



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**ANÁLISIS DINÁMICO DE VOLTAJE Y FRECUENCIA
PARA EVALUAR EL CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE
RED POR CENTRALES EÓLICAS EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

TESIS

Que para obtener el grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta:

Rodolfo Eduardo Pérez Cruz

Director de Tesis:

Doctor en Filosofía en Ingeniería Eléctrica

Norberto García Barriga

Agosto 2013



A mis Padres y Hermanos...

Agradecimientos

Agradezco al Consejo de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por su apoyo y patrocinio para la realización de este proyecto de tesis.

Agradezco al Dr. Norberto Garía Barriga por apoyo y guía durante el desarrollo del presente trabajo.

Agradezco al cuerpo docente de esta División de Estudios de posgrado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por compartir sus conocimientos y ayudar en mi formación.

Agradezco a mis compañeros de generación, Celso, Sanzon, Pavel, Rafael, Victor, Ranyart, Gerson, Erik y Hector por su gran apoyo e inigualable amistad.

RESUMEN

Debido a la presencia cada vez más creciente de grandes parques de generación eólica conectados a las redes eléctricas, se utilizan herramientas de simulación que permitan estudiar el efecto de estos parques eólicos. Además, los lineamientos establecidos en los códigos de red para la conexión de instalaciones eólicas hacen más evidente la necesidad de investigar la utilización del parque eólico conectado a la red eléctrica ante un gran número de disturbios.

En esta tesis se presenta el estudio de la operación del Sistema Interconectado Nacional con presencia de parques eólicos. Se utiliza el paquete de simulación PSS/E para evaluar el impacto de los parques eólicos en la solución de estado estable en voltajes nodales y flujos de potencia. Además, se estudia la solución dinámica del sistema eléctrico bajo condiciones de contingencia.

Se usa el modelo de una turbina eólica con un generador de inducción doblemente alimentado y se presenta el modelo dinámico de esta turbina desarrollado por PSS/E. Se presentan estudios del comportamiento dinámico del generador de inducción doblemente alimentado bajo condiciones de fallas trifásicas, pérdidas de carga y pérdidas de generación. El estudio de flujos de potencia del sistema eléctrico incluido el parque eólico se utiliza como condición inicial para realizar la simulación dinámica.

En estos estudios se utilizan los parámetros del generador genérico de 1.5 MW que está incorporado al paquete PSS/E. Basado en este modelo de la turbina, se presenta el modelo dinámico equivalente de un parque eólico. Así mismo, se propone el uso de un sistema de pequeña escala para la zona del Istmo de Tehuantepec, con el propósito de verificar el desempeño de los parques eólicos en un sistema de menor dimensión que el Sistema Interconectado Nacional, pero que represente de forma aproximada la respuesta del sistema eléctrico de gran escala. De esta manera es posible realizar simulaciones eficientes que permiten analizar el desempeño del parque eólico en un sistema representativo de pequeña dimensión.

ABSTRACT

Due to the proliferation of large wind farms connected to the electric network, efficient simulation tools to evaluate the operation of these wind parks is used. In addition, mandatory minimum technical requirements imposed in grid codes for the connection of wind power generation can be fulfilled by investigating the utilization of wind power for a set of disturbances.

In this thesis, a system impact study for the interconnection of wind generation to the National Interconnected System is presented. This work applies the simulation package called PSS/E in order to evaluate the impact of wind farms on the steady state solution of nodal voltages and power flows. Moreover, system dynamic solutions are performed to analyze the stability of the power system in contingency conditions.

A wind turbine model with a doubly fed induction generator, suitable for dynamic simulations in PSS/E is presented. Various studied cases are designed to show the dynamic response of the system following critical disturbances such as a three-phase fault, loss of load and loss of generation in the neighborhood of the double-fed induction generator. The power flow solution of the electrical system, including the wind farm, is used as initial conditions for the dynamic simulation.

Dynamic modeling of the GE 1.5 MW wind turbine included in the PSS/E package is used in system impact studies. Based on this turbine model, an aggregated dynamic model of a wind farm is presented. Furthermore, the use of a small scale system is proposed for the region of Istmo de Tehuantepec in order to verify the performance of wind farms on a smaller test system than the National Interconnected System, but preserving the approximate response of the large scale electrical system. Thus, it is possible to make efficient simulations that enable to analyze the performance of the wind farm in a small-scale representative system.

Índice general

Agradecimientos	v
Resumen	vii
Abstract	ix
Lista de Figuras	xv
Lista de Tablas	xix
1. Introducción	1
1.1. Descripción del problema	1
1.2. Revisión del estado del arte	3
1.3. Justificación	5
1.4. Objetivos	6
1.5. Contribuciones	6
1.6. Metodología	7
1.7. Descripción por capítulos	8
2. Simulador PSS/E y el Código de Red Mexicano	11
2.1. Introducción	11
2.2. Software de simulación PSS/E	11
2.2.1. Flujos de potencia.	12
2.2.2. Dinámica.	12
2.3. Código de red de la CFE	14
2.3.1. Frecuencia de corte	14
2.3.2. Niveles de armónicos en la corriente	14
2.3.3. Niveles de armónicos en el voltaje	15
2.3.4. Potencia Reactiva	15
2.3.5. Variaciones periódicas de la tensión	16
2.3.6. Operación del parque eólico ante fallas externas y en el punto de interconexión	16
2.3.7. Estudios y análisis para la interconexión de aerogeneradores	18

2.4.	Códigos de red en otros países	18
2.4.1.	Capacidad de potencia reactiva de sistemas eólicos	19
2.5.	Resumen	20
3.	Modelado de parques eólicos	23
3.1.	Arquitectura de turbinas eólicas	23
3.1.1.	Turbina eólica de velocidad fija	23
3.1.2.	Turbina eólica de velocidad variable con la resistencia del rotor variable	24
3.1.3.	Turbina eólica de velocidad variable con generador doblemente alimentado	24
3.1.4.	Turbina eólica de velocidad variable con convertidor completo	24
3.2.	Modelado de la turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado	26
3.2.1.	Turbina eólica	26
3.2.2.	Modelo de la flecha	27
3.2.3.	Modelo del generador	28
3.3.	Modelado en PSS/E	29
3.3.1.	Estructura de la turbina eólica en PSS/E	30
3.3.2.	Modelo del generador/convertidor	30
3.3.3.	Modelo del control eléctrico	31
3.3.4.	Modelo de la turbina eólica	34
3.3.5.	Modelo del control del ángulo de los álabes	34
3.4.	El aerogenerador en PSS/E	34
3.4.1.	Flujos de potencia	35
3.4.2.	Solución dinámica	38
3.5.	Modelo equivalente de un parque eólico	41
3.5.1.	Resultados de simulación	43
3.6.	Conclusiones	47
4.	Análisis de parques eólicos en el sistema Juile-La Venta	49
4.1.	Sistema Juile-La Venta	49
4.2.	Solución de flujos de potencia	51
4.3.	Falla Trifásica en la línea JUI-230/JUD-230	53
4.4.	Pérdida de Generación Convencional	57
4.5.	Falla en terminales del parque	63
4.6.	Conclusiones	67
5.	Análisis de parques eólicos en el sistema interconectado nacional	69
5.1.	Simulación de un parque eólico de 42 MW en el nodo LVD-GE	71
5.1.1.	Solución de flujos de potencia	72
5.1.2.	Falla Trifásica en la línea JUI-230/JUD-230	74
5.1.3.	Pérdida de carga del nodo SIC-230	78
5.1.4.	Pérdida de Generación	80
5.2.	Escenario con generación eólica total de 1128 MW	85
5.2.1.	Solución de flujos de potencia	85

5.2.2. Falla en la línea JUI-230 a JUD-230	86
5.2.3. Compensador estático de VARs fuera de operación después de una falla en el nodo VNT-400	90
5.3. Conclusiones	97
6. Conclusiones y Trabajos Futuros	99
6.1. Conclusiones	99
6.2. Trabajos Futuros	101
A. Parámetros del aerogenerador de 1.5 MW	103
B. Procedimiento para obtener la solución de flujos de potencia y simulación dinámica	107
B.0.1. Flujos de potencia	107
B.0.2. Dinámica	108
C. Parámetros del parque eólico equivalente	111
D. Datos de los Sistemas de Prueba	113
D.1. Parámetros del Sistema eléctrico del Capítulo 4	113
D.2. Parámetros del Sistema eléctrico del Capítulo 4	113
E. Datos de los Sistemas de Prueba	115
E.1. Consideraciones para el caso de estudio del capítulo 5	115
Bibliografía	117

Índice de figuras

2.1. Capacidad para operar durante falla	17
2.2. Requerimientos de factor de potencia para unidades de generación conectados a redes eléctricas de alto voltaje	18
2.3. Curva de potencia reactiva y activa de generador de inducción doblemente alimentado	19
2.4. Comparación de la característica de hueco de tensión en diversos códigos de red.	21
3.1. Configuraciones típicas de turbinas eólicas: a).- turbina de velocidad fija, b).- turbina de velocidad variable con resistencia variable en el rotor, c).- turbina de velocidad variable con generador doblemente alimentado y d).- turbina de velocidad variable con convertidor completo.	25
3.2. Estructura general del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado.	27
3.3. Principales componentes de la turbina eólica GE.	29
3.4. Estructura del aerogenerador implementado en PSS/E.	31
3.5. Modelo del generador/convertidor en PSS/E.	32
3.6. Diagramas del control eléctrico del modelo del aerogenerador en PSS/E.	33
3.7. Diagramas del modelo de la turbina: (a).-sistema de una masa, (b).-sistema de dos masas.	35
3.8. Diagramas del modelo del control de ángulo de los alabes para aerogenerador en PSS/E.	36
3.9. Curva de capacidad del generador de inducción doblemente alimentado de 1.5 MW.	37
3.10. Estructura de la simulación dinámica.	39
3.11. Representación de un conjunto de aerogeneradores: (a) n máquinas conectadas a un sistema,(b)Equivalente de n máquinas.	42
3.12. Parque eólico constituido con 28 aerogeneradores.	44
3.13. Modelo equivalente de un parque eólico de 28 aerogeneradores.	44
3.14. Comparación del modelo equivalente y modelo detallado de un parque eólico de 28 aerogeneradores: (a).-voltaje en el nodo 8320, (b).-voltaje en el nodo 8319, (c).-voltaje en el nodo 8305, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	46

4.1.	Diagrama unifilar de la zona de eólicos en el Istmo de Tehuantepec.	50
4.2.	Representación del sistema eléctrico Juile-La Venta	51
4.3.	Solución de flujos de potencia del sistema Juile-La Venta para los casos de estudio: (a).- sin presencia del parque eólico y (b).- con presencia del parque eólico	52
4.4.	Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	56
4.5.	Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	58
4.6.	Sistema eléctrico equivalente con pérdida de generación.	59
4.7.	Resultados para la eliminación del 10 % de generación con regulación de voltaje: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	60
4.8.	Resultados para la eliminación del 10 % de generación con control del factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	62
4.9.	Resultados para la falla en terminales del parque eólico con el control de regulació de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	64
4.10.	Resultados para la falla en terminales del parque eólico con el control de regulació de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	66
5.1.	Zona de parques eólicos del Sistema Interconectado Nacional	70
5.2.	Sección de interés para análisis del Sistema Interconectado Nacional	71
5.3.	Solución de flujos de potencia del SIN con parque eólico de 42 MW en el nodo LVD-GE: (a).-Solución del caso base sin parque eólico y (b).- Solución con un parque eólico de 42 MW.	73
5.4.	Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de voltaje en terminales del parque: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	75

5.5. Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	77
5.6. Resultados para la pérdida de carga del nodo SIC-230 con regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	79
5.7. Resultados para la pérdida de carga del nodo SIC-230 con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	81
5.8. Resultados para la eliminación una unidad de generación de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres con regulación de voltaje en terminales del parque: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	82
5.9. Resultados para la eliminación una unidad de generación de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.	84
5.10. Solución de flujos de potencia sin presencia de parques eólicos.	87
5.11. Solución de flujos de potencia con presencia de parques eólicos.	88
5.12. Resultados de la falla en la línea JUI-230/JUD-230 con 1128 MW de generación eólica considerando regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo JUD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico La Venta II (10) y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico La Venta II (10).	89
5.13. Resultados de la falla en la línea JUI-230/JUD-230 con 1128 MW de generación eólica considerando regulación del factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo JUD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico La Venta II y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico La Venta II. . .	91
5.14. Resultados de la eliminación del compensador después de una falla en el nodo VNT-400 con un nivel de generación eólica de 1128 MW de considerando la regulación de voltaje en terminales de los parques eólicos: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo VNT-400, (c).-voltaje en el nodo PRM-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa en la línea VNT-400 a JUI-400 y (f).-potencia reactiva en la línea VNT-400 a JUI-400.	92

- 5.15. Resultados de la eliminación del compensador conectado al nodo VNT-400 con 1128 MW de generación eólica considerando la regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo VNT-400, (c).-voltaje en el nodo PRM-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa en la línea VNT-400 a JUI-400 y (f).-potencia reactiva en la línea VNT-400 a JUI-400. 95

Índice de tablas

2.1. Frecuencias de corte y tiempo de desconexión	14
2.2. Niveles de armónicos en el voltaje en por ciento de la fundamental	15
2.3. Tipos de fallas y tiempos de duración	17
4.1. Potencias activa y reactiva del sistema Juile-La Venta	52
4.2. Voltajes nodales del sistema de Juile-La Venta	53
4.3. Parámetros de control del estudio de falla del sistema equivalente Juile-LaVenta	54
4.4. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	55
4.5. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	57
4.6. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	59
4.7. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	61
4.8. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	63
4.9. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	65
5.1. Parámetros de control del estudio de falla del sistema	71
5.2. Potencias activa y reactiva de una sección del Sistema Interconectado Nacional	72
5.3. Voltajes nodales del sistema de Juile-La Venta	73
5.4. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	74
5.5. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	76
5.6. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	78
5.7. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	80
5.8. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	83
5.9. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	85
5.10. Parques eólicos incorporados al estudio de la zona de parques eólicos en el Istmo Tehuantepec.	85
5.11. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	86
5.12. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	90
5.13. Índice de desviación de voltaje para el caso A y B	93
5.14. Potencia reactiva de los parques eólicos conectado en el nodo VNT-400 antes y después de la eliminación del compensador estático de VARs para el caso B	94
5.15. Índice de desviación de voltaje para el caso A y C	94

5.16. Potencia reactiva de los parques eólicos conectado en el nodo VNT-400 antes y después de la eliminación del compensador estático de VARs para el caso C	96
A.1. Parámetros del Generador de Inducción Doblemente Alimentado (WT3G1).	103
A.2. Control eléctrico del aerogenerador (WT3E1).	104
A.3. Turbina (WT3T1)	105
A.4. Control de ángulo de álabes (WT3P1)	105
C.1. Parámetros del sistema usado en el equivalente de un parque eólico	111
D.1. Parámetros del sistema usado en el capítulo 4	113
D.2. Parámetros del sistema usado en el capítulo 4	114

Introducción

En este capítulo se presenta una descripción acerca del objetivo de esta tesis y la revisión de los antecedentes de acuerdo a estudios de estabilidad de sistemas de potencia con presencia de parques eólicos. Por otra parte, se presenta la justificación y metodología utilizada en el proceso de desarrollo de esta tesis. Finalmente, se realiza una descripción por capítulos.

1.1. Descripción del problema

En el pasado cercano, los sistemas de generación eólicos, identificados como pequeñas fuentes de generación distribuida, se desconectaban del sistema eléctrico de potencia al momento de presentarse un disturbio como una falla en el sistema. Este enfoque de operación de las turbinas eólicas evidentemente no involucraba la participación en el control de frecuencia o voltaje. Además, la desconexión de las turbinas se consideraba insignificante desde el punto de vista de pérdida de generación. Sin embargo, este enfoque de operación primitivo de los parques eólicos ha cambiado durante los últimos años debido en gran medida al incremento de los niveles de penetración de energía eólica.

Conforme se ha incrementado la presencia de energía eólica en los sistemas eléctricos de potencia se ha visto la necesidad de tomar medidas que aseguren la calidad y seguridad del servicio eléctrico. Por lo tanto, los operadores del sistema eléctrico han introducido nuevos códigos de red con especificaciones enfocadas a la operación de parques eólicos. Hoy en día, los fabricantes de equipos de generación eólica proveen sus equipos con especificaciones que les permite cumplir con los códigos de red de las redes de potencia.

En nuestro país se cuenta actualmente con una capacidad eólica en operación de 1400 MW. La central eólica La Venta I fue la primera en América latina y cuenta con 7 aerogeneradores, cada uno con capacidad de producción de 225 kW, generando un total de 1.57 MW aprox. Por su parte, la central La Venta II con 100 aerogeneradores, cada uno con capacidad de 850 kW, provee un total de 85 MW aprox. Además, en años recientes varias centrales de generación eólica, entre las cuales se pueden mencionar las centrales Parques Ecológicos de México con 79.9 MW, EURUS con 250 MW y Eléctrica del Valle de México con 67.5 MW. La central eólica La Venta III posee 121 aerogeneradores con capacidades de 850 kW para un total de 102.85 MW y la central Oaxaca I que cuenta con 51 aerogeneradores con capacidades de 2 MW, con un total de 102 MW. Las centrales Oaxaca II, III y IV están en operación comercial desde el primer trimestre del año 2012 y cuenta con 68 aerogeneradores cada una, con una capacidad individual de 1.5 MW, conformando un total de 306 MW. Los proyectos Sureste I, II, III y IV con una capacidad total de 1216 MW se proyectan entrar en operación en el periodo 2013-2016. De igual manera, en los estudios de planificación de CFE se incluyen los proyectos Tamaulipas I, II y III de 200 MW cada uno, programados para entrar en operación para 2017, 2018 y 2019, respectivamente. En el área norte los proyectos Coahuila I y II aportarán un total de 150 MW para el año 2021 y 2022, mientras que en Baja California los proyectos Rumorosa I, II y III tendrán una capacidad total de 300 MW disponibles para 2014 y 2015 [CFE, 2012].

A pesar del creciente interés en la energía eólica, esta forma de generación de energía renovable genera únicamente el 0.2% de la energía generada en nuestro país [CFE, 2012]. Sin embargo, los estudios de proyección de crecimiento del sistema eléctrico indican que los parques eólicos jugarán un papel mas importante en el futuro próximo. Sin embargo, la estructura actual de control del sistema eléctrico de potencia no esta preparada para recibir altos niveles de penetración de generación eólica. Aspectos tales como la calidad de la energía y requerimientos de potencia reactiva en instalaciones de generación eólica son algunos de los problemas que se han detectado en los sistemas eléctricos de potencia modernos. Como consecuencia, es necesario plantear soluciones novedosas y eficientes a estos problemas, las cuales se deben validar con la ayuda de herramientas tales como flujos de potencia, estabilidad transitoria, transitorios electromagnéticos y métodos orientados a armónicos.

Así este trabajo presenta estudios del comportamiento de un area ubicada en la zona de eólicos con el propósito de conocer mejor la respuesta frente a disturbios o fallas que no se han reportado en la literatura, la aplicación de disturbios a el Sistemaa Interconectado Nacional, como la eliminación de un compensador, el cual es muy importante en la zona de eólicos, conocer así la relación de la respuesta con el código de red.

1.2. Revisión del estado del arte

La energía eólica es una de las energías más antiguas. Sin embargo, es hasta principios del siglo XX cuando se desarrolló la primer turbina eólica para la generación de energía eléctrica. La tecnología eólica se desarrolló gradualmente durante los años 70's, para consolidarse como una fuente de generación de energía renovable madura a finales de los 90's. De esta manera la energía eólica se reconoce en la actualidad como uno de los recursos energéticos sostenibles más importantes [Ackermann, 2005]. La principal causa del crecimiento de las energías renovables ha sido la preocupación por el calentamiento global, aunque existe también una amplia gama de incentivos gubernamentales que se han usado para promover las tecnologías libres de carbono. De esta manera, la mayor parte del crecimiento se ha producido en lugares con generosos subsidios como Dinamarca, Alemania y España. Debido al desarrollo a pasos acelerados en el mundo, la capacidad instalada mundial alcanzó en el año 2011 los 237,669 MW [Sawyer y Rave, 2011].

Conforme se incrementan los niveles de penetración de energía proveniente del viento en los sistemas eléctricos de potencia, los operadores del sistema prestan más atención a problemas de estabilidad y calidad de la energía originados con la introducción de grandes parques eólicos [Rodríguez y Fernández, 2002] [Chen y Spooer, 2001]. En ambos casos se resalta la importancia de considerar adecuadamente el impacto de la generación eólica en la planeación y operación del sistema eléctrico de potencia. Hasta hace algunos años existían pocas herramientas de análisis de sistemas de potencia que incluyen modelos de turbinas eólicas más completos.

El análisis dinámico de parques eólicos es importante para el estudio del sistema eléctrico. El modelado dinámico del parque eólico se puede realizar utilizando dos alternativas. La primer posibilidad consiste en utilizar paquetes de simulación tales como SIMULINK, PSS/E o PSCAD. Alternativamente, se puede implementar los códigos fuente usando lenguajes de programación. Tales como Las herramientas de simulación antes mencionadas se pueden utilizar para simular cualquier esquema de generación con velocidad variable, sin embargo, la turbina eólica con un generador de inducción doblemente alimentado presenta varias ventajas sobre otros esquemas. Por ejemplo, el convertidor de electrónica de potencia adoptado en este esquema se encarga de controlar la potencia del circuito del rotor exclusivamente. Por lo tanto, la potencia nominal del convertidor es relativamente baja comparado con la configuración serie utilizada en una turbina de velocidad variable con un convertidor completo [P.W. Carlin y Muljadi, 2001].

La simulación de las turbinas eólicas con generadores de inducción doblemente alimentados se puede encontrar publicado en la literatura abierta [Giannakopoulos, 1999]

[Tang y Xu, 1995]. Estos modelos son adecuados para realizar estudios de transitorios electromagnéticos, en donde se presenta a detalle el modelado del convertidor de potencia y la estrategia de control. Además, existen modelos a frecuencia fundamental de esta turbina eólica con el generador doblemente alimentado [Akhmatov, 2003] [A. Hansen, 2003]. El convertidor de electrónica de potencia es complejo en estos modelos ya que incluye a detalle el controlador del lado del rotor, el convertidor del lado de la red y el capacitor común del enlace de cd. Sin embargo, las dinámicas internas del convertidor de potencia no son de interés para el análisis de sistemas de potencia de gran escala. Dichos modelos requieren pasos de simulación pequeños y tiempos de simulación grandes, por lo cual no son adecuados para utilizarse en herramientas de simulación de sistemas de potencia como PSS/E.

En particular, el programa de simulación PSS/E (Power System Simulator for Engineering) es un software que engloba varios programas para estudios de sistemas eléctricos de potencia de gran escala. Esta herramienta facilita los cálculos para una variedad de análisis tales como flujos de potencia, flujos de potencia óptimo, fallas balanceadas y no balanceadas, construcción de una red equivalente y simulación dinámica. El modelo del aerogenerador basado en el generador de inducción doblemente alimentado se incluye en este programa. Este modelo del aerogenerador se desarrolló en torno a las estrategias de control del generador eólico [Clark y Miller, 2008]. Es decir, en esa contribución se desarrolla el sistema de control de la turbina eólica pero se evita el uso de variables de estado asociados al generador y el convertidor.

En la literatura existe una gran cantidad de contribuciones entorno al control y las características de generadores eólicos individuales. Estos modelos se han desarrollado para diversos tipos de estudio tales como flujos de potencia [Nandigam, 2004], estudios de estabilidad transitoria [Nunes, 2004][Trudnowski, 2004] y flujos de potencia óptimos [Konopinski, 2009]. Asimismo, un número importante de investigaciones han propuesto representaciones en donde los parques eólicos con un gran número de unidades de generación se definen con un sólo generador eólico equivalente [Modeling y Group, 2008] [Li, 2011]. De esta forma, el tamaño y complejidad del modelo del parque eólico se reduce considerablemente.

Considerando el gran avance en la generación de energía eléctrica por medio del viento en México, se han realizado estudios acerca del impacto de los parques eólicos en el sistema eléctrico nacional. En [Castro y Tovar, 2008] se reporta un estudio realizado por la Comisión Federal de Electricidad y el Instituto Tecnológico de Morelia sobre el impacto de la operación de grandes parques de generación eólica en el Sistema Interconectado Nacional. Se analiza la operación de parques eólicos constituidos por generadores eólicos de distintos

fabricantes ante diversos disturbios usando la herramienta PSS/E. Se utilizaron modelos dinámicos de turbinas eólicas con generadores de inducción doblemente alimentado para los modelos GAMESA G8x, Eurus AW1500 y el modelo genérico de la biblioteca de PSS/E.

En estudios más recientes publicados en [Inda y Villa, 2011] se analiza la integración de 2500 MW de generación eólica al sistema Interconectado Nacional de México para el año 2014. El escenario de análisis considera la presencia de un total de 5500 MW de generación hidroeléctrica ubicada en el sureste del país. La generación combinada proveniente de plantas hidroeléctricas y eólicas se debe transmitir al centro del país a través de un sistema de transmisión en 400 kV, el cual presenta limitaciones que deben considerarse debido a la variabilidad del recurso eólico. Los resultados reportados en esta contribución indican que la infraestructura del sistema de transmisión y distribución tiene la capacidad de integrar 2500 MW de generación eólica, al mismo tiempo que se mantiene operando el sistema dentro de márgenes seguros. Por una parte, los perfiles de voltaje en los principales nodos en 400 kV en la zona de los parques eólicos se mantienen en niveles aceptables. Por otra parte, los flujos de potencia en los corredores de transmisión que conectan el sureste con la región central se mantienen dentro de los límites adecuados. Sin embargo, los perfiles de potencia transmitida siguen el perfil de potencia generada por parte de los parques eólicos, es decir, presentan fluctuaciones asociadas a las variaciones de la velocidad del viento.

1.3. Justificación

En la actualidad el uso de la energía eléctrica es indispensable para la economía de cualquier país. La calidad del suministro eléctrico es considerado como un indicador del grado de desarrollo económico de una sociedad, relacionado con el producto nacional bruto del país, su capacidad industrial y con el nivel de vida de sus habitantes. Es por ello que el desarrollo de nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica ha venido en aumento y en la actualidad se apuesta por las fuentes de generación de energías alternas.

La energía eólica ha demostrado ser una excelente opción como fuente de generación alterna pero con altos costos de inversión hasta estos momentos. Es por eso que en los últimos años se han estudiado diversos aspectos en torno a estas fuentes de generación, que van desde estudios realizados para entender el comportamiento interno del tipo de máquinas eléctricas que se usan para la generación eólica hasta la implementación de parques eólicos en sistemas eléctricos de diferentes dimensiones. Estos estudios ayudan en la toma de decisiones al realizar proyectos de generación de energía eólica.

En el sureste de país se encuentran ubicadas las grandes centrales de generación hidroeléctrica, las cuales operarán conjuntamente con los grandes parques de generación en la

zona del Istmo de Tehuantepec. Es necesario, por tanto, conocer las consecuencias de la interacción dinámica entre parques eólicos de gran escala y el sistema eléctrico de potencia antes que tenga lugar la conexión a la red de dichas granjas eólicas. En este sentido, el sistema eléctrico está actualmente experimentando cambios de plantas de generación convencional basadas en tecnología madura y bien conocida hacia tecnologías de generación eólica cuyo conocimiento es parcial.

1.4. Objetivos

El objetivo general de esta tesis es estudiar el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional con presencia de parques eólicos y comparar los resultados obtenidos con las especificaciones establecidas en el código de red usando el paquete de simulación PSS/E. Los objetivos particulares del trabajo son:

- Realizar estudios de estado estable de parques eólicos que permitan proveer condiciones iniciales adecuadas para estudios dinámicos.
- Simular el modelo equivalente de un parque eólico en el paquete PSS/E para reducir el esfuerzo de cómputo demandado en estudios dinámicos.
- Evaluar la participación de los parques eólicos en la regulación de voltaje y frecuencia del sistema eléctrico.
- Analizar la respuesta del Sistema Interconectado Nacional con presencia de parques eólicos ante disturbios tales como falla trifásica, pérdida de carga y pérdida de generación.
- Comparar el desempeño de los sistemas de control de los aerogeneradores incluidos en el paquete PSS/E.

1.5. Contribuciones

Las contribuciones de este trabajo se enumeran enseguida:

- Simulación de modelos equivalentes para representar parques eólicos de gran escala y estudios dinámicos.
- Estudios del cumplimiento del código de red en la operación de parques eólicos en la zona del istmo de Tehuantepec.

- Estudios comparativos del desempeño de dos esquemas de control incluidos en el modelo del aerogenerador de velocidad variable de PSS/E ante disturbios como desconexión de un compensador estático de VARs de 300 MVAR y pérdida de una carga importante en un nodo lejano de la zona del istmo de Tehuantepec.
- Un sistema de prueba equivalente de una máquina representativo de la zona del istmo de Tehuantepec ubicada entre los nodos Juile y La Venta para estudiar el desempeño de parques eólicos en un sistema eléctrico de pequeña escala

1.6. Metodología

En el desarrollo de este trabajo se utiliza el programa PSS/E para obtener las soluciones de estado estable y dinámicas. Se resuelve el Sistema Interconectado Nacional y un sistema de pequeña escala referente al un área de la zona de eólicos, este sistema se recrea usando un bus infinito para la representación del sistema Interconectado Nacional.

Se incorporan parques de generación eólica con capacidad de 42 MW hasta 1134 MW tanto en el Sistema Interconectado Nacional como en el sistema de pequeña escala. Este parque se usa con un modelo equivalente, el cual consiste en sustituir el conjunto de generadores eólicos que constituyen el parque eólico con un generador eólico equivalente. El modelo del aerogenerador en el programa PSS/E considera un generador de inducción doblemente alimentado, así como la curva de capacidad de un aerogenerador de 1.5 MW para la incorporación del parque eólico.

El sistema de prueba simplificado de la zona Juile-LaVenta con la presencia de un parque eólico se analiza bajo tres diferentes disturbios. El primero de estos disturbios simula una falla trifásica en la línea JUI-230 a JUD-230, con un tiempo de 150 ms y disparo de la línea. El segundo disturbio simula una falla en las terminales del parque, con 150 ms. de duración. El tercero simula la pérdida de generación, el cual consiste en disminuir en un 10% la potencia generada total del sistema equivalente.

Con respecto al Sistema Interconectado Nacional con la presencia de parques eólicos, se aplican tres tipos de disturbios. El primer caso de estudio consiste en simular una falla trifásica en la línea JUI-230 a JUD-230. Por otra parte, el segundo caso de estudio se basa en la simulación de pérdida de carga, para la cual se elimina una carga de gran escala con una capacidad de 286 MW conectada al nodo SIC-230, ubicada en el estado de Michoacán. El tercer disturbio se simula mediante la pérdida de generación, la cual consiste en eliminar un generador de la zona de generación hidroeléctrica en el estado de Chiapas, conectada al nodo MMT-U2 de la central Manuel Moreno Torres con una capacidad de 250 MW.

Además, también se considera la presencia de un mayor número de parques eólicos, conectando 17 parques con una capacidad total de 1134 MW. En el primer caso de estudio, se aplica una falla en la línea que va de JUI-230 a JUD-230. En el segundo caso de estudio se elimina un compensador importante conectado al nodo VNT-400. Para el tercer caso de estudio se aplica una falla en la línea que va del nodo JUI-400 a VNT-400.

Al finalizar cada estudio, se realizan comparaciones entre el comportamiento de los voltaje en los nodos de conexión del parque y nodos cercanos con el perfil de voltaje que se especifica en el código de red. De igual manera se analiza el comportamiento de la frecuencia y su comparación con los rangos de frecuencia establecidos en el código de red. Por otro lado, se realizan comparaciones entre dos estrategias de control del modelo del aerogenerador incluido en PSS/E y se evalúa su desempeño en términos de un índice de desviación de voltaje en los nodos del sistema,

1.7. Descripción por capítulos

El contenido de esta tesis está organizado en seis capítulos. En el primer capítulo se presenta la descripción del problema y la revisión del estado del arte. Además, se presenta la justificación, los objetivos y la metodología del trabajo.

En el capítulo dos se presentan los fundamentos del paquete de simulación de sistemas de potencia PSS/E y se detallan algunas características que se utilizan en estudios de estado estable y simulaciones dinámicas. Además, en este capítulo se describen los códigos de red y su aplicación en estudios de sistemas de potencia incorporando parques eólicos.

En el capítulo tres se describe el modelado de parques eólicos, para simulaciones dinámicas. Se presenta el modelo del generador de inducción doblemente alimentado, la turbina eólica, convertidores de electrónica de potencia y controles. De igual manera se describe la incorporación del aerogenerador desarrollado por el programa PSS/E, así como la implementación del modelo equivalente de un conjunto de aerogeneradores. Se presentan resultados de simulación obtenida en PSS/E.

En el capítulo cuatro se propone un sistema de prueba reducido y representativo de la zona de parques eólicos ubicados en el Istmo de Tehuantepec. Se presentan resultados del estudio de flujos de potencia y estudios dinámicos ante perturbaciones como falla trifásica en una línea, falla en terminales del parque eólico y pérdida de generación y se comparan con el código de red.

En el capítulo cinco se analiza la respuesta de la zona de eólicos introducido al Sistema Interconectado Nacional. En cada caso de estudio reportado se presenta primeramente la

solución de flujos de potencia en términos de voltajes y ángulos en los nodos cercanos al punto de conexión común. En seguida, se aplica algún disturbio y se observa la respuesta del sistema con presencia de parques eólicos. Se reporta la solución dinámica para disturbios tales como una falla trifásica en una línea, pérdida de carga y pérdida de generación.

Por último, se describen las conclusiones de este trabajo y se presentan los trabajos futuros.

Simulador PSS/E y el Código de Red Mexicano

2.1. Introducción

En este capítulo se describen algunos puntos importantes sobre el programa de simulación PSS/E para resolver problemas de sistemas de potencia. Además, se introducen los códigos de red relacionados con la operación de parques eólicos conectados al sistema eléctrico mexicano.

2.2. Software de simulación PSS/E

Power System Simulator for Engineering (PSS/E) es una paquetería completa que se compone de un conjunto integral de programas para estudios de las redes de generación y transmisión en los sistemas de potencia [SIEMENS, 2008]. En la actualidad contiene dos simuladores principales, uno para estudios de estado estable y otro para simulación dinámica, facilitando los cálculos para una variedad de estudios, incluyendo flujos de potencia, flujos de potencia óptimos, fallas del tipo balanceadas y desbalanceadas, construcción de una red equivalente y simulación dinámica.

PSS/E utiliza una interfaz gráfica de usuario que se compone de todas las funcionalidades de análisis de estado estable. Además de los análisis de estado estable y dinámico, PSS/E también proporciona al usuario un conjunto de programas auxiliares para la instalación, la entrada de datos, la producción, la manipulación y la preparación.

2.2.1. Flujos de potencia.

El estudio de flujos de potencia es una herramienta importante que involucra el análisis numérico aplicado a un sistema eléctrico de potencia. Estos estudios son importantes porque permiten la planificación y la futura expansión de los actuales y futuros sistemas de potencia. Un estudio del flujo de potencia también se puede utilizar para determinar el mejor diseño de sistemas de potencia. Además, estos estudios proporcionan los valores iniciales para la simulación dinámica.

El estudio de flujos de potencia se implementa utilizando el método Newton-Raphson, aunque también se puede usar un Newton-Raphson desacoplado, Gauss-Seidel y Gauss-Seidel modificado. La interfaz es compatible con una variedad de servicios interactivos, incluyendo:

- Introducción, modificación y supresión de datos de la red utilizando una hoja de cálculo.
- Creación de redes y diagramas de una línea.
- Análisis en estado estacionario (flujo de carga, análisis de fallas, el flujo de potencia óptima).
- Presentación de los resultados del análisis de estado estable.

2.2.2. Dinámica.

El programa de simulación dinámica incluye toda la funcionalidad transitoria, dinámica y análisis de la estabilidad a largo plazo. La interfaz de simulación dinámica enlaza los datos obtenidos en el estudio de flujos de potencia con los datos de la dinámica de cada uno de los elementos que se encuentran en el sistema eléctrico, como por ejemplo los generadores. Estos datos dinámicos contienen información como las conexiones de cada dispositivo o elemento de un generador a la red y características específicas de cada máquina como la constante de amortiguamiento, la constante de inercia, entre otros. Agregando los diferentes modelos en esta parte del programa, se pueden analizar diversos tipos de perturbaciones o fallas y obtener la respuesta dinámica del sistema.

La herramienta de simulación PSS/E contiene modelos validados de generadores síncronos que se utilizan en plantas de generación convencional, control de excitación, gobernadores y estabilizadores de sistemas de potencia. Así mismo, incluye modelos dinámicos

para representar centros de consumo ante fluctuaciones de voltaje y frecuencia. Además, posee la capacidad para implementar modelos de usuario, la cual es una característica muy poderosa para modelar dispositivos.

Por otra parte, este paquete de simulación está desarrollado tomando en cuenta un conjunto de consideraciones, las cuales son comunes en diversas herramientas de simulación dinámica. Algunas de estas consideraciones son las siguientes [Akhmatov, 2003]:

- Es una herramienta de simulación a frecuencia fundamental, en donde la desviación de frecuencia se encuentra en el rango $\pm 10\%$ de la frecuencia nominal. Los armónicos superiores a la fundamental no se modelan.
- Utiliza equivalentes de secuencia positiva del sistema eléctrico de potencia, lo cual se aplica a redes eléctricas trifásicas y simétricas. De igual forma, el generador se modela mediante equivalentes de secuencia positiva.
- Se pueden modelar únicamente eventos balanceados tales como fallas trifásicas.
- Se pueden simular eventos desbalanceados como eventos balanceados haciendo uso de la interfaz de PSS/E.
- La solución de la red eléctrica en el instante t durante la ejecución de una simulación dinámica se obtiene ejecutando la solución de flujos de potencia en cualquier paso de tiempo. El vector de corrientes que se inyectan en los nodos del sistema eléctrico se define con:

$$I = YV$$

en donde, Y es la matriz de admitancia nodal y V es el vector de voltajes nodales.

- El disparo de una línea trifásica es en realidad un disturbio desbalanceado, ya que la apertura de cada una de las tres fases se realiza cuando la corriente correspondiente en cada fase cruza por cero. La componente de CD residual que aparece en la corriente de línea durante la solución transitoria se elimina. De acuerdo con el algoritmo implementado en el PSS/E, la simulación de este disturbio se realiza simplemente desconectando las tres fases simultáneamente, pero eliminando el transitorio en la corriente.
- Los aerogeneradores utilizan una representación basada en una fuente de voltaje detrás de una impedancia. Sin embargo, este modelado se sustituye en PSS/E con un equivalente Norton.

Tabla 2.1: Frecuencias de corte y tiempo de desconexión

Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la protección
>62 Hz	Instantáneo, desconexión
$57.5 \leq$ Operación normal ≤ 62.0	Operación continua, no desconexión
<57.5 Hz	Instantáneo, desconexión

2.3. Código de red de la CFE

Cuando un parque eólico se conecta en una red eléctrica en los niveles de transmisión, dicha central de generación debe cumplir con un conjunto de requerimientos similares a los que deben cumplir las centrales de generación convencional. El operador del sistema de transmisión define dichos requerimientos en el código de red para el correspondiente nivel de voltaje. Los códigos de red cambian de país a país debido a que los lineamientos establecidos en los códigos de red dependen de la estructura de cada red de transmisión.

El código de red es un conjunto de requerimientos que deben cumplir al interconectarse las empresas que producen energía eléctrica por medio de generadores eólicos. Estas reglas de interconexión son importantes ya que la intermitencia del viento tiene efectos en la frecuencia y voltaje del sistema [CFE, 2008].

2.3.1. Frecuencia de corte

Los requerimientos para el uso de protecciones en presencia de altas y bajas frecuencias en el sistema se presentan en la Tabla 2.1 [CFE, 2008]. Además, se indica el tiempo de desconexión ante estos cambios de frecuencia.

2.3.2. Niveles de armónicos en la corriente

Los equipos relacionados a los aerogeneradores crean corrientes armónicas. Para evitar que estas penetren en la red eléctrica se deben instalar filtros con el fin de cumplir con los niveles de distorsión descritas en los estándares IEC-61400-21 e IEC-61000-3-6 [CFE, 2008]. Este código de red no incluye los niveles de armónicos de corriente respecto de la fundamental para frecuencias específicas.

Tabla 2.2: Niveles de armónicos en el voltaje en por ciento de la fundamental

Orden armónico	Nivel del armónico (% de la fundamental)	Orden armónico	Nivel del armónico (% de la fundamental)
2	1.40	3	2.00
4	0.80	5	2.00
6	0.40	7	2.00
8	0.40	9	1.00
10	0.35	11	1.50
12	0.32	13	1.50
14	0.30	15	0.30
16	0.28	17	1.20
18	0.27	19	1.07
20	0.26	23	0.89
22	0.25	25	0.82
24	0.24	29	0.70
28	0.23	31	0.66
30	0.22	33	0.20
32	0.22	35	0.58
34	0.22	37	0.55
36	0.21	39	0.20
38	0.21	41	0.50
40	0.21	43	0.47
42	0.21	45	0.20
44	0.20	47	0.43
46	0.20	49	0.42
48	0.20		
50	0.20		

2.3.3. Niveles de armónicos en el voltaje

Los niveles de distorsión para los primeros cincuenta armónicos del voltaje se muestran en la Tabla 2.2 [CFE, 2008]. El porcentaje de distorsión armónica total permitido es $THD_{AT} = 3.0\%$, la distorsión total será medida en forma continua y las armónicas individuales sólo cuando exceda la distorsión armónica total.

2.3.4. Potencia Reactiva

El parque eólico debe de tener la capacidad para producir y absorber potencia reactiva, colaborando con el control de voltaje en el punto de interconexión y debe ajustar

la contribución de reactivos a solicitud del operador del sistema (CENACE). Además, el parque eólico debe incluir las opciones de control de voltaje. Para el caso de las fuentes de generación eólica de capacidad superior a 10 MW, dichas centrales de generación deben participar en el control de voltaje. Las fuentes de energía interconectadas en media y alta tensión deben contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto. En estado permanente el parque eólico debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de $\pm 5\%$ de voltaje nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia [CFE, 2008].

2.3.5. Variaciones periódicas de la tensión

La conexión del parque eólico puede afectar la calidad del voltaje en el sistema eléctrico en la forma de variaciones periódicas de amplitud conocidas como parpadeo. Este se debe mantener bajo ciertos niveles establecidos mediante los siguientes indicadores [CFE, 2008]:

- Indicador de variación de tensión a corto plazo (PST).- este indicador se define en unidades de perceptibilidad en pu. Este indicador se mide en intervalos de observación de 10 minutos. El límite máximo es de 0.35.
- Indicador de variaciones de tensión a largo plazo (PLT).- Este indicador se mide en intervalos de observación de 2 horas. El límite de este indicador es de 0.25.

2.3.6. Operación del parque eólico ante fallas externas y en el punto de interconexión

Durante la operación del parque eólico, este deberá tener la capacidad de soportar las fallas cercanas a este, sin desconectarse del sistema eléctrico, como consecuencia de la disminución repentina del voltaje y a la recuperación a un nivel post falla. En todo momento debe mantener su capacidad de compensación de potencia reactiva. Los tipos de falla y la duración de estos se describen en la Tabla 2.3. En la Figura 2.1 se muestra el hueco de tensión ante fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólico sin desconectarse de la red eléctrica, en donde se aprecia que una vez liberada la falla el perfil de voltaje se recupera al 80% en un tiempo de 1 s del inicio de la falla. Sin embargo, si el sistema presentará un problema de inestabilidad, afectando directamente al voltaje en los puntos de interconexión y cercanos los aerogeneradores intentarían reestablecer el voltaje en dichos puntos mientras estén dentro de los límites

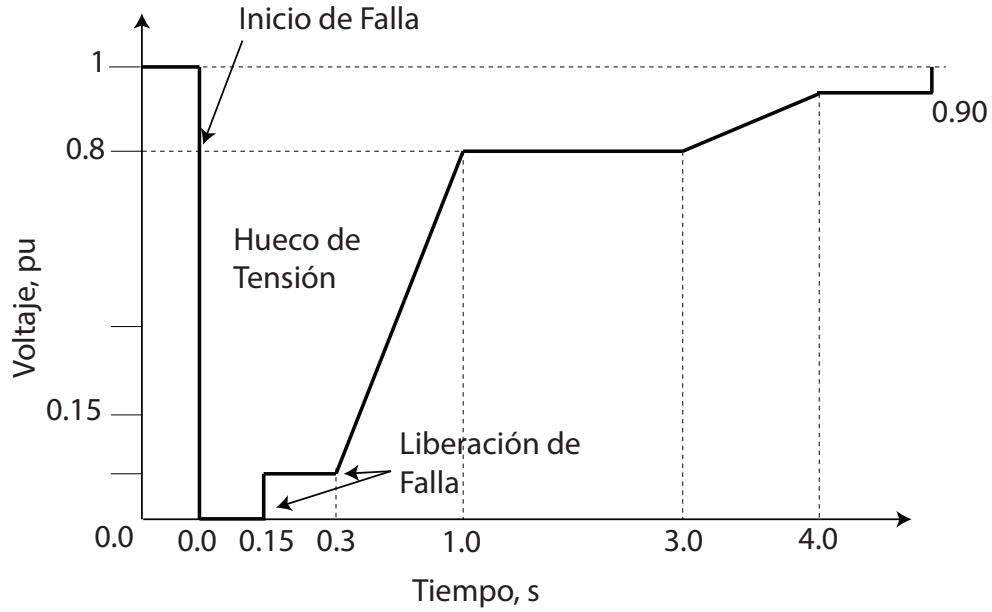


Figura 2.1: Capacidad para operar durante falla

Tabla 2.3: Tipos de fallas y tiempos de duración

Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de falla
Falla trifásica a tierra	150ms
bifásica con o sin conexión a tierra	150ms
monofásica a tierra	150ms

asignados por el código de red. El parque eólico deberá permanecer conectado al sistema eléctrico durante los siguientes escenarios [CFE, 2008]:

- Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos.

En condiciones de falla, los consumos de potencia activa de los parques eólicos deberán ser mínimos. Estos montos de potencia están relacionados con la cantidad de potencia que puede generar el parque dependiendo de las características de los generadores usados.

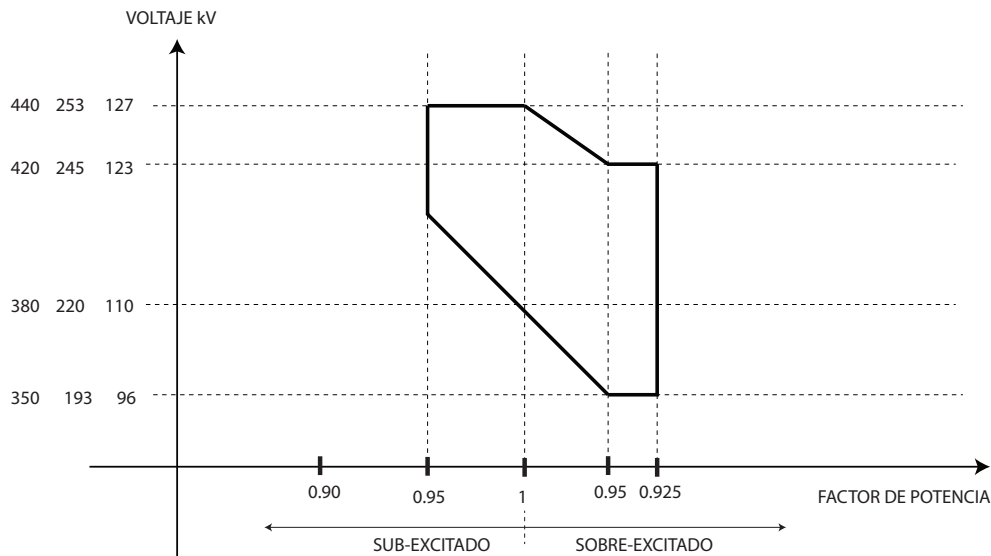


Figura 2.2: Requerimientos de factor de potencia para unidades de generación conectados a redes eléctricas de alto voltaje

2.3.7. Estudios y análisis para la interconexión de aerogeneradores

Considerando la conexión de parques eólicos al sistema, se realiza una serie de estudios que evalúan el impacto de dicha incorporación. La compañía que pretende conectar un parque eólico tendrá que proporcionar todos los parámetros, estudios y datos que permitan determinar la correcta incorporación del parque. Algunos de los estudios requeridos son los siguientes: cortocircuito, flujos de potencia, análisis de contingencias, estabilidad transitoria y dinámica y análisis de armónicos de las corrientes y voltajes.

2.4. Códigos de red en otros países

Las especificaciones indicadas en los códigos pueden diferir de compañía a compañía debido a la estructura de la red de transmisión. La Figura 2.2 describe la operación en estado estable de un parque eólico definido para una compañía suministradora de energía en Alemania [GmbH, 2006]. Se puede observar de la Figura 2.2 que el rango de operación se desplaza hacia la región sobre-excitada. Estas especificaciones se pueden deber a niveles de carga altos y la existencia de un déficit de potencia reactiva. De esta forma, las máquinas que operan bajo esta especificación deben operar en modo sobre-excitado para regular el voltaje.

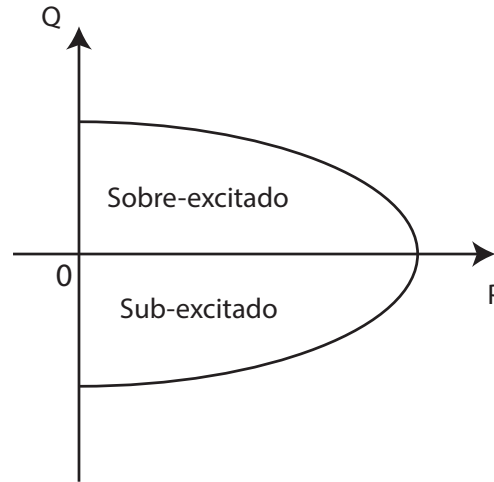


Figura 2.3: Curva de potencia reactiva y activa de generador de inducción doblemente alimentado

2.4.1. Capacidad de potencia reactiva de sistemas eólicos

Las turbinas eólicas de velocidad variable están equipadas con convertidores de fuente de voltaje. Las ventajas que presenta este generador en comparación a otros, es que permite un control de los reactivos consumidos por el rotor lo cual permite un control de la velocidad frente a variaciones del viento y del sistema eléctrico.

La Figura 2.3 muestra la curva de potencia reactiva de un generador de inducción doblemente alimentado utilizados en parques eólicos. La capacidad de potencia reactiva de un generador de inducción doblemente alimentado depende de la capacidad de los convertidores.

La característica P-Q presenta dos aspectos especiales. Por una parte, los generadores de inducción doblemente alimentados pueden absorber más potencia reactiva en el modo sub-excitado que generar potencia reactiva en el modo de operación sobre-excitado. Por otra parte, las turbinas eólicas tienen la capacidad de proveer potencia reactiva incluso cuando no se genera potencia activa. Observando la curva descrita en la Figura 2.3, es deseable reducir la potencia activa e incrementar la potencia reactiva durante escenarios de falla.

Por su parte la Figura 2.4 presenta la característica de hueco de tensión especificada para distintos códigos de red. Esta figura especifica las condiciones de falla que debe soportar el parque eólico sin desconectarse de la red. Por ejemplo, en esta figura se puede apreciar que el código de red de Dinamarca considera una duración del tiempo de falla de 100 ms, la cual es menor respecto a los demás códigos de red. Por su parte, Irlanda maneja tiempos de duración de falla más exigentes, con un tiempo de 625 ms. Por su parte, México

considera un tiempo de falla de 150 ms, para los 300 ms el voltaje debe de estar con una recuperación del 15% y para un tiempo de 1000 ms el voltaje debe de tener 80% de su voltaje de pre-falla. Los países que tienen una restricción mayor en cuanto al momento de falla son Dinamarca, Irlanda, Italia, Gran Bretaña, España y estados Unidos, ya que no permiten que el voltaje caiga a cero. Por otro lado, los países que son más permisibles en el momento de falla son: Alemania, Quebec y México, ya que estos dejan pasar hasta 150 ms. Sin embargo, países como Irlanda y estados Unidos tienen que finalizar en un tiempo de 300 ms al 100% del voltaje, por otro lado, países como Dinamarca e Italia son más permisibles al final, ya que contemplan un 75% e recuperación apartir de los 750 ms.

2.5. Resumen

En este capítulo se presentaron algunas consideraciones para estudios de estabilidad que es importante tomar en cuenta para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. También, se describe en forma general la herramienta computacional PSS/E usada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, las partes que lo componen y sus capacidades. Finalmente, se aborda el tema del código de red, en el cual se describen diferentes consideraciones establecidas para la conexión de parques eólicos al Sistema Interconectado Nacional.

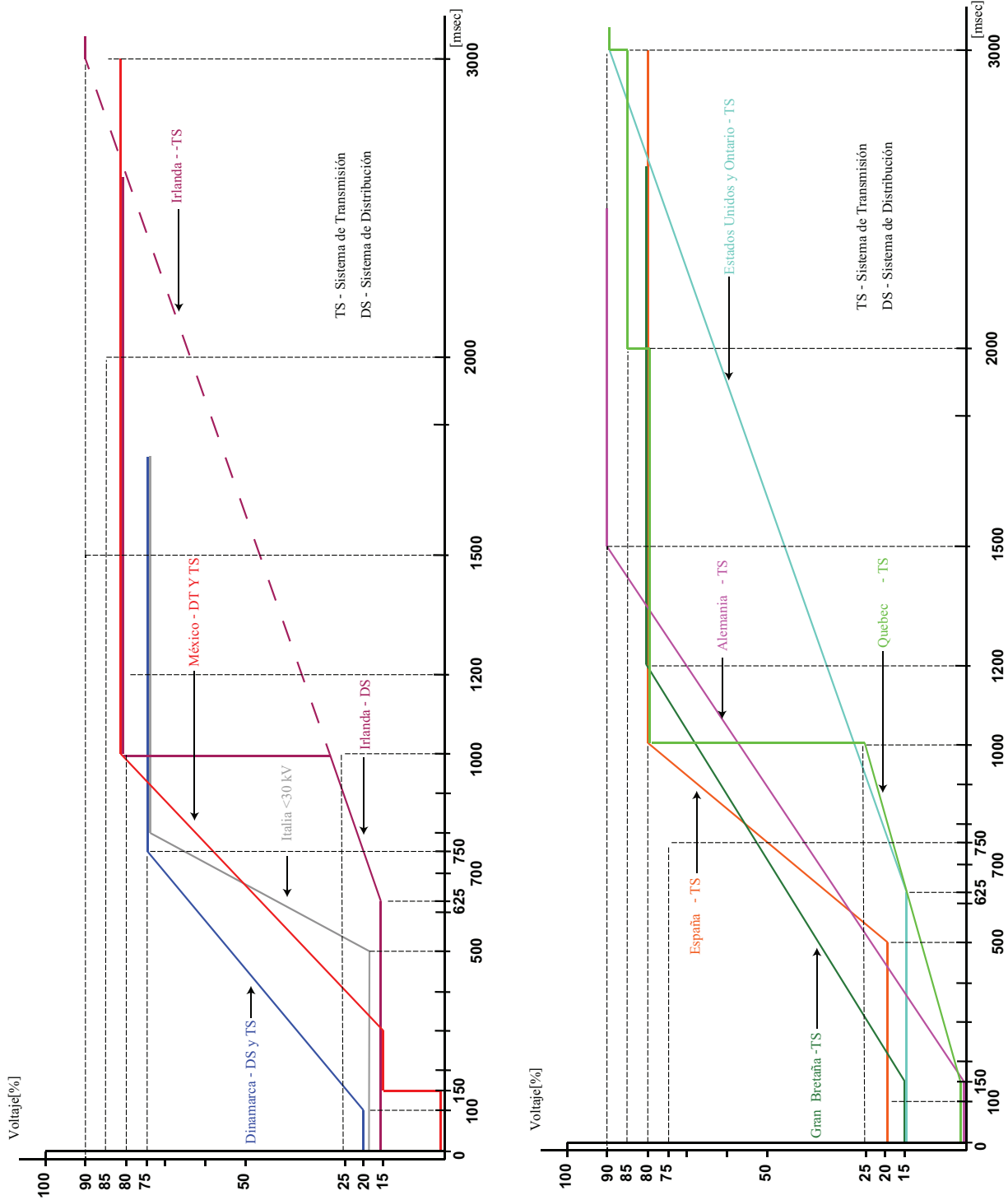


Figura 2.4: Comparación de la característica de hueco de tensión en diversos códigos de red.

Modelado de parques eólicos

En este capítulo se describe el modelo de la turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado que viene incluido como parte de las librerías de programa PSS/E. Se describen las opciones disponibles en este paquete de simulación para realizar estudios de flujos de potencia y dinámicos. Además, se describe la representación de un parque eólico equivalente por medio de una sola turbina y se presenta la validación de resultados.

3.1. Arquitectura de turbinas eólicas

Existe una variedad de turbinas que pueden ser usadas en diversas aplicaciones. Sin embargo, las turbinas eólicas utilizadas para generar electricidad comparten en la actualidad características tales como tres aspas, un eje horizontal y turbinas a barlovento. Las configuraciones que se describen a continuación se clasifican respecto a su habilidad para controlar la velocidad y el tipo de convertidor que incorporan. Las turbinas se pueden clasificar también respecto al tipo de control de potencia que posean, por ejemplo, control fijo, control de ángulo de ataque y control fijo activo [Ackermann, 2005].

3.1.1. Turbina eólica de velocidad fija

La turbina eólica de velocidad fija contiene un generador de inducción jaula de ardilla y se acopla a la red a través de un transformador. Este tipo de aerogenerador está conectado directamente a la red e incorpora un banco de capacitores para proveer parcialmente la demanda de reactivos. El diagrama esquemático de este tipo de aerogenerador se muestra en la Figura 3.1(a). El deslizamiento del generador varía ligeramente con la cantidad de

potencia generada y por lo tanto no es totalmente constante. Sin embargo, este tipo de turbina opera con variaciones de velocidad del orden del 1% [Ackermann, 2005]

3.1.2. Turbina eólica de velocidad variable con la resistencia del rotor variable

La turbina eólica de velocidad variable con la resistencia del rotor variable es un generador de inducción con capacitores para la corrección del factor de potencia y un transformador para la conexión a la red. La resistencia del rotor puede cambiar y, por lo tanto, se puede regular el deslizamiento. La configuración típica de este tipo de turbina se muestra en la Figura 3.1(b).

3.1.3. Turbina eólica de velocidad variable con generador doblemente alimentado

La turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado puede transmitir potencia al sistema a través del rotor del generador y del estator. Cuando el generador opera en un nivel super-síncrono la potencia es transmitida del rotor a través del convertidor de potencia hacia la red. Por otro lado, cuando el generador de inducción opera en modo sub-síncrono el rotor absorbe potencia de la red a través del convertidor. La operación a velocidad variable se obtiene inyectando un voltaje controlable a la frecuencia de deslizamiento en el rotor del generador de inducción. Los devanados del rotor se alimentan a través de su convertidor de potencia de frecuencia variable, el cual está constituido con dos convertidores de fuente de voltaje unidos por medio de un capacitor de CD. En la Figura 3.1(c) se observa el diagrama esquemático de este tipo de turbina de velocidad variable.

3.1.4. Turbina eólica de velocidad variable con convertidor completo

La turbina eólica de velocidad variable con convertidor completo se conecta a la red por medio de un convertidor de escala completa y un transformador de acomplamiento con la red eléctrica. Esta configuración permite a la máquina operar sobre un amplio rango de velocidades y controlar la potencia activa y reactiva independientemente. Esta turbina eólica puede incluir o evitar la caja de velocidades. Mientras que la frecuencia del generador

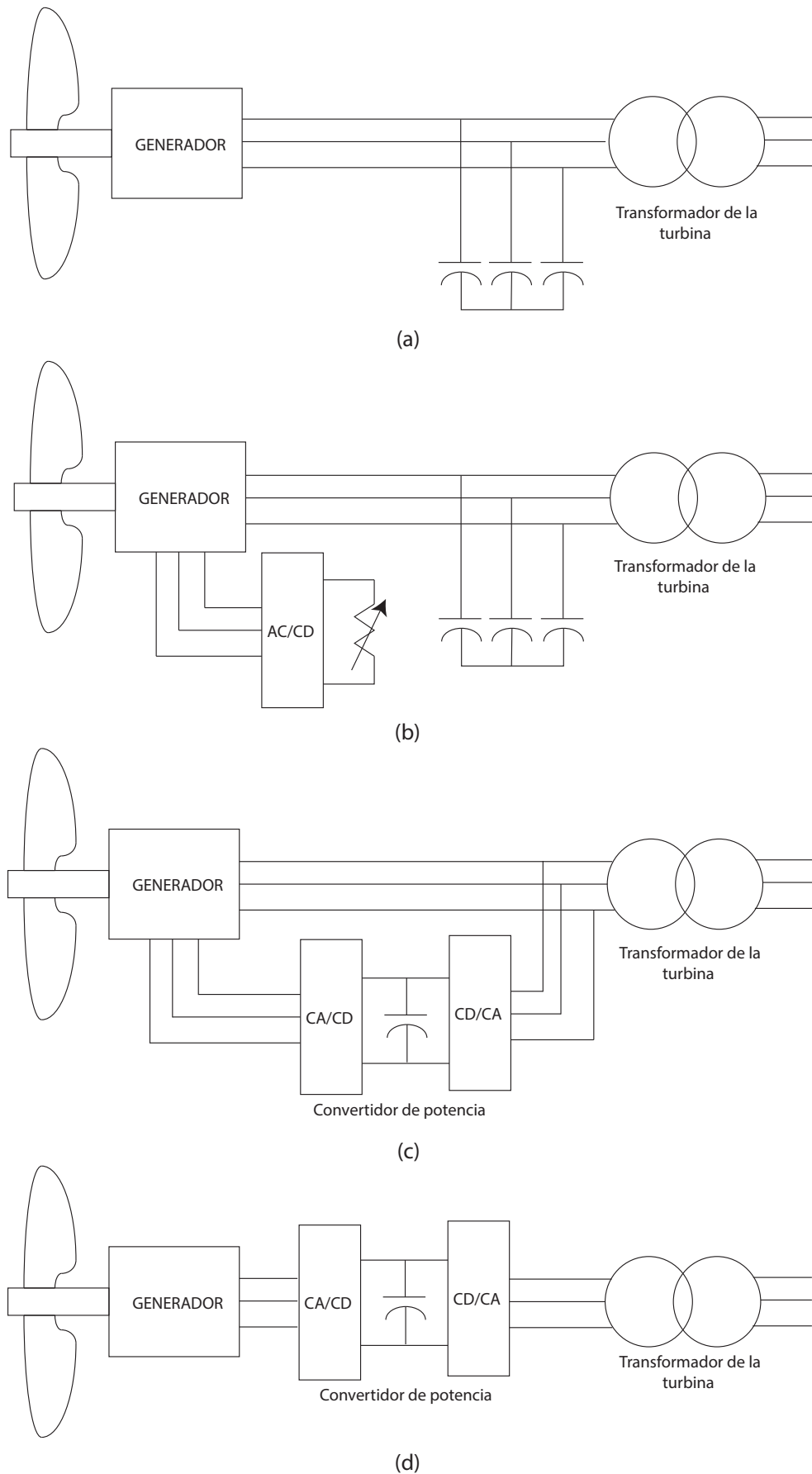


Figura 3.1: Configuraciones típicas de turbinas eólicas: a).- turbina de velocidad fija, b).- turbina de velocidad variable con resistencia variable en el rotor, c).- turbina de velocidad variable con generador doblemente alimentado y d).- turbina de velocidad variable con convertidor completo.

varía con los cambios de velocidad del viento, la frecuencia de la red permanece constante. De esta forma la turbina eólica opera con velocidad variable. En La Figura 3.1(d) se muestra la topología de la turbina con convertidor completo.

3.2. Modelado de la turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado

La Figura 3.2 muestra la estructura del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado [Ackermann, 2005]. Se puede apreciar que el modelo del generador eólico contiene cuatro componentes principales: el modelo de la velocidad del viento, el modelo del rotor, el modelo del generador y el convertidor de electrónica de potencia. Además, este tipo de generador eólico se encuentra equipado con un controlador del voltaje en terminales, un controlador para la velocidad del rotor y el controlador del ángulo de inclinación de las aspas.

A continuación se describen algunos de los bloques principales que se ilustran en la Figura 3.2. No se incluye en esta descripción el modelo de la velocidad del viento y el modelo de la red eléctrica.

3.2.1. Turbina eólica

La potencia en watts producida por la turbina eólica se define como [Heier, 2006],

$$P_w = \frac{\rho}{2} \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \quad (3.1)$$

La aproximación numérica de la curva de potencia se obtiene con [Heier, 2006],

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) \cdot e^{\frac{-C_7}{\lambda_i}} \quad (3.2)$$

en donde,

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3.3)$$

Además, se tiene que

ρ densidad del aire

R radio del rotor

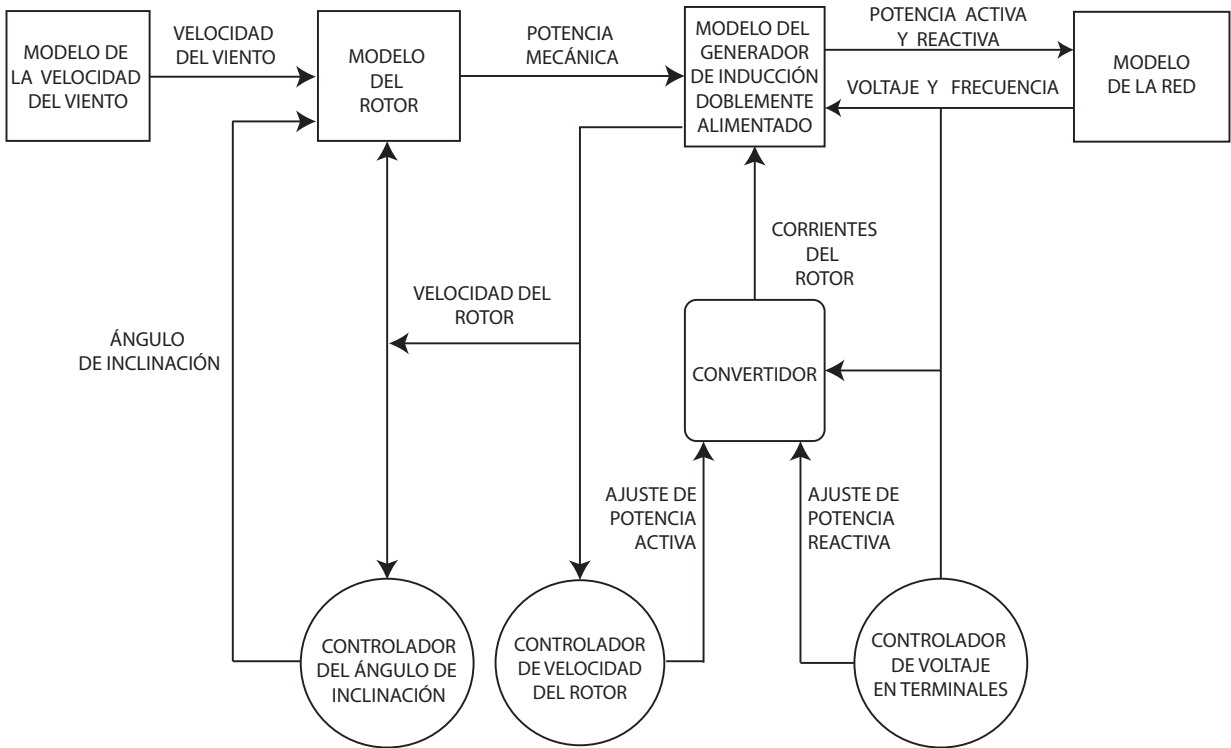


Figura 3.2: Estructura general del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado.

V_w velocidad del viento

λ relación de velocidad

β ángulo de las aspas

C_1 - C_9 constantes que aproximan la curva de potencia.

Además, la relación de velocidad λ se describe como,

$$\lambda = w_{wr} \frac{R}{V_w} \tag{3.4}$$

en donde w_{wr} es la frecuencia del rotor de la turbina.

3.2.2. Modelo de la flecha

El modelo de dos masas en por unidad para describir el comportamiento dinámico de la flecha se define con [Ackermann, 2005],

$$\frac{dw_{wr}}{dt} = \frac{T_{wr} - K_s \gamma}{2H_{wr}} \tag{3.5}$$

$$\frac{dw_m}{dt} = \frac{K_s \gamma - T_e}{2H_m} \quad (3.6)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = w(w_{wr} - w_m) \quad (3.7)$$

en donde $w = 2\pi f$, f es la frecuencia nominal de la red, w_{wr} es la frecuencia del rotor de la turbina, w_m es la frecuencia mecánica T_{wr} es el par mecánico producido por la turbina, T_e es el par eléctrico producido por el generador, H_{wr} es la constante de inercia de la turbina, H_m es la constante de inercia del generador, K_s es la constante de rigidez de la flecha y γ es el desplazamiento angular entre los dos extremos del eje.

3.2.3. Modelo del generador

Las ecuaciones que describen a un generador de inducción doblemente alimentado se presentan a continuación. Las ecuaciones del voltaje para este generador en el marco de referencia dq0 en por unidad son [Ackermann, 2005].

$$U_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (3.8)$$

$$U_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (3.9)$$

$$U_{dr} = -R_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.10)$$

$$U_{qr} = -R_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.11)$$

en donde U_{ds} y U_{qs} son los voltajes para los ejes d y q en el estator, U_{dr} y U_{qr} son los voltajes para los ejes d y q en el rotor, R_s y R_r son las resistencias en el estator y rotor, respectivamente, i_{ds} y i_{qs} son las corrientes para los ejes d y q en el estator, i_{dr} y i_{qr} son las corrientes para los ejes d y q en el rotor, ω_s es la frecuencia angular del estator, ψ_{ds} y ψ_{qs} son los enlaces de flujo para los ejes d y q en el estator, ψ_{dr} y ψ_{qr} son los enlaces de flujo para los ejes d y q en el rotor. Además, el deslizamiento se define como,

$$s = 1 - \frac{p\omega_m}{2\omega_s}, \quad (3.12)$$

en donde p es el número de polos, ω_m es la frecuencia angular del rotor. Los enlaces de flujos se definen como,

$$\psi_{ds} = -(L_{s\sigma} + L_m)i_{ds} - L_m i_{dr}, \quad (3.13)$$

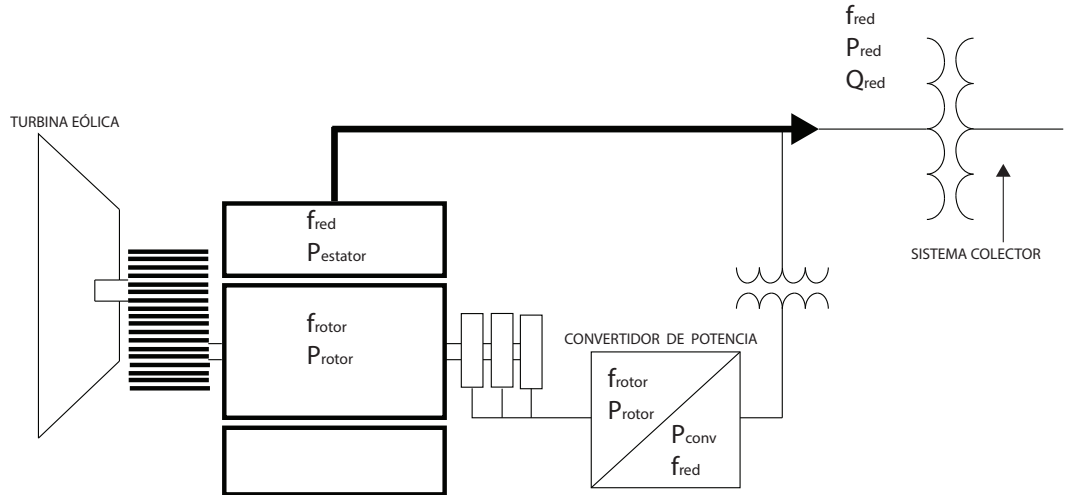


Figura 3.3: Principales componentes de la turbina eólica GE.

$$\psi_{qs} = -(L_{s\sigma} + L_m)i_{qs} - L_m i_{qr}, \quad (3.14)$$

$$\psi_{dr} = -(L_{r\sigma} + L_m)i_{dr} - L_m i_{ds}, \quad (3.15)$$

$$\psi_{qr} = -(L_{r\sigma} + L_m)i_{qr} - L_m i_{qs}, \quad (3.16)$$

en donde L_m es la inductancia mutua entre el rotor y estator, L_r es la inductancia del rotor y L_σ es la inductancia de dispersión. El par eléctrico se obtiene con,

$$T_e = \psi_{qr}i_{dr} - \psi_{dr}i_{qr} \quad (3.17)$$

en donde T_e es el par eléctrico, ψ_{qr} y ψ_{dr} son los enlaces de flujo, i_{dr} y i_{qr} son las corrientes para los ejes q y d , respectivamente.

3.3. Modelado en PSS/E

La Figura 3.3 presenta el diagrama esquemático de la turbina-generador GE [SIEMENS, 2008] [Miller, 2003]. El elemento principal de la turbina-generador es básicamente una máquina de inducción de rotor devanado. Sin embargo, un elemento distintivo es el equipamiento del sistema de excitación basado en convertidor de fuente de voltaje con electrónica de potencia. El sistema de excitación de CA de la máquina de inducción está constituido con un convertidor AC-DC-AC, el cual se conecta al rotor de la máquina, mientras que el estator se conecta directamente al sistema colector.

El comportamiento dinámico a frecuencia fundamental está regido por el convertidor conectado al rotor de la máquina de inducción. Este convertidor está constituido básicamente por dos convertidores de fuente de voltaje y un capacitor común. El convertidor de

fuentes de voltaje del lado de la red genera un voltaje en terminales detrás de la reactancia del transformador, con lo cual es posible regular el intercambio de potencia activa y reactiva. Por su parte, el convertidor de fuente de voltaje del lado del rotor genera un voltaje en terminales cuya magnitud y frecuencia están relacionadas con el deslizamiento de la máquina.

La frecuencia de deslizamiento del devanado del rotor está determinada por la diferencia entre la frecuencia del estator y la velocidad del rotor. El control de la frecuencia de excitación permite controlar la velocidad del rotor en un rango de aproximadamente $\pm 30\%$. Por otra parte, la potencia activa se divide entre los circuitos del estator y rotor de forma proporcional a la frecuencia de deslizamiento. Para velocidades del rotor por arriba de la velocidad de sincronismo, la potencia activa del rotor se inyecta hacia la red a través del convertidor y cuando el generador opera el modo sub-síncrono el rotor absorbe la potencia de la red a través de los convertidores. La potencia activa del rotor se convierte a la frecuencia en terminales del generador eólico a 60 Hz.

3.3.1. Estructura de la turbina eólica en PSS/E

La estructura del modelo dinámico del generador eólico desarrollado por PSS/E se muestra en la Figura 3.4. El modelo generador/convertidor aglutina tanto el generador de inducción doblemente alimentado como el convertidor CA-CD-CA conectado al circuito del rotor. El bloque de control del convertidor incluye el lazo de control de potencia reactiva involucrado en la función de regulación de voltaje. Por su parte, el modelo de la turbina de viento incluye la ecuación inercial del rotor, mientras que el bloque de control de aspas se encarga de regular el ángulo de inclinación y, por lo tanto, la potencia mecánica entregada por la turbina.

3.3.2. Modelo del generador/convertidor

A diferencia del modelo del generador convencional, las variables de estado mecánicas asociadas al rotor de la máquina de inducción doblemente alimentada se incluyen en el modelo de la turbina eólica en lugar de formar parte del modelo del generador/convertidor. Además, la dinámica de las variables de estado asociadas a los flujos en la máquina se han eliminado con el objeto de reflejar la respuesta más rápida del convertidor a los comandos generados en el bloque de control del convertidor [Miller, 2003].

Como consecuencia, este modelo se reduce a una representación algebraica de una fuente de corriente controlada, la cual inyecta una corriente definida en el módulo de

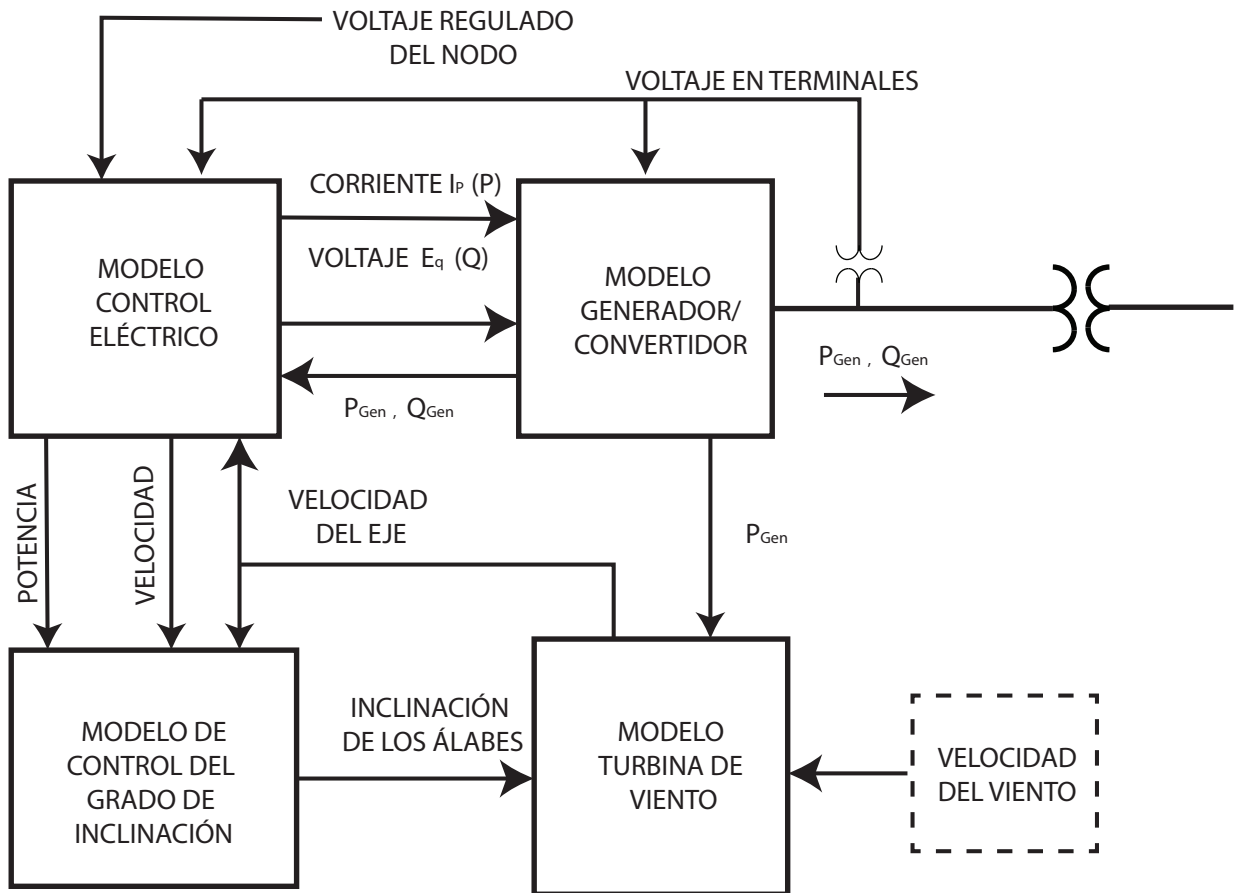


Figura 3.4: Estructura del aerogenerador implementado en PSS/E.

control eléctrico(ver Figura 3.5). Se puede apreciar que existen dos filtros pasa bajas de primer orden, los cuales representan el sistema electrónico de control. Además, se observa que ambos filtros se definen con una constante de tiempo de 20 mseg. La entrada superior del modelo del generador/convertidor ajusta la potencia reactiva, mientras que la entrada inferior especifica la cantidad de potencia activa que se debe de inyectar a la red. La reactancia X_{eq} representa la reactancia equivalente efectiva del generador, E_{qcmd} y I_{pcmd} son el voltaje y la corriente de control, respectivamente, V_{term} representa el voltaje en terminales, P representa la potencia reactiva y Q la potencia reactiva del aerogenerador, $V_{real} + jV_{imag}$ es el voltaje en su forma rectangular y I_{source} representa la corriente de la fuente.

3.3.3. Modelo del control eléctrico

El modelo del control eléctrico se muestra en la Figura 3.6, el cual está definido con el nombre de WT3E1 dentro de PSS/E. Este modelo considera la potencia reactiva, el voltaje en terminales del parque y un voltaje de referencia para determinar un voltaje de control, el

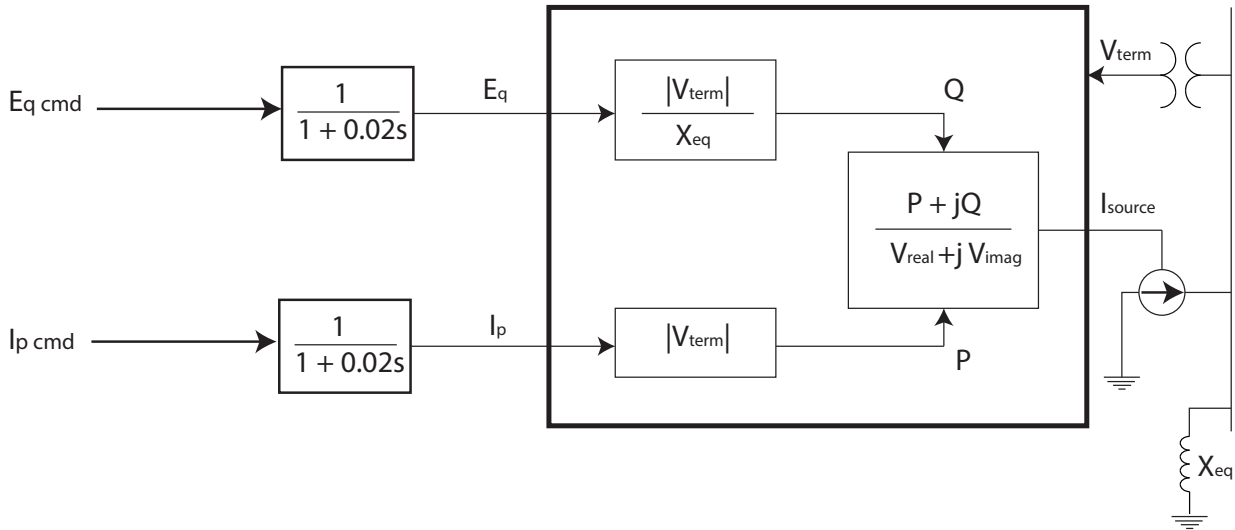


Figura 3.5: Modelo del generador/convertidor en PSS/E.

cual se identifica en el modelo del generador/convertidor como E_{qcmd} . El bloque de control eléctrico identificado como "Control de Potencia Reactiva" monitorea el voltaje nodal V_c y lo compara con un voltaje de referencia V_{rfq} . La constante de tiempo T_r describe el retraso en la medición del voltaje. EL parámetro F_N representa la porción de turbinas de viento en el parque eólico que se encuentran en línea. El regulador que se incluye es un controlador PI definido con las constantes K_{pv} y K_{iv} . La constante de tiempo T_c define el retraso asociado a la comunicación en las turbinas individuales y etapas de filtrado adicional en los controles de la turbina eólica [Clark y Miller, 2008].

Por otro lado, para el regulador de factor de potencia se necesita, P_{gen} que nos ofrece el valor de la potencia generada, la cual se le hace pasar en un filtro de potencia activa considerando a T_p para el control de factor de potencia. Además, mediante $PF A_{ref}$ y la función tangente se obtiene el ángulo entre la potencia aparente y la potencia activa. enseguida se determina un valor de potencia reactiva. Al finalizar estos dos procedimientos con ayuda de $varflg$ se decide si considerar el control de la potencia reactiva, el control de factor de potencia o simplemente considera una potencia reactiva de referencia Q_{ref} . El control eléctrico mostrado en la Figura 3.6 es una representación simplificada del sistema de control del convertidor. Este sistema monitorea la potencia reactiva Q_{gen} y el voltaje V_{term} para calcular el voltaje y corriente $E_{qcmd}I_{pcmd}$. El error del voltaje V_{err} se multiplica por una ganancia y se integra para calcular el comando de voltaje $E_{q'cmd}$. La magnitud de la ganancia K_{qv} determina la constante de tiempo efectiva asociada al lazo de control de voltaje. El comando de voltaje $E_{q'cmd}$ se limita para reflejar las limitaciones del aerogenerador.

Al finalizar este proceso el ajuste de $vltflg$ habilita el control o no del voltaje. Dentro

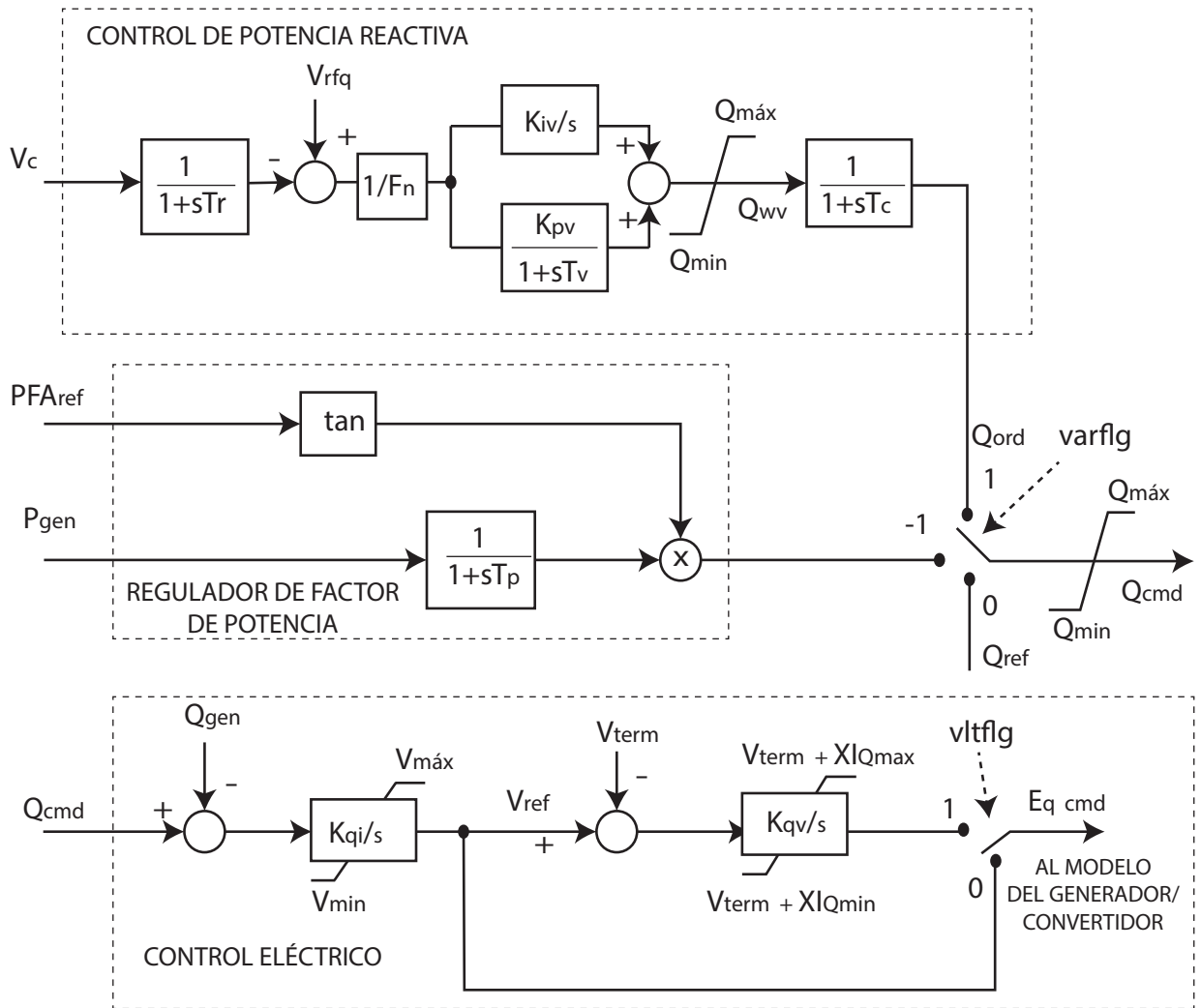


Figura 3.6: Diagramas del control eléctrico del modelo del aerogenerador en PSS/E.

del modelo se encuentran diferentes ajustes para poder operar el control, los cuales se definen como $varflg$ y $vltflg$. Estas variables operan de la siguiente manera:

- $varflg = 0$ No se considera control de potencia reactiva.
- $varflg = 1$ Se considera el control de potencia reactiva.
- $varflg = -1$ Incorpora el regulador de factor de potencia.
- $vltflg = 0$ No se considera el ajuste de voltaje en terminales del parque eólico.
- $vltflg = 1$ Se considera el ajuste de voltaje en terminales del parque eólico.

3.3.4. Modelo de la turbina eólica

El modelo de la turbina nombrado WT3T1 permite definir el modelo de una sola masa (ver Figura 3.7(a)) o el modelo de dos masas (ver Figura 3.7(b)). Este modelo recibe el valor de la inclinación de los álabes θ , el cual lo determina el sistema de control del ángulo de inclinación. Además, se provee un ángulo de inclinación de referencia θ_o y se compara con θ . Este se procesa con ayuda de un factor de ganancia aerodinámico y la salida se compara con el valor de potencia generada P_{gen} proveniente del modelo del generador/convertidor. La potencia mecánica P_{mech} también se considera en este punto de comparación para así obtener el valor de la velocidad de la flecha con ayuda de el factor de amortiguamiento D y la constante de inercia H . Para el sistema de dos masas, se utiliza la potencia mecánica P_{mech} y la potencia generada P_{gen} , las cuales se comparan con la velocidad de la turbina ω_t y del generador ω_g , produciéndose de esta manera tanto el par eléctrico T_{elec} como el par mecánico T_{mech} . Estos valores se suman y se integran para obtener $\Delta\omega_t$ y $\Delta\omega_g$. Estos resultados se comparan con una velocidad de referencia ω_o y así finalmente se obtienen los nuevos valores de velocidades de ω_t y ω_g .

3.3.5. Modelo del control del ángulo de los álabes

El diagrama de bloques del control de ángulo de los álabes se muestra en la Figura 3.8. Este modelo controla el ángulo de inclinación de los álabes de la turbina de acuerdo al comando de potencia requerida P_{ord} que se especifique para el aerogenerador. El objetivo de este control es extraer la máxima potencia a partir del recurso eólico disponible pero sin exceder los valores nominales del equipo, es decir P_{lmax} y P_{lmin} . Se utiliza controladores PI para el control de inclinación y la compensación de la inclinación de los álabes. Se utilizan las constantes K_{pp} , K_{ip} y K_{pc} , K_{ic} , respectivamente. Cuando la potencia del viento disponible se encuentra por arriba del valor nominal de la turbina, entonces el control se encarga de modificar el ángulo de inclinación para reducir la potencia mecánica P_{mech} que se transmite a la flecha a un valor tal que la turbina entregue su valor nominal. En los casos en donde la potencia del viento sea menor que la nominal, entonces las aspas se ajustan a un ángulo de inclinación mínimo con el propósito de maximizar la potencia mecánica de salida.

3.4. El aerogenerador en PSS/E

A continuación se describen algunas consideraciones importantes para utilizar el aerogenerador de velocidad variable en el paquete de simulación PSS/E. Todos los parámetros

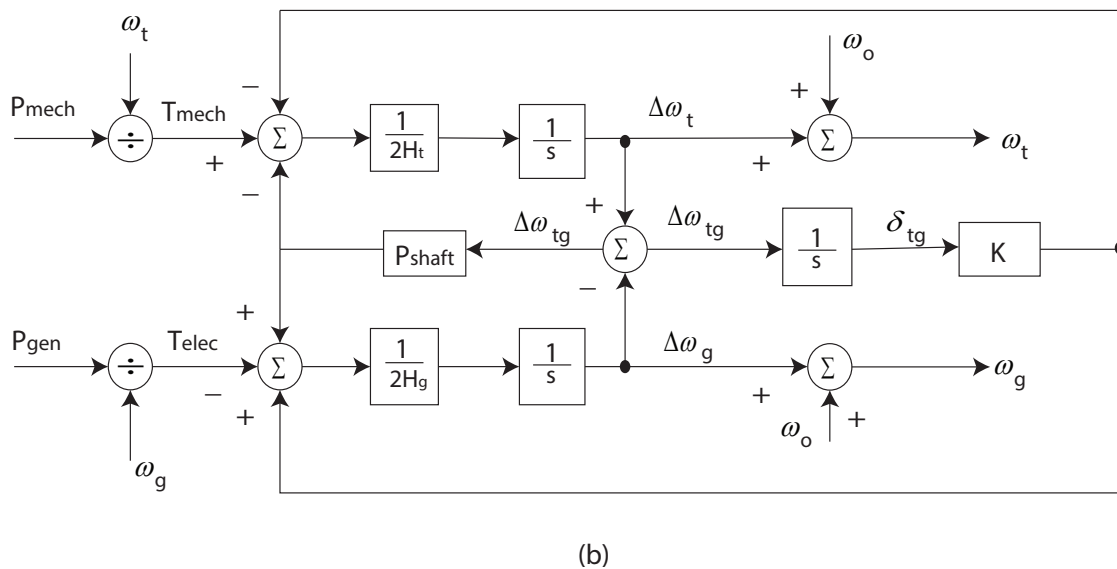
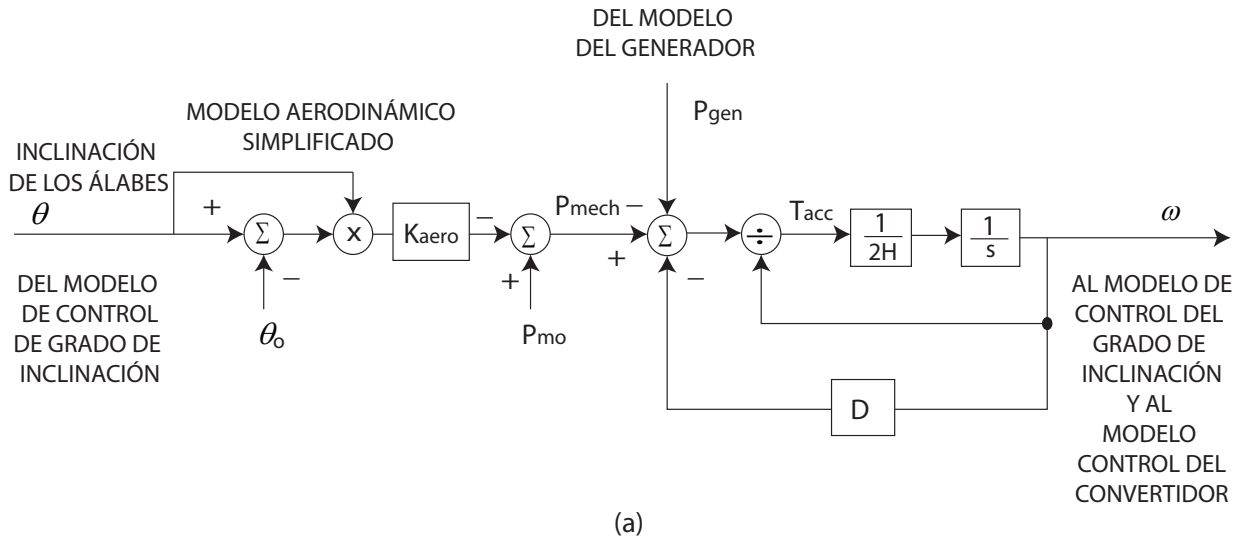


Figura 3.7: Diagramas del modelo de la turbina: (a).-sistema de una masa, (b).-sistema de dos masas.

usados para el modelo del aerogenerador de 1.5 MW se describen en el Apéndice A. Por otra parte, a continuación se enlistan algunas consideraciones que se toman en cuenta para realizar el análisis de flujos de potencia y dinámica del aerogenerador.

3.4.1. Flujos de potencia

Existen varias alternativas para introducir el parque eólico con máquinas de inducción doblemente alimentadas al estudio de flujos de potencia. Sin embargo, es necesario

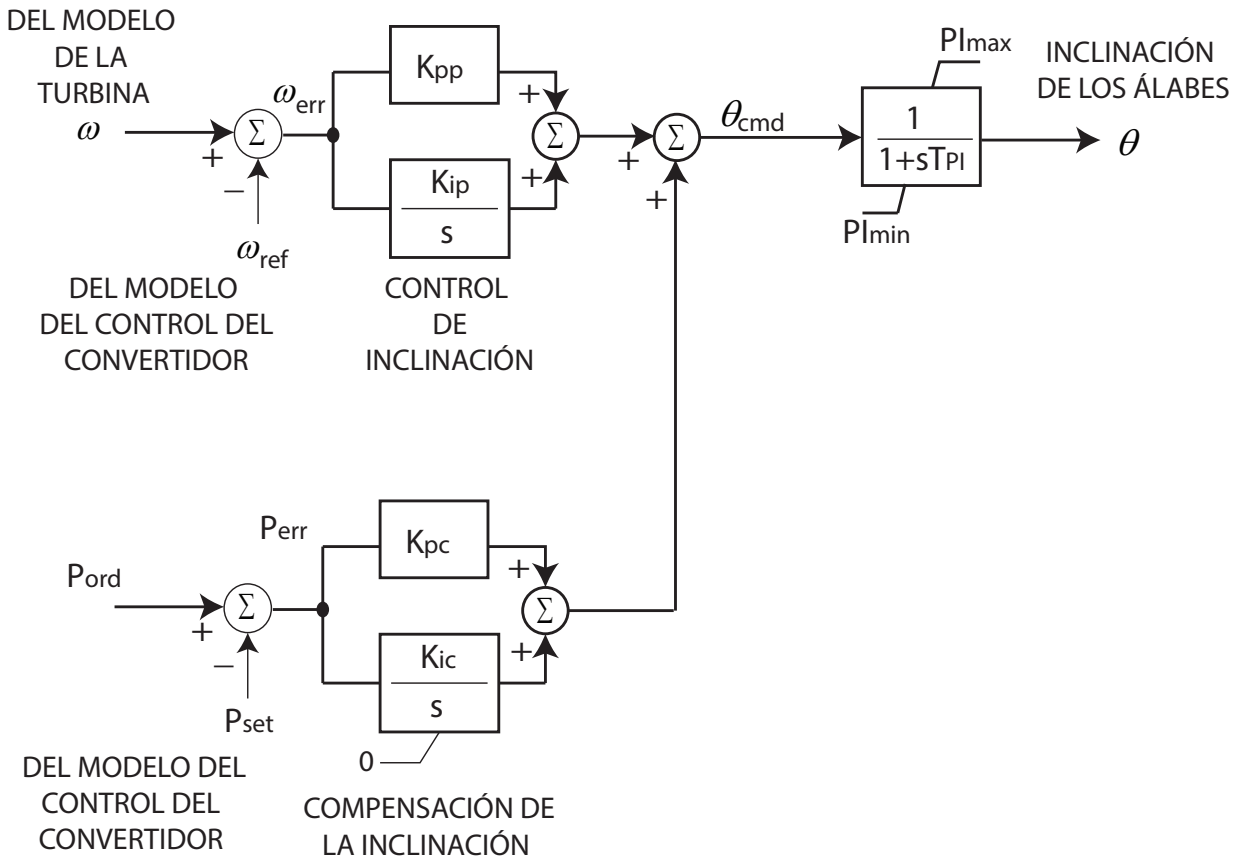


Figura 3.8: Diagramas del modelo del control de ángulo de los alabes para aerogenerador en PSS/E.

realizar una representación adecuada de la capacidad de potencia reactiva para el estudio de la operación de la instalación eólica. Los métodos más usados son los siguientes [Konopinski, 2009]:

- Representación como una carga negativa.- la máquina de inducción doblemente alimentada se representa mediante una inyección de potencia activa e inyección de potencia reactiva con un factor de potencia adelantado o atrasado. Como consecuencia, el parque eólico se modela como un nodo PQ con un factor de potencia fijo y la potencia reactiva de salida no se regula.
- Representación como una máquina síncrona.- el parque eólico se puede modelar como un generador síncrono con límites de potencia activa y reactiva fijos o bien utilizando la curva de capacidad del generador de inducción. Ambos métodos describen a un nodo tipo PV con capacidad de control de voltaje.

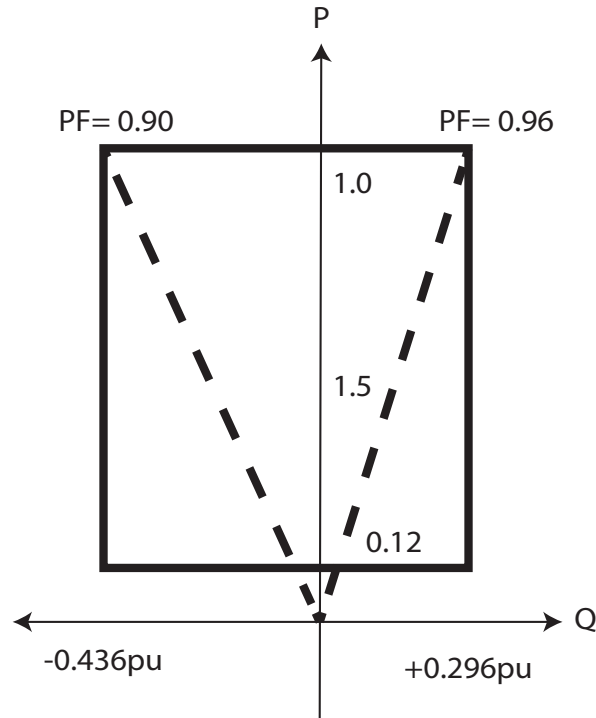


Figura 3.9: Curva de capacidad del generador de inducción doblemente alimentado de 1.5 MW.

- Modelos de generadores eólicos con dependencia a las desviaciones de frecuencia del sistema se pueden implementar usando un algoritmo de flujos de potencia tipo Newton [L. Castro y Tovar, 2012]. La representación matemática se basa en el concepto de inyección de potencia, la cual es adecuada para describir generadores eólicos de velocidad fija y variable.

Los límites máximos y mínimos de potencias activa y reactiva indicadas en la curva de capacidad de los generadores eólicos se deben introducir como parte de los datos que se especifican durante la preparación de la simulación de flujos de potencia. La Figura 3.9 presenta la curva de capacidad del generador eólico de 1.5 MW utilizado en este trabajo [Clark y Miller, 2008].

En PSS/E, un generador eólico se define como un generador convencional en estudios de flujos de potencia. La definición del generador eólico se realiza en el archivo de datos con extensión ".RAW". Además, el PSS/E ofrece opciones de control del aerogenerador que se deben especificar al final del archivo ".RAW". El programa PSS/E proporciona cuatro diferentes formas de declarar el modo de control del generador eólico, esot cuatro modos de control se definen de la siguiente manera:

- 0 si la máquina no es un aerogenerador.

- 1 si la máquina es un aerogenerador y está participando en el control de voltaje, considerando niveles máximo y mínimo de potencia reactiva.
- 2 si la máquina es un aerogenerador que participa en el control de voltaje, especificando un factor de potencia.
- 3 para un aerogenerador que opera a una potencia fija, en donde la potencia reactiva de salida se determina en base al factor de potencia especificado y la especificación de potencia activa de la máquina.

Por otra parte, el control del factor de potencia se habilita de la siguiente manera:

- Se ignora el factor de potencia si el modo de control del aerogenerador es 0.
- Se usa los límites de potencia reactiva de la máquina cuando el modo de control del aerogenerador es 2 ó 3.
- Se puede especificar un valor negativo cuando el modo de control del aerogenerador es 3, el cual se interpreta como un factor de potencia en adelanto.

3.4.2. Solución dinámica

El objetivo en el desarrollo de la simulación dinámica es determinar la respuesta del sistema frente a disturbios. Básicamente se desea conocer en que estado se encuentra las variables del sistema en un tiempo t , teniendo en cuenta que las ecuaciones diferenciales son las que describen el comportamiento del sistema. Después se podrá saber en que estado se encuentran las variables del sistema en un tiempo $t + \Delta T$. Los principales pasos de la simulación dinámica aplicado a un sistema eléctrico de potencia se muestra en la Figura 3.11. El procedimiento para realizar la solución de flujos de potencia y la simulación dinámica en el programa PSS/E se describe en el Apéndice B. Las principales etapas de la simulación dinámica se describen a continuación:

1. Asimilación de datos. El programa considera cada constante, variables y demás valores para asignarles un espacio en un arreglo con referencia a cada modelo que se inserte al programa y se construye subrutinas que enlazan la parte de flujos de potencia con la simulación dinámica. Finalmente se verifican los valores del arreglo para detectar errores de transcripción o de formato.

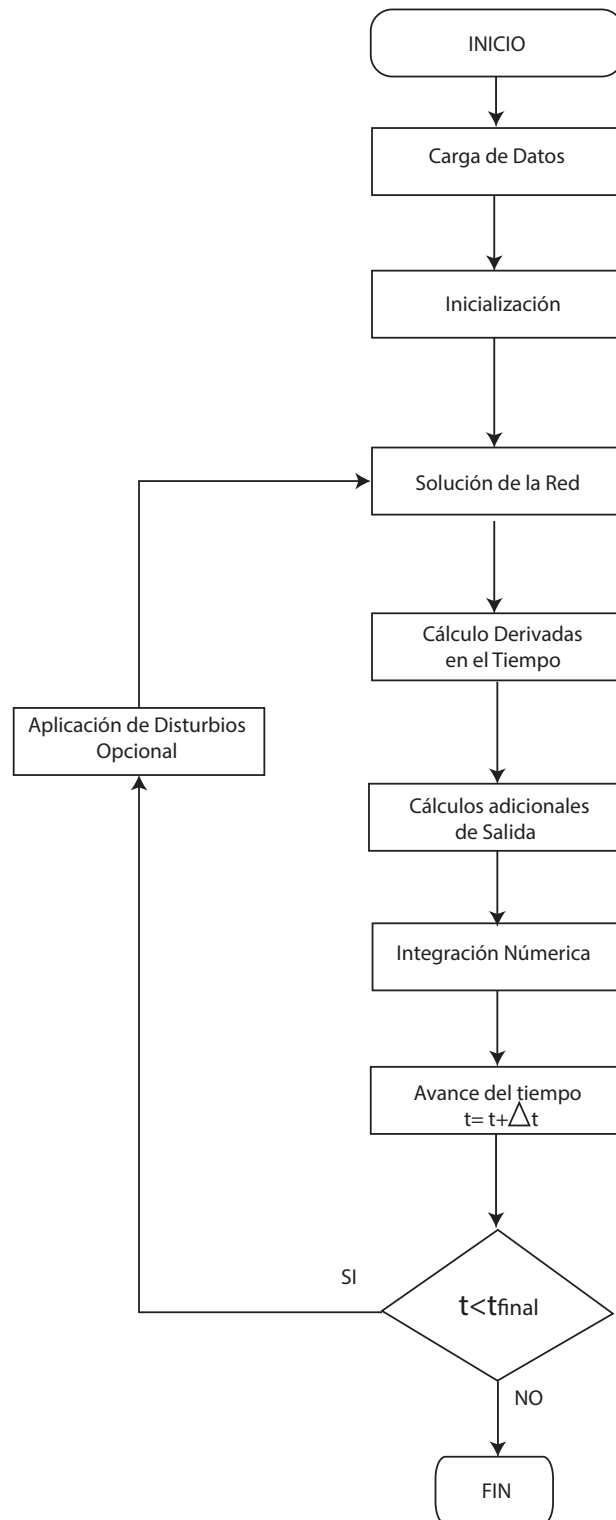


Figura 3.10: Estructura de la simulación dinámica.

2. Inicialización. La simulación dinámica en PSS/E utiliza el estudio de flujos de potencia como punto de partida. Enseguida, se verifican todas las variables y los límites de las mismas con el propósito de asegurar que los valores iniciales calculados estén dentro de valores aceptables. Todas las violaciones de límites deben de ser resueltas antes de que se inicia la simulación dinámica, de lo contrario se tendrá que regresar a la rutina de flujos para modificar los datos que causen dicha violación. La determinación de las condiciones iniciales de las variables algebraicas y las variables de estado que describan condiciones al interior de generadores, sistemas de excitación y cualquier otro equipo incluido en la librería de PSS/E se realiza por medio de la actividad STRT. Esta actividad tiene como tareas principales [SIEMENS, 2008]:

Establecer los valores de condición inicial de variables de estado y algebraicas.

Realizar verificaciones de la consistencia de los datos y límites de operación.

Los modelos en PSS/E de generadores eólicos incorporan una rutina de inicialización para calcular las condiciones iniciales del deslizamiento de una máquina, factor de potencia de la máquina y el estado de los dispositivos de compensación de reactivos. Esto se realiza tomando en cuenta el voltaje en terminales. De esta forma el generador se incorpora a la simulación con el factor de potencia adecuado.

3. Solución de la red. Al finalizar la verificación e inicialización de las variables, se realiza la solución de la red, la cual no le llevará mas de una iteración.
4. Cálculo de derivadas en el tiempo. Después de completar el cálculo de la condiciones iniciales del sistema y la solución de la red, se realiza el cálculo de las derivadas en el tiempo de todas las variables de estado. En ausencia de violaciones en los límites la solución de la red debería converger en una iteración y todas las derivadas en el tiempo deben de ser cercanas a cero.
5. Integración numérica. Una vez que se han obtenido las derivadas en el tiempo, el PSS/E aplica una técnica de integración explícita basada en el algoritmo de integración Euler Modificado. Además, el usuario tiene disponible el algoritmo de integración de la Regla Trapezoidal para realizar la integración numérica. Hasta este punto ya se han obtenido las variables de estado, para lo cual sólo queda incrementar el tiempo de t a $t + \Delta T$. Por lo tanto, en este instante de tiempo ya se tiene permitido aplicar cualquier disturbio al sistema y volver a la solución de la red.

Por otra parte, en el ambiente de PSS/E el usuario especifica el paso de integración de la simulación. Un paso de integración excesivamente pequeño demandará un esfuerzo de

cómputo inaceptable. Un paso de integración de 5 mseg. es adecuado para reproducir los fenómenos relacionados a estabilidad en sistemas de potencia.

3.5. Modelo equivalente de un parque eólico

En estudios relacionados a la estabilidad de sistemas de potencia se busca determinar el impacto colectivo de un parque eólico de gran capacidad en un sistema de potencia de grandes dimensiones. Debido a que el parque eólico está constituido de un gran número de turbinas eólicas idénticas, es conveniente representar aproximadamente el conjunto de turbinas eólicas en paralelo en una sola máquina equivalente detrás de una reactancia equivalente. Este enfoque requiere que se cumpla que la potencia de salida de cada una de las máquinas sea la misma en un instante de tiempo específico, es decir, que la velocidad de viento se mantenga en una misma dirección y con una velocidad igual en todas las máquinas. De esta forma, el parque eólico se obtiene utilizando el modelo de un generador eólico mediante el escalamiento de la potencia nominal [Ackermann, 2005]. Este modelo equivalente del parque eólico presenta la desventaja de pérdida de exactitud, ya que en la realidad cada una de las turbinas están sujetas a condiciones ambientales ligeramente distintos, es decir, diferente velocidad de viento, dirección del viento y voltaje en terminales. La Figura ??(a) representa un grupo de n unidades de turbinas eólicas. Cada unidad de generación incorpora un transformador elevador. Por su parte, la Figura ??(b) descubre la representación del parque eólico con una única unidad equivalente. Considerando máquinas idénticas, el modelo equivalente de una sola máquina del parque eólico se puede obtener mediante la sumatoria de las potencias nominales de todas las máquinas. Por lo tanto, la potencia nominal del generador equivalente se define como [Slootweg y Kling, 2003][Liu y Chen, 2012].

$$S_{eq} = \sum_{i=1}^n S_i \quad (3.18)$$

en donde S_i representa la potencia nominal del i -ésimo generador y n es el número de turbinas eólicas. Tomando en cuenta que los parámetros de las máquinas están dados en por unidad, entonces la representación del parque eólico con un modelo equivalente consiste en escalar la potencia base de una de las turbinas eólicas. Este cambio de potencia también se realiza en los transformadores individuales de los generadores eólicos [Jenkins y Allan, 2000].

Por su parte, la representación equivalente de la red eléctrica interna del parque que básicamente es el transformador elevador de cada unidad de generación, se realiza escalando n veces la potencia base del transformador elevador [Slootweg y Kling, 2003][Liu y Chen, 2012].

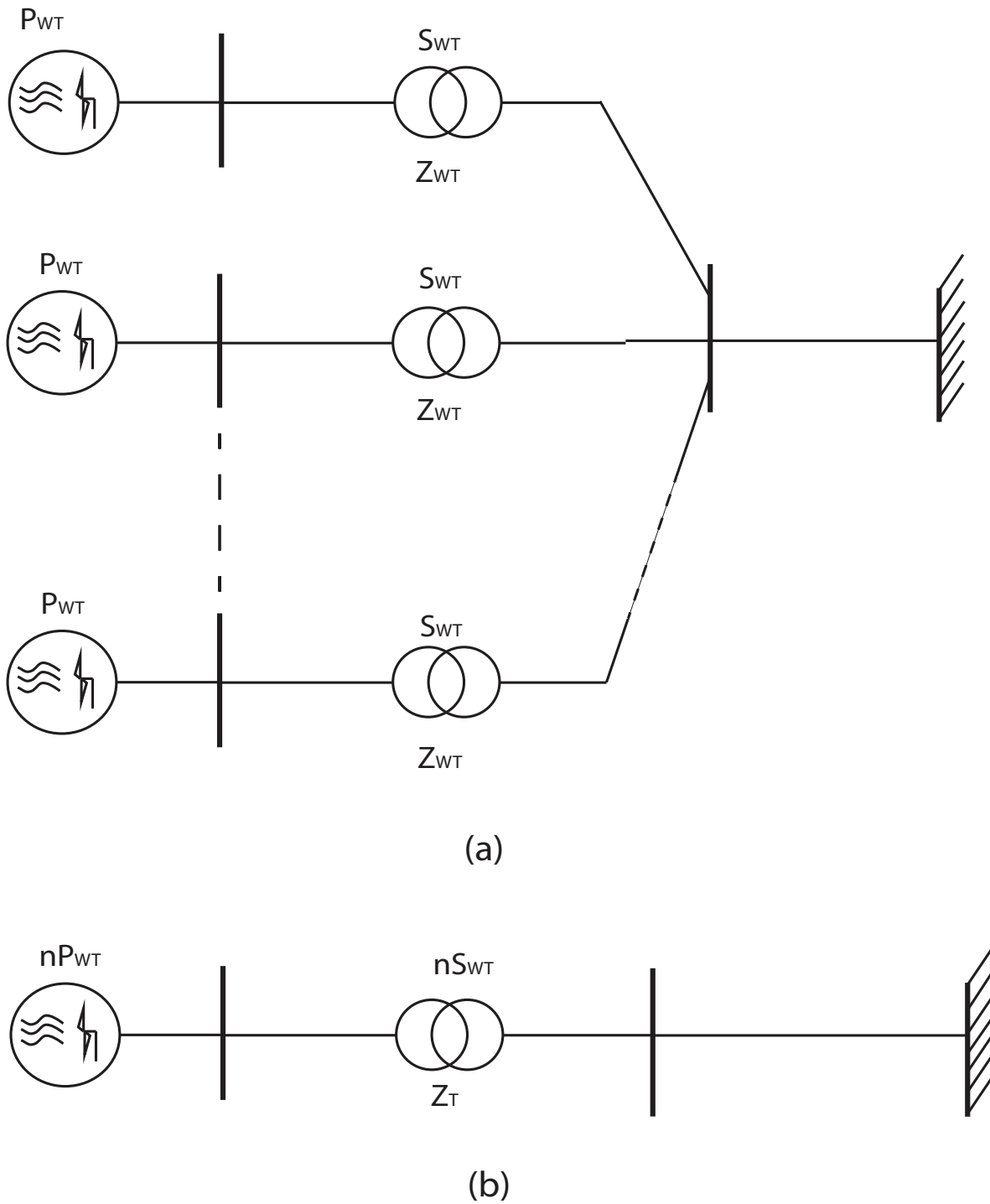


Figura 3.11: Representación de un conjunto de aerogeneradores: (a) n máquinas conectadas a un sistema, (b) Equivalente de n máquinas.

La impedancia del transformador en por unidad de cada uno de los aerogeneradores eólicos referida a la potencia del sistema se obtiene aplicando la formulación de cambio de potencia base [Stevenson, 1991]

$$Z_T = Z_{WT} \frac{S_{sistema}}{S_{WT}} \quad (3.19)$$

en donde, Z_{WT} representa la impedancia en por unidad de cada transformador de la Figura ??(a) calculada con la potencia nominal individual de cada generador eólico S_{WT} y $S_{sistema}$ es la potencia nominal del sistema eléctrico.

La impedancia equivalente en por unidad del transformador de la Figura ??(b) definido con una potencia base de nS_{WT} , se calcula como,

$$Z_{T,eq} = Z_{WT} \frac{S_{sistema}}{nS_{WT}} \quad (3.20)$$

Sustituyendo la Ecuación 3.19 y Ecuación 3.20 se tiene,

$$Z_{T,eq} = \frac{Z_T}{n} \quad (3.21)$$

La cual es la expresión propuesta para el transformador elevador del equivalente del parque eólico propuesto en [Slootweg y Kling, 2003][Liu y Chen, 2012].

3.5.1. Resultados de simulación

Considérese el parque eólico descrito en la Figura 3.12, en donde se representan 28 turbinas eólicas de 1.5 MW cada una conectados a un sistema de prueba pequeño. El equivalente del parque tiene una potencia de 42 MW, mientras que el transformador de acoplamiento tiene una potencia aparente de 46.76 MVA.

La impedancia de cada uno de los 28 transformadores de la unidad es de $Z_a = 0.007 + j0.065pu$, por lo cual la impedancia equivalente del transformador es:

$$Z_p = \frac{0.007 + j0.065}{28} = 0.0003 + j0.0023pu$$

La Figura 3.13 presenta el parque eólico equivalente con una capacidad total de 42 MW. Los datos del sistema eléctrico y el parque eólico se describen en el Apéndice C.

El modelo equivalente del parque eólico se simula en el programa PSS/E y se reportan los resultados en la Figura 3.14. El parque eólico se opera en el modo sin control. En esta

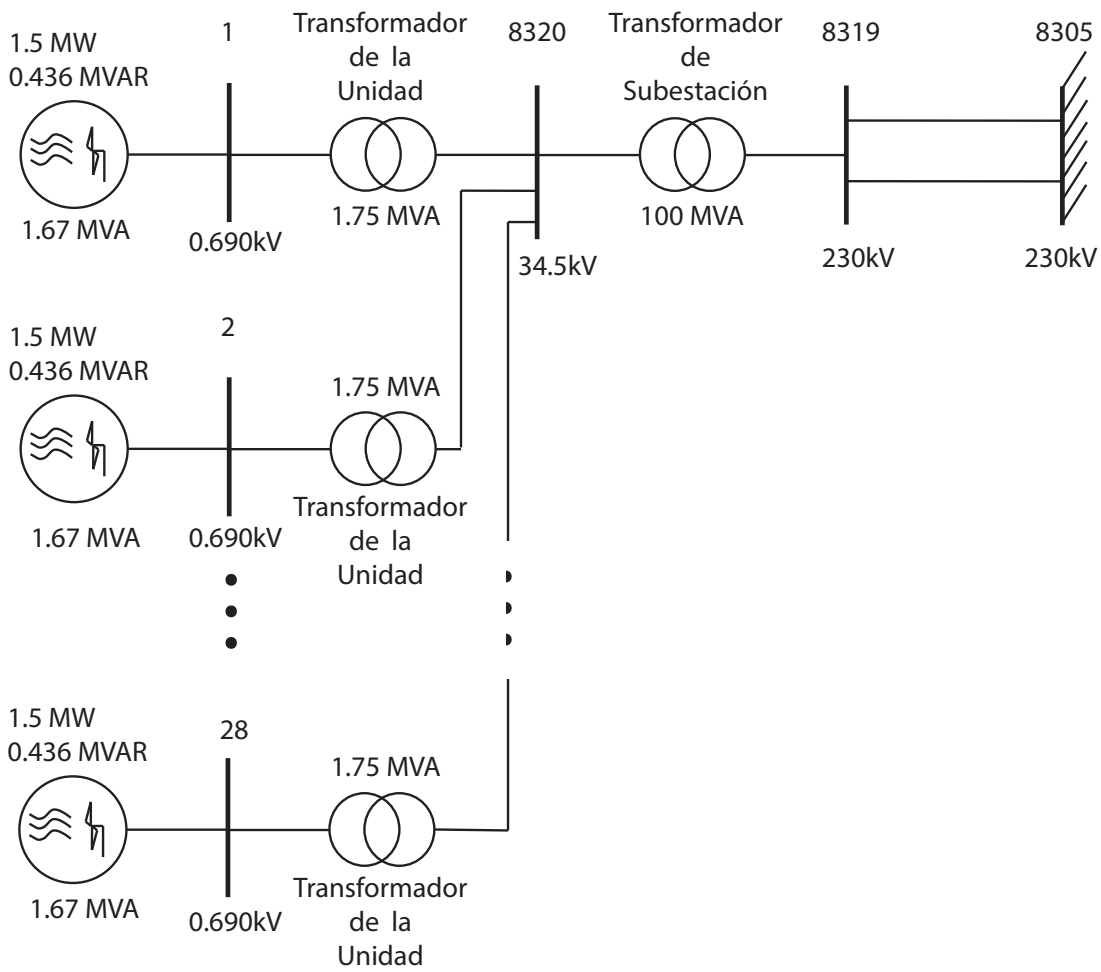


Figura 3.12: Parque eólico constituido con 28 aerogeneradores.

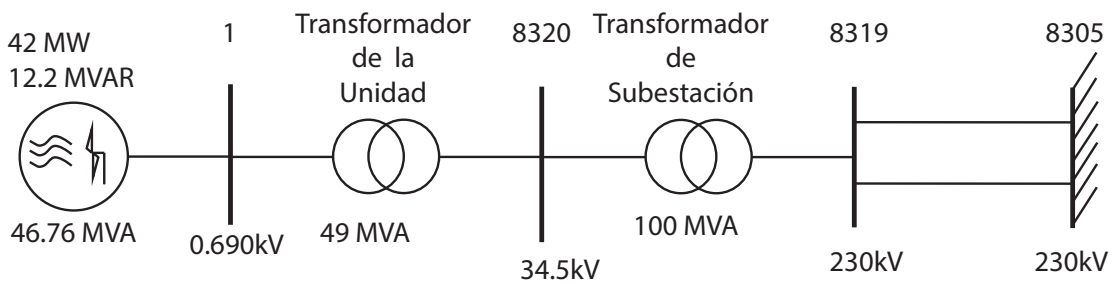


Figura 3.13: Modelo equivalente de un parque eólico de 28 aerogeneradores.

figura se pueden apreciar los resultados de simulación obtenidos con el modelo detallado para cada uno de los aerogeneradores del parque y con el modelo equivalente del parque. Ambos enfoques, tanto la representación detallada de cada uno de los aerogeneradores como el equivalente del parque se comparan para el caso de estudio que involucra la simulación de una falla trifásica en una de las líneas de transmisión entre los nodos 8305 y 8319. La falla tiene una duración de 150 msec. y se remueve la falla mediante la desconexión de la línea de transmisión correspondiente.

En la Figura 3.14(a), Figura 3.14(b) y Figura 3.14(c) se reportan los voltajes en los nodos 8320 y 8319, los cuales están asociados a los nodos de mediana y alta tensión en el transformador de subestación, respectivamente. Además, la Figura 3.14 incorpora el código de red para el voltaje y la frecuencia. Estos voltajes se encuentran dentro de los niveles de voltaje aceptables del código de red. Además, en la Figura 3.14(d) se reporta la frecuencia del sistema, la cual presenta pequeñas variaciones dentro de los límites permisibles por el código de red. Por otra parte, en la Figura 3.14(e) y Figura 3.14(f) se describen las potencias activa y reactiva de salida del parque eólico. Se puede observar que el parque eólico aporta 6 MVAR durante la falla con el propósito de ayudar a la recuperación de los voltajes nodales durante la falla. Además, se puede apreciar que el modelo equivalente del parque eólico se compara de forma adecuada con el modelo detallado del mismo parque eólico. Las discrepancias que se observan antes y después de la falla son despreciables.

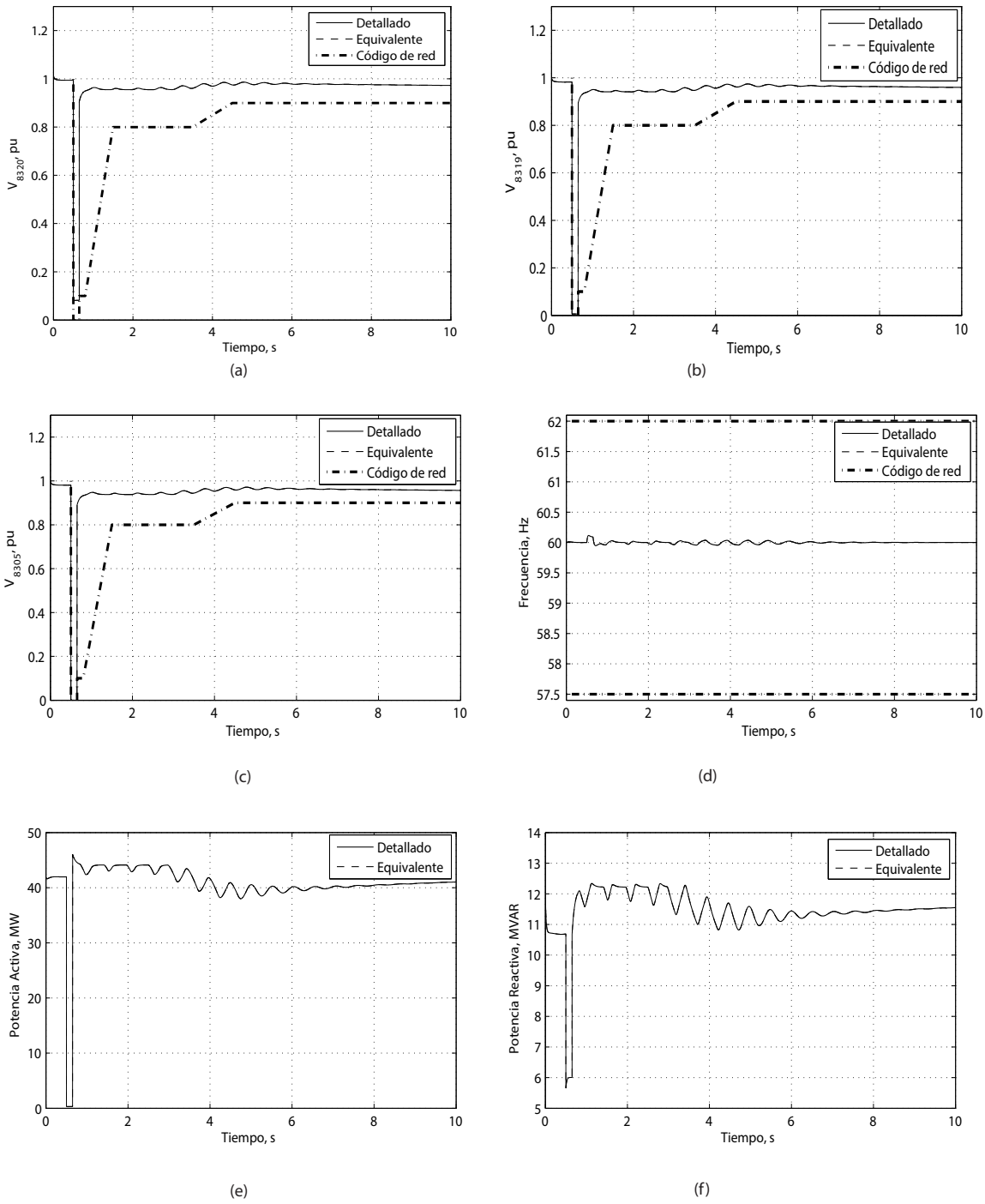


Figura 3.14: Comparación del modelo equivalente y modelo detallado de un parque eólico de 28 aerogeneradores: (a).-voltaje en el nodo 8320, (b).-voltaje en el nodo 8319, (c).-voltaje en el nodo 8305, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

3.6. Conclusiones

En este capítulo se presentó un panorama general de los tipos de aerogeneradores que existen para generar electricidad. Además, se presentó la estructura del aerogenerador de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado desarrollado por PSS/E y el procedimiento de simulación para realizar estudios de flujos de potencia y dinámicos.

Por otra parte, se describió el modelo equivalente de un conjunto de aerogeneradores implementado en este trabajo. Los resultados de simulación demuestran que el modelo equivalente del parque eólico reproduce adecuadamente la solución dinámica del parque eólico detallado que incluye el modelo individual de cada una de las turbinas eólicas. La principal ventaja al usar modelos equivalentes se enfoca en la reducción del tiempo de simulación. De esta manera, es posible realizar estudios dinámicos eficientes de granjas eólicas de grandes dimensiones acopladas al sistema eléctrico de potencia.

Análisis de parques eólicos en el sistema Juile-La Venta

Las simulaciones presentadas en este capítulo tienen como finalidad examinar la respuesta de parques eólicos operando bajo distintos disturbios. Los disturbios analizados son los siguientes: falla trifásica en una línea de transmisión, disparo de una unidad de generación y falla en terminales del parque.

Las simulaciones se realizan en PSS/E versión 31 con un paso de integración de 1 mseg. En esta sección se presentan diversos casos de estudio para examinar la respuesta de parques eólicos conectados a un sistema de pequeña escala. Este sistema representa una porción del sistema eléctrico de la zona de parques eólicos ubicada entre los nodos Juile y La Venta.

4.1. Sistema Juile-La Venta

El corredor eólico ubicado en el Istmo de Tehuantepec, zona de La Ventosa Oaxaca, representa la zona del país con mayor capacidad estimada de potencial eólico. Se considera que esta zona del país tiene una capacidad superior a 5 GW [CFE, 2012]. Es por esta razón que la red eléctrica en esta zona del país se ha ido adecuando para alojar a los parques eólicos que operen en el futuro próximo.

La Figura 4.1 muestra el diagrama unifilar de la zona de los parques eólicos en el Istmo de Tehuantepec. Como se puede apreciar en este diagrama, la zona de los parques eólicos se conecta al Sistema Interconectado Nacional en el nodo Juile. Este nodo es muy relevante

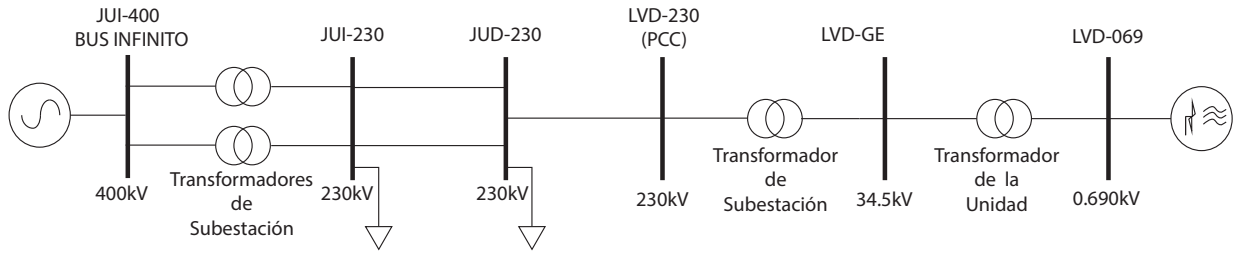


Figura 4.2: Representación del sistema eléctrico Juile-La Venta

en la operación del sistema eléctrico, ya que este nodo recibe también la energía generada por las grandes plantas hidroeléctricas del sureste del país.

Además, se puede apreciar de esta figura que en el nodo Juile a 400 kV confluyen dos sistemas de transmisión muy relevantes para los parques eólicos localizados en la zona de La Ventosa. Por una parte, existen dos circuitos a 230 kV, conectados entre Juile 400 kV y la subestación Juchitan Dos. Este sistema de transmisión a 230 kV representa el primer sistema de transmisión utilizado para desahogar la potencia eléctrica generada por los primeros parques eólicos conectados en el país. Por otra parte, recientemente se construyeron dos líneas de transmisión en 400 kV que conectan Juile 400 kV con la nueva subestación Ixtepec Potencia.

Con el propósito de evaluar el desempeño de los parques eólicos en un sistema representativo de la zona de los parques eólicos pero usando un nivel de detalle menor, se considera el nodo Juile de 400 kV como bus infinito. Por lo tanto, el sistema reducido comprende exclusivamente del nodo JUI-400 al nodo LVD-069. Se eligieron estos nodos ya que en esta parte del sistema eléctrico se encuentra ubicado el parque eólico La Venta II. Este fue el primer parque eólico de gran capacidad instalado en el país y que en la actualidad es operado por CFE.

El sistema Juile-La venta se muestra en la Figura 4.2, el cual consiste de seis nodos, un generador convencional conectado al nodo JUI-400 como parte del bus infinito y un aerogenerador conectado al nodo LVD-069 representando el parque eólico. Los datos de las líneas y demás elementos se describen en el Apéndice ??.

4.2. Solución de flujos de potencia

En la Figura 4.3 se muestra la solución de flujos de potencia del sistema Juile-La Venta sin y con la operación de un parque eólico, el cual se simula mediante el modelo equivalente del parque eólico con una capacidad total de 42 MW conectado al nodo LVD-GE. El parque eólico está constituido por 28 aerogeneradores, cada uno de 1.5 MW. Además se considera

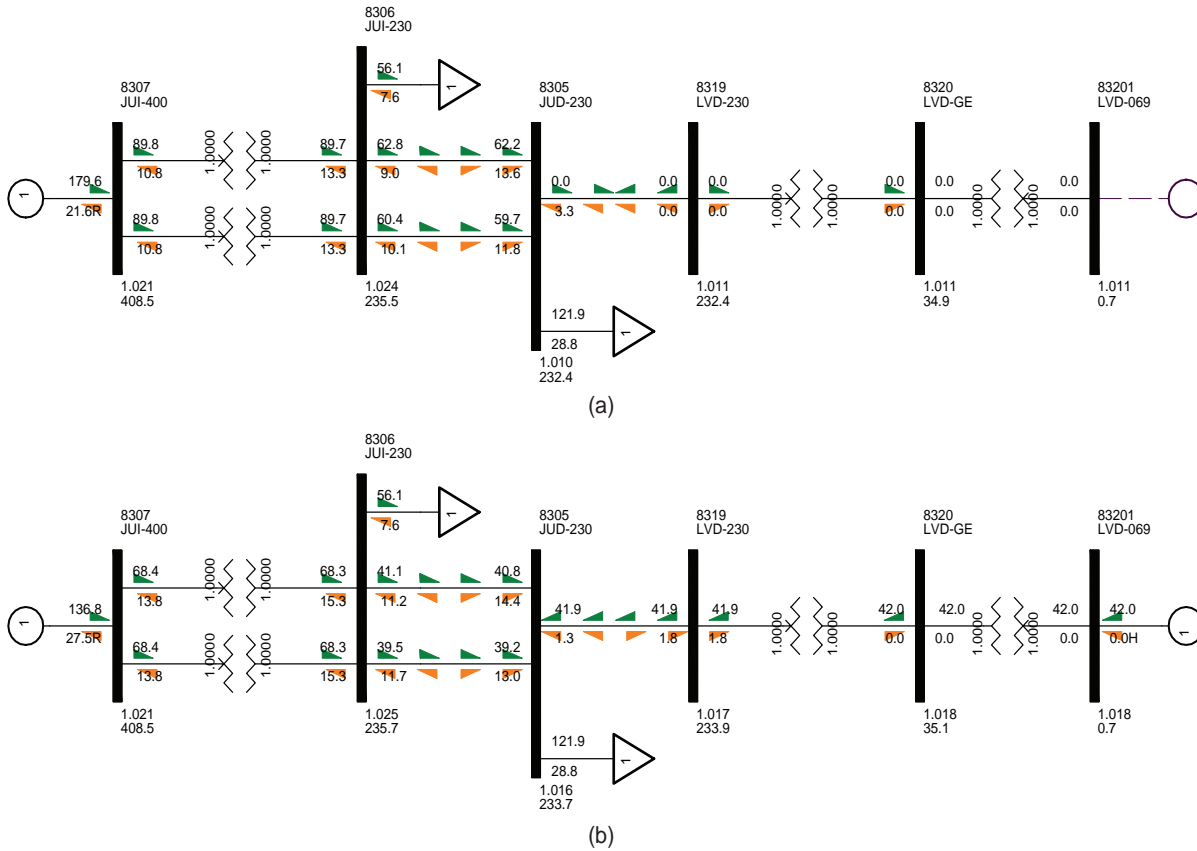


Figura 4.3: Solución de flujos de potencia del sistema Juile-La Venta para los casos de estudio: (a).- sin presencia del parque eólico y (b).- con presencia del parque eólico

Tabla 4.1: Potencias activa y reactiva del sistema Juile-La Venta

Descripción			Sin Parque		Con Parque	
	Nodo	Nodo	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
Transformador	JUI-400	JUI-230	89.8	10.8	68.4	13.8
Transformador	JUI-400	JUI-230	89.8	10.8	68.4	13.8
Línea de Transmisión	JUI-230	JUD-230	62.8	9.0	41.1	11.2
Línea de Transmisión	JUI-230	JUD-230	60.4	10.1	39.5	11.7
Línea de Transmisión	JUD-230	LVD-230	0.0	3.3	41.9	1.3
Transformador	LVD-230	LVD-GE	0.0	0.0	41.9	1.8
Transformador	LVD-GE	LVD-069	0.0	0.0	42.0	0.0

que el parque eólico opera con un factor de potencia unitario. Desde el punto de vista del parque eólico, este estudio permite determinar si la potencia generada se puede transmitir de forma satisfactoria hacia las cargas sin sobrecargar las líneas de transmisión o variaciones de voltaje importantes. En la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 se reportan los resultados de potencias y voltajes que se describen gráficamente en la Figura 4.3, respectivamente.

Tabla 4.2: Voltajes nodales del sistema de Juile-La Venta

Nodo	Sin Parque	Con Parque
	Voltaje(pu)	Voltaje(pu)
JUI-400	1.021	1.021
JUI-230	1.024	1.025
JUD-230	1.010	1.016
LVD-230	1.011	1.017
LVD-GE	1.011	1.018
LVD-069	1.011	1.018

Se puede apreciar de la Figura 4.3(b) que el parque eólico provee 42 MW. La potencia generada por el parque eólico no cambia el sentido de los flujos del sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.3(a), sin embargo, se puede observar una reducción en los flujos de potencia activa en las líneas entre los nodos JUI-400 y JUD-230 (ver Tabla 4.1). Además, la potencia activa total demandada en el nodo JUI-400 se reduce de 179.6 MW a 136.8 MW cuando se incorpora el parque eólico. Respecto a los voltajes nodales, se puede apreciar que éstos aumentan en los nodos cercanos al punto de conexión del parque eólico (ver Tabla 4.2). Este incremento se debe a la inyección de potencia reactiva por parte del parque eólico para mantener un factor de potencia unitario.

4.3. Falla Trifásica en la línea JUI-230/JUD-230

Con el propósito de evaluar las consecuencias de un disturbio, se simula una falla trifásica en una de las líneas conectadas entre los nodos JUI-230 y JUD-230. El tiempo de duración del disturbio es de 150 milisegundos y la falla se libera sin remover la línea. El parque eólico se encuentra conectado al nodo LVD-GE, el cual se define como un equivalente de 28 máquinas con una capacidad de 1.5MW cada una, generando un total de 42MW. La turbina eólica corresponde al modelo genérico GE provisto en el PSS/E con una potencia nominal de 1.5 MW. El modelo del parque eólico se obtiene escalando una turbina eólica de 1.5 MW, como se describe en el Capítulo 3. Los parámetros del aerogenerador usado en este capítulo se enlistan en el Apéndice D.

En cada uno de los casos de estudio mostrados en este capítulo se consideran tres escenarios. Los parámetros para estos casos se describen en la Tabla 4.3, los cuales se relacionan con el modelo del control eléctrico mostrado en la Figura 3.6 del capítulo 3. Los casos analizados son los siguientes:

Tabla 4.3: Parámetros de control del estudio de falla del sistema equivalente Juile-LaVenta

Nombre del Parámetro	Valor		
	Caso A	Caso B	Caso C
Modo de Control	3	3	3
VARFLG	0	0	-1
VLTFLLG	0	1	1
Kqi	0	0.0001	0.25

- Caso A.- Operación sin activación de controles. Las banderas VARFLG y VLTFLLG se establecen en 0 y 0, respectivamente. En este caso el parque eólico regula el intercambio de potencia reactiva con el sistema. No se consideran dispositivos FACTS o algún otro dispositivo de compensación en el nodo PCC (LVD-230).
- Caso B.- Activación del control de regulación de voltaje. En este caso, toda la potencia reactiva requerida para regular el voltaje en terminales la provee el parque eólico. El VARFLG se coloca en 0 para habilitar el control de potencia reactiva constante y el VLTFLLG se coloca en 1. Por lo tanto, el control de voltaje en terminales del generador eólico se activa.
- Caso C.- Operación en el modo de regulación de factor de potencia. El sistema de control determina el monto de potencia reactiva para controlar el factor de potencia. Las banderas VARFLG y VLTFLLG se establecen en -1 y 1, respectivamente.

Los resultados de la simulación dinámica se muestran en la Figura 4.4. En las Figuras 4.4(a)-(d) se ha sobrepuesto la especificación del código de red para el voltaje en el punto de conexión común del parque eólico y los límites de variación de frecuencia. El voltaje en el nodo JUI-230 se muestra en la Figura 4.4(a). Para el caso A, el voltaje desciende a un valor de 0 durante la falla y se recupera al valor de pre-falla hasta el segundo 12, mientras que para el caso B la recuperación del voltaje se logra en aproximadamente 7 segundos. El perfil de voltaje en el punto de conexión común LVD-230 se muestra en la Figura 4.4(b). Se puede observar que para el caso A el voltaje en el nodo LVD-230 cae a un valor de aproximadamente 0.048 pu durante la falla, mientras que el voltaje se recupera después de liberar la falla a un valor de 1.016 pu en el segundo 12, mientras que para el caso B el voltaje alcanza un valor de 1.015 pu a los 7 segundos. El voltaje en terminales de la turbina eólica LVD-069 presenta una respuesta similar al voltaje LVD-230 (ver Figura 4.4(c)). Sin embargo, el voltaje en el nodo LVD-069 durante la falla cae a sólo 0.11 pu, mientras que el voltaje se recupera a un valor de prefalla hasta los 13 y 7 segundos para los casos A y B, respectivamente. Considerando el perfil de voltaje del código de red, los tres voltajes se

Tabla 4.4: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
2.8E-06	0.0

mantienen dentro del área permitida, recuperándose por arriba del 80% en los primeros dos segundos.

El desempeño de los sistemas de control del parque eólico durante la falla y el efecto en los voltajes nodales se puede cuantificar de forma muy sencilla aplicando la Ecuación 4.1.

$$VDI = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{(V_i - V_{Ni})^2}{V_{Ni}^2} \quad (4.1)$$

en donde VDI es el índice de desviación de voltaje por sus siglas en inglés, el cual determina la diferencia entre el voltaje en los nodos con respecto al voltaje nominal [Montoya, 2010]. Además, V_i es el voltaje en el nodo, V_{Ni} es el voltaje nominal en el nodo i y N_T es el número de nodos a analizar. El índice de desviación de voltaje correspondientes a los resultados reportados en la Figura 4.4 en el instante $t=15$ seg. se presenta en la Tabla 4.4. En la Tabla 4.4 se observa que mientras el índice de desviación de voltaje es de orden de 2.8E-06 para el caso A, el caso B no presenta desviación de voltaje en los principales nodos del sistema.

En la Figura 4.4(d) se muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema durante la falla y los niveles de frecuencia permisibles para el código de red. Se puede apreciar que la variación de la frecuencia es menor, y en todo momento se mantiene dentro de los límites establecidos por el código de red. Por otra parte, se puede observar que la potencia activa cae hasta cerca de 1.2 MW durante la falla, lo cual está asociado a la caída de la magnitud de voltaje en terminales. Finalmente, se muestra el comportamiento de la potencia reactiva a la salida del parque (ver Figura 4.4(f)), en la cual se puede apreciar que para el caso A y B durante la falla el parque eólico inyecta un flujo de potencia reactiva con el propósito de contribuir a la recuperación de voltaje en terminales. Para $t=5$ seg. el sistema de control del caso B inyecta un valor de potencia reactiva superior al caso A, con lo cual se favorece la recuperación de los voltajes nodales. Como consecuencia, los voltajes nodales en el caso B se recuperan más rápidamente a sus valores de pre-falla en comparación al caso A.

La Figura 4.5 presenta los resultados de simulación para la falla trifásica con los casos A y C. El voltaje en el nodo JUI-230 se muestra en la Figura 4.5(a), en donde se observa un comportamiento similar para el caso A y C después de liberar la falla. Se puede observar en

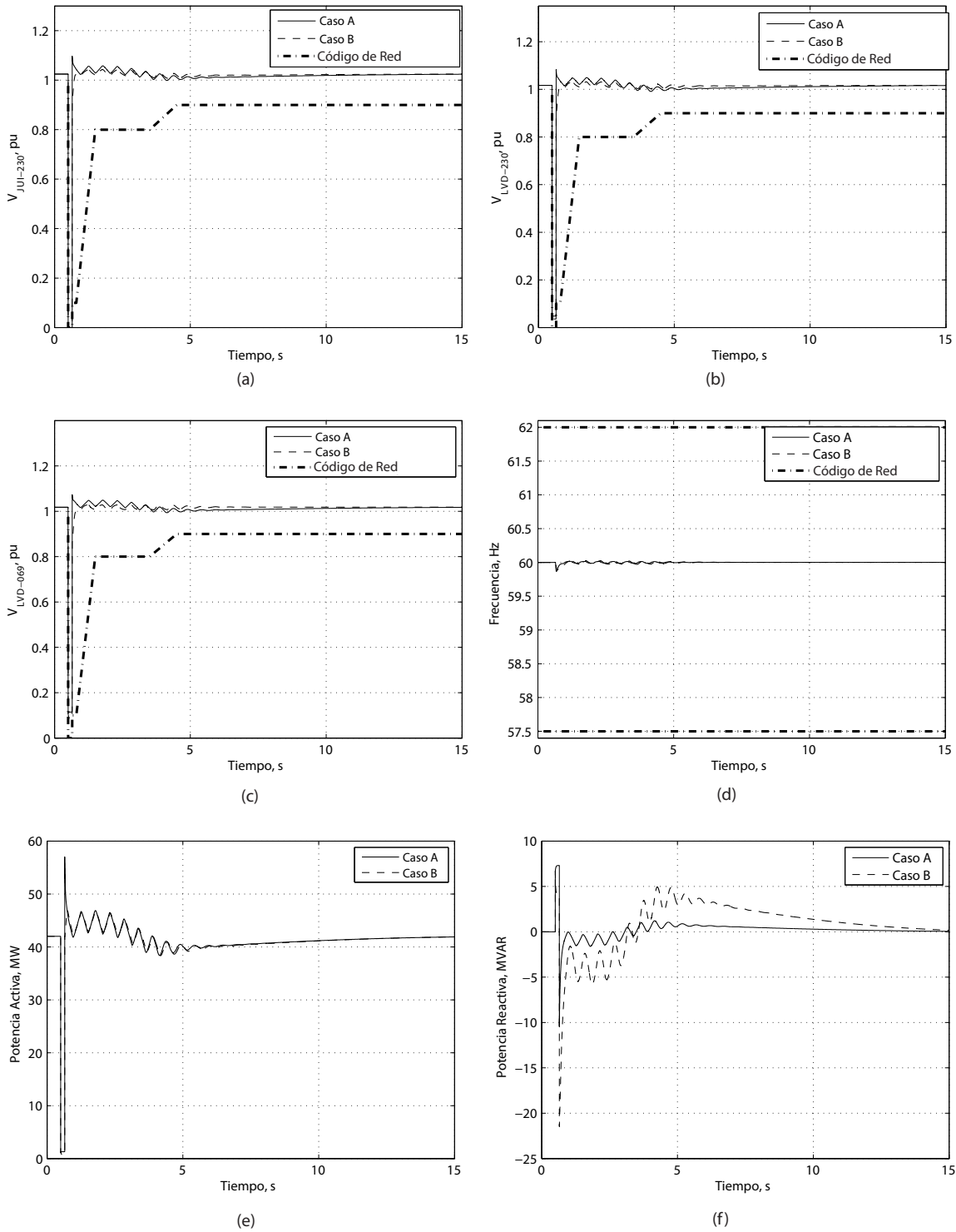


Figura 4.4: Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 4.5: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
2.8E-06	1.15E-05

la Figura 4.5(b) que el voltaje en el punto de conexión común LVD-230 cae a un valor de aproximadamente 0.05 pu, mientras que el voltaje después de la falla se regula a un valor similar al de pre-falla. Para el voltaje en terminales del parque LVD-069 mostrado en la Figura 4.5(c), se puede apreciar que el valor de voltaje se recupera en aproximadamente 14 segundos al valor de pre-falla en el caso A y C. El perfil de voltaje en los nodos estudiados está dentro de los límites establecidos por el código de red. Las diferencias existentes en los voltajes de los casos A y C se debe a que el sistema de control del caso C se dedica a mantener el factor de potencia y no así el voltaje nodal. Con el propósito de cuantificar el desempeño del sistema de control asociado al caso C respecto a la desviación del voltaje nodal reportados en la Figura 4.5, en la Tabla 4.5 se presenta el índice de desviación de voltaje. Se puede apreciar que el índice de desviación es de 1.15E-05 para el caso C, el cual es ligeramente mayor que el índice de desviación de voltaje del caso A. Esto se debe a que el sistema de control del caso C esta diseñado para regular el factor de potencia en lugar del voltaje nodal.

Por su parte, la Figura 4.5(d) muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema, en el cual se observa un comportamiento parecido para los casos A y C. Se puede observar que la frecuencia se encuentra en todo momento dentro de los límites establecidos por el código de red. En la Figura 4.5(e) se muestra el comportamiento de la potencia activa a la salida del parque entre los nodos LVD-069 y LVD-GE. En ambos escenarios, caso A y C, la potencia activa cae a valores de aproximadamente 1 MW al simular la falla y recuperándose en ambos casos de forma similar. Por otro lado, la Figura 4.5(f) muestra el comportamiento de la potencia reactiva a la salida del parque, en donde se observa que el parque eólico durante la falla contribuye con aproximadamente 7.3 MVAR y 5 MVAR para el caso A y C, respectivamente.

4.4. Pérdida de Generación Convencional

En este caso de estudio se analiza un disturbio consistente en la pérdida de una fuente de generación convencional. Este tipo de disturbio puede provocar una caída de la magnitud de la frecuencia del sistema. Este problema se agrava debido a la presencia de los parques

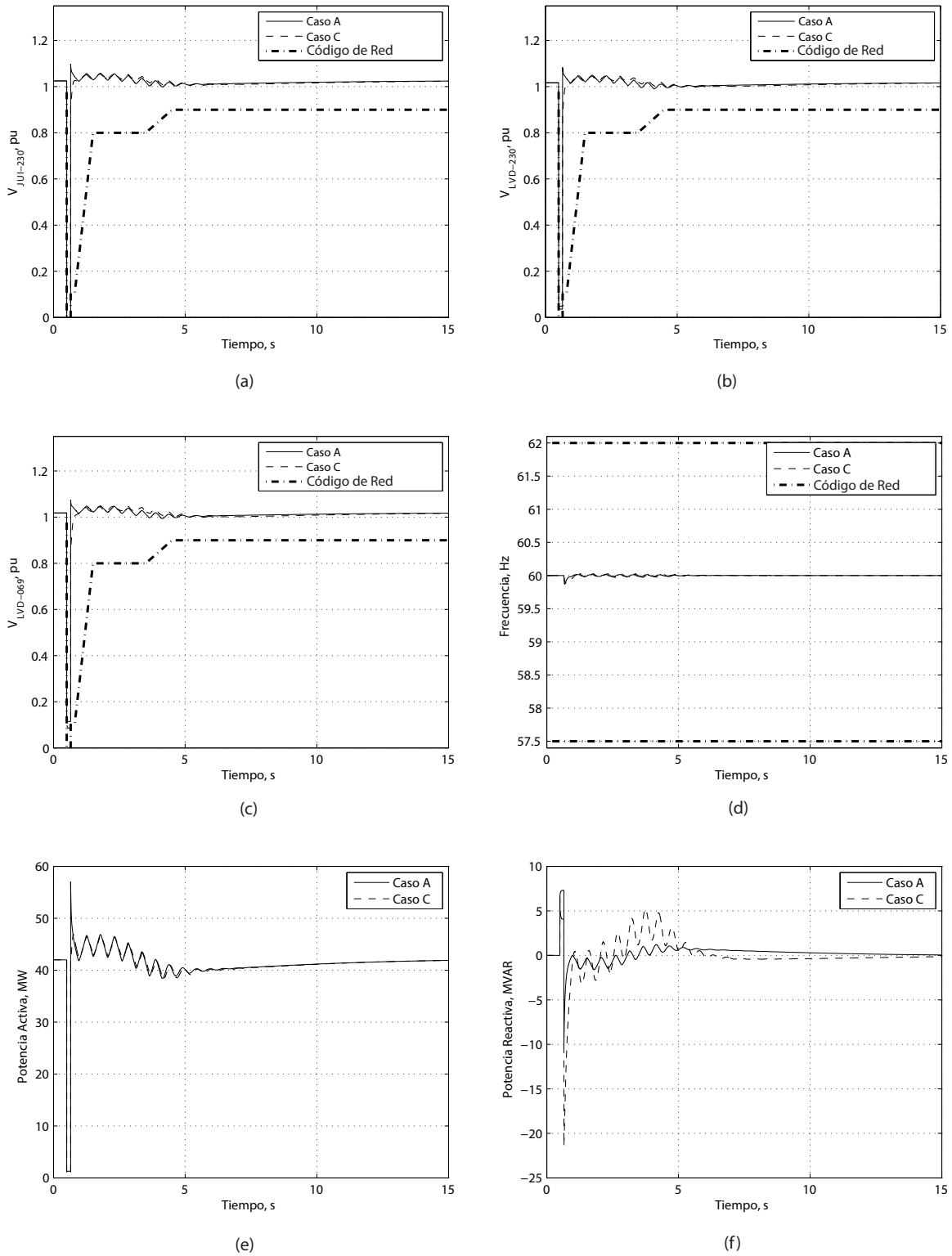


Figura 4.5: Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

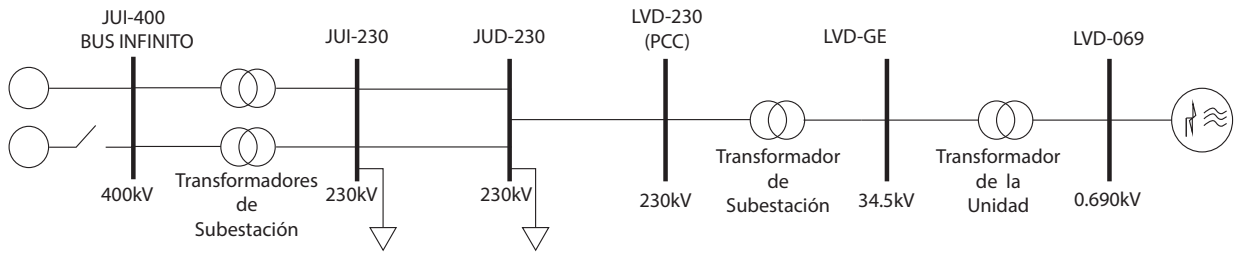


Figura 4.6: Sistema eléctrico equivalente con pérdida de generación.

Tabla 4.6: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
0.017	0.0015

eólicos ya que normalmente estos no se pueden encargar de proveer la potencia adicional que se demanda después de la pérdida de generación.

En la Figura 4.6 se muestra el sistema de prueba usado para simular el efecto de la pérdida de una unidad de generación. Al principio de la simulación se considera la presencia de dos generadores G1 y G2, aportando cada uno 90% y 10% de la generación inicial, respectivamente. En el instante $t=0.5$ seg. la unidad G2 se desconecta del sistema. Esto tiene como consecuencia un desbalance entre la carga y la generación, lo cual provoca una desviación en la frecuencia del sistema.

En la Figura 4.7(a) se reportan los resultados de simulación del voltaje en el nodo JUI-230, presentando valores de 0.94 pu y 0.99 pu después del disturbio para el caso A y B en el instante $t=15$ seg, respectivamente. La Figura 4.7(b) muestra la solución en el tiempo del voltaje en el punto de conexión común LVD-230, el cual presenta una disminución importante a un valor de 0.94 pu para el caso A, mientras que para el caso B se presenta un valor del voltaje de 0.997 pu. Por su parte, el perfil del voltaje medido en las terminales del parque LVD-069 reportado en la Figura 4.7(c) presenta un comportamiento similar a los voltajes nodales JUI-230 y LVD-230 con valores de 0.945 y 1.018 pu para el caso A y B, respectivamente.

La Tabla 4.6 muestra el índice de desviación de voltaje para este caso de estudio. Se puede observar que el índice de desviación de voltaje para el caso A es de 0.017 mientras que el caso B es de sólo 0.0015. Este mejor desempeño para el caso B esta asociado al uso del sistema de control de voltaje en terminales.

La Figura 4.7(d) presenta el comportamiento de la frecuencia del sistema, presentando variaciones casi nulas para el caso A y B. Además se puede observar que en todo momento

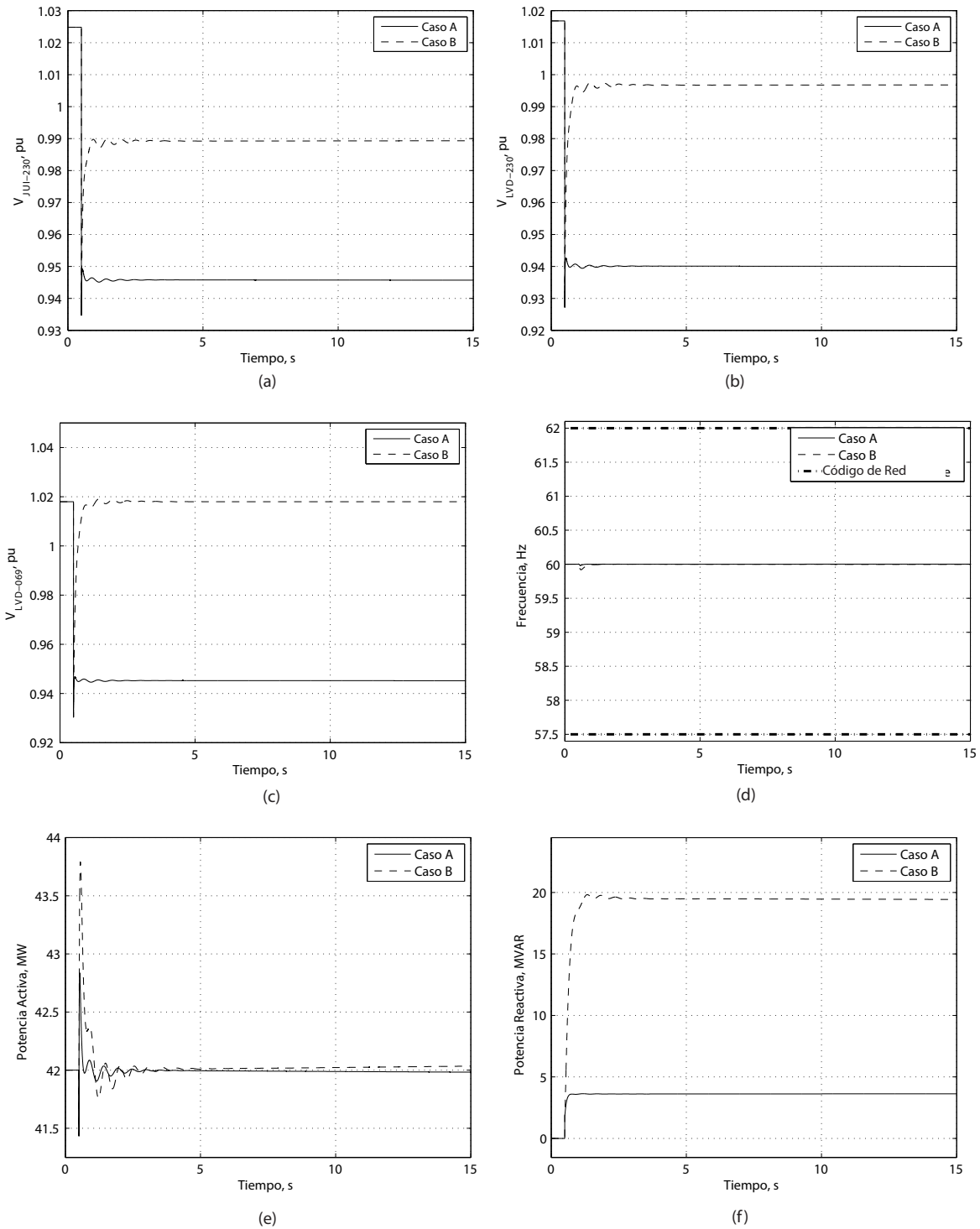


Figura 4.7: Resultados para la eliminación del 10% de generación con regulación de voltaje: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 4.7: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
0.017	0.025

la frecuencia se encuentra dentro de los límites de frecuencia del código de red. Por su parte, la potencia activa a la salida del parque que se muestra en la Figura 4.7(e) presenta un incremento en la potencia activa de 42.8 MW para el caso A y cae a un valor de 41.98 MW después de la falla, mientras que para el caso B alcanza un valor pico de 43.7 MW durante el transitorio y alcanza un valor de 42.03 MW después de 6 segundos. La potencia reactiva presenta un valor de post-falla en $t=5$ seg. de 3.6 MVAR para el caso A y 19.46 MVAR para el caso B (ver Figura 4.7(f)). Esta diferencia de potencia reactiva en el caso B se debe a que el sistema de control incrementa el valor de potencia reactiva inyectada por el parque eólico para regular el voltaje en terminales, y por lo tanto, en los nodos cercanos.

La respuesta del sistema con el parque eólico de 42 MW controlado con un regulador del factor de potencia se muestra en la Figura 4.8. El sistema de control regula el factor de potencia del parque eólico a un valor de 1.0. Se puede observar en la Figura 4.8(a), (b) y (c) que los voltajes nodales alcanzan valores de 0.932, 0.924 y 0.925 pu para los voltajes JUI-230, LVD-230 y LVD-069 para el caso C.

Además, la Figura 4.8(d) presenta la frecuencia del sistema para los casos A y C. Se puede apreciar de estos resultados que la frecuencia se mantiene dentro de los márgenes establecidos en el código de red. Por otra parte, los resultados reportados en la Figura 4.8(e) y (f) indican que la potencia activa y reactiva se controla adecuadamente a 42 MW y 0.0 MVAR para el caso C. Debido a que el sistema de control regula el factor de potencia a un valor de $FP=1.0$, se observa que la potencia reactiva se ajusta a un valor de cero para un tiempo $t=5$ seg.

Por otra parte, el impacto en los voltajes nodales de la utilización del sistema de control del factor de potencia se reporta en la Tabla 4.7 en términos del índice de desviación de voltaje. el índice de desviación de voltaje para el caso A sin controles es de 0.017, evaluando en el instante $t=15$ seg. Por su parte, el índice de desviación aumenta a un valor de 0.025 para el caso C. Este aumento en el índice de desviación se debe al enfoque del sistema de control efoca a la regulación del factor de potencia.

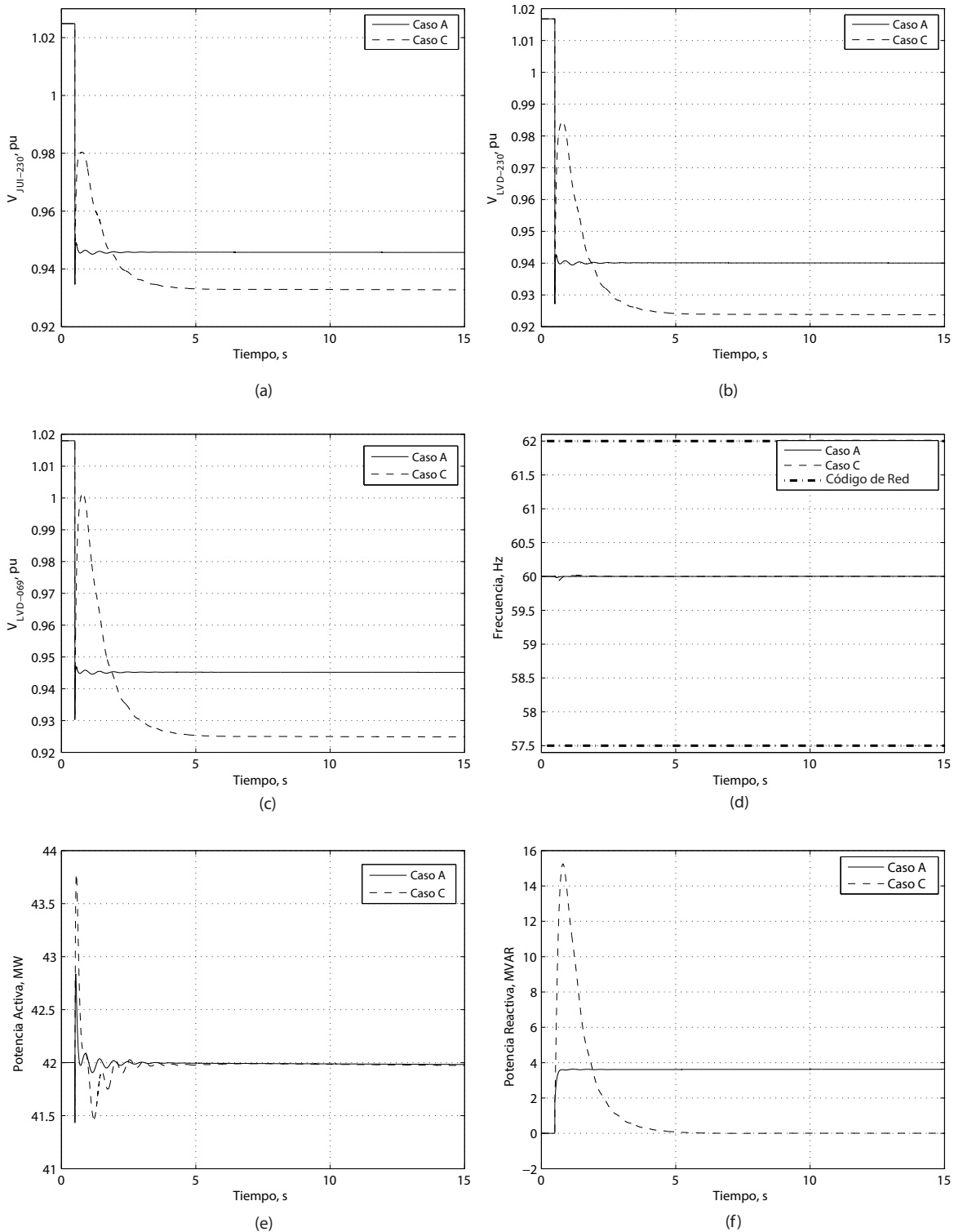


Figura 4.8: Resultados para la eliminación del 10% de generación con control del factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 4.8: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
2.8E-06	0.0

4.5. Falla en terminales del parque

En este caso de estudio se analiza uno de los escenarios importantes relacionado con el código de red, en donde se considera una falla en las terminales del parque (nodo LVD-069). La falla trifásica tiene una duración de 150 ms y después se libera la falla. Los resultados para esta falla considerando el caso A y B se muestran en la Figura 4.9.

El voltaje en el nodo JUI-230 se muestra en la Figura 4.9(a) el cual para el caso B muestra una recuperación casi completa al segundo 6 con un valor de 1.02 pu, al mismo tiempo para el caso A se presenta un valor de 1.012 pu, después terminan en valores establecidos de 1.025 y 1.024 pu para el caso A y B, respectivamente. Por su parte, el voltaje en el nodo LVD-230 se muestra en la Figura 4.9(b), en donde se observa que el voltaje nodal alcanza un valor de 1.003 y 1.015 pu para el caso A y B en $t=6$ seg., respectivamente. Por su parte, en la Figura 4.9(c) se observa que el voltaje en el nodo LVD-069 en terminales del parque se ha recuperado a un valor de 1.006 pu y 1.018 pu en un tiempo $t=6$ seg., respectivamente. Además, los voltajes reportados en los tres nodos cumplen con el perfil de voltaje descrito en el código de red, recuperando por arriba del 80% del voltaje para los primeros segundos.

El cálculo del índice de desviación de voltaje para los casos A y B se reportan en la Tabla 4.8. El índice de desviación de voltaje es mayor en el caso A con un valor de 2.8E-06, debido a que el control del caso B con el control de regulación de voltaje presenta un índice de desviación de 0.0.

En la Figura 4.9(d) se observa el comportamiento de la frecuencia para el caso A y B, en la cual estos dos casos no muestran una diferencia importante y se mantienen dentro de los niveles de frecuencia del código de red. Por su parte la potencia activa a la salida del parque se muestra en la Figura 4.9(e). Para los casos A y B la respuesta de la potencia activa presenta un comportamiento similar recuperando su valor de pre falla para el segundo 15. Por último, se observa en la Figura 4.9(f) el comportamiento de la potencia reactiva, en la cual se presenta un incremento de la potencia en el caso B, apoyando así a la recuperación del voltaje en las terminales para un tiempo de $t > 5$ seg..

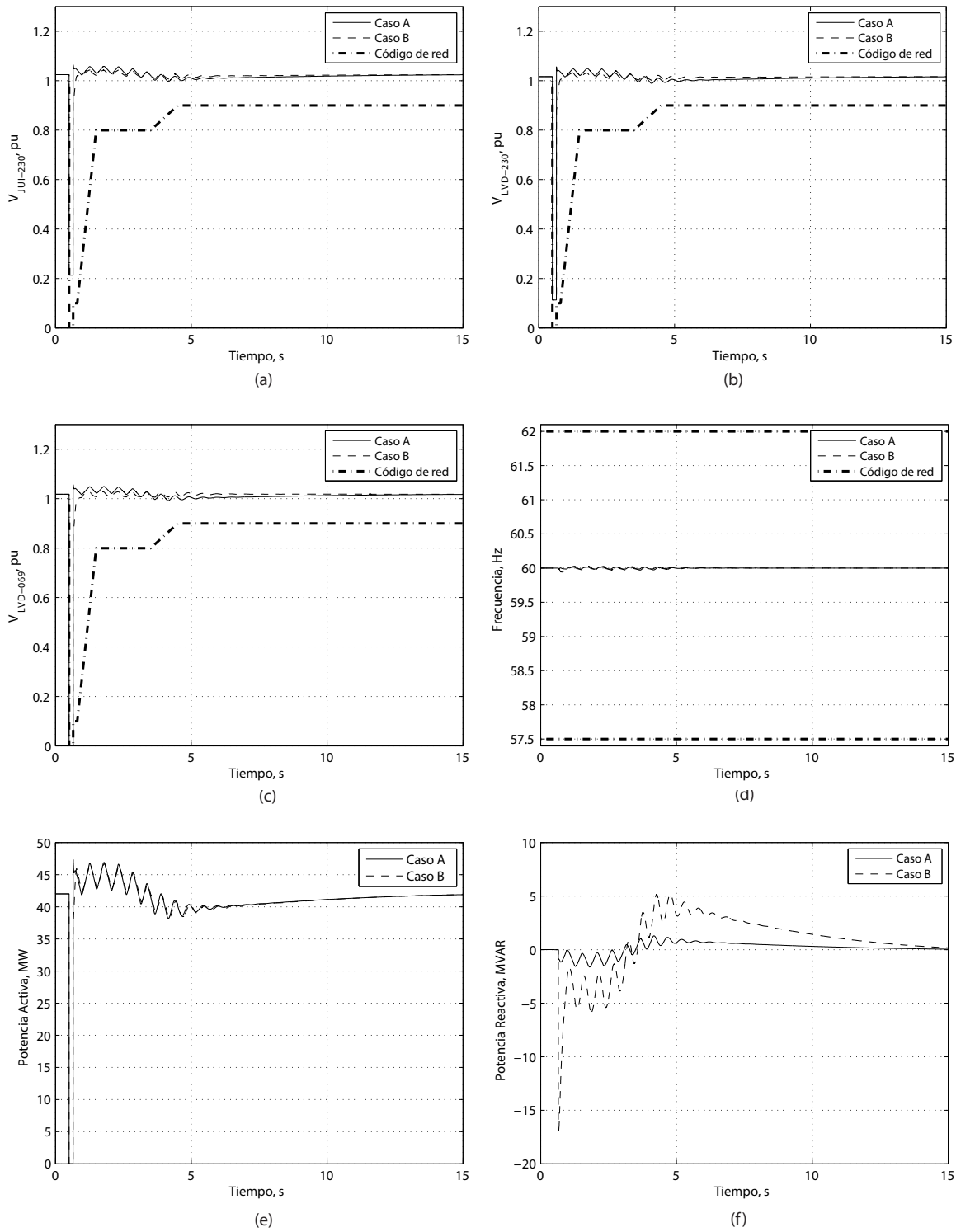


Figura 4.9: Resultados para la falla en terminales del parque eólico con el control de regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUL-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 4.9: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
0.017	0.025

Por otra parte, se realiza la comparación para la falla en terminales del parque para el caso A y el caso C. Los resultados de simulación se muestran en la Figura 4.10. Primeramente se observa que el voltaje en el nodo JUI-230 en la Figura 4.10(a) muestra un mejor comportamiento para el caso A con un valor de 1.024 pu, mientras que para el caso C se obtiene un valor de 1.023 pu. para un tiempo de $t=15$ seg. De igual manera para el voltaje del nodo LVD-230 que se muestra en la Figura 4.10(b), el voltaje se recupera a un valor de 1.016 y 1.015 pu para el caso A y C, respectivamente.

Además, la Figura 4.10(c) presenta la respuesta del voltaje en el nodo donde se aplicó la falla (LVD-069), en donde se observa que el voltaje tiene un valor de 1.017 y 1.016 pu para el caso A y C, respectivamente. En general, el caso A presenta un mejor desempeño respecto a la recuperación de voltajes nodales. Sin embargo, las respuestas de los casos A y B cumplen con los límites de voltaje permisibles por el código de red. La frecuencia del sistema se muestra en la Figura 4.10(d), la cual muestra cambios muy pequeños dentro de los límites de frecuencia permisibles del código de red. Por su parte la potencia activa a la salida del parque en la Figura 4.10(e) presenta diferencias muy pequeñas entre los casos A y C. Por otro lado, la potencia reactiva reportada en la Figura 4.10(f) indica que en el tiempo $t=5$ seg. el caso C regula la potencia reactiva a un valor $Q=0$ con el objetivo de mantener el factor de potencia F.P.=1. Por su parte, al caso A le toma un tiempo mayor para alcanzar el valor $Q=0$. Los resultados de simulación reportados en la Figura 4.10 en términos de los voltajes nodales se analizan mediante el cálculo del índice de desviación de voltaje. El índice de desviación de voltaje en el instante $t=15$ seg. presenta un valor de 0.017 y 0.025 para el caso A y C (ver Tabla 4.9)

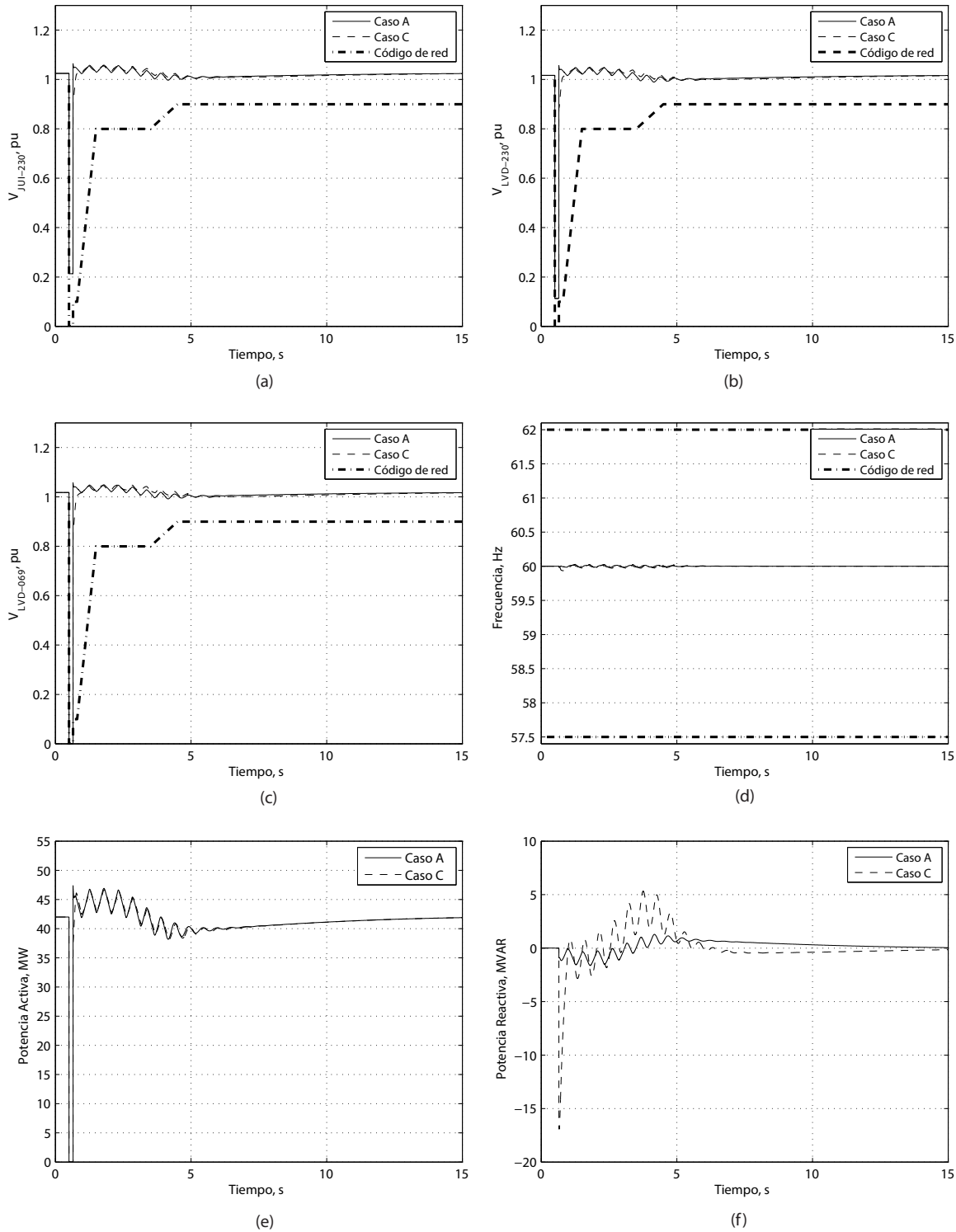


Figura 4.10: Resultados para la falla en terminales del parque eólico con el control de regulació de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-230, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

4.6. Conclusiones

En este capítulo se presentaron resultados de simulación del sistema eléctrico Juile-La Venta con presencia de un parque eólico para tres diferentes disturbios. Para estas simulaciones se consideran tres formas de operación del parque eólico: la primera considera la operación sin controles, el segundo escenario incluye la regulación del voltaje y el tercero involucra el control del factor de potencia. A partir de los resultados de simulación se puede apreciar la capacidad de regulación del voltaje en las terminales del parque eólico y, por consiguiente, en los nodos contiguos al parque. Por otro lado, se reporta el desempeño del control de regulación del factor de potencia y la relación con el código de red.

En los casos de estudio en donde se analizó tanto una falla trifásica en la línea JUI-230 a JUD-230 como la falla en las terminales del parque eólico se observó que los voltajes se recuperan alcanzando un valor similar al valor de pre-falla. La operación del control del voltaje permitió ajustar el voltaje por medio de la inyección de un flujo de potencia reactiva. De esta manera, el sistema de control del caso B permitió ajustar el voltaje en un tiempo menor que el caso A. El control del caso de estudio B reguló el voltaje al valor de pre-falla 5 segundos antes que el caso A. Para el caso C, no se observó una mejora importante de la recuperación de los voltajes nodales posterior a la liberación de la falla en comparación al caso A. Esto se debe a que el sistema de control del caso C tiene como objetivo principal regular el factor de potencia.

Por otro lado, el perfil de voltaje observado en los nodos del sistema Juile-La Venta para la simulación de una falla en una línea y la falla en las terminales del parque indica que se cumplen con los límites del perfil de voltaje establecido en el código de red. Además, la evaluación del índice de desviación del voltaje en los nodos del sistema para los casos A, B y C, indican que el caso B mostró mejores resultados con un índice de desviación de voltaje de cero, comparado con $1.15E-05$ obtenido con el caso C. Para el caso de estudio asociado a la pérdida de generación se obtuvieron mejores resultados con el caso B, ya que el valor del índice de desviación de voltaje fue de 0.0015 comparado con el 0.025 del caso C. Respecto a la frecuencia, no se encontró ningún caso de estudio en donde se sobrepasen los límites de frecuencia definidos por el código de red. En todos los casos se observaron valores de variaciones de frecuencia menores de 0.1 Hz. En el caso del comportamiento de la potencia reactiva, al disminuir los voltajes debido al disturbio, el sistema de control del caso B inyecta mayor cantidad de potencia reactiva para recuperar el voltaje en terminales del parque y nodos contiguos. Por su parte, el control del caso C limita la inyección de potencia reactiva a un valor de cero, permitiendo regular el factor de potencia a un valor unitario.

Análisis de parques eólicos en el sistema interconectado nacional

Las simulaciones presentadas en este capítulo examinan la respuesta de parques eólicos incorporados al Sistema Interconectado Nacional. Para cada caso, se presenta la solución de flujos de potencia en términos de voltajes y ángulos en los nodos cercanos al punto de conexión común del parque eólico, así como también los flujos de potencia en la zona de los parques eólicos. Además, se aplican disturbios en el sistema y se analiza el efecto de la presencia del parque eólico.

La Figura 5.1 presenta una descripción general de la ubicación geográfica de la zona de generación eólica en el estado de Oaxaca. En el sistema eléctrico nacional los centros de carga más importantes se encuentran en el centro del país. La región sureste del sistema incluye el sistema de generación hidroeléctrico más importante del país, con una capacidad total de 4800 MW. Por su parte, la mayor parte de la generación eólica en el país se encuentra concentrada en la zona de la ventosa en Oaxaca. Se tiene proyectado que esta zona de generación eólica alcance 1800 MW en 2013. Se puede apreciar de la Figura 5.1 que estos dos centros importantes de generación confluyen en un nodo crucial para el funcionamiento de todo el sistema eléctrico nacional, el cual es el nodo Juile. Hasta la fecha, toda la generación proveniente de la zona de parques eólicos se recibe en el nodo Juile. Para facilitar la transferencia de energía generada en la zona de parques eólicos hacia los centros de carga, se construyó recientemente un nuevo sistema de transmisión a 400 kV entre Juile y la subestación Ixtepec Potencia, en donde cada una de las dos líneas de transmisión tiene una capacidad de transmisión de 1200 MW. Los estudios dinámicos que se presentan en este capítulo toman en cuenta disturbios tales como falla trifásica en una línea de transmisión, eliminación de una carga, eliminación de una unidad de generación y

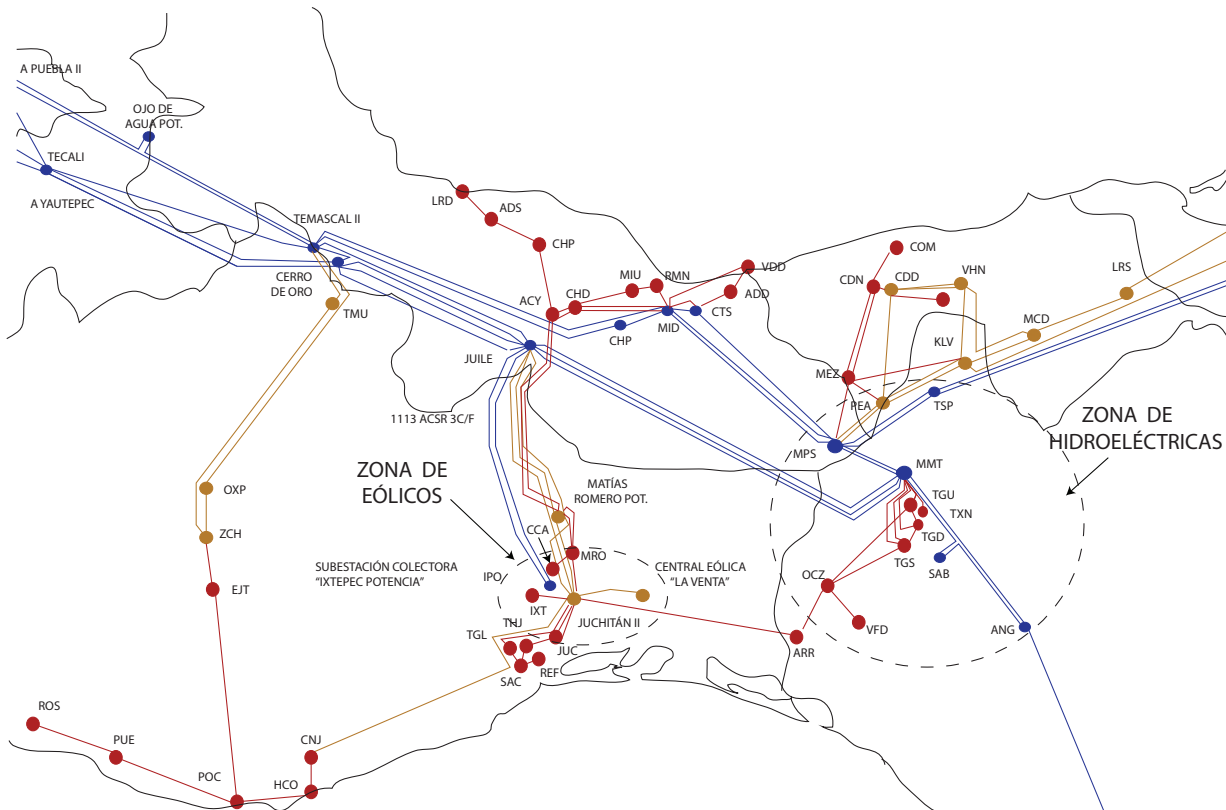


Figura 5.1: Zona de parques eólicos del Sistema Interconectado Nacional

desconexión de un compensador estático de vars (CEV) ubicado en la subestación Ixtepec potencia. Las simulaciones se realizan en PSS/E versión 31.0.3 con un paso de integración de 1 ms. La turbina eólica usada corresponde al modelo genérico GE provisto en el PSS/E con una potencia nominal de 1.5 MW. El modelo del parque eólico se obtiene escalando una turbina eólica de 1.5 MW, como se describe en el capítulo 3. Las consideraciones sobre los parámetros de este caso de estudio se presentan en el Apéndice E. La base de datos del sistema interconectado nacional corresponde a la fecha Septiembre de 2011, con una carga total de 39,320 MW, 700 máquinas instaladas con capacidad de generación total de 40,282 MW, de las cuales la mayoría tiene activado un excitador y aproximadamente la mitad de las máquinas incorporan un estabilizador. Por otro lado, una cantidad muy pequeña de máquinas tiene también activado un gobernador. Además, el sistema contiene 5031 líneas de transmisión.

En cada uno de los casos de estudio presentados en este capítulo se consideran tres escenarios. Los parámetros de simulación para estos tres casos se describen en la Tabla 5.1. Los casos analizados son:

- Caso A.- Operación sin activación de los controles. Las banderas VARFLG y VLTFGL se establecen en 0 y 0, respectivamente.

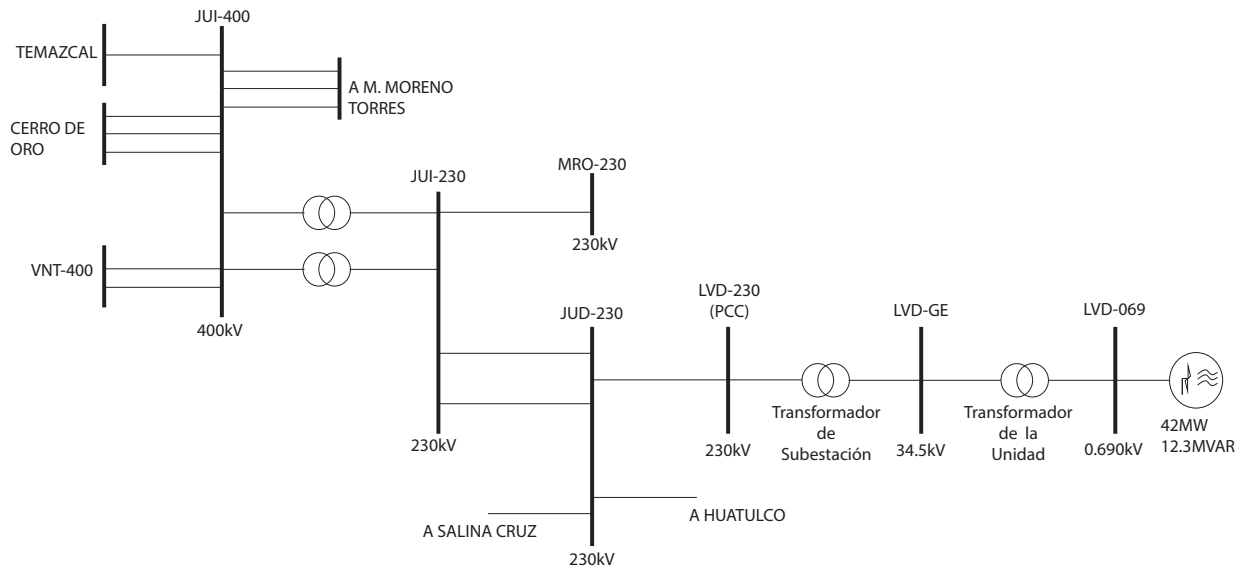


Figura 5.2: Sección de interés para análisis del Sistema Interconectado Nacional

Tabla 5.1: Parámetros de control del estudio de falla del sistema

Nombre del Parámetro	Valor		
	Caso A	Caso B	Caso C
Modo de Control	3	3	3
VARFLG	0	0	-1
VLTF LG	0	1	1
Kqi	0	0.0001	0.25

- Caso B.- Activación del control de regulación de voltaje. En este caso, toda la potencia reactiva requerida para regular el voltaje en terminales la provee el parque eólico. El varflg se coloca en 0 para habilitar el control de potencia reactiva constante y el vlthg se coloca en 1. Por lo tanto, el control de voltaje en terminales del generador eólico se activa.
- Caso C.- Activación del control de factor de potencia. Las banderas VARFLG y VLTF LG se establecen en -1 y 1, respectivamente.

5.1. Simulación de un parque eólico de 42 MW en el nodo LVD-GE

En la sección se presentan diversos casos de estudio en el cual se incorpora un parque eólico conectado al nodo LVD-GE del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En la

Tabla 5.2: Potencias activa y reactiva de una sección del Sistema Interconectado Nacional

Descripción			Sin Parque		Con Parque	
	Nodo	Nodo	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
Transformador	JUI-400	JUI-230	84.8	11.6	68.5	13.8
Transformador	JUI-400	JUI-230	84.8	11.6	68.5	13.8
Línea de Transmisión	JUI-230	JUD-230	50.4	11.0	41.1	11.2
Línea de Transmisión	JUI-230	JUD-230	52.5	10.3	39.5	11.7
Línea de Transmisión	JUD-230	LVD-230	0.0	3.4	41.9	1.3
Transformador	LVD-230	LVD-GE	0.0	0.0	42	1.8
Transformador	LVD-GE	LVD-069	0.0	0.0	42.0	0.0

Figura 5.2 se muestra parte del Sistema Interconectado Nacional en el cual se centra el análisis.

5.1.1. Solución de flujos de potencia

En la Figura 5.3 se muestra la solución de flujos de potencia de la sección de interés en el SIN. Se considera que existe un parque eólico de 42 MW en el nodo LVD-GE el cual opera con un factor de potencia unitario, estos datos se presentan ordenados en la Tabla 5.2. Comparando la Figura 5.3(a) y Figura 5.3(b) se puede apreciar que a pesar de la presencia del parque eólico el flujo entre los nodos JUI-400 y JUI-230 no cambia de sentido. Mientras que en la Figura 5.3(a) se observa un flujo entre JUI-400 y JUI-230 de 169.4 MW, la Figura 5.3(b) muestra un flujo total de 136.8 MW entre dichos nodos. Esto se debe al hecho de que el parque eólico tiene una capacidad total de generación pequeña. Por su parte, el flujo total en el sistema de transmisión conectado entre los nodos MMT-400 y JUI-400 es de 1462.2 MW y 1434.6 MW para la operación del sistema interconectado nacional sin y con el parque eólico de 42 MW. Además, se puede apreciar que el flujos de potencia entre los nodos JUI-400 y EDO-400 cambia de 952.5 MW a 956.1 MW (ver Figura 5.3(a) y Figura 5.3(b)).

Respecto a los voltajes nodales, se puede apreciar de la Figura 5.3(a) que los voltajes del sistema sin presencia del parque eólico son $\{1.021, 1.0265, 1.022, 1.024, 1.038, 1.038\}$ para los nodos JUI-400, JUI-230, JUD-230, LVD-230, LVD-GE y LVD-069, respectivamente. Por su parte, los voltajes nodales de la Figura 5.3(b) indican los valores $\{1.021, 1.024, 1.016, 1.016, 1.017, 1.018\}$ para los mismos nodos del sistema. Se puede observar que los voltajes nodales se reducen marginalmente para el caso de estudio que involucra la presencia del parque eólico, ver Tabla 5.3.

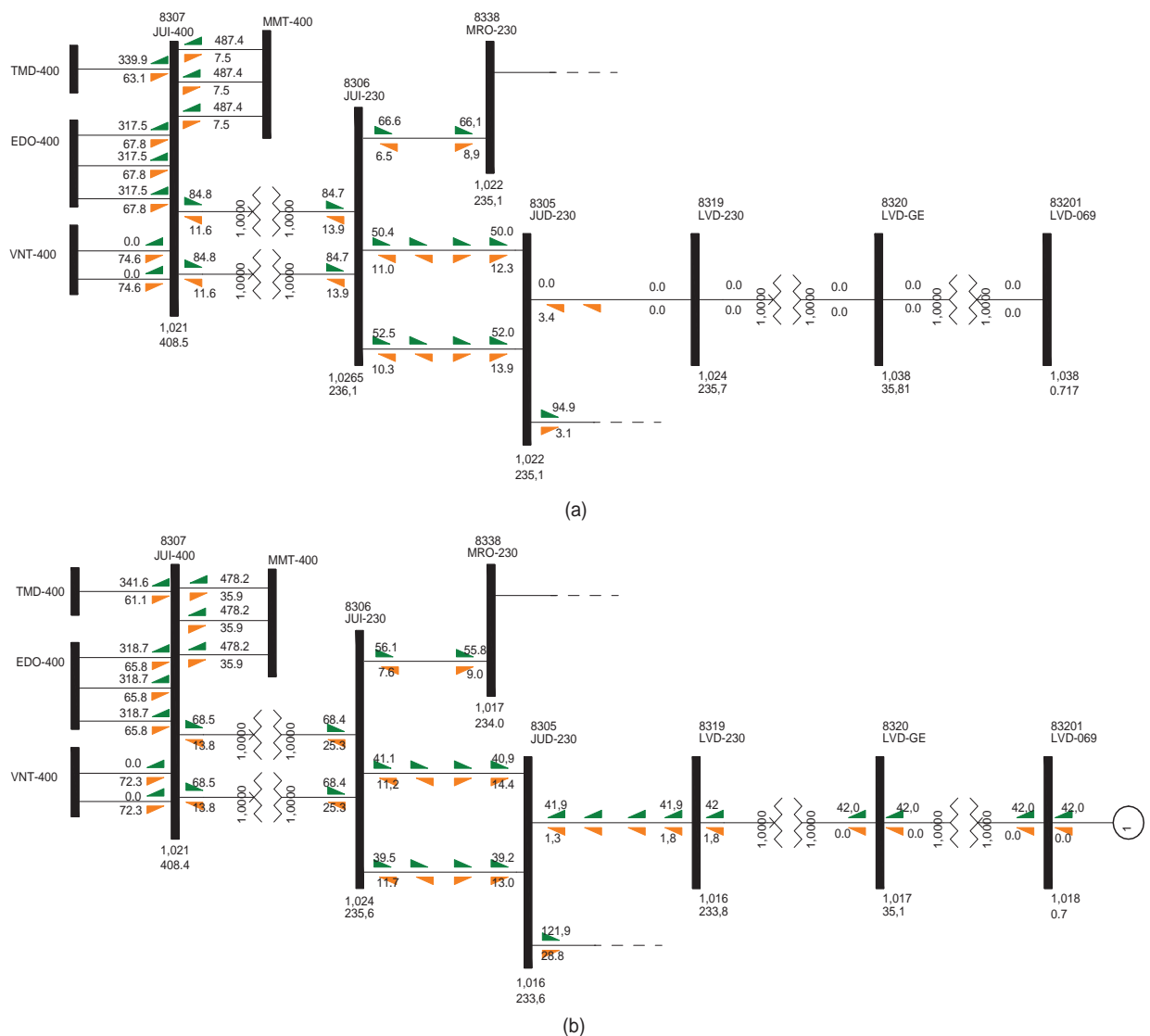


Figura 5.3: Solución de flujos de potencia del SIN con parque eólico de 42 MW en el nodo LVD-GE: (a).-Solución del caso base sin parque eólico y (b).- Solución con un parque eólico de 42 MW.

Tabla 5.3: Voltajes nodales del sistema de Juile-La Venta

Nodo	Sin Parque	Con Parque
	Voltaje(pu)	Voltaje(pu)
JUI-400	1.021	1.021
JUI-230	1.0265	1.024
JUD-230	1.022	1.016
LVD-230	1.024	1.016
LVD-GE	1.038	1.017
LVD-069	1.038	1.018

Tabla 5.4: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
0.00	0.00

5.1.2. Falla Trifásica en la línea JUI-230/JUD-230

Tomando en cuenta la gran cantidad de parques eólicos que están siendo instalados en la zona del istmo de Tehuantepec y la presencia cada vez más importante de esta fuente de generación en el SIN, es muy relevante analizar la operación de los parques eólicos de acuerdo a los requerimientos establecidos en el código de red. Uno de los aspectos más importantes es la capacidad de regulación de bajo voltaje (CRBJ), en la cual se especifica que el parque eólico no se debe desconectar ante fallas que produzcan condiciones de bajos niveles de voltaje.

Con el propósito de analizar el impacto del parque eólico en el escenario de recuperación del voltaje para el estado de post-falla del sistema y evaluar el desempeño de la capacidad de regulación de bajo voltaje del parque eólico, se simula un disturbio que consiste en una falla trifásica en una de las líneas conectadas del nodo JUI-230 a JUD-230. El tiempo de duración del disturbio es de 150 milisegundos. Se considera un parque eólico conectado al nodo LVD-GE, el cual es una representación equivalente de 28 máquinas de 1.5MW cada una, con una generación total de 42MW operando con un factor de potencia unitario. La Figura 5.4 presenta los resultados de la simulación dinámica en PSS/E, considerando los escenarios asociados a los casos A y B.

Para este caso de estudio, en la Figura 5.4(a) se muestra primeramente el perfil de voltaje en el nodo JUI-400, el cual es un nodo importante en el sistema. Se puede observar que el voltaje en este nodo alcanza un valor de aproximadamente 0.62 pu durante la falla y se recupera a un valor de 1.021 pu después de liberar la falla. El perfil de voltaje en el punto de acoplamiento común LVD-230 se muestra en la Figura 5.4(b), en donde se observa que no existe gran diferencia entre los valores de post-falla para los casos A y B. La Figura 5.4(c) muestra el perfil de voltaje en terminales del parque LVD-069, en donde se observa una caída de voltaje de 1.018 pu hasta 0.19 pu durante la falla y después de limpiar la falla el valor de voltaje se recupera a su valor de pre-falla para ambos casos. Además, se puede observar que se cumple con el código de red ya que se recupera arriba del 90% del voltaje de prefalla en un tiempo de 2 a 3 segundos. Ahora, considerando el índice de desviación de voltaje entre los casos A y B, se obtiene la Tabla 5.4, en la cual se describe un 0.00 de desviación para los dos casos.

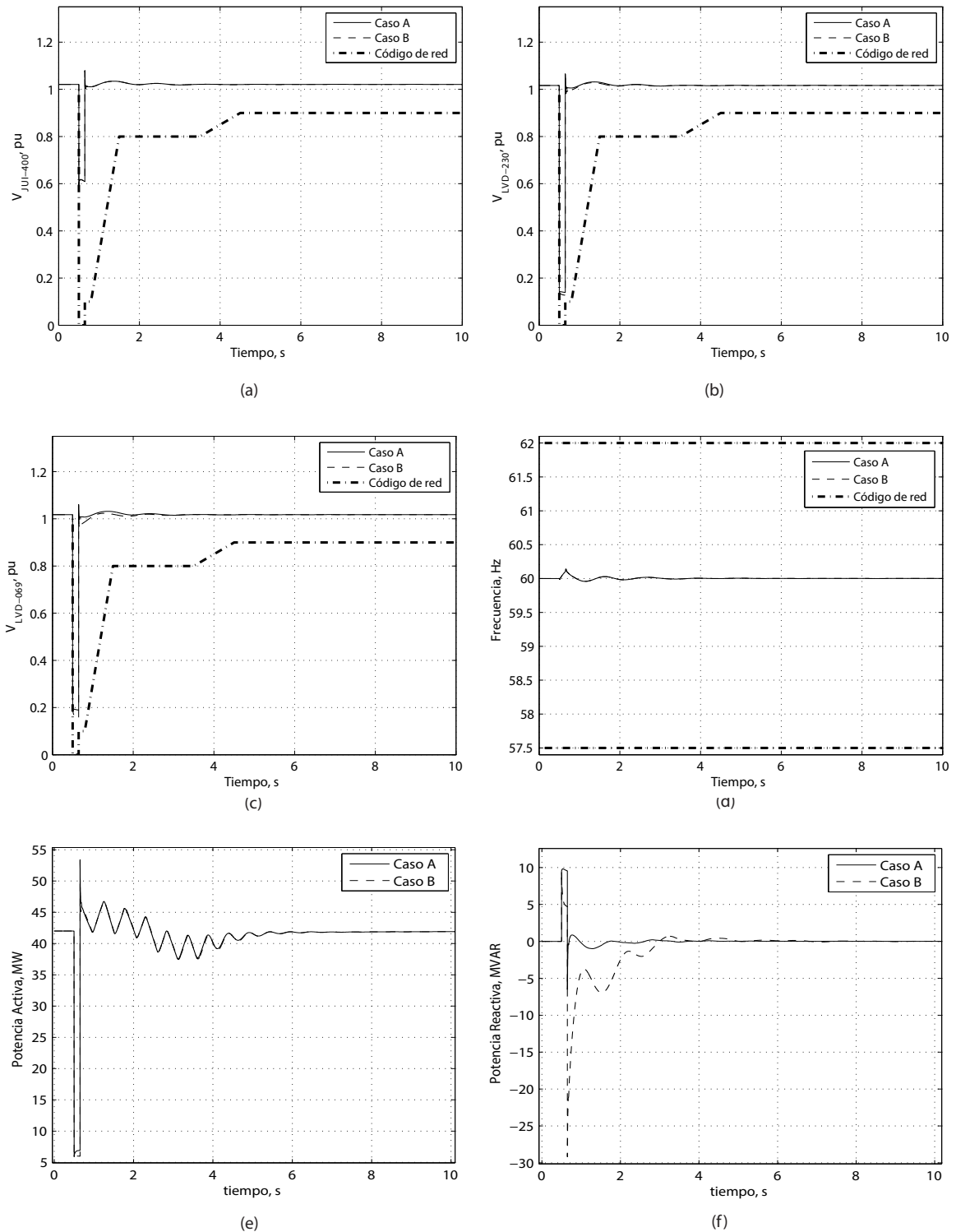


Figura 5.4: Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de voltaje en terminales del parque: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 5.5: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
0.00	0.00

En la Figura 5.4(d) se muestra el comportamiento de la frecuencia, el cual se muestra de manera similar para los dos casos A y B, además, considerando las especificaciones del código de red, las dos contemplan valores inferiores a los límites. La Figura 5.4(e) muestra el flujo de potencia activa que inyecta el parque eólico, en la cual se muestran comportamientos similares para los casos A y B. La potencia activa decrece hasta 5.92 MW durante la falla y recuperándose en un valor de 41.91 MW.

El flujo de potencia reactiva a la salida del parque eólico se muestran en la Figura 5.4(f). Se puede apreciar que el parque eólico contribuye a la recuperación del voltaje nodal mediante la inyección de potencia reactiva durante la falla. El flujo de potencia reactiva es de 9.81 MVAR y 5 MVAR para los casos A y B, respectivamente. Además, se puede apreciar que para el escenario del caso A se recupera con mayor rapidez el valor de pre-falla, mientras que para el caso B la recuperación se da en los siguientes 5 segundos. El control responde al disturbio incrementando el nivel de potencia reactiva la cual permite elevar el voltaje en terminales del parque (ver Figura 5.4(c)).

Por otro lado, la Figura 5.5 presenta los resultados de la simulación dinámica en PSS/E, considerando los escenarios asociados a los casos A y C. En la Figura 5.5(a) se muestra el perfil de voltaje en el nodo JUI-400, en el cual se observa un valor de voltaje de post-falla para los casos A y C de 1.021 pu. El perfil de voltaje en el punto de acoplamiento común LVD-230 se muestra en la Figura 5.5(b), en donde se observa que no existe gran diferencia entre los valores post-falla para los casos A y C. La Figura 5.5(c) muestra el perfil de voltaje en terminales del parque LVD-069, en donde se observa que el voltaje cae 0.2 y 0.19 pu para los casos A y C, respectivamente. Después de limpiar la falla el valor de voltaje se recupera a su valor de pre-falla para ambos casos. Los tres voltajes anteriormente mostrados se comparan con la especificación del perfil de voltaje del código de red, los tres voltajes se encuentran dentro de las especificaciones establecidas. Además, en la Tabla ?? se presentan los índices de desviación de voltaje, que para el caso en estudio presentan un valor de 0.00 para el caso A y C.

La frecuencia del sistema se reporta en la Figura 5.5(d), en donde se observa que el comportamiento para ambos casos es muy parecido, los cuales se encuentran dentro de los límites de frecuencia establecidos por el código de red. La Figura 5.5(e) muestra el flujo de potencia activa de salida del parque eólico. La potencia activa decrece hasta un valor

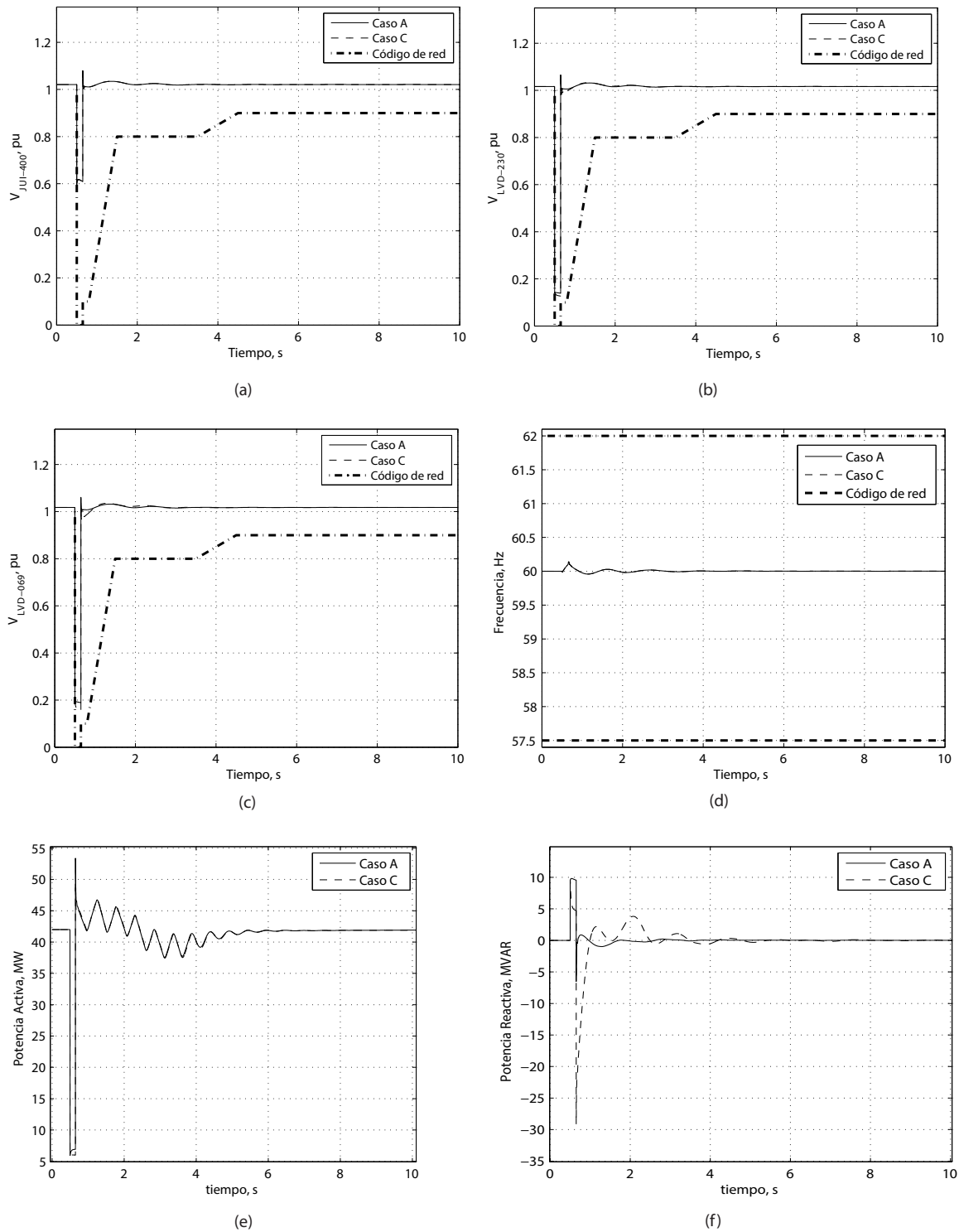


Figura 5.5: Resultados aplicando falla en la línea JUI-230/JUD-230 con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 5.6: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
133.007e-7	4.63e-7

de 6.012 MW durante la falla y alcanza un valor de 41.91 MW después de la falla. Por su parte, la potencia reactiva de salida del parque eólico se reporta en la Figura 5.5(f), observando un intento del caso C por ajustar el valor de la potencia reactiva para el ajuste de factor de potencia.

5.1.3. Pérdida de carga del nodo SIC-230

En esta sección se presenta la respuesta del SIN y el parque eólico ante el escenario de pérdida de carga ocasionado por la eliminación de una carga importante en el Estado de Michoacán. Al eliminar este elemento se pierde una carga ubicada en el nodo SIC-230 por un valor total de 286 MW. Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 5.6, en la cual se comparan los casos A y B.

El perfil de voltaje en el nodo JUI-400 mostrado en la Figura 5.6(a) indica variaciones menores en el voltaje de post-falla, con valores de 1.02135 y 1.02140 pu para los casos A y B, respectivamente. Se puede observar que el voltaje en el nodo LVD-230 en la Figura 5.6(b) después de la pérdida de carga aumenta a un valor de 1.01775 pu y 1.0168 pu para los casos A y B, respectivamente. Por otra parte, el perfil de voltaje en terminales del parque reportado en la Figura 5.6(c) presenta valores de post-falla de 1.0201 pu y 1.018 pu para el caso A y B, respectivamente. Se puede apreciar de estos resultados que para el caso B con regulación de voltaje en el nodo LVD-069 el voltaje en el nodo se mantiene después del disturbio en su valor de pre-falla. Por lo contrario, el caso A sin activación del sistema de control no permite regular dicho nodo de voltaje (ver Figura 5.6(c)). Considerando lo anterior se muestra en la Tabla 5.6 el índice de desviación de voltaje, en el cual observamos un mayor índice de desviación de voltaje en el caso A con 133.007e-7, comparado con 4.63e-7 del caso B

Respecto a la frecuencia del sistema, la Figura 5.6(d) presenta la respuesta de la frecuencia ante el escenario de pérdida de carga. Se puede apreciar que como consecuencia de la pérdida de carga se presenta un incremento en la frecuencia en 0.15 Hz, lo cual representa un incremento del 0.25 %. El incremento de la frecuencia reportado en la Figura 5.6(d),

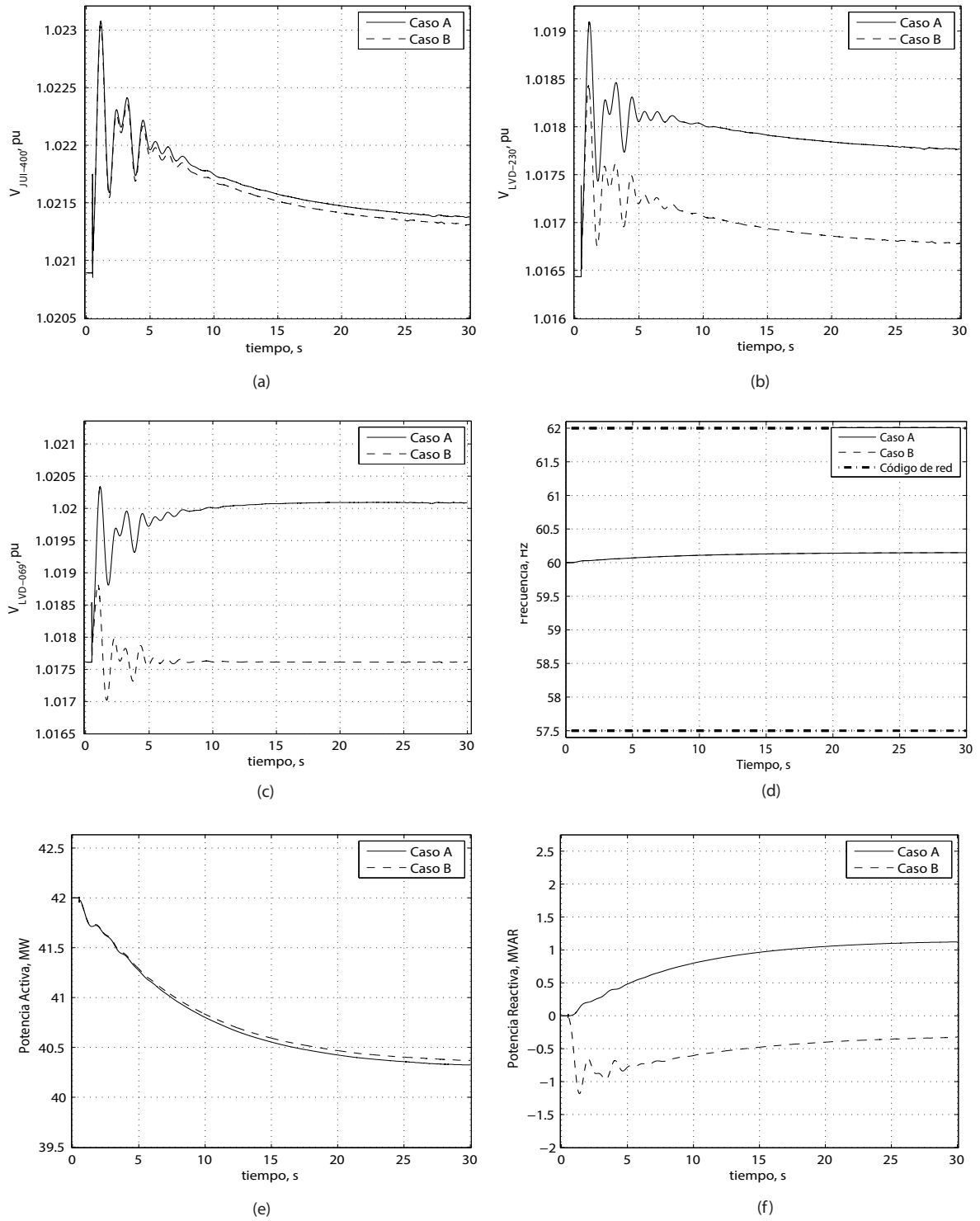


Figura 5.6: Resultados para la pérdida de carga del nodo SIC-230 con regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 5.7: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
133.007e-7	8.9e-7

según especificaciones del código de red no supera los límites. Además, el modelo del generador eólico no incorpora el control de potencia activa para responder a variaciones de la frecuencia del sistema.

La Figura 5.6(e) muestra la potencia activa de salida del parque eólico, se puede apreciar que la potencia activa se reduce de 42 MW a aproximadamente 40.3 MW como resultado del incremento de la frecuencia reportado en Figura 5.6(d). Por otra parte, la Figura 5.6(f) muestra la respuesta de la potencia reactiva a la salida. Se puede observar que la potencia reactiva presenta respuestas distintas para el caso A y B. Para el caso B, el sistema de control ajusta la potencia reactiva de tal forma que el parque eólico demanda potencia reactiva en el orden de -0.4 MVAR. De esta forma, el voltaje en el nodo LVD-069 se controla a su valor anterior al disturbio (ver Figura 5.6(c)).

La Figura 5.7 reporta los resultados de la simulación obtenidos con el sistema de control del factor de potencia del parque eólico. Los resultados de la Figura 5.7 son similares a los reportados en la Figura 5.6. Sin embargo, la utilización del sistema de control del parque eólico para regular el factor de potencia se puede observar claramente en la Figura 5.7(f). Es evidente, que la potencia reactiva de salida del parque eólico se regula a un valor de cero ya que el factor de potencia del parque es unitario. Como consecuencia del control del factor de potencia, el voltaje del nodo LVD-069 no alcanza el valor de pre-falla (Figura 5.7(c)). La comparación para estos casos con el índice de desviación de voltaje se presenta en la Tabla 5.7, con la cual observamos de nuevo que el índice para el caso A es mayor, ya que el caso C presenta un índice de desviación de voltaje de 8.9e-7.

5.1.4. Pérdida de Generación

En esta sección se analiza la operación del parque eólico ante un escenario en donde varía la frecuencia del sistema. En esta sección se considera la pérdida de una unidad de generación de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, ubicada en Chicoasén, Chiapas. Esta unidad aporta una potencia de salida de 250 MW. Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 5.8, considerando el caso A y caso B.

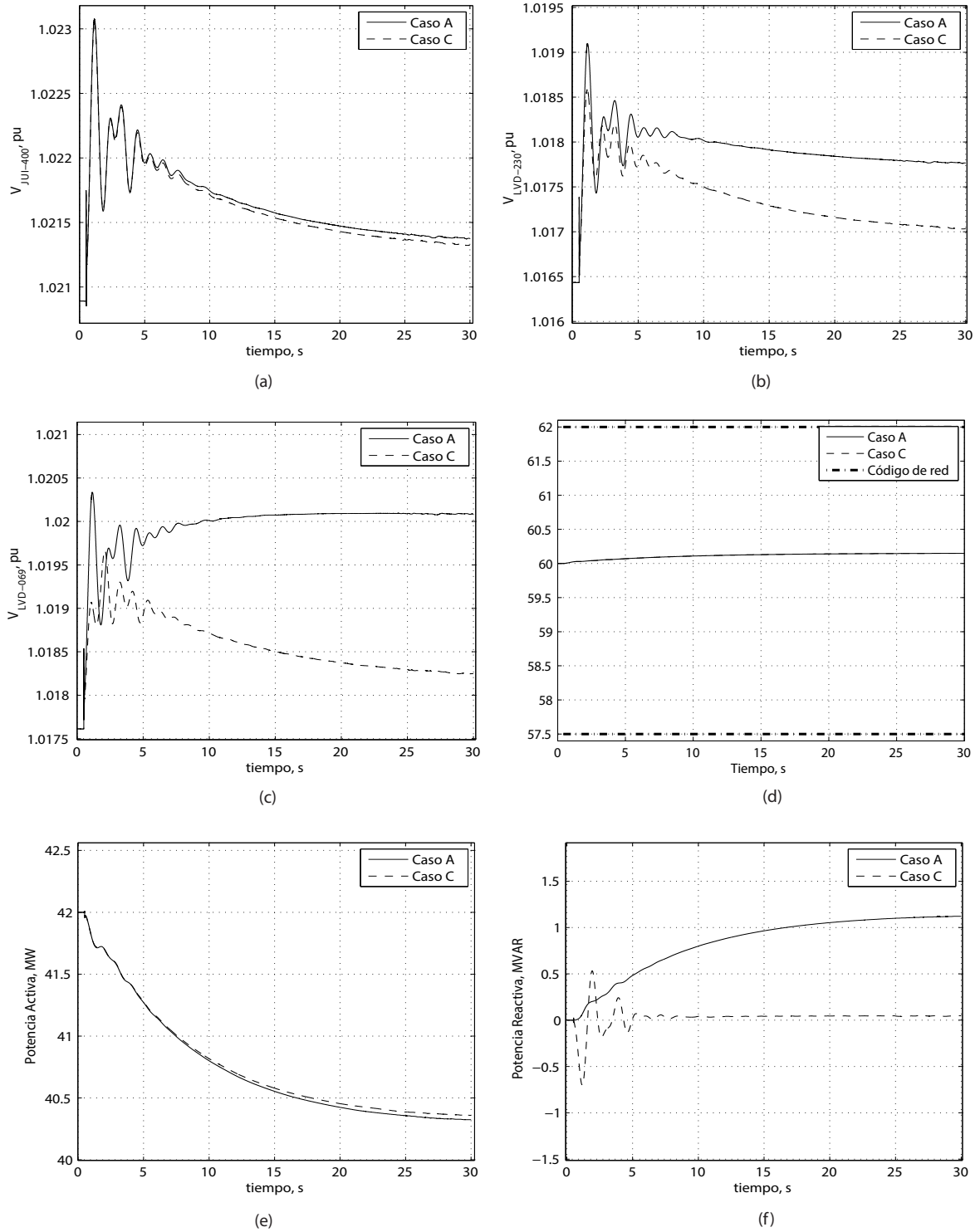


Figura 5.7: Resultados para la pérdida de carga del nodo SIC-230 con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

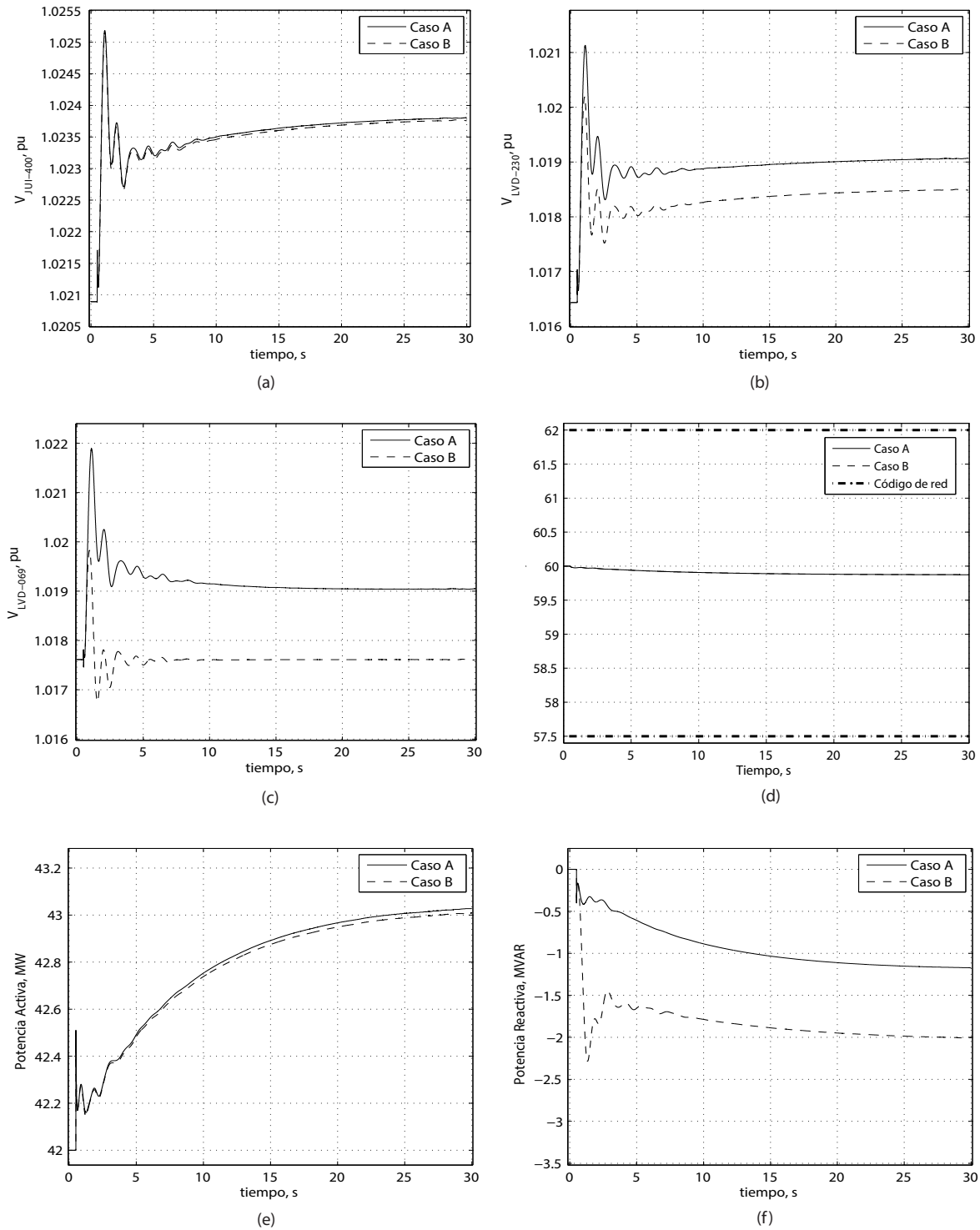


Figura 5.8: Resultados para la eliminación una unidad de generación de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres con regulación de voltaje en terminales del parque: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 5.8: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
1.72e-5	1.17e-5

El voltaje del nodo JUI-400 que se muestra en la Figura 5.8(a), presenta un incremento con valores de 1.0238 pu y 1.0237 pu para los casos A y B, respectivamente. En la Figura 5.8(b) se muestra el perfil de voltaje para el punto de acoplamiento común LVD-230, el cual presenta un incremento a un valor de 1.019 pu para el caso A y un valor de 1.0185 pu para el caso B. Por otra parte, el perfil de voltaje en terminales del parque en el nodo LVD-069 se muestra en la Figura 5.8(c). Mientras que para el caso A el voltaje nodal aumenta a un valor superior a 1.019 pu, el control del voltaje activado en el caso B permite mantener el voltaje en el valor de pre-falla a pesar de la pérdida de la unidad de generación. Para los casos anteriores se presenta el índice de desviación de voltaje en la Tabla 5.8, de la cual se observa que el caso A es mayor al caso B con un valor de 1.17e-5, por su parte el caso A presente un índice de desviación de voltaje de 1.72e-7.

Como consecuencia de la desconexión del generador hidroeléctrico ubicado en Chicoasen provoca un desbalance entre la generación y la carga del sistema eléctrico de potencia. Esto provoca una caída en la frecuencia del sistema a un valor de 59.879 Hz en 30 seg. La frecuencia del sistema disminuye en 0.21 % y se encuentra dentro del límite o especificación ligada al código de red, la potencia activa de salida del parque eólico se incrementa de 42 MW a 43 MW como consecuencia de la reducción de frecuencia del sistema de potencia. Por su parte, el sistema de control en el caso B reportado en la Figura 5.8(f) opera el parque eólico para demandar 2 MVAR. De esta forma, el voltaje en el nodo LVD-069 se controla a su valor previo a la pérdida de la unidad de generación.

Los resultados de simulación obtenidos al activar el sistema de control para controlar el factor de potencia se presentan en la Figura 5.9. La Figura 5.9(f) demuestra que el sistema de control mantiene la potencia reactiva igual a cero con el propósito de proveer un factor de potencia unitario. Se puede observar que después de 10 segundos la respuesta transitoria de la potencia reactiva de salida del parque eólico desaparece. Como consecuencia, los voltajes nodales JUI-400, LVD-230 y LVD-069 aumentaron 0.30 %, 0.25 % y 0.15 % para el caso A, respectivamente. Además, dichos voltajes aumentaron 0.30 %, 0.32 % y 0.34 % para el caso C, respectivamente. Los índices de desviación de voltaje se presentan en la Tabla 5.9, de la cual se observa que el mayor índice de desviación es el caso C con un valor de 3.1e-5, caso contrario de la opción A presentando un índice de desviación.

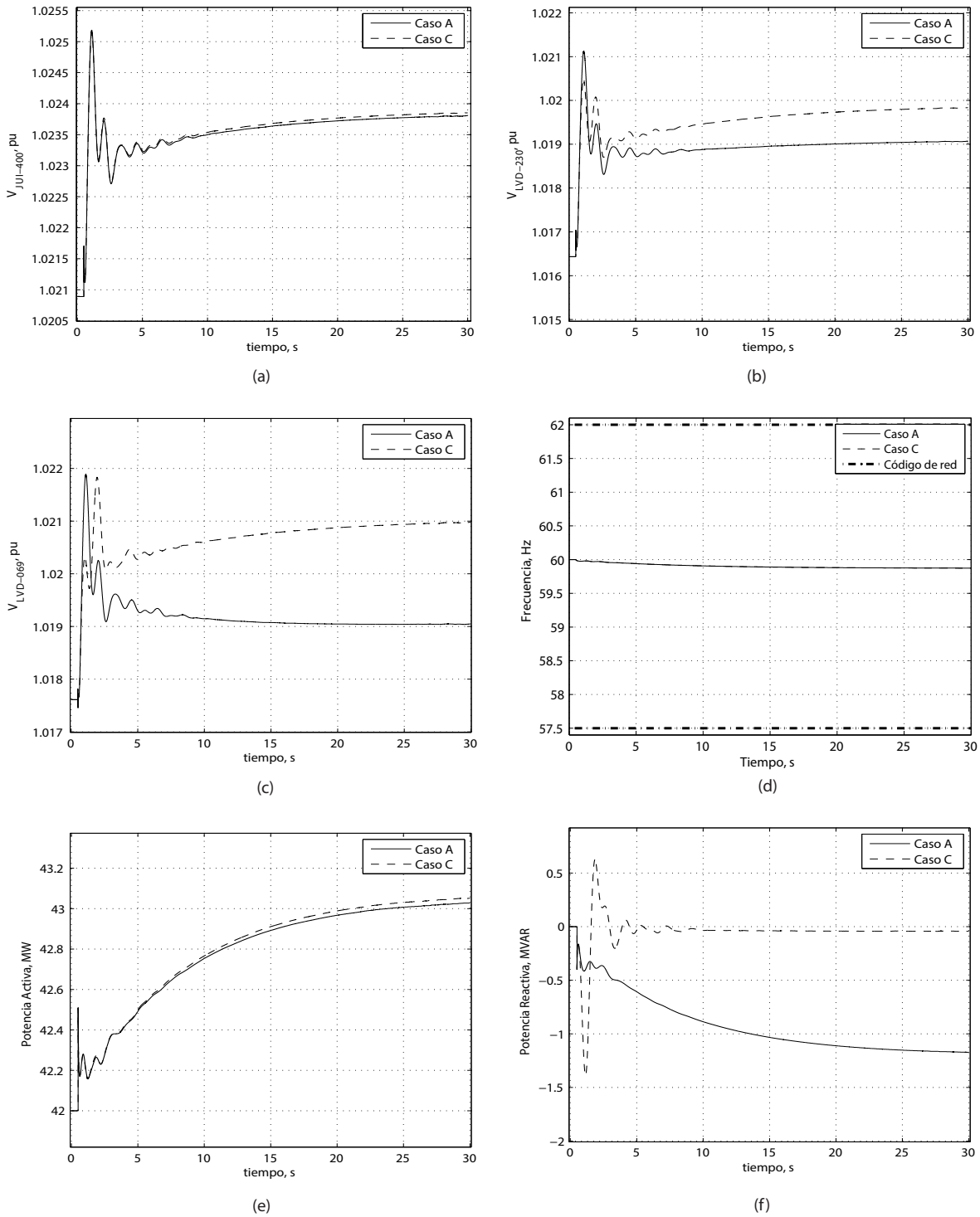


Figura 5.9: Resultados para la eliminación una unidad de generación de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres con regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo LVD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico.

Tabla 5.9: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
1.72e-5	3.1e-5

Tabla 5.10: Parques eólicos incorporados al estudio de la zona de parques eólicos en el Istmo Tehuantepec.

No.	Nombre	No. de Máquinas	P Nominal	P de operación
1	Energía Alternativa Istmeña	128	215.9 MW	192 MW
2	Desarrollos Eólicos Mexicanos	70	227.5 MW	105 MW
3	Eoliatec del Pacífico	12	160.5 MW	18 MW
4	Fuerza Eólica del Istmo	16	80 MW	24 MW
5	Gamesa	96	288 MW	144 MW
6	Oaxaca II, III, IV	128	303 MW	192 MW
7	Eoliatec del Istmo 2	12	142 MW	18 MW
8	Fuerza y Energía BII Hioxo	70	227 MW	105 MW
9	La Venta tres	28	101 MW	42 MW
10	La Venta Dos	28	83.3 MW	42 MW
11	Eoliatec del Istmo	12	22 MW	18 MW
12	Oaxaca I	12	101 MW	18 MW
13	Eléctrica del Valle de México	12	67.5	18 MW
14	BII NEE STIPA	16	26.35 MW	24 MW
15	Parques Eólicos de México	32	80 MW	48 MW
16	EURUS	80	250 MW	120 MW

5.2. Escenario con generación eólica total de 1128 MW

En esta sección se muestran casos de estudios con la presencia de 16 parques eólicos localizados en la zona del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca. La capacidad de generación total de este conjunto de parques eólicos es de 1128 MW (ver Tabla 5.10).

5.2.1. Solución de flujos de potencia

En la Figura 5.10 se muestra la solución de flujos de potencia para la zona del Istmo de Tehuantepec sin la presencia de parques eólico. Por otra parte, en la Figura 5.11 se muestra la solución de flujos de potencia para la misma zona con la presencia de parques eólicos. En estos dos diagramas se observa que la potencia activa cambia de sentido cuando

Tabla 5.11: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
18.65e-7	9.46e-7

se tiene presencia de los parques eólicos. Por ejemplo, el flujo de potencia activa en cada línea de transmisión conectada entre el nodo VNT-400 y JUI-400 cambia de 0 MW a 395.1 MW para el caso sin y con parques eólicos, respectivamente. Asimismo, el flujo de potencia a través de cada transformador conectado entre JUI-230 y JUI-400 cambia de -88.2 MW a 32.9 MW sin y con presencia de parques eólicos. En este último caso la presencia de los parques eólicos 9 a 16 cambian el sentido del flujo a través de dichos transformadores. Los parques inyectan ahora potencia activa hacia el nodo JUI-400. Además, la presencia de los parques eólicos provocan que el voltaje en algunos nodos de esta zona aumentan. Los voltajes nodales en los nodos VNT-400, JUI-400, EDO-400, JUI-230, JUD-230, LVD-230 y JUD-115 sin presencia de parques eólicos son $\{1.025, 1.021, 1.021, 1.028, 1.024, 1.024, 1.008\}$, mientras que la presencia de los parques presenta los siguientes valores $\{1.025, 1.028, 1.021, 1.038, 1.044, 1.045, 1.030\}$.

5.2.2. Falla en la línea JUI-230 a JUD-230

En este caso de estudio se aplica una falla trifásica a la línea JUI-230 a JUD-230 y la falla es liberada después de 150 ms sin eliminar la línea. Se realiza la simulación con el control de voltaje en terminales de los parques eólicos activado. Los resultados de simulación se reportan en la Figura 5.12.

En la Figura 5.12(a) se muestra el voltaje en el nodo JUI-400, en la cual se observa que el voltaje disminuye a 0.617 pu durante la falla para los caso A y B. Para los valores de los voltajes en el punto de acoplamiento común del parque eólico JUD-230 (ver Figura 5.12(b)) se presenta una disminución hasta un valor de 0.2105 pu y 0.1903 pu para los caso A y B, respectivamente, mientras que el voltaje en terminales de dicho parque es 0.2644 pu para el caso A y 0.2 para el caso B (ver Figura 5.12(c)). Se puede apreciar que los voltajes en JUI-400, LVD-230 y LVD-069 presentan pequeñas oscilaciones después de liberar la falla. Las oscilaciones observadas en los voltajes nodales han sido reportadas previamente en [Castro y Tovar, 2008]. Por otra parte, los voltajes estudiados si cumplen con las especificaciones del perfil de voltaje del código de red. También, se presenta la Tabla 5.11, donde observamos que el caso B presenta mejores resultados, obteniendo un índice de desviación de voltaje de 9.46e-7, menor al 18.65e-7 del caso A. La frecuencia

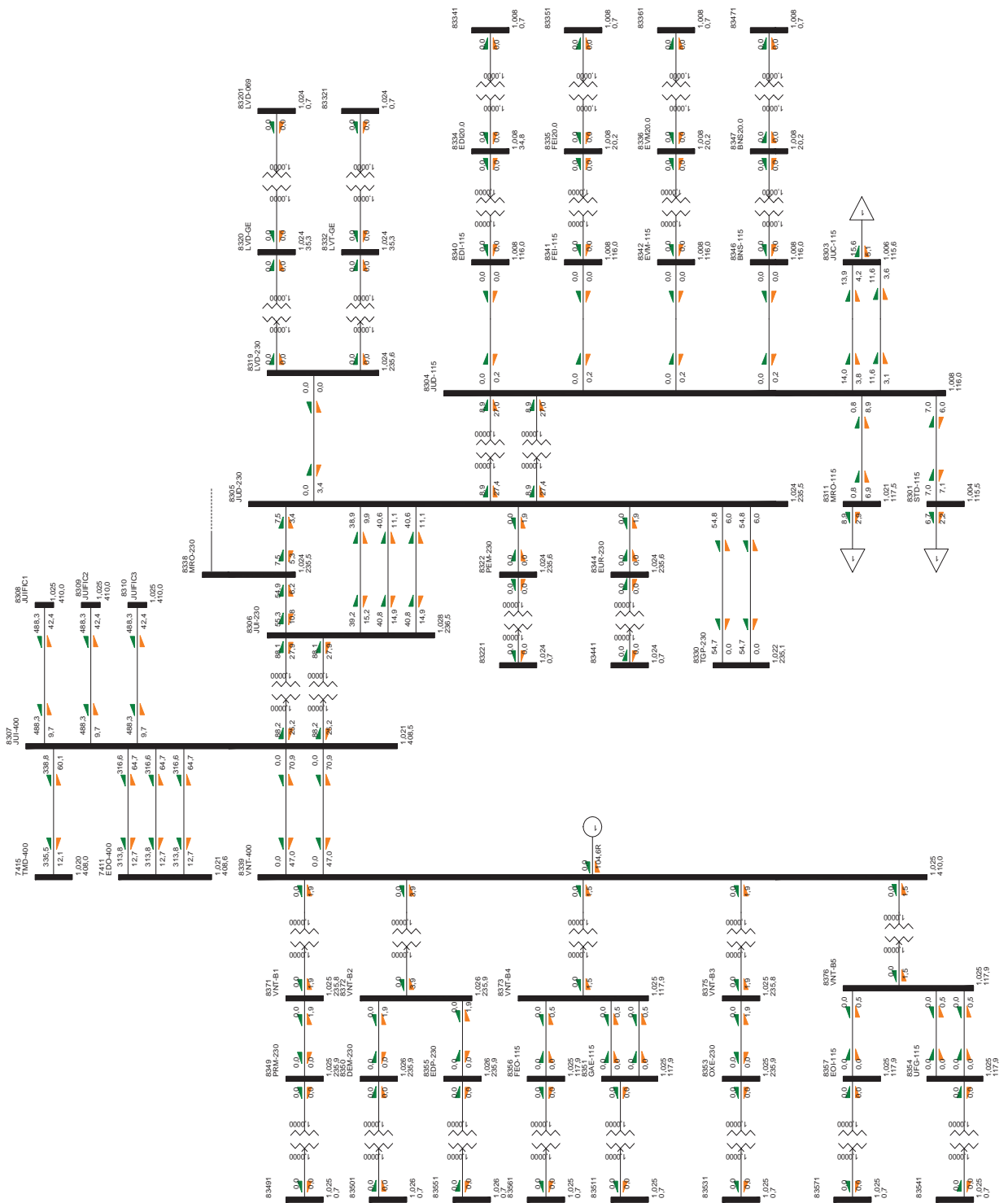


Figura 5.10: Solución de flujos de potencia sin presencia de parques eólicos.

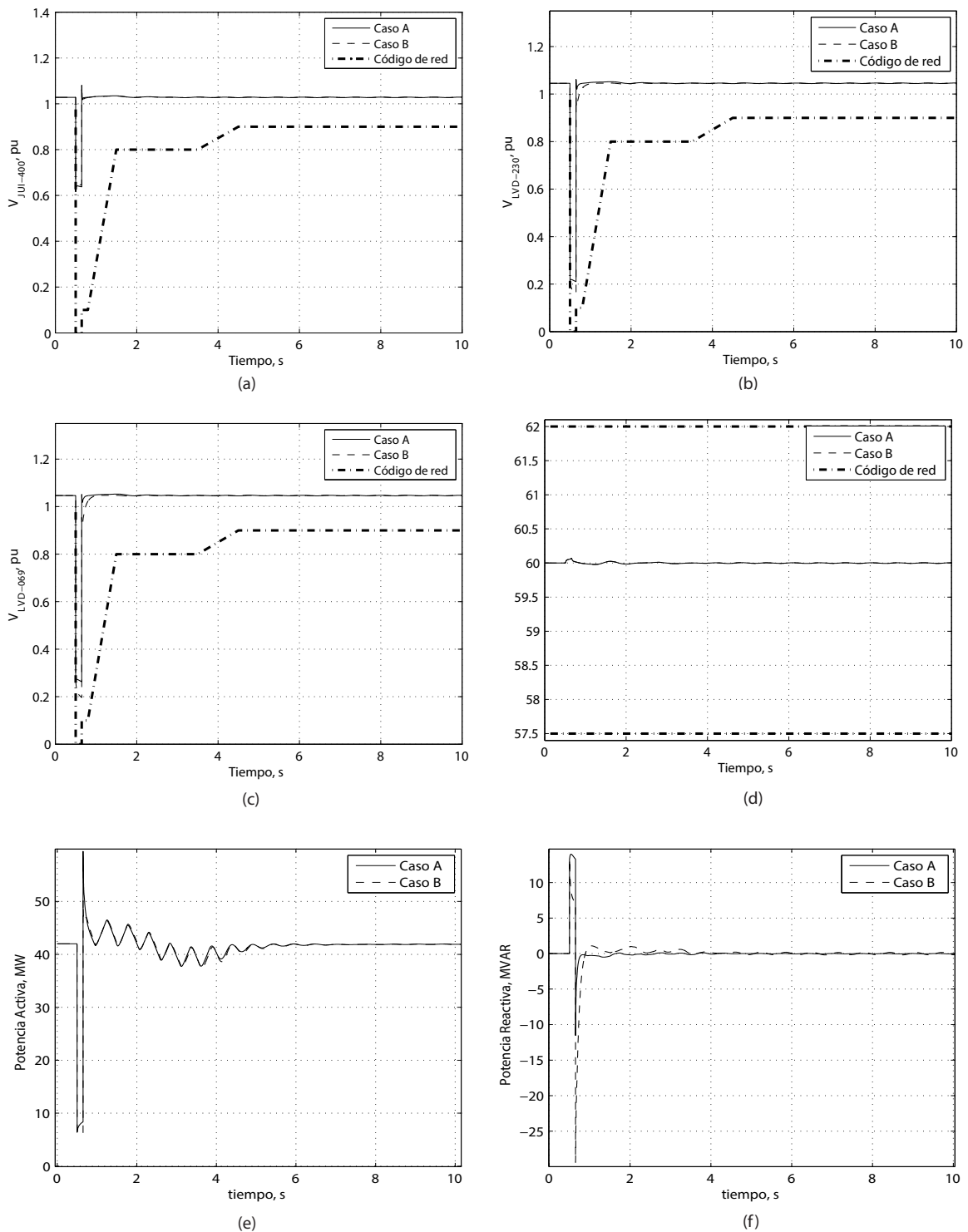


Figura 5.12: Resultados de la falla en la línea JUI-230/JUD-230 con 1128 MW de generación eólica considerando regulación de voltaje en terminales: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo JUD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico La Venta II (10) y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico La Venta II (10).

Tabla 5.12: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
18.65e-7	18.3e-7

del sistema (ver Figura 5.12(d)) no presenta mayores cambios, y por lo tanto se considera dentro de los límites del perfil de voltaje que solicita el código de red. Por su parte la potencia activa a la salida del parque eólico que se muestra en la Figura 5.12(e) presenta un comportamiento oscilatorio durante los primeros 6 segundos. Se observa que durante la falla la potencia activa de salida del parque eólico cae de 42 MW a 7.5 MW para el caso A y B. Cabe mencionar que en la Figura 5.12(e) se reporta exclusivamente la potencia activa de salida del parque La Venta II de 42 MW. En la Figura 5.12(f) se observa la potencia reactiva, la cual aumenta durante la falla hasta un valor de 14 MVAR para el caso A y 10 MVAR para el caso B.

La Figura 5.13 presenta los resultados de simulación obtenidas con la utilización del control del factor de potencia en los generadores eólicos. Los resultados reportados en esta figura son muy parecidos a los resultados obtenidos con el control del voltaje en terminales del parque mostrados en la Figura 5.12. La diferencia más evidente ocurre en la respuesta de la potencia reactiva de salida del parque eólico. Todos los voltajes analizados cumplieron con lo establecido por las especificaciones del código de red. de igual manera se presenta la Tabla ??, presentando los índices de desviación de voltaje, en la cual se puede observar un acercamiento entre el caso A y C, con valores de 18.65e-7 y 18.3 e-7, respectivamente.

5.2.3. Compensador estático de VARs fuera de operación después de una falla en el nodo VNT-400

En este caso de estudio se analiza el comportamiento en la zona de parques eólicos cuando se aplica una falla en el nodo VNT-400. La falla trifásica tiene una dirección de 150 ms, se libera la falla y se elimina el compensador estático de VARs conectado al nodo VNT-400. Este compensador se encuentra absorbiendo aproximadamente 110.1 MVAR antes del disturbio.

La Figura 5.14 reporta los resultados de simulación para este caso de estudio, en donde se considera la operación del parque eólico sin activar el sistema de control (caso A) y la activación del control del voltaje en terminales del parque eólico (caso B). En la Figura 5.14(a) se muestra el perfil del voltaje en el nodo JUI-400, en donde se observa un

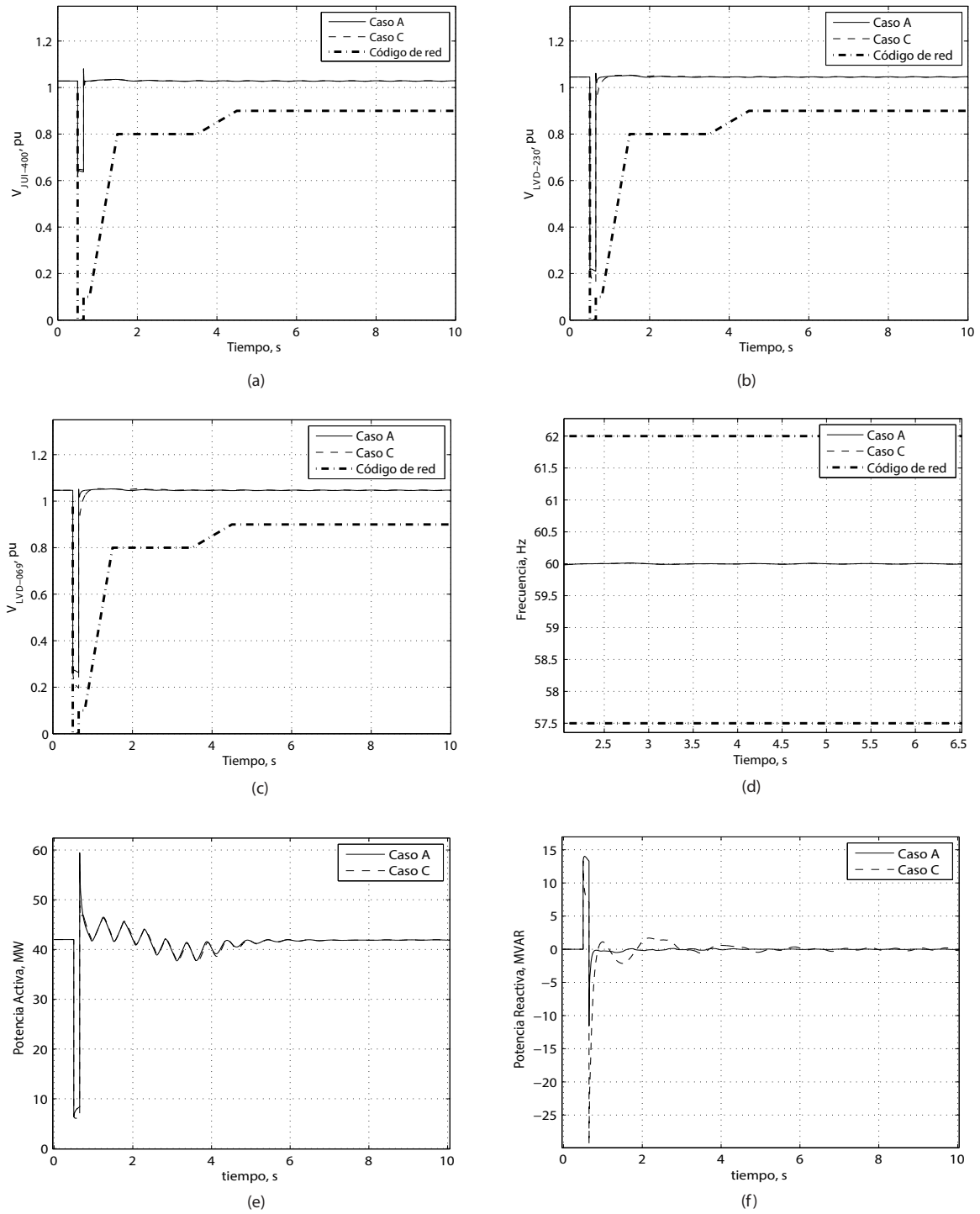


Figura 5.13: Resultados de la falla en la línea JUI-230/JUD-230 con 1128 MW de generación eólica considerando regulación del factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo JUD-230, (c).-voltaje en el nodo LVD-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa de salida del parque eólico La Venta II y (f).-potencia reactiva de salida del parque eólico La Venta II.

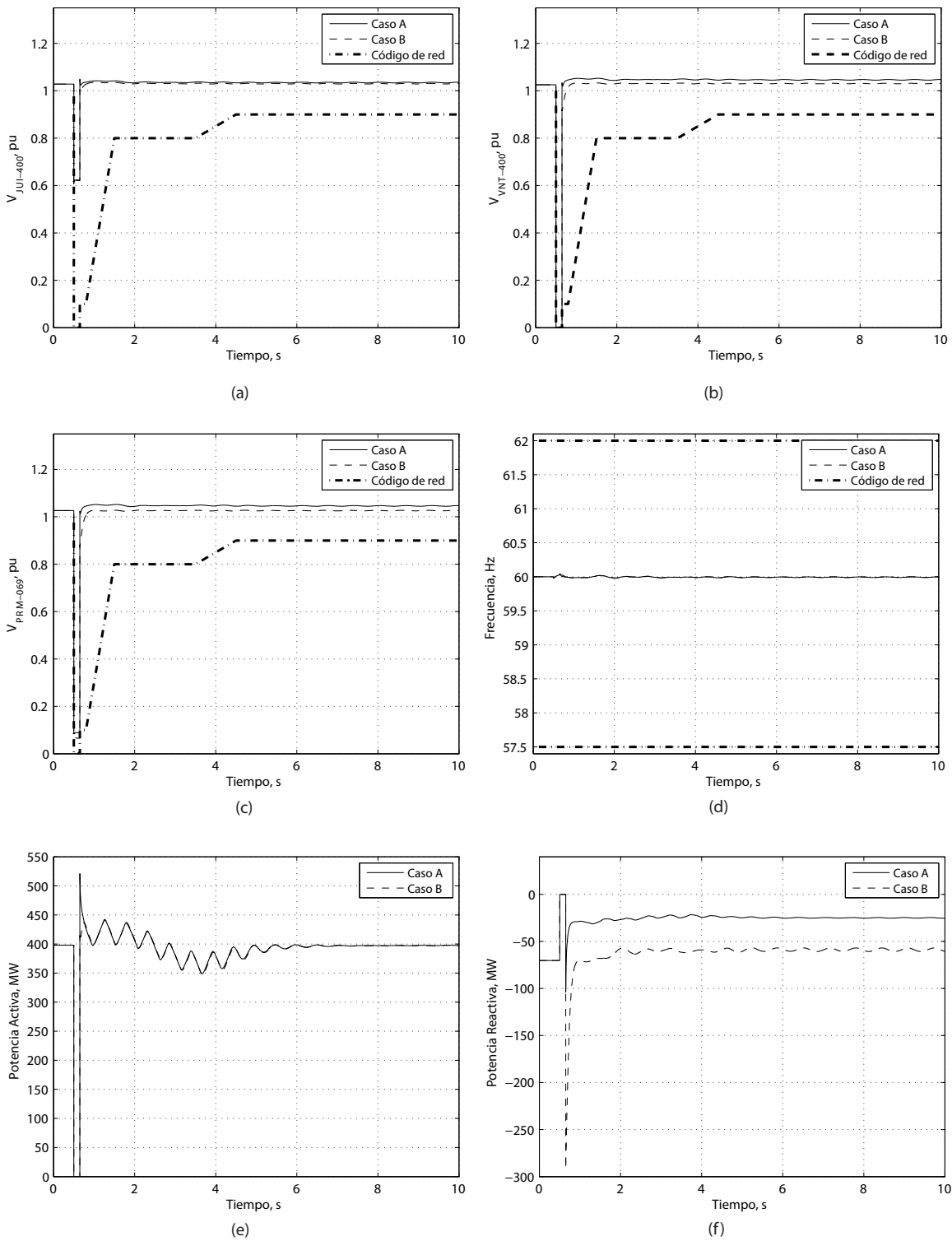


Figura 5.14: Resultados de la eliminación del compensador después de una falla en el nodo VNT-400 con un nivel de generación eólica de 1128 MW de considerando la regulación de voltaje en terminales de los parques eólicos: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo VNT-400, (c).-voltaje en el nodo PRM-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa en la línea VNT-400 a JUI-400 y (f).-potencia reactiva en la línea VNT-400 a JUI-400.

Tabla 5.13: Índice de desviación de voltaje para el caso A y B

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso B
83.38e-5	3.52e-5

aumento hasta un valor de 1.034 pu y 1.028 para el caso A y B, respectivamente. Para el voltaje en el nodo VNT-400 que se muestra en la Figura 5.14(b) se recupera a un valor de 1.046 pu y 1.031 pu para el caso A y B, respectivamente. Por último, las formas de onda reportadas en la Figura 5.14(c) indican que el voltaje en el nodo PRM-069 alcanza los valores de 1.046 pu para el caso A y 1.027 pu para el caso B. El nodo PRM-069 corresponde al nodo de bajo voltaje del parque eólico número 1. Además, se puede observar que la activación del sistema de control del voltaje en terminales para el caso B mantiene los voltajes posteriores a disturbio más cercanos al valor previo al disturbio en comparación con el caso A sin activación de los controles. Como se puede observar, los voltajes mostrados en la Figura 5.14 permanecen dentro de los límites permisibles del código de red. Respecto a la frecuencia del sistema, la Figura 5.14(d) muestra los resultados de simulación con los casos A y B. Se puede observar que en los dos casos presenta un comportamiento similar, en donde la frecuencia se encuentra en los límites de frecuencias establecidas en el código de red. Por otro lado, la Tabla 5.13 reporta los índices de desviación de voltaje para este caso de estudio. Se puede apreciar que el caso B presenta un índice de desviación de 3.52×10^{-5} , el cual es menor que el índice obtenido para el caso A.

La Figura 5.14(e) y (f) reportan el flujo de potencia activa y reactiva en una de las dos líneas de transmisión que conectan los nodos VNT-400 y JUI-400. Como consecuencia de la falla en el nodo y la pérdida del CEV, la potencia activa a través del sistema de transmisión presenta valor máximo cercano a 520 MW pero cae rápidamente a un valor de potencia de transmisión cercano al valor previo al disturbio. Finalmente, la respuesta del caso A y B en términos de flujo de potencia reactiva entre los nodos VNT-400 y JUI-400 se reporta en la Figura 5.14(f). La respuesta del sistema de control de voltaje en el caso B ajusta el flujo de potencia reactiva a través del sistema de transmisión en un valor de aproximadamente -58 MVAR, mientras que el caso A produce un flujo de potencia reactiva de tan solo -24 MVAR. Es decir, el sistema de control del voltaje en terminales incluido en el caso B se acerca más al valor del flujo de potencia reactiva previo al disturbio, el cual es de 70 MVAR. Los resultados mostrados en la Figura 5.14 en términos de voltajes y frecuencias muestran las bondades de utilizar el control de voltaje del parque eólico.

La Tabla 5.14 resume los valores de la potencia reactiva inyectada al sistema por parte de los parques eólicos que están conectados al nodo VNT-400 antes y después de la falla,

Tabla 5.14: Potencia reactiva de los parques eólicos conectado en el nodo VNT-400 antes y después de la eliminación del compensador estático de VARs para el caso B

Parque Eólico	$Q_{pre-disturbio}$	$Q_{post-disturbio}$
1	0.0 MVAR	-5.3 MVAR
2	0.0 MVAR	- 3 MVAR
3	0.0 MVAR	- 0.5 MVAR
4	0.0 MVAR	- 0.7 MVAR
5	0.0 MVAR	- 3.9 MVAR
6	0.0 MVAR	- 5.3 MVAR
7	0.0 MVAR	- 0.5 MVAR
8	0.0 MVAR	- 2.9 MVAR
TOTAL	0.0 MVAR	-22.1 MVAR

Tabla 5.15: Índice de desviación de voltaje para el caso A y C

Índice de desviación de voltaje	
Caso A	Caso C
83.38e-5	138.2e-5

utilizando el control del caso B. Se puede apreciar de esta tabla que antes de sacar de operación el compensador que esta absorbiendo 110.1 MVAR, la potencia total entregada por los parques es de 0.0 MVAR. Al momento de eliminar el compensador, la potencia reactiva absorbida en esta zona aumenta con el propósito de reducir el incremento de los voltajes observado por la desconexión del CEV (ver Figura 5.14). Bajo esta condición, el sistema de control de los parques eólicos trata de mantener el equilibrio de potencia reactiva en el nodo VNT-400 haciendo que los parques eólicos demanden potencia reactiva. De esta manera la potencia reactiva total absorbida por los parques eólicos es de -22.1 MVAR (ver la Tabla 5.14).

Ahora bien, los resultados de simulación de los parques eólicos con activación del sistema de control del factor de potencia se reportan en la Figura 5.15. Al observar los resultados en términos de voltajes nodales, frecuencia del sistema y flujos de potencia se puede deducir que en este escenario de operación el caso C con regulación del factor de potencia empeora los resultados obtenidos respecto al caso A sin incorporar el sistema de control. Por una parte, se puede apreciar en la Figura 5.15(a), (b) y (c) que los voltajes nodales después del disturbio son mayores en el caso C que los voltajes en el caso A. Por su parte, la Tabla 5.15 indica que el índice de desviación de voltaje para el caso C es mayor que los casos A y B. Esto es debido a que este control no esta dedicado a regular el voltaje. Por otra parte, el flujo de potencia reactiva que fluye en el sistema de transmisión VNT-400/JUI-400 sufre un cambio más pronunciado para el caso C (de -70 MVAR a -14 MVAR) en comparación

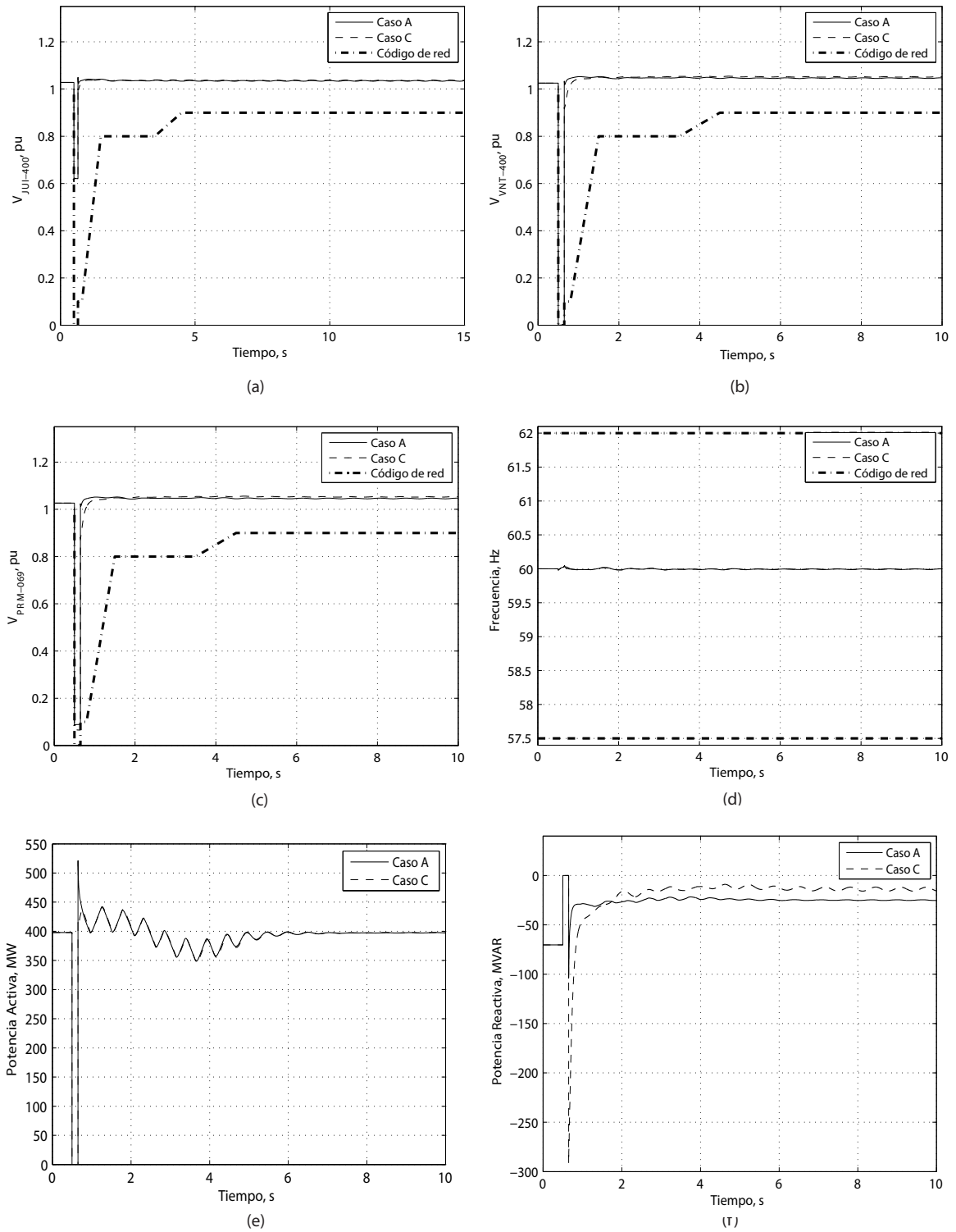


Figura 5.15: Resultados de la eliminación del compensador conectado al nodo VNT-400 con 1128 MW de generación eólica considerando la regulación de factor de potencia: (a).-voltaje en el nodo JUI-400, (b).-voltaje en el nodo VNT-400, (c).-voltaje en el nodo PRM-069, (d).-frecuencia, (e).-potencia activa en la línea VNT-400 a JUI-400 y (f).-potencia reactiva en la línea VNT-400 a JUI-400.

Tabla 5.16: Potencia reactiva de los parques eólicos conectado en el nodo VNT-400 antes y después de la eliminación del compensador estático de VARs para el caso C

Parque Eólico	$Q_{pre-disturbio}$	$Q_{post-disturbio}$
1	0.0 MVAR	-0.9 MVAR
2	0.0 MVAR	-0.9 MVAR
3	0.0 MVAR	-0.4 MVAR
4	0.0 MVAR	0.0 MVAR
5	0.0 MVAR	-0.7 MVAR
6	0.0 MVAR	-0.9 MVAR
7	0.0 MVAR	0.1 MVAR
8	0.0 MVAR	-0.6 MVAR
TOTAL	0.0 MVAR	-4.3 MVAR

con el caso A (de -70 MVAR a -25 MVAR). La Tabla 5.16 sintetiza la contribución al flujo de potencia reactiva por parte de los parques eólicos conectados al nodo VNT-400. El flujo de potencia reactiva para la condición antes del disturbio indica que cada uno de los parques operan con un factor de potencia unitario. Sin embargo, el sistema de control no logra mantener el factor de potencia unitario bajo la condición de operación sin la presencia del CEV. Por el contrario, aparentemente los parques eólicos inyectan un flujo de potencia reactiva agravando el desbalance de potencia reactiva en el nodo VNT-400 (ver Tabla 5.16). Estos resultados indican que para el escenario de operación que involucra la falla en el nodo VNT-400 en conjunto con la desconexión del CEV ubicado en el nodo VNT-400, la operación de los parques eólicos usando el control del factor de potencia no representa una opción factible ya que empeora el balance de potencia reactiva. de la Tabla 5.16 se observa que el conjunto de parques eólicos absorbe únicamente 4.3 MVAR.

5.3. Conclusiones

En este capítulo se analizó el comportamiento del SIN con presencia de un parque eólico de 42 MW y la presencia de un grupo de parques eólicos con capacidad de 1128 MW, aplicando diferentes disturbios. Las simulaciones se realizaron usando el control de regulación de voltaje y de factor de potencia.

La respuesta de los sistemas de control incorporadas al generador eólico reportados en este capítulo permiten concluir que se cumple con el código de red en términos de voltaje, ya que estos se encuentran dentro de las especificaciones que marca dicho código frente a algún disturbio. En general los voltajes estudiados tienen una recuperación del 80 % antes del primer segundo de simulación. También, el sistema pudo mantener la frecuencia dentro de los niveles marcador por el código de red.

Por otra parte, se obtuvo el índice de desviación de voltaje, para los nodos estudiados, los cuales mostraron mejores resultados en el caso B, el cual muestra la desviación más pequeña comparado con los casos A y C.

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1. Conclusiones

En esta tesis se presentó el análisis por medio de simulación del cumplimiento del código de red en la zona de parques eólicos del Sistema Interconectado Nacional ubicada e el sureste del país. El paquete de simulación PSS/E fue usado para realizar las simulaciones. Se utilizó el modelo del generador de inducción doblemente alimentado incluido en este programa de simulación y se resolvieron parques eólicos de distintas dimensiones.

Partiendo del modelo del aerogenerador se implementó una representación de un parque eólico por medio de un aerogenerador equivalente. Este procedimiento reduce de manera importante la introducción de los datos, los tiempos de simulación y ofrece buenos resultados con respecto al modelo detallado. Las formas de onda de estado estable y transitorias se reproducen satisfactoriamente con el modelo equivalente del parque eólico. De esta manera es posible simular un parque eólico de grandes dimensiones usando la representación de un sólo aerogenerador.

Se obtuvo la solución de estado estable y dinámica de un sistema reducido, el cual representa una pequeña sección de la zona de parques eólicos. En este sistema se probaron tres diferentes disturbios, con los cuales se verificó el código de red. Apartir de los resultados obtenidos se observó que el código de red se cumplió en todo momento para este pequeño sistema de prueba representativo de la zona de parques eólicos. Por una parte, al aplicar una falla se observó que los voltajes del sistema se recuperaron en tiempos menores a los límites establecidos en el código de red. Por otra parte, se comparó la respuesta de la frecuencia del sistema frente a los diferentes disturbios, la cual mostró resultados dentro de los límites de frecuencia del código de red.

Se analizó la solución de estado estable y dinámica del sistema interconectado nacional con presencia de parques eólico y para un conjunto de disturbios. Los parques eólicos se habilitaron para controlar el voltaje en terminales del parque y el factor de potencia del mismo. Los resultados de simulación demostraron la capacidad del parque eólico para cumplir con los requerimientos establecidos en el código de red. De acuerdo a los resultados, el parque eólico contribuye a la recuperación de los voltajes del sistema eléctrico ante la presencia de una falla trifásica mediante la inyección de potencia reactiva. Además, las variaciones de frecuencia en el sistema no sobrepasan los límites indicados en el código de red. Las variaciones en la frecuencia del sistema ante escenarios de pérdida de carga y generación se pueden atenuar con la operación del mismo parque eólico. Sin embargo, cabe mencionar que el modelo del generador eólico incorporado en el PSS/E versión 31 utilizado en este trabajo no incluye una etapa de control de potencia activa enfocada a la regulación de frecuencia del sistema eléctrico.

Por otra parte, se evaluó el desempeño del sistema de control del parque eólico. Tanto el control enfocado a la regulación de voltaje como el control de factor de potencia se desempeñaron adecuadamente. Mientras que el sistema de control enfocado a la regulación de voltaje es capaz de mantener el voltaje en el punto de conexión del parque en valores muy cercanos a los valores de pre-falla, el control de factor de potencia mantiene constante el factor de potencia del parque eólico en un valor e 1.0 pu. El efecto de operación de ambos tipos de controles en los voltajes nodales del sistema se cuantificó calculando un índice de desviación de voltajes. Los resultados obtenidos en este índice de desviación indican que para los casos de estudio sin control, con control de voltaje y con el control del factor de potencia los índices de desviación estaban en el orden de 10^{-4} , 10^{-3} y 10^{-5} , respectivamente. Se observó que el control de regulación de voltaje presentaba un mejor desempeño ante una más amplia gama de disturbios como fallas en líneas, pérdida de generación y carga y pérdida de compensadores de potencia reactiva.

Adicionalmente, se presentó un caso de estudio relacionado a la presencia del compensador estático de VARs ubicado en el nodo Ixtepec Potencia (VNT-400). Este compensador cumple una función importante ya que a dicho nodo confluyen un gran número de parques eólicos que se han incorporado al sistema eléctrico nacional. Ante escenarios de poca generación eólica en donde las líneas de transmisión entre JUI-400 y VNT-400 se encuentran descargadas, la generación de potencia reactiva asociada al sistema de transmisión se compensa con el CEV. De los resultados reportados para este caso de estudio se observó que el conjunto de parques eólicos operadas con el control de regulación de voltaje tuvo una contribución más importante que el control de factor de potencia para este escenario de operación. Mientras que el conjunto de parques eólicos en su conjunto demandó 22.1

MVAR ante la pérdida del CEV, los parques eólicos con el control del factor de potencia demandaron tan sólo 4.3 MVAR.

6.2. Trabajos Futuros

A continuación se enlistan los trabajos futuros que se consideran importantes para continuar este trabajo de investigación:

- Implementar modelos de aerogeneradores que se usan actualmente en el Sistema Interconectado Mexicano usando el paquete de simulación PSS/E con la finalidad de realizar estudios del sistema con los parques eólicos específicos que operan en el mismo.
- Realizar estudios de estabilidad transitoria con la presencia de los parques instalados hasta ahora y los parques que se pretenden incorporar al Sistema Interconectado Nacional, debido a la presencia cada vez más importante de estas centrales de generación.
- Realizar estudios en los parques eólicos con la presencia de dispositivos FACTS o algún otro dispositivo de compensación en el punto de conexión de los parques eólicos al sistema. Estos estudios serían de mucha ayuda, considerando que el tipo de producción que maneja la generación eólica es altamente variable y dichas simulaciones ampliarían el campo de conocimiento sobre esto.
- Analizar la operación conjunta de parques eólicos y sistemas de almacenamiento masivo de energía, con el objetivo de evaluar los beneficios en el sistema eléctrico de operar conjuntamente una fuente de generación variable y un sistema de almacenamiento de energía.
- Incorporar un sistema de control de potencia activa para contribuir a la regulación de la frecuencia del sistema, ya que se espera que la generación de potencia proveniente de parques eólicos aumente hasta 2500 MW en el próximo año.
- Incorporar estabilizadores de sistemas de potencia al sistema de control del generador eólico para asegurar la operación adecuada ante cualquier disturbio en el sistema eléctrico de potencia.

Parámetros del aerogenerador de 1.5 MW

El aerogenerador de 1.5 MW se compone de cuatro bloques, cuyos parámetros se enlistan en la Tabla A.1, Tabla A.2, Tabla A.3 y Tabla A.4. Estos valores se ingresan directamente en la interfaz de PSS/E, aunque también existe la opción de ingresarlos en un archivo de texto con extensión '.dyr'.

Tabla A.1: Parámetros del Generador de Inducción Doblemente Alimentado (WT3G1).

Generador de Inducción Doblemente Alimentado (WT3G1)		
X_{eq}	Equivalent reactance for current injection	0.8
K_{PLL}	PLL gain	30
K_{ipll}	PLL Integrator Gain	0.0
PLLMX	PLL min limit	0.1
Prated	Turbine MW rating	1.5
No. Machine	Number of lumped wind turbines	1

Tabla A.2: Control eléctrico del aerogenerador (WT3E1).

Control eléctrico del aerogenerador (WT3E1)		
Tfv	Filter time constant in voltage regulator(sec)	0.15
Kpv	Proportional gain in voltage regulator(pu)	18
Kiv	Integrator gain in voltage regulator(pu)	5
Xc	Line drop compensation reactance(pu)	0.05
Tfp	Filter time constant in torque regulator(sec)	0.05
Kpp	Proportional gain in torque regulator(pu)	3
Kip	Integrator gain in torque regulator(pu)	0.6
PMX	Max limit in torque regulator(pu)	1.12
PMN	Min limit in torque regulator(pu)	0.1
QMX	Max limit in voltage regulator (pu)	0.296
QMN	Min limit in voltage regulator(pu)	-0.436
IPmax	Max reactive current limit(pu)	1.1
Trv	Voltage sensor time constant(sec)	0.05
RPMX	Max power order derivative(pu)	0.45
RPMN	Min power order derivative(pu)	-0.45
T Power	Power filter time constant(sec)	5
Kqi	MVAR/Voltage gain	0
VMINCL	Min voltage limit	0.9
VMAXCL	Max voltage limit	1.2
Kqv	Voltgae/MVAR gain	40
XIQmin	Min limit of diff. between Vterm and Eqcmd	-0.5
XIQmax	Max limit of diff. between Vtrem and Eqcmd	0.4
Tv	Lag time constant in WindVar controller(sec)	0.05
Tp	Pelec filter in fast PF controller	0.05
Fn	A portion of online wind turbines	1
WPMIN	Shaft speed at Pmin(pu) 0.69	
Wp20	Shaft speed at 20 % rated power(pu)	0.78
Wp40	Shaft speed at 40 % rated power(pu)	0.98
Wp60	Shaft speed at 60 % rated power(pu)	1.12
Pwp	Minimum power for operation at Wp100 speed (pu)	0.74
Wp100	Shaft speed at 100 % rated power(pu)	1.2
	Remote bus	8319
	VARFLG:=0 Const. Q ctrl, =1 reactive power ctrl, = -1 const. pf ctrl	0
	VLTF LG: =1 Closed loop terminal voltage control	0
	From bus - interconnection transformer	83201
	To bus - interconnection transformer	8320
	Id - interconnection transformer	1

Tabla A.3: Turbina (WT3T1)

Turbina (WT3T1)		
Vw	Initial wind speed, pu of rated wind speed	1.25
H	Total inertia constant, MW*sec/MVA	4.95
DAMP	Machine damping factor, pu P/pu speed	0
Kaero	Aerodynamic gain factor	0.007
Theta2	Blade pitch at twice rated wind speed, deg.	21.98
Htfac	Turbine inertia fraction (Hturb/H)	0.875
Freq1	First shaft torsional resonant frequency, Hz	1.8
DSHAFT	Shaft Damping factor, pu P/pu speed	1.5

Tabla A.4: Control de ángulo de álabes (WT3P1)

Control de ángulo de álabes (WT3P1)		
Tp	Time constant of the output lag (sec)	0.3
Kpp	Proportional gain of PI regulator(pu)	150
Kip	Integrator gain of PI regulator (pu)	25
Kpc	Proportional gain of the compensator(pu)	3
Kic	Integrator gain of the compensator (pu)	30
TetaMin	Lower pitch angle limit (degrees)	0
TetaMax	Upper pitch angle limit (degrees)	27
RtetaMax	Upper pitch angle rate limit (deg/sec)	10
PMX	Power reference (pu)	1

Procedimiento para obtener la solución de flujos de potencia y simulación dinámica

B.0.1. Flujos de potencia

- 1.- Desde la interfaz de PSS/E se abre el archivo que contiene los elementos del sistema de potencia, con una extensión '.sav' o '.raw'.
- 2.- Se resuelve flujos de potencia seleccionando Power Flow/Solution/Solve(NSOL, FNSL, FDNS, SOLV, MSLV)..., en el cual seleccionamos el método Fixed slope decoupled Newton-Raphson y también Flat start, todo lo demás se deja con los valores por default y presionamos solve.
- 3.- Ahora se dirige a Power FLOW/Convert loads and Generators, ahí se selecciona la casilla Convert Generators y convert / Reconstruct Loads en los cuales asignamos la casilla Use ZSOURCE y designamos valores de 70 y 30 para % Constant current y % Constant admittance, respectivamente. Esto se realiza tanto para Active Power como para Reactive Power, finalmente se presiona Convert.
- 4.- Se dirige a Power Flow/Solution/Order network for matrix operation (ORDR)..., asignar la casilla 'Assume all branches are in-service' y presiona 'OK'.
- 5.- Ahora a Power Flow/Solution/Factorize admittance matrix (FACT).
- 6.- Se dirige a Power Flow/Solution/Solution for switching studies (TYSL) y selecciona la casilla 'Use voltage vector as start point' y presiona 'OK'.
- 7.- Por último, se guarda este como un caso diferente, ya que se ha convertido y se ha preparado este sistema para la simulación dinámica.

B.0.2. Dinámica

- 1.- Abrir el archivo 'MAQ-2011-08.dyr', el cual contiene la información de todas las máquinas conectadas en el sistema.
- 2.- En la ventana Read Raw Format Dynamics Data se crean tres archivos que relacionarán la parte de flujos con el archivo dinámico. Se asignan nombres en los espacios en blanco, como por ejemplo PARA CONEC: 'CC', CONET: 'CT' y para Compile: 'Comp'. En este procedimiento se tiene la libertad de nombrar cada archivo a la conveniencia de cada uno. Luego presiona OK.
- 3.- A continuación, se asignan las variables a monitorear, para esto se dirige a Dynamics/Channel Setup Wizard o Dynamics/Define simulation output. En esta opción nos permite seleccionar un sin número de variables a monitorear como la frecuencia, el voltajes, potencias en cada uno de los puntos del sistema.
- 4.- Se dirige a Dynamic/Simulation/Solution parameters, en esta ventana modificamos el paso de integración o Delta al valor de 0.001 y se asigna un nombre para el archivo de salida con extensión '.out', finalmente presiona OK.
- 5.- Se dirige a Dynamic/Simulation/Simulation options, aquí sólo seleccionamos la casilla Set relative machine angles, luego seleccionamos Relative to machine y asignamos un nodo y alguna máquina conectado a este, para este caso se asigna el nodo que corresponde al nodo slack y presiona OK.
- 6.- Se dirige a Dynamic/Simulation/Perform simulation (STRT/RUN), aquí se inicia la simulación dinámica. Presiona Initialize y en la ventana de Progress se verifica que arroje un mensaje de INITIAL CONDITIONS OK. Así, iniciamos la simulación ingresando un primer valor en Run to de la ventana Perform Dynamic Simulation, por ejemplo 0.5, presiona Run.
- 7.- Sin cerrar la ventana Perform Dynamic Simulation, se aplica una perturbación, para esto seleccione Disturbance/Line fault (seleccione la falla según sea su conveniencia), en la ventana Apply a Line Fault selecciona la línea asignando los nodos a los que esta conectada en From bus(number), To bus (number) y un ID Circuit ID, esto para definir que línea entre dichos nodos, si es que existen más líneas. Presiona OK.
- 8.- Ahora volvemos a la ventana Perform Dynamic Simulation en la cual se asigna el tiempo que dura la falla o perturbación, en este caso escribimos en Run to e valor de 0.65, asignando un tiempo de falla de 150 mseg. y presionamos Run.
- 9.- Ahora limpiamos la falla, seleccionando Disturbance/Clear fault o en algún caso Disturbance/Trip Line, esto dependerá del caso de estudio que se este realizando (abiertamente considere tiempos de falla, si la falla se limpia o se deja un tiempo más largo).
- 10.- Todos los datos de la simulación quedan guardados en el archivo de salida con extensión '.out'. Considere el uso de algún programa para poder manipular este archivo de salida

(PSSPLT, Matlab) y obtener el comportamiento de cada una de las variables monitoreadas.

Parámetros del parque eólico equivalente

Los parámetros del sistema se muestran en la Tabla C.1.

Tabla C.1: Parámetros del sistema usado en el equivalente de un parque eólico

Nodos		
No.	Código en PSS/E	
1	2	
8305	3	
8319	1	
8320	1	
Líneas de transmisión		
Del nodo	Al nodo	Valor
8305	8319	$0.002060 + j0.016010$
8305	8319	$0.002060 + j0.016010$
Transformadores		
Del nodo	Al nodo	Valor
1	8320	$0.000300 + j0.002300$
8319	8320	$0.004780 + j0.102400$
Máquinas		
Nodo	Pgen	Qmax/Qmin
1	42 MW	12.25MVAR
8305	-41.88 MW	9999 MVAR

Apéndice **D**

Datos de los Sistemas de Prueba

D.1. Parámetros del Sistema eléctrico del Capítulo 4

Tabla D.1: Parámetros del sistema usado en el capítulo 4

Nodos		
No.	Código en PSS/E	Voltaje
8305	1	*
8306	1	*
8307	3	1.0213∠0.00
8319	1	*
8320	1	*
83201	2	*
Líneas de transmisión		
Del nodo	Al nodo	Valor
8305	8306	0.020300+j0.135400
8305	8306	0.016590+j0.130430
8305	8319	0.002060+j0.016010

Tabla D.2: Parámetros del sistema usado en el capítulo 4

Transformadores		
Del nodo	Al nodo	Valor
8306	8307	$0.0016 + j0.0325$
8306	8307	$0.0016 + j0.0325$
8319	8320	$0.004780 + j0.102400$
8320	83201	$0.000300 + j0.002300$
Máquinas		
Nodo	Pgen	Qmax/Qmin
8307	136.8410 MW	-27.5163 MVAR
83201	42 MW	0.0 MVAR

Datos de los Sistemas de Prueba

E.1. Consideraciones para el caso de estudio del capítulo 5

Los parámetros del sistema interconectado nacional se encuentran en un archivo llamado 'SIN.raw', del cual no se pueden reportar los datos ya que serían demasiados. De igual manera se uso un archivo para la simulación dinámica llamado 'MAQ-2011-08.dyr'. Por otro lado, el parque usado en estos casos de estudio se basan en los parámetros mostrados en el Apéndice [A](#). Para los 17 parques eólicos usados en el capítulo 5, sólo se modifica la cantidad de máquinas requeridas para cambiar la potencia de salida del parque.

Bibliografía

- [A. Hansen, 2003] A. Hansen C. Jauch P.S. (2003). *Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT*. Risø National Laboratory, 1 edición.
- [Ackermann, 2005] Ackermann T. (2005). *Wind Power in Power Systems*. John Wiley and Sons, Ltd, 1 edición.
- [Akhmatov, 2003] Akhmatov V. (2003). *Analysis of Dynamic Behaviour of electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK, 1 edición.
- [Castro y Tovar, 2008] Castro L.M. y Tovar J.H. (2008). Evaluación del impacto de los parques eólicos en el sistema interconectado nacional y su implicación en el código de red mexicano. *CFE*, 1.
- [CFE, 2008] CFE (2008). Requerimientos para interconexión de aerogeneradores al sistema eléctrico mexicano (código de red). *Comisión Federal de Electricidad*, 1.
- [CFE, 2012] CFE (2012). Programa de obras e inversiones de sector eléctrico 2012-2026. *POISE*, 1.
- [Chen y Spooer, 2001] Chen Z. y Spooer E. (2001). Grid power quality with variable speed wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16:148–153.
- [Clark y Miller, 2008] Clark K. y Miller N.W. (2008). Modeling of ge wind turbine-generators for grid studies. *General Electric International, Inc.*, 4.
- [Council, 2010] Council W.E.C. (2010). Wecc wind power plant dynamic modeling guide. *WECC Renewable Energy Modeling Task Force*, 1.

- [Giannakopoulos, 1999] Giannakopoulos G. (1999). A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak ac systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14:122–127.
- [GmbH, 2006] GmbH E.N. (2006). Grid code, high and extra high voltage. *EoN Netz*, 1.
- [Heier, 2006] Heier S. (2006). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. WILEY, 2 edición.
- [Inda y Villa, 2011] Inda A. y Villa G. (2011). Operational impact evaluation of wind generation integration in the mexican electrical system. *IEEE PowerTech*, 1:1–8.
- [Jenkins y Allan, 2000] Jenkins N. y Allan R. (2000). *Embedded Generation*. The Institution of Electrical Engineers, 1 edición.
- [Konopinski, 2009] Konopinski R. (2009). Extended reactive capability of dfig wind parks for enhanced system performance. *Power Systems, IEEE Transactions*, 24.
- [Kundur, 1994] Kundur P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1 edición.
- [Kundur, 2004] Kundur P. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19:1387–1401.
- [L. Castro y Tovar, 2012] L. Castro C.F. y Tovar J.H. (2012). Solution of power flow with automatic load-frequency control devices including wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27:2186 – 2195.
- [Li, 2011] Li S. (2011). Dynamic aggregation of doubly-fed induction generators (dfig's) for stability analysis of wind power systems. *Power and Energy Society General Meeting*, 1:1 – 6.
- [Liu y Chen, 2012] Liu H. y Chen Z. (2012). Aggregated modelling for wind farms for power system transient stability studies. *IEEE*, 1.
- [Miller, 2003] Miller N.W. (2003). Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 mw wind turbine-generators for stability simulations. *Power Engineering Society General Meeting*, 3:1977 – 1983.
- [Modeling y Group, 2008] Modeling W.E.C.C. y Group V.W. (2008). Wecc wind power plant power flow modeling guide. *WECC Wind Generator Modeling group*, 1.
- [Montoya, 2010] Montoya F.G. (2010). Minimization of voltage deviation and power losses in power networks using pareto optimization methods. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 23:695703.

- [Nandigam, 2004] Nandigam K. (2004). Power flow and stability models for induction generators used in wind turbines. *Power Engineering Society General Meeting*, 2:2012 – 2016.
- [Nunes, 2004] Nunes M. (2004). Influence of the variable-speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19:692 – 701.
- [P.W. Carlin y Muljadi, 2001] P.W. Carlin A.L. y Muljadi E. (2001). The history and state of the art of variable-speed wind turbine technology. *National Renewable Energy Laboratory, Technical Report*, 1.
- [Rodríguez y Fernández, 2002] Rodríguez J. y Fernández J. (2002). Incidence on power system dynamics of high penetration of fixed speed and doubly fed wind energy systems: Study of the spanish case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17:1089–1095.
- [Samuelsson, 2005] Samuelsson O. (2005). On speed stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20:1179 – 1180.
- [Sawyer y Rave, 2011] Sawyer S. y Rave K. (2011). Global wind report. *Global Wind Energy Council*, 1.
- [SIEMENS, 2008] SIEMENS (2008). *User Manuel, Power System Simulator for Engineering (PSS/E) 31.0.3*. Siemens Power Transmission and Distribution, Inc., 1 edición.
- [Slootweg y Kling, 2003] Slootweg J. y Kling W. (2003). Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations. *Power Tech Conference Proceedings*, 3.
- [Stevenson, 1991] Stevenson W.D. (1991). *ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA*. MC GRAW HILL, 2 edición.
- [Tang y Xu, 1995] Tang Y. y Xu L. (1995). A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 10:472 – 478.
- [Trudnowski, 2004] Trudnowski D. (2004). Fixed-speed wind-generator and wind-park modeling for transient stability studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19:1911 – 1917.