Iravani-Gao.

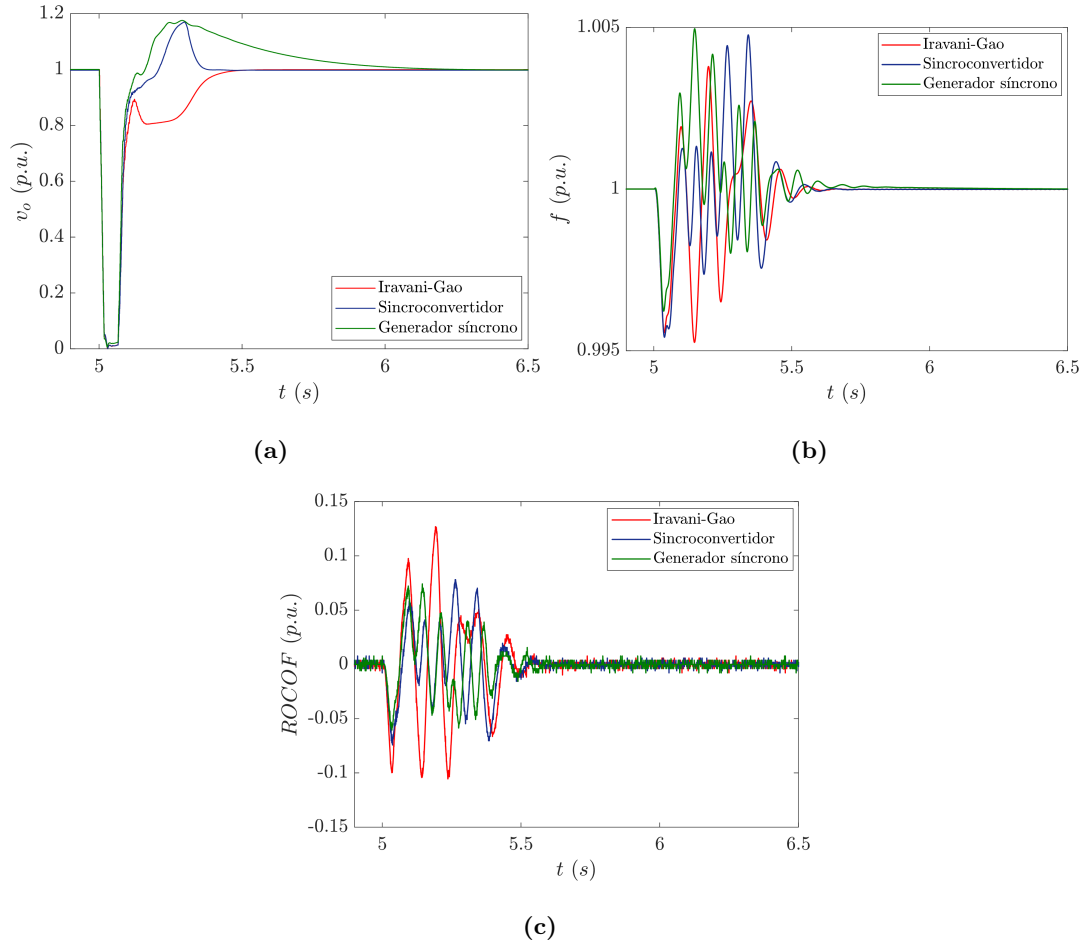


Figura 3.52: Capacidad de recuperación de los sistemas de prueba ante una falla trifasica: (a) Magnitud del voltaje en el PCC. (b) Frecuencia estimada en el PCC. (c) ROCOF en el PCC.

Tabla 3.11: Tiempo crítico de liberación.

Sistema	Tiempo
Topología de Iravani-Gao	0.075 s
Topología del sincroconvertidor	0.105 s
Generador síncrono convencional	0.18 s

3.5.3. Transición del modo conectado a la red al modo isla

Los tres sistemas son sometidos a un escenario de isla planificado previamente, en $t = 5$ s. La referencia de la potencia activa de cada uno de los sistemas se cambia a 1.0 p.u. para suministrar a la carga de 1.0 p.u. Esto con la finalidad de que el intercambio de potencia activa y reactiva entre la red y el PCC antes del modo isla sea casi nula y por lo tanto, los cambios en el voltaje del PCC inmediatamente después del evento isla también sean insignificantes.

Cabe mencionar que la topología de Iravani-Gao necesita de una detección de isla, debido a que antes del modo isla, su control se encarga de regular la potencia reactiva entregada en el PCC que en este caso es 0.0 p.u., por lo tanto, en el modo aislado, el inversor requiere suministrar la demanda de potencia reactiva de la carga sin ninguna contribución de reactivos de la red. Para esto, una vez detectado el modo isla, la ganancia K_q se establece en cero, dejando solo la respuesta droop para el control del voltaje (ver ecuación 1.45) [9]. En cambio, el generador síncrono y el sincroconvertidor al no requerir ningún cambio en su control, pueden operar en este modo sin la necesidad del detector de isla.

Las Figuras 3.53 (a) y (b) muestran la potencia activa y reactiva que suministra la red, donde se puede apreciar que efectivamente antes del modo isla, el intercambio de potencia con la red es casi nulo para los tres sistemas. Por otra parte, en las Figuras 3.53 (c) y (d) se observa la potencia activa y reactiva suministrada por cada una de las fuentes de alimentación de los diferentes sistemas de prueba. El generador síncrono y el sincroconvertidor no presentan una variación importante en sus potencias al momento de pasar al modo isla. En cambio para la topología de Iravani-Gao, una vez que el sistema pasa al modo isla ($t = 5$ s), la potencia activa y reactiva suministrada comienza a incrementar, cuando la retroalimentación del voltaje utilizada para la detección de isla es desactivada ($t = 5.29$ s), la potencia activa tiende a mantenerse y la potencia reactiva comienza a disminuir, por último, una vez que el modo isla es confirmado ($t = 5.45$ s) y la ganancia kq se establece en cero, la topología de Iravani-Geo presenta variaciones en sus potencias relativamente grandes en comparación con las variaciones de los otros dos sistemas. Una vez en estado estable, los tres sistemas responden a su característica droop.

Las Figuras 3.54 (a) y (b) muestran la frecuencia y el ROCOF en el PCC. Durante el transitorio y una vez en modo isla, la frecuencia para los tres sistemas se mantiene dentro del 0.5 % de variación. La topología Iravani-Gao es la que muestra un mayor ROCOF, esto debido a los cambios en el control durante la transición al modo isla. En este caso el sincroconvertidor es el sistema que presenta un mejor comportamiento, ya que la magnitud de la frecuencia y del ROCOF prácticamente no varía y aparte es el sistema que presenta un mayor amortiguamiento. En caso de requerir que los sistemas mantenga su frecuencia en 1.0 p.u., una vez que estén en el modo isla, se puede implementar un AGC (por sus siglas en inglés, Automatic Generation Control), el cual se

3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO Y EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

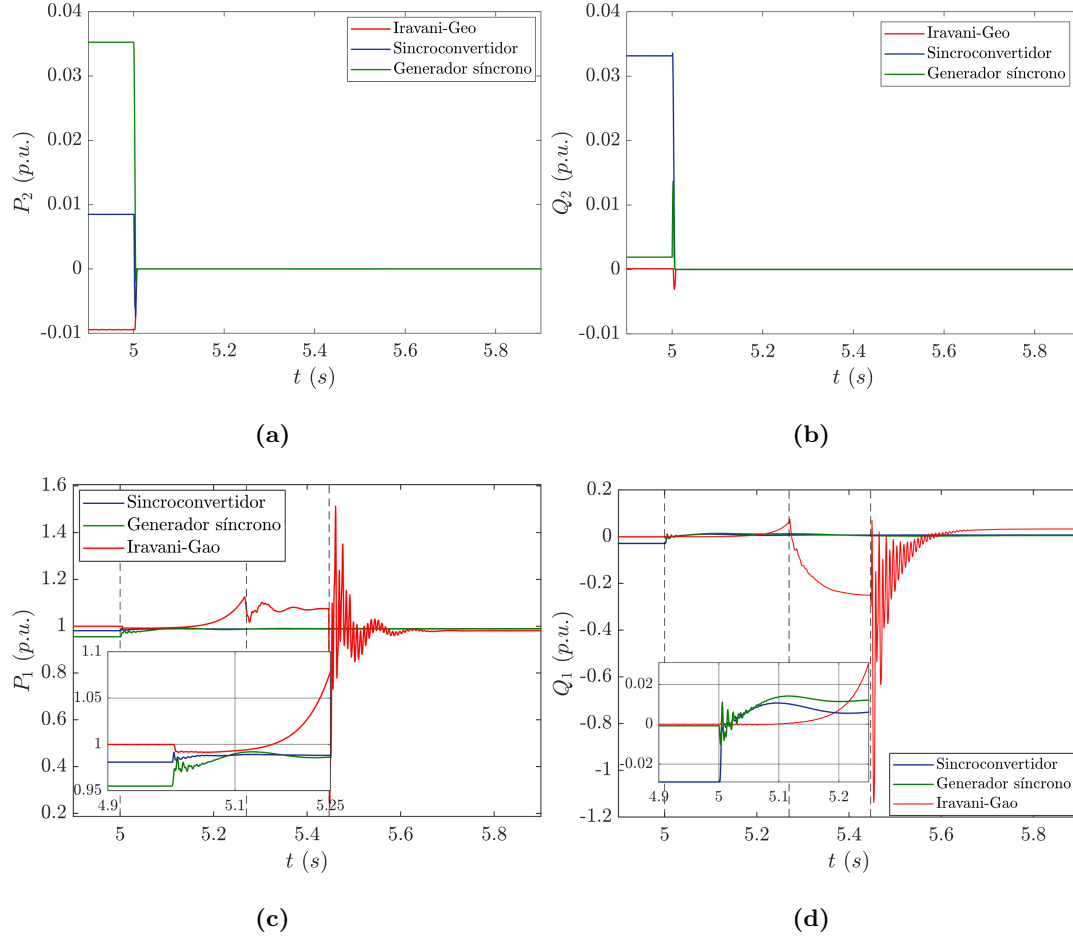


Figura 3.53: Transición del modo conectado a la red al modo isla: (a) Potencia activa de la red hacia el PCC. (b) Potencia reactiva de la red hacia el PCC. (c) Potencia activa de la fuente de alimentación hacia el PCC. (d) Potencia reactiva de la fuente de alimentación hacia el PCC.

encarga de suministrar la potencia activa necesaria para mantener la frecuencia en un valor de referencia deseado.

Por último, la respuesta del voltaje se aprecia en la Figura 3.54 (c). La topología Iravani-Geo muestra una mayor amplitud durante el transitorio de su voltaje, una vez que el sistema pasa al modo isla ($t = 5$ s) el voltaje comienza a incrementar, debido a la retroalimentación positiva del voltaje, cuando esta es desactivada ($t = 5.29$ s), el voltaje en el PCC experimenta una tasa de amplitud muy lenta, una vez que el modo isla es confirmado ($t = 5.45$ s), el voltaje comienza a disminuir y el inversor responde a su característica droop de la ganancia D_q . Es importante mencionar, que el voltaje máximo utilizado para la detección de isla, en este caso esta basado de la norma

UL1741, por lo que, si no se desea tener grandes amplitudes de voltaje por cuestiones de seguridad, este límite puede ser escogido por el usuario. Por otro lado, el generador síncrono y el sincroconvertidor no muestran una variación importante en su voltaje; sin embargo, una vez en el modo isla, el generador síncrono mantiene su voltaje en el valor de referencia debido al sistema de excitación y la respuesta del sincroconvertidor corresponde a su ganancia droop D_q .

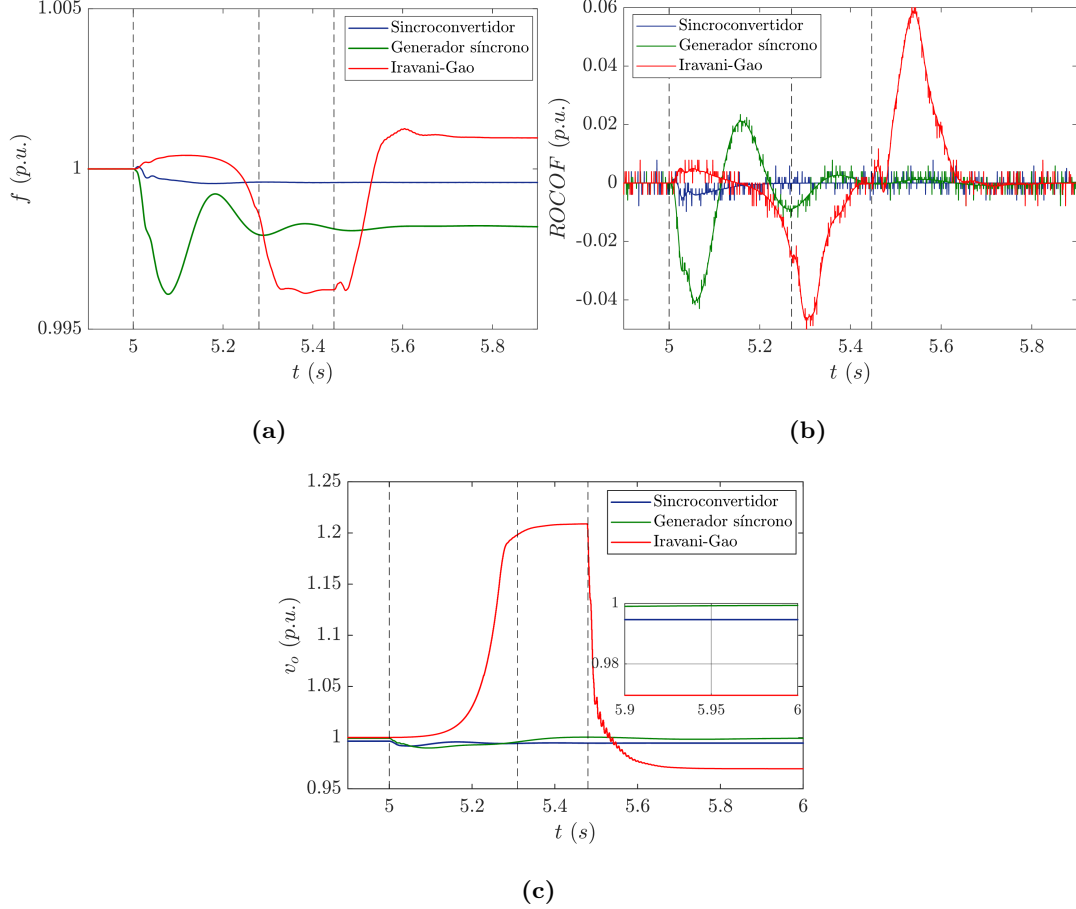


Figura 3.54: Transición del modo conectado a la red al modo isla: (c) Frecuencia estimada en el PCC. (d) ROCOF en el PCC. (e) Magnitud del voltaje en el PCC.

3.5.4. Modo Isla

La Figura 3.55 muestra la respuesta transitoria de los sistemas de prueba ante cambios en la carga ZIP durante el modo isla. Inicialmente las unidades de alimentación entregan alrededor de 1.0 p.u. y 0.0 p.u. de potencia real y reactiva, respectivamente. Los tres sistemas son sometidos a dos aumentos consecutivos en la carga ZIP. El primer

aumento es de 0.23 p.u. en la potencia activa en $t = 5$ s, mientras que el segundo es de 0.13 p.u. en la potencia reactiva en $t = 8$ s. Las Figuras 3.55 (a) y (b) muestran las variaciones en la potencia activa y reactiva inyectada por los sistemas, e indican que los transitorios del generador síncrono son los que más tardan en estabilizarse, esto puede atribuirse a que los controladores del generador utilizados en esta tesis no incluyen un PSS (por sus siglas en inglés "Power System Stabilizer"), encargado de amortiguar estas oscilaciones, además, como ya se mencionó anteriormente, estas oscilaciones también dependen de las constantes de tiempo del gobernador y del sistema de excitación.

La frecuencia y el ROCOF en el PCC se muestran en las Figuras 3.55 (c) y (d), respectivamente, e indican que la frecuencia en estado estacionario para topología de Iravani-Geo cae aproximadamente 0.01 p.u., debido al aumento de potencia activa. Por otro lado, los otros dos sistemas, debido a que la potencia activa inyectada es mayor, el decremento de la frecuencia también es mayor. También se puede observar que el generador síncrono es el sistema que presenta una mayor magnitud y un mayor tiempo de estabilización en el ROCOF. Por último, cabe mencionar que ninguno de los tres sistemas presenta un cambio considerable en la frecuencia debido al cambio de potencia reactiva en la carga.

La Figura 3.55 muestra que la magnitud del voltaje en el PCC para los GSVs es afectada tanto por el cambio en la potencia reactiva como en la potencia activa. Esta última reducción ocasionada por el aumento de la potencia reactiva, es consecuencia de la característica de caída $v - Q$. Por el contrario, el generador síncrono no presenta un cambio notorio en su valor, esto debido a que el sistema de excitación se encarga de inyectar la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje en su valor nominal; sin embargo, es el sistema que presenta mayores oscilaciones, como ya se mencionó anteriormente esto se debe a la ausencia de un PSS. De los tres sistemas, la topología de Iravani-Geo es la que presenta una mayor reducción en la magnitud del voltaje. Cabe recordar que esta topología solo utiliza la respuesta droop para el control de su potencia reactiva, por lo que, este resultado era de esperarse. Con la finalidad de mejorar la respuesta de este tipo de sistemas, en la literatura se propone agregar un control del voltaje y un control de la corriente aparte de la respuesta droop [47].

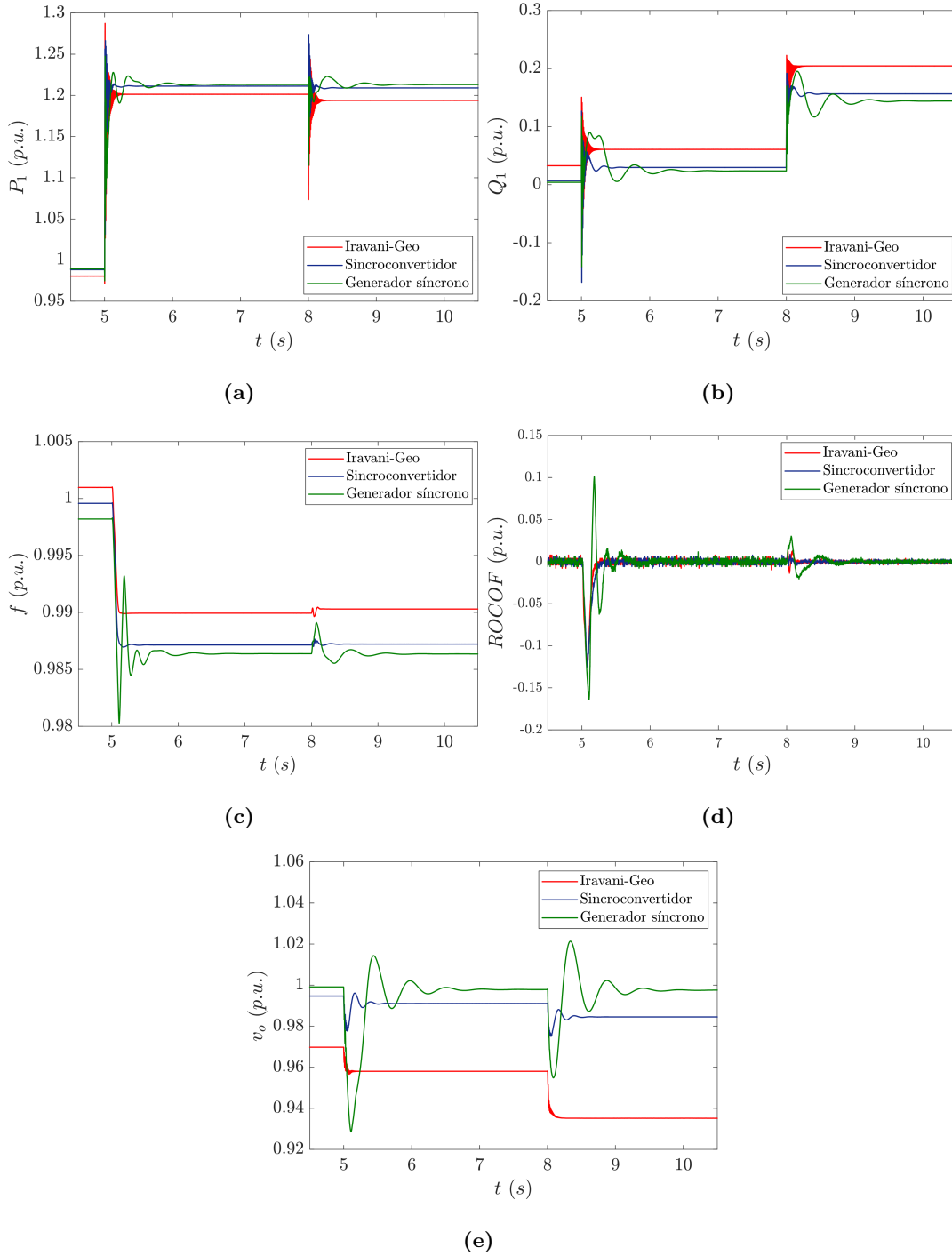


Figura 3.55: Respuesta de los sistemas en el modo isla ante cambios en la carga: (a) Potencia activa de la fuente de alimentación hacia el PCC. (b) Potencia reactiva de la fuente de alimentación hacia el PCC. (c) Frecuencia estimada en el PCC. (d) ROCOF en el PCC. (e) Magnitud del voltaje en el PCC.

Conclusiones

3.6. Conclusiones

En los últimos años, los sistemas de generación convencionales basados en hidrocarburos, están enfrentando diferentes problemas, tales como, agotamiento de los combustibles fósiles, contaminación y leyes ambientales, entre otros. Por lo tanto, el uso de las tecnologías de generación no convencionales desarrolladas en las últimas décadas, van en aumento. Esta nueva tendencia, está provocando que la rigidez del sistema de potencia sea reducida, y que la estabilidad de éste sea comprometida, debido a la disminución de la inercia total que conlleva este cambio. En la actualidad, los generadores síncronos virtuales se estudian como una alternativa factible para solucionar este problema. Uno de los temas se discute de manera muy breve en los generadores síncronos virtuales, es sobre las oscilaciones relacionadas con la estabilidad que presentan estas nuevas topologías. Por lo anteriormente mencionado, en esta tesis se realizó un análisis de bifurcaciones de algunos generadores síncronos virtuales y de un generador síncrono convencional. Las conclusiones a las que se ha llegado durante este trabajo de tesis son las siguientes:

- Los resultados observados muestran que los GSV también presentan comportamientos complejos en su operación en comparación con los generadores síncronos convencionales. Estos comportamientos se pueden describir de manera adecuada mediante la teoría de bifurcaciones, lo que permite identificar de manera cualitativa y cuantitativa la dinámica que pueden presentar sin la necesidad de realizar una simulación en el tiempo.
- Los diagramas de bifurcación, también son una herramienta muy útil para identificar las regiones de estabilidad al variar algún parámetro. De esta forma se puede explicar las consecuencias y los fenómenos no lineales que se pueden llegar a tener cuando se presenta alguna variación paramétrica.
- Las bifurcaciones Hopf están asociadas con la aparición de las oscilaciones no lineales. Mientras que la aparición de estas bifurcaciones en los casos de estudios

presentados están relacionadas con el tipo de carga y su factor de potencia.

- El colapso de voltaje y la pérdida de sincronismo pueden presentarse incluso antes del límite de operación. Además, el generador síncrono y el sincroconvertidor presentan oscilaciones no lineales, incluso después de perder sincronismo.
- El disminuir la inercia de los GSV ocasiona que el sistema presente bifurcaciones Hopf, por lo que, el sistema queda susceptible a presentar oscilaciones no lineales.
- Los controles de voltaje, en especial la ganancia droop, permite mejorar la estabilidad del sistema, ya que por medio de la variación de este parámetro se logra eliminar las bifurcaciones Hopf. Además, para el caso del sincroconvertidor y del generador síncrono convencional, el aumentar la ganancia droop (D_q) y el límite del voltaje de excitación (E_{fdlim}), respectivamente, permite aumentar el límite de operación del sistema.

3.7. Aportaciones

De manera muy específica las aportaciones de este trabajo de investigación son las siguientes:

- Se ha presentado los diferentes fenómenos no lineales que pueden llegar a acontecer en los GSV al variar sus parámetros.
- Se han presentado algunas alternativas en las que pueden contrarrestarse la pérdida de regiones de estabilidad.

3.8. Trabajos a futuro

Debido a la amplitud del tema han surgido diferentes trabajos a futuro que puede ayudar a complementar y a comprender de manera más precisa los comportamientos de los generadores síncronos virtuales. Entre estos trabajos se enlistan los siguientes:

- Realizar una implementación experimental en un RTDS o en algún otro simulador de tiempo real.
- Realizar un análisis de bifurcaciones de los sistemas propuestos en el modo isla, y observar que fenómenos no lineales se muestra en estas condiciones.

- Analizar los sistemas propuestos mediante la teoría de bifurcaciones utilizando el modelo conmutado, con el fin de poder observar los comportamientos que pueden llegar a presentarse en comparación con el modelo a frecuencia fundamental.
- Realizar estos análisis en sistemas más grandes para incluir múltiples unidades de generación.
- Realizar el estudio con todos los controles del generador síncrono, en específico, incluir el PSS y el AGC en caso de múltiples generadores.

Referencias

- [1] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, “Virtual inertia: Current trends and future directions,” *Applied Sciences*, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017. [xv](#), [xv](#), [xix](#), [2](#), [3](#), [9](#), [10](#)
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor *et al.*, “Definition and classification of system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004. [xv](#), [3](#), [4](#), [7](#)
- [3] A. Esparza, J. Segundo, C. Nuñez, N. Visairo, E. Barocio, and H. García, “Transient stability enhancement using a wide-area controlled svc: An hil validation approach,” *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1639, 2018. [xv](#), [7](#)
- [4] H.-P. Beck and R. Hesse, “Virtual synchronous machine,” in *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*. IEEE, 2007, pp. 1–6. [xv](#), [8](#), [9](#)
- [5] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7. [xv](#), [3](#), [4](#), [5](#), [10](#), [16](#), [17](#), [18](#), [32](#), [85](#)
- [6] “Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies,” *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1–207, 2016. [xv](#), [18](#), [19](#)
- [7] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur, “A fundamental study of inter-area oscillations in power systems,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 6, no. 3, pp. 914–921, 1991. [xv](#), [18](#), [19](#)
- [8] Z. Shuai, Y. Hu, Y. Peng, C. Tu, and Z. J. Shen, “Dynamic stability analysis of synchronverter-dominated microgrid based on bifurcation theory,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 9, pp. 7467–7477, 2017. [xv](#), [xv](#), [19](#), [22](#), [23](#)

- [9] F. Gao and M. R. Iravani, “A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation,” *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 850–859, 2008. [xv](#), [xv](#), [25](#), [27](#), [70](#), [94](#), [97](#)
- [10] J. M. Uudrill, “Dynamic stability calculations for an arbitrary number of interconnected synchronous machines,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 3, pp. 835–844, 1968. [xvi](#), [54](#)
- [11] R. A. Serway and J. W. Jewett, *Physics for scientists and engineers*. Cengage learning, 2018. [1](#)
- [12] E. Spahic, D. Varma, G. Beck, G. Kuhn, and V. Hild, “Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2016, pp. 1–5. [1](#), [2](#), [10](#)
- [13] GWEC, *Global Wind Report 2021*, 2021. [2](#)
- [14] IEA-PVPS, *Snapshot of Global PV Markets 2021*, 2021. [2](#)
- [15] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge, and B. Hannegan, “Achieving a 100 % renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017. [2](#)
- [16] R. Yan, T. K. Saha, N. Modi, A. Masood, and M. Mosadeghy, “The combined effects of high penetration of wind and pv on power system frequency response,” *Applied Energy*, vol. 145, pp. 320–330, 2015. [2](#)
- [17] G. Lalor, J. Ritchie, S. Rourke, D. Flynn, and M. O’Malley, “Dynamic frequency control with increasing wind generation,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. IEEE, 2004, pp. 1715–1720. [4](#)
- [18] P. Tielens, S. De Rijcke, K. Srivastava, M. Reza, A. Marinopoulos, and J. Driesen, “Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2012, pp. 1–8. [4](#)
- [19] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016. [5](#), [10](#)
- [20] A. E. Gurrola, *Control de área amplia usando el compensador estático de VAR y mediciones sincrofasoriales*. Universidad Autónoma de San Luis Potosí, México, 2002. [6](#)
- [21] K. Padiyar *et al.*, *Power system dynamics: stability and control*. John Wiley New York, 1996. [6](#)

- [22] R. G. Kasusky, *Análisis de inestabilidades en Sistemas Eléctricos de Potencia por Medio de la Teoría de Bifurcación*. Instituto tecnológico de Morelia, México, 2002. [7](#), [8](#), [11](#), [33](#), [34](#), [47](#), [53](#)
- [23] P. V. Esparza, *Comportamiento en sistemas de potencia ante colapso de voltaje*. Universidad Autónoma de Nuevo León, México, 2001. [7](#)
- [24] M. Van Wessenbeeck, S. De Haan, P. Varela, and K. Visscher, “Grid tied converter with virtual kinetic storage,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. IEEE, 2009, pp. 1–7. [9](#)
- [25] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions,” *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014. [10](#)
- [26] L.-R. Chang-Chien, W.-T. Lin, and Y.-C. Yin, “Enhancing frequency response control by dfigs in the high wind penetrated power systems,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 26, no. 2, pp. 710–718, 2010. [10](#)
- [27] S. H. Strogatz, *Nonlinear dynamics and chaos*. Perseus Publishing, 2000. [11](#), [33](#), [34](#), [36](#), [37](#), [40](#), [42](#), [43](#)
- [28] B. Ermentrout, *Simulating, analyzing, and animating dynamical systems: a guide to XPPAUT for researchers and students*. SIAM, 2002. [12](#), [34](#)
- [29] “Ieee guide for synchronous generator modeling practices and parameter verification with applications in power system stability analyses,” *IEEE Std 1110-2019 (Revision of IEEE Std 1110-2002)*, pp. 1–92, 2020. [16](#), [17](#), [21](#)
- [30] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of electric machinery and drive systems*. Wiley Online Library, 2002, vol. 2. [16](#), [17](#), [21](#), [30](#), [32](#)
- [31] H. Saadat *et al.*, *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1999, vol. 2. [17](#), [18](#)
- [32] Q.-C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, 2010. [19](#), [53](#)
- [33] J. J. Grainger, C. Lozano Sousa *et al.*, *Análisis de sistemas de potencia*, 1996. [19](#)
- [34] J. M. Bloemink and M. R. Iravani, “Control of a multiple source microgrid with built-in islanding detection and current limiting,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4, pp. 2122–2132, 2012. [27](#)
- [35] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo, and D. Zhao, “Load modeling—a review,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5986–5999, 2017. [28](#)

- [36] W. Price, H. Chiang, H. Clark, C. Concordia, D. Lee, J. Hsu, S. Ihara, C. King, C. Lin, Y. Mansour *et al.*, “Load representation for dynamic performance analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems (Institute of Electrical and Electronics Engineers);(United States)*, vol. 8, no. 2, 1993. 29
- [37] J. V. Milanovic, K. Yamashita, S. M. Villanueva, S. Ž. Djokic, and L. M. Korunović, “International industry practice on power system load modeling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3038–3046, 2012. 29
- [38] Z. Shuai, Y. Peng, X. Liu, Z. Li, J. M. Guerrero, and Z. J. Shen, “Parameter stability region analysis of islanded microgrid based on bifurcation theory,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6580–6591, 2019. 30
- [39] H.-D. Chiang, I. Dobson, R. J. Thomas, J. S. Thorp, and L. Fekih-Ahmed, “On voltage collapse in electric power systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 5, no. 2, pp. 601–611, 1990. 34, 47, 53
- [40] [Web; accedido el 20-05-2021]. [Online]. Available: <http://www.math.pitt.edu/~bard/bardware/tut/> 34, 44, 49
- [41] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Springer Science & Business Media, 1998, vol. 441.
- [42] J. Guckenheimer and P. Holmes, *Nonlinear oscillations, dynamical systems, and bifurcations of vector fields*. Springer Science & Business Media, 2013, vol. 42.
- [43] R. Munoz Alicea, “Introduction to bifurcations and the hopf bifurcation theorem for planar systems,” *Opreation for Mathematics*, vol. 640, no. 11, 2011. 39
- [44] J. Burke, M. Desroches, A. M. Barry, T. J. Kaper, and M. A. Kramer, “A showcase of torus canards in neuronal bursters,” *The Journal of Mathematical Neuroscience*, vol. 2, no. 1, pp. 1–30, 2012. 44
- [45] C. Sparrow, *The Lorenz equations: bifurcations, chaos, and strange attractors*. Springer Science & Business Media, 2012, vol. 41. 45
- [46] K. Walve, “Modeling of power system components at severe disturbances,” in *International Conference on Large High Voltage Electric Systems (August 1986)*, 1986. 47
- [47] S. D’Arco and J. A. Suul, “Virtual synchronous machines—classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*. IEEE, 2013, pp. 1–7. 100

Archivos ODE de los sistemas de estudio

Modelo 1: Sincroconvertidor conectado a la red

#Variables auxiliares de la red

$V_gD = V_p \cos(\alpha)$

$V_gQ = V_p \sin(\alpha)$

#Variables auxiliares del sincroconvertidor

$e_d = \omega_s M_f$

$e_q = 0$

$T_e = (3/2) M_f i_{ld}$

$Q_s = -(3/2) \omega_s M_f i_{lq}$

$J_s = D_{ps} t_f$

$K = \omega_{ref} D_{qs} t_v$

#Variables auxiliares del motor

$L_s = L_{ls} + L_m$

$L_r = L_{lr} + L_m$

$i_{sd} = (L_m \lambda_{mrd} - L_r \lambda_{amd}) / (L_m^2 - L_r L_s)$

$i_{sq} = (L_m \lambda_{mrq} - L_r \lambda_{amq}) / (L_m^2 - L_r L_s)$

$i_{rd} = (L_m \lambda_{amd} - L_s \lambda_{mrd}) / (L_m^2 - L_r L_s)$

$i_{rq} = (L_m \lambda_{amq} - L_s \lambda_{mrq}) / (L_m^2 - L_r L_s)$

$T_e = (3/2) (\lambda_{amd} i_{sq} - \lambda_{amq} i_{sd}) (p_f/2)$

$\omega_m = \sqrt{v_{cd}^2 + v_{cq}^2}$

```

we=(wm*pf)/2
wcom=ws

#Variables auxiliares de la carga ZIP
ilod=izgd+izbd
iloq=izgq+izbq
vm2=vm*(sqrt(3/2))
Q=P*(sqrt((1/fp^2)-1))
Q0=Q*100000
P0=P*100000
G=P0*(a1/v0^2+a2/(v0*vm2)+a3/vm2^2)
B=-Q0*(a1/v0^2+a2/(v0*vm2)+a3/vm2^2)

#Variables de estado
vcd'=(1/C)*(ild-isd-igd-ilod+vcq*ws*C)
vcq'=(1/C)*(ilq-isq-igq-iloq-vcd*ws*C)
ild'=(1/Lf)*(ed-vcd-ild*Rf+ilq*ws*Lf)
ilq'=(1/Lf)*(eq-vcq-ilq*Rf-ild*ws*Lf)
igd'=(1/Lg)*(vcd-VgD-igd*Rg+igq*ws*Lg)
igq'=(1/Lg)*(vcq-VgQ-igq*Rg-igd*ws*Lg)
ws'=(Tms-Tes-Dps*(ws-wref))/Js
lamd'=vcd-isd*Rs+wcom*lamq
lamq'=vcq-isq*Rs-wcom*lamd
lamrd'=-Rr*ird+(wcom-we)*lamrq
lamrq'=-Rr*irq-(wcom-we)*lamrd
wm'=(Te-Tm-Dp*wm)/J
Mf'=(Qref+Dqs*(Vp-vm)-Qs)/K
izgd'=(G*vcd-izgd)/T1
izgq'=(G*vcq-izgq)/T1
izbd'=(-B*vcq-izbd)/T1
izbq'=(B*vcd-izbq)/T1
alfa'=wref-ws

```



```

wr=ws*376.9911
we=(w*pf)/2
wcom=wr
Q=P*(sqrt((1/fp^2)-1))
Q0=Q*100000
P0=P*100000
G=P0*(a1/v0^2+a2/(v0*vm2)+a3/vm2^2)
B=-Q0*(a1/v0^2+a2/(v0*vm2)+a3/vm2^2)
Ps=(3/2)*(vcd*ild+vcq*ilq)*(1/100000)
Qs=(3/2)*(vcq*ild-vcd*ilq)*(1/100000)
ed=(Es-Dqs*Qs+E2)*375.5884
eq=0
vq=vcd*sin(alfa2)+vcq*cos(alfa2)
err=0-vq
wp=err*4+In
wp2=wp*(1/376.9911)
wpcc=wp2
Pm=(1/Dps)*(wref-wpcc)+Pref

```

```

#Variables de estado
w'=(1/(J))*(Te-Tm-Dp*w)
lamd'=vcd-isd*Rs+wcom*lamq
lamq'=vcq-isq*Rs-wcom*lamd
lamrd'=-Rr*ird+(wcom-we)*lamrq
lamrq'=-Rr*irq-(wcom-we)*lamrd
ild'=(1/Lf)*(ed-vcd-ild*Rf+ilq*wr*Lf)
ilq'=(1/Lf)*(eq-vcq-ilq*Rf-ild*wr*Lf)
vcd'=(1/C)*(ild-isd-igd-ilod+vcq*wr*C)
vcq'=(1/C)*(ilq-isq-igq-iloq-vcd*wr*C)
igd'=(1/Lg)*(vcd-VgD-igd*Rg+igq*wr*Lg)
igq'=(1/Lg)*(vcq-VgQ-igq*Rg-igd*wr*Lg)
alfa'=wref2-wr

```


Modelo 3: Generador síncrono conectado a la red

#Variables auxiliares de la red

$$VgD=Vp*\cos(\alpha)$$

$$VgQ=Vp*\sin(\alpha)$$

#Variables auxiliares del motor

$$Lsm=Llsm+Lmm$$

$$Lrm=Llrm+Lmm$$

$$isd=(Lmm*\lamprd-Lrm*\lammd)/(Lmm^2-Lrm*Lsm)$$

$$isq=(Lmm*\lamprq-Lrm*\lammq)/(Lmm^2-Lrm*Lsm)$$

$$ird=(Lmm*\lammd-Lsm*\lamprd)/(Lmm^2-Lrm*Lsm)$$

$$irq=(Lmm*\lammq-Lsm*\lamprq)/(Lmm^2-Lrm*Lsm)$$

$$Tem=(3/2)*(lammd*Isq-lammq*Isd)*(pfm/2)$$

$$wem=(wm*pfm)/2$$

#Variables auxiliares de la carga ZIP

$$ilod=izgd+izbd$$

$$iloq=izgq+izbq$$

$$vm=\sqrt{vcd^2+vcq^2}$$

$$vm2=vm*(\sqrt{3/2})$$

$$Q=P*(\sqrt{(1/fp^2)-1})$$

$$Q0=Q*100000$$

$$P0=P*100000$$

$$G=P0*(a1/v0^2+a2/(v0*vm2)+a3/vm2^2)$$

$$B=-Q0*(b1/v0^2+b2/(v0*vm2)+b3/vm2^2)$$

#Variables auxiliares del generador

$$Id=-(Llfd*Llkd*\lamd + Llfd*Lmd*\lamd - Llfd*Lmd*\lamkd + Llkd*Lmd*\lamd - Llkd*Lmd*\lamfd)/(Ll*Llfd*Llkd + Ll*Llfd*Lmd + Ll*Llkd*Lmd + Llfd*Llkd*Lmd)$$

$$Iq=-(Llkq1*\lamq + Lmq*\lamq - Lmq*\lamkq1)/(Ll*Llkq1 + Ll*Lmq + Llq1*Lmq)$$

$$Ifd=(Ll*Llkd*\lamfd + Ll*Lmd*\lamfd - Ll*Lmd*\lamkd - Llkd*Lmd*\lamd + Llkd*Lmd*\lamfd)/(Ll*Llfd*Llkd + Ll*Llfd*Lmd + Ll*Llkd*Lmd + Llfd*Llkd*Lmd)$$


```

Ikd=(L1*Llfd*lamkd - L1*Lmd*lamfd + L1*Lmd*lamkd - Llfd*Lmd*lamd +
Llfd*Lmd*lamkd)/(L1*Llfd*Llkd + L1*Llfd*Lmd + L1*Llkd*Lmd + Llfd*Llkd*Lmd)
Ikq=(L1*lamkq1 - Lmq*lamq + Lmq*lamkq1)/(L1*Llkq1 + L1*Lmq + Llkq1*Lmq)
Te=(3/2)*(lamd*Iq-lamq*Id)*(pf/2)
we=(w*pf)/2
wcom=we

#Variables auxiliares del gobernador
wm1=w*(1/(pi*60))
Pm=Pm1*100e3
Tm=Pm/w

#Variables auxiliares del exitador
vmp=vm*(1/(Vp))
VR2=(1/TB-(TC/TB^2))*v1+(TC/TB)*(vref-vmp)
vfd4=(vflim/2)*tanh(vfd1-(vflim/2))+(vflim/2)
vfd=vfd4*4

#Variables de estado
w'=(1/(J))*(Tm-Te-Dp*w)
lamd'=vcd+Id*Rs+we*lamq
lamq'=vcq+Iq*Rs-we*lamd
lamfd'=vfd-Rfd*Ifd
lamkd'=-Rkd*Ikd
lamkq1'=-Rkq1*Iq
vcd'=(1/C)*(Id-igd-Isd-ilod+vcq*we*C)
vcq'=(1/C)*(Iq-igq-Isq-iloq-vcd*we*C)
igd'=(1/Lg)*(vcd-VgD-igd*Rg+we*igq*Lg)
igq'=(1/Lg)*(vcq-VgQ-igq*Rg-we*igd*Lg)
wm'=(1/(Jm))*(Tem-Tmm-Dpm*wm)
lammd'=vcd-Isd*Rsm+wcom*lammq
lammq'=vcq-Isq*Rsm-wcom*lammd
lammrq'=-Rrm*Ird+(wcom-wem)*lammrq

```

```

lammrq'=-Rrm*Irq-(wcom-wem)*lammr
izgd'=(G*vcd-izgd)/T1
izgq'=(G*vcq-izgq)/T1
izbd'=(-B*vcq-izbd)/T1
izbq'=(B*vcd-izbq)/T1
pv'=(1/TG)*(Pref-Pv+(wref1-wm1)*(1/Rgb))
Pm1'=(1/TCH)*(pv-pm1)
v1'=(-1/TB)*v1+vref-vmp
vfd1'=(1/TA)*(KA*VR2-vfd1)
alfa'=wref-we

#Parametros Generador
par pf=4, J=0.7136, Rs=0.055, Ll=0.0003929, Lmd=0.01263, Lmq=0.005557, Rfd=0.03386
par Llfd=0.001174, Rkd=0.4332, Llkd=0.003662, Rkq1=0.09068, Lf1d=0
par Llkq1= 0.0003585, Dp=0.06, Pref=0.8, vref=1, wref1=1
par TB=12, TA=0.04, KA=200, TC=1, TG=0.2, TCH =0.3

#Parametros Motor
par pfm=4, Jm=0.4, Rsm=0.09961, Llsm=0.000867, Rrm=0.05837, Llrm=0.000867
par Lmm=0.009415, Dpm=0.02187, Tmm=250, Rgb=0.05, vflim=5

#Parametros Red
par Lg=0.565e-3, Rg=0.021, Vp=375.58842, v0=460, wref=376.9911

#Parametros carga
par C=1.56e-3,
par a1=0.5, a2=0.3, a3=0.2, b1=0.5, b2=0.3, b3=0.2, P=0.5, fp=0.61, T1=0.01

# Cond Iniciales
init w=188.495, lamd=0.805351, lamq=-0.619500, lamfd=1.019584, lamkd=0.839502
init lamkq1=-0.578592, vcd=228.7656, vcq=297.8836, igd=-22.64024, igq=-37.43576
init lammrq=-0.632687, lammd=0.788623, lammq=-0.569670, lammr=0.606247
init wm=185.2766, izgd=54.05592, izgq=70.38808, izbd=90.09674, izbq=-69.19158

```

.....