



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

**ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN REDES CON
GENERACIÓN EÓLICA**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. ARTURO MEJIA ROMERO

TUTOR
DR. CÉSAR ÁNGELES CAMACHO
INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM

MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz
Secretario: Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Vocal: Dr. César Ángeles Camacho
1er. Suplente: Dr. Gonzalo Sandoval Rodríguez
2do. Suplente: M. C. Nahúm Román Vargas

Lugar donde se realizó la tesis: Instituto de Ingeniería, UNAM.

TUTOR DE TESIS:

Dr. César Ángeles Camacho

FIRMA

Dedicatorias

A dios.

A mi madre Leonor, por ser la persona que más me ha apoyado para salir adelante.

A mi hermano Leonardo, por ser mi compañero.

A mi padre Arturo.

A todos mis familiares.

Con mucho afecto para todos ustedes, los quiero mucho a todos.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado.

A la Coordinación de Estudios de Posgrado (CEP) de la UNAM, por la beca otorgada para realizar mis estudios de Maestría.

A los profesores del colegio de Sistemas Eléctricos de Potencia, por compartir sus conocimientos.

A los miembros del jurado: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz, Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel, Dr. Cesar Ángeles Camacho, Dr. Gonzalo Sandoval Rodríguez y M.C. Nahúm Román Vargas, por el tiempo brindado en la revisión y comentarios, que enriquecieron el presente trabajo de tesis.

A mis amigos: David Puga, Fabián Ordoñez, Oscar Pilloni y David Aragón, con los que he compartido excelentes momentos de mi vida, espero que nuestra amistad perdure por siempre.

A mis amigos de la maestría: Alejandro Melgarejo, Yolanda Zeferino, Raúl Ortiz, José Luis Rojas y Paul Ramírez, con quienes compartí mi estancia en el posgrado.

Resumen

La estabilidad de voltaje se define como la capacidad de un sistema de potencia de mantener valores de voltaje dentro de límites previamente establecidos en todos los buses del sistema, en condiciones normales de operación y tras ser sometido a una perturbación. Los problemas de estabilidad de voltaje están relacionados con el comportamiento de la relación voltaje-potencia reactiva VQ , así como de la topología de la red, cargabilidad, entre otros factores. De forma general, la estabilidad de voltaje se puede evaluar utilizando métodos estáticos y dinámicos. Los métodos estáticos permiten examinar una amplia gama de condiciones del sistema y pueden describir la naturaleza del problema e indicar los principales factores causantes.

La presencia de generación eléctrica variable en las redes eléctricas, genera serias preocupaciones en la estabilidad y seguridad de estas. Estas preocupaciones se expresan en los contenidos de los Códigos de Red de cada país, los cuales definen los requerimientos mínimos que se deben de cumplir para la conexión de generación y carga en la red eléctrica, pudiendo así garantizar un funcionamiento eficiente, seguro y económico. El cumplimiento de este código facilita la planeación y operación de los parques eólicos en la red eléctrica. En los estudios de impacto en la red, con incorporación de parques eólicos, el estudio de la estabilidad de voltaje se encuentra dentro de la gama de estudios a realizarse que especifica el Código de Red Mexicano.

En este trabajo se presenta el análisis de estabilidad de voltaje de redes eléctricas, a las cuales se le interconectan parques eólicos que cumple con los requerimientos del Código de Red Mexicano. También se realiza el análisis de las mediciones de velocidad de viento, para evaluar el potencial eólico en una región, así como para poder dimensionar los parques eólicos. Para integrar los parques al análisis de estabilidad de voltaje, el parque es modelado mediante un equivalente, que se formula según el tipo de conexión del parque y el efecto agregado de las pérdidas y caídas de voltaje en la red interna. Para realizar el análisis de estabilidad de voltaje se utiliza el análisis modal, esta técnica está relacionada con el análisis de sensibilidad VQ , y tiene ventajas prácticas para la detección de buses y ramas críticas que pueden provocar problemas de inestabilidad de voltaje. Además se construyen las curvas PV y VQ para determinar márgenes de estabilidad.

Abstract

The voltage stability may be defined as the capacity of a power system to hold the voltage magnitude on the limits previously established in all the buses of the system, in normal conditions of operation and after being subjected to a disturbance. The problem of voltage stability is related with the behavior of the relationship between voltage and reactive power VQ , as well as the grid topology, chargeability and others factors. In general, the voltage stability may be evaluated using statistical and dynamic methods. The statistics methods allow examining a wide spectrum of the system conditions and it may describe the nature of the problem and show the main causative factors.

The presence of the variable electric generation in the electrical grids, provoke serious concerns about the safety and the stability of this. The concerns had been expressed in the contents of the Grid Code of each country, which defined the minimum requirements that must be accomplished for the connection in the generation and load of the electrical grid, ensuring the efficient, reliable and economic performance. The compliance this code helps the planning and operation of wind farms in the electrical grid. In the research of impact in the grid, with the incorporation of wind farms, the study of voltage stability is one of the studies that must be made and this is specified in the Mexican Grid Code.

This work addresses the issues of voltage stability analysis of electrical grids, with interconnected wind farms that comply with the Mexican Grid Code requirements. Also analysis of the measurements of wind velocity, have been developed to evaluate the wind potential in a region, as well as to be able to dimension wind farms. To integrate the wind farms into voltage stability analysis, it was modeling a circuit equivalent, which is formulated according with the type of connection and the aggregate effect of the losses and voltage drops in the internal network of it. To realize voltage stability analysis is using the modal analysis is used, this technique is related with the sensitivity analysis VQ , and has practical advantages for detection of buses and branches critics, which can involve problems of voltage stability. Furthermore PV and VQ curves are constructed to determine stability margins.

Índice General

Resumen	i
Abstract	ii
Índice General	iii
Índice de Figuras	vi
Índice de Tablas	viii
Simbología	x
Abreviaturas	xii

Capítulo 1

Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Estado del arte	7
1.3. Justificación	8
1.4. Objetivos	9
1.5. Metodología	9
1.6. Metas	10
1.7. Publicaciones	10
1.8. Infraestructura	10
1.9. Estructura de la tesis	10

Capítulo 2

Energía Eólica	12
2.1 Origen del viento	12
2.2 Medición y tratamiento de los datos eólicos	12
2.3 Variación del viento con la altura	14
2.4 Potencial eólico	16
2.4.1 Potencia eólica disponible	16
2.4.2 Potencia eólica extraída	16
2.4.3 Potencia eólica extraída máxima teórica	17
2.5 Componentes de los aerogeneradores	20
2.5.1 Subsistema de captación	20
2.5.2 Subsistema de transmisión mecánica	21
2.5.3 Subsistema eléctrico	22
2.5.4 Subsistema de orientación	22
2.5.5 Subsistema de soporte	23
2.6 Curva potencia-velocidad de un aerogenerador	24
2.7 Clasificación de aerogeneradores según su tipo de clase	25
2.8 Parques eólicos en México	26

Capítulo 3

Generación Eólica.....	27
3.1 Tipos de generadores	27
3.2 Parques eólicos	33
3.3 Código de Red	34
3.4 Modelo equivalente de un parque eólico	36
3.4.1 Modelo equivalente de los aerogeneradores	36
3.4.2 Modelo equivalente de la red interna	36
3.5 Representación de aerogeneradores en estudios de flujos de potencia.....	43
3.6 Ejemplo de aplicación.....	44

Capítulo 4

Estabilidad de Voltaje	50
4.1 Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	50
4.2 Estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia.....	51
4.3 Elementos del sistema para evaluar la estabilidad de voltaje	52
4.4 Descripción del fenómeno de colapso de voltaje	53
4.5 Transferencia de potencia en un sistema de dos buses	54
4.5.1 Derivación del voltaje crítico y de la potencia máxima	55
4.5.2 Voltaje crítico y potencia máxima a través del análisis del jacobiano	58
4.6 Relaciones potencia-voltaje	59
4.7 Características de las curvas PV y VQ	60
4.7.1 Curvas PV	61
4.7.2 Curvas VQ	62
4.8 Análisis de estabilidad de voltaje usando métodos estáticos.....	64
4.8.1 Análisis de sensibilidad VQ	65
4.8.2 Análisis modal	67
4.8.2.1 Factores de participación de buses	70
4.8.2.2 Factores de participación de ramas	71
4.8.2.3 Factores de participación de generadores.....	72
4.9 Control de voltaje y potencia reactiva	73
4.9.1 Producción y absorción de potencia reactiva	73
4.9.2 Métodos de control del voltaje	74
4.10 Medidas preventivas para la inestabilidad de voltaje	75

Capítulo 5

Caso de Estudio	76
5.1 Red eléctrica de Baja California Sur (BCS)	76
5.2 Recurso eólico en el estado de BCS	79
5.3 Propuesta de parques eólicos	84
5.4 Equivalentes de los parques eólicos	88
5.5 Evaluación de la estabilidad de voltaje de la red de BCS.....	90
5.6 Red eléctrica sin generación eólica (caso base).....	91
5.7 Red eléctrica con generación eólica (segundo caso de estudio)	93
5.8 Red eléctrica en condiciones críticas de operación (tercer caso de estudio)	100

5.9 Propuesta para mejorar la estabilidad de voltaje	105
	Capítulo 6
Conclusiones y Trabajos Futuros	114
6.1 Conclusiones generales.....	114
6.2 Recomendaciones para trabajos futuros	115
	Apéndice A
Compensador Estático de VAR (SVC)	117
A.1 Operación del SVC.....	117
A.2 Representación del SVC en estudios de flujos de potencia	119
	Apéndice B
Datos de Redes	122
B.1 Red de prueba de 10 buses.....	122
B.1 Red de BCS del año 2009.....	123
	Apéndice C
Elementos de las Matrices Jacobiana y Jacobiana Reducida	127
Referencias	130

Índice de Figuras

Fig. 1.1 Curvas PV del incidente ocurrido en Grecia [5].....	4
Fig. 2.1 Variación de la velocidad del viento con la altura.....	15
Fig. 2.2 Coeficientes de potencia para distintos tipos de rotores eólicos	17
Fig. 2.3 Flujo de aire circulando a través del área A barrida por el rotor	18
Fig. 2.4 Componentes en un aerogenerador [19].....	23
Fig. 2.5 Curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW	24
Fig. 3.1 Generador de inducción rotor jaula de ardilla	27
Fig. 3.2 Generador de inducción con rotor devanado.....	28
Fig. 3.3 Generador con convertidor pleno	29
Fig. 3.4 Generador de inducción doblemente alimentado	30
Fig. 3.5 Orientación de ejes dq elegidos para el análisis	30
Fig. 3.6 Circuitos equivalentes del $GIDA$	31
Fig. 3.7 La venta II [23]	33
Fig. 3.8 Curva de capacidad mínima de un generador eólico	35
Fig. 3.9 Polígono de operación de un generador eólico.....	35
Fig. 3.10 Diagrama unifilar del modelo equivalente de un parque eólico	36
Fig. 3.11 Configuración serie en parques eólicos (a) y su equivalente (b).....	37
Fig. 3.12 Configuración paralelo en parques eólicos (a) y su equivalente (b).....	39
Fig. 3.13 Configuración paralelo-serie en parques eólicos (a) y su equivalente (b).....	40
Fig. 3.14 Circuito equivalente de la reducción paralelo-serie	42
Fig. 3.15 Límites de potencia reactiva de la curva de capacidad mínima	44
Fig. 3.16 Parque eólico completo interconectado a la red de prueba	45
Fig. 3.17 Primera reducción del parque eólico.....	46
Fig. 3.18 Parque eólico equivalente interconectado a la red de prueba.....	47
Fig. 4.1 Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia	50
Fig. 4.2 Sistema radial de dos buses	54
Fig. 4.3 Relación entre P y θ	54
Fig. 4.4 Variación del voltaje en el bus de carga con respecto de P	55
Fig. 4.5 Voltaje crítico y potencia máxima derivados de la solución de voltajes de la ecuación cuádrica.....	57
Fig. 4.6 Superficie de las relaciones $p-v-q$	59
Fig. 4.7 Parábola proyectada sobre el plano $p-q$	60
Fig. 4.8 Familia de curvas PV.....	61
Fig. 4.9 Familia de curvas VQ.....	62
Fig. 4.10 Márgenes de potencia reactiva	63
Fig. 5.1 Sistema Eléctrico Nacional.....	76
Fig. 5.2 Diagrama unifilar de la red eléctrica de BCS	78
Fig. 5.3 Recurso eólico de BCS publicado por NREL [42].....	79
Fig. 5.4 Mediciones anuales de velocidad del viento en San Hilario	80
Fig. 5.5 Entorno orográfico en San Hilario.....	81
Fig. 5.6 Velocidades en San Hilario a 100 m	81
Fig. 5.7 Porcentajes de intervalos de mediciones en San Hilario	82

Fig. 5.8 Mediciones anuales de velocidad del viento en Rancho Mar Azul.....	82
Fig. 5.9 Entorno orográfico en Rancho Mar Azul	83
Fig. 5.10 Velocidades en Rancho Mar Azul a 100 m.....	83
Fig. 5.11 Porcentajes de intervalos de mediciones en Rancho Mar Azul.....	84
Fig. 5.12 Zona geográfica de ubicación de los parques eólicos.....	84
Fig. 5.13 Curva de potencia	85
Fig. 5.14 Diagrama unifilar del parque eólico San Hilario.....	86
Fig. 5.15 Diagrama unifilar del parque eólico Mar Azul.....	87
Fig. 5.16 Equivalentes de los parques eólicos	88
Fig. 5.17 Diagrama unifilar de la red de BCS con los parques eólicos	89
Fig. 5.18 Curvas PV del caso base.....	92
Fig. 5.19 Curvas VQ del caso base	92
Fig. 5.20 Curvas PV del segundo caso con parques a capacidad nominal	98
Fig. 5.21 Curvas VQ del segundo caso con parques a capacidad nominal.....	98
Fig. 5.22 Curvas PV del tercer caso con contingencia crítica	102
Fig. 5.23 Curvas VQ del tercer caso con contingencia crítica.....	103
Fig. 5.24 Zona en donde se instala el SVC.....	106
Fig. 5.25 Curvas PV del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC.....	107
Fig. 5.26 Curvas VQ del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC	108
Fig. 5.27 Curvas PV del segundo caso (parques sin generación) con SVC	110
Fig. 5.28 Curvas PV del tercer caso (contingencia crítica) con SVC.....	110
Fig. 5.29 Curvas VQ del tercer caso (contingencia crítica) con SVC	111
Fig. A.1 Sistema SVC ideal.....	117
Fig. A.2 Característica V/I del compensador ideal	117
Fig. A.3 Características compuestas de un SVC	118
Fig. A.4 Comportamiento del SVC con el sistema de potencia	118
Fig. A.5 Esquema típico de un SVC.....	119
Fig. A.6 Característica V/I del SVC	119
Fig. A.7 Circuitos equivalentes del SVC.....	120
Fig. A.8 Modelos del SVC para estudios de flujos de potencia (en el rango de control lineal): (a) con transformador de acoplamiento y (b) sin transformador de acoplamiento	120

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Valores de γ y z_0 para distintos terrenos	16
Tabla 2.2 Clases de aerogeneradores según IEC 61400-1 [21]	25
Tabla 2.3 Parques eólicos en México	26
Tabla 3.1 Valores base	44
Tabla 3.2 Impedancias de cables	44
Tabla 3.3 Impedancia equivalente de cables Z_{eq1}	45
Tabla 3.4 Impedancia equivalente de transformadores Z_{eqT1}	46
Tabla 3.5 Impedancia equivalente de cables Z_{eq}	46
Tabla 3.6 Impedancia equivalente de transformadores Z_{eqT}	47
Tabla 3.7 Susceptancia equivalente del cable	47
Tabla 3.8 Voltajes obtenidos de la simulación	48
Tabla 3.9 Flujos de potencia obtenidos de la simulación	48
Tabla 3.10 Aportaciones de generadores obtenidos de la simulación	49
Tabla 5.1 Centrales de generación BCS	77
Tabla 5.2 Características del aerogenerador G90-2.0MW	85
Tabla 5.3 Características de los elementos de los parques	88
Tabla 5.4 Sensibilidades del caso base	91
Tabla 5.5 Modos críticos del caso base	91
Tabla 5.6 Sensibilidades del segundo caso con parques a capacidad nominal	93
Tabla 5.7 Modos críticos del segundo caso con parques a capacidad nominal	94
Tabla 5.8 FP asociados al modo 1	94
Tabla 5.9 FP asociados al modo 2	94
Tabla 5.10 FP asociados al modo 3	95
Tabla 5.11 FP asociados al modo 4	96
Tabla 5.12 FP asociados al modo 5	96
Tabla 5.13 Sensibilidades del segundo caso parque sin generación	99
Tabla 5.14 Modos críticos del segundo caso con parques sin generación	99
Tabla 5.15 Contingencias más severas a analizar	100
Tabla 5.16 Valores característicos al aplicar contingencias	101
Tabla 5.17 FP de generadores del tercer caso con contingencia crítica	102
Tabla 5.18 Sensibilidades con velocidad mínima del parque Mar Azul	104
Tabla 5.19 Modos críticos con velocidad mínima del parque Mar Azul	104
Tabla 5.20 FP asociados al modo 1	105
Tabla 5.21 Parámetros del SVC	106
Tabla 5.22 Sensibilidades del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC	106
Tabla 5.23 Modos críticos del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC	107
Tabla 5.24 Sensibilidades del segundo caso (parques sin generación) con SVC	109
Tabla 5.25 Modos críticos del segundo caso (parques sin generación) con SVC	109
Tabla 5.26 Modos críticos del tercer caso (contingencia crítica) con SVC	111
Tabla 5.27 Sensibilidades a velocidad mínima del parque Mar Azul con SVC	112
Tabla 5.28 Modos críticos a velocidad mínima del parque Mar Azul con SVC	112
Tabla 5.28 Modos críticos del tercer caso desconectando el parque	113

Tabla B.1 Datos de generación y voltajes.....	122
Tabla B.2 Datos de cargas	122
Tabla B.3 Datos de líneas y transformadores	122
Tabla B.4 Datos de generación y voltajes.....	123
Tabla B.5 Datos de cargas	123
Tabla B.6 Datos de líneas	124
Tabla B.7 Datos de transformadores de dos devanados	125
Tabla B.8 Datos de transformadores de tres devanados	126
Tabla B.9 Datos de compensadores	126

Simbología

v	Velocidad del viento
$\langle v \rangle$	Velocidad media del viento
σ	Desviación estándar
I_t	Intensidad de turbulencia
v_0	Velocidad del viento extrapolada
h	Altura a la que se mide la velocidad del viento
h_0	Altura a la que se extrapola la velocidad del viento
z_0	Longitud de la rugosidad del terreno
m	Masa de aire
E_c	Energía cinética
\dot{m}	Caudal másico de aire
ρ	Densidad del aire
A	Área de barrido del rotor perpendicular a la velocidad del viento
P_d	Potencia eólica disponible
P_e	Potencia eólica extraída
C_p	Coefficiente de potencia
λ_0	Velocidad específica
β	Angulo de paso del perfil
F	Fuerza de un fluido
P	Relación de potencias
v	Relación de velocidades
a	Parámetro de la variación de la turbulencia
R_{RT}	Radio del rotor de la turbina
ω_{RT}	Velocidad de giro del rotor de la turbina
$v_{s\ d-q}$	Voltaje del estator de eje d o q
$v_{r\ d-q}$	Voltaje del rotor de eje d o q
$i_{s\ d-q}$	Corriente del estator de eje d o q
$i_{r\ d-q}$	Corriente del rotor de eje d o q
$\lambda_{s\ d-q}$	Eslabonamiento de flujo del estator de eje d o q
$\lambda_{r\ d-q}$	Eslabonamiento de flujo del rotor de eje d o q
$\frac{d\lambda_{s\ d-q}}{dt}$	Eslabonamiento de flujo transitorio del estator de eje d o q
$\frac{d\lambda_{r\ d-q}}{dt}$	Eslabonamiento de flujo transitorio del rotor de eje d o q
R_{s-r}	Resistencia de estator o de rotor
ω_{s-r}	Velocidad angular del estator o del rotor
L_{s-r}	Inductancia propia del estator o del rotor
L_m	Inductancia mutua
E	Magnitud de voltaje en las terminales de un generador
V	Magnitud de voltaje en un bus

S	Potencia aparente
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
fp	Factor de potencia
Z	Impedancia
R	Resistencia
X	Reactancia
$\frac{X}{R}$	Relación reactancia-resistencia
Y	Admitancia
B	Susceptancia
v	Voltaje normalizado
p	Potencia activa normalizada
q	Potencia reactiva normalizada
v_{crit}	Voltaje crítico
p_{max}	Potencia activa máxima
PV	Curva potencia activa-voltaje
VQ	Curva voltaje-potencia reactiva
[J]	Matriz Jacobiana
[ΔP]	Cambio incremental en la potencia activa del bus
[ΔQ]	Cambio incremental en la potencia reactiva del bus
[$\Delta\theta$]	Cambio incremental en el ángulo de voltaje del bus
[ΔV]	Cambio incremental en la magnitud de voltaje del bus
VQ	Sensibilidad voltaje-potencia reactiva
[J_R]	Matriz jacobiana reducida
[I]	Matriz identidad
[ξ]	Matriz de vectores característicos derechos
[η]	Matriz de vectores característicos izquierdos
[Λ]	Matriz diagonal de valores característicos
[v_{mod}]	Vector de variaciones de voltajes modales
[q_{mod}]	Vector de variaciones de potencias reactivas modales
λ_i	Valor característico del modo i -ésimo
P_{ki}	Factor de participación del k -ésimo bus del modo i -ésimo
ΔQ_{perd}	Cambio linealizado de pérdidas de potencia reactiva
P_{ji}	Factor de participación de la j -ésima rama del modo i -ésimo
ΔQ_m	Cambio de potencia reactiva de una maquina
P_{mi}	Factor de participación del m -ésimo generador del modo i -ésimo
FP	Factor de participación
pu	Parámetro eléctrico por unidad

Abreviaturas

<i>WECS</i>	<i>Wind Energy Conversion System (Sistemas de Conversión de Energía Eólica)</i>
<i>PMU</i>	<i>Phasor Measurement Unit (Unidad de Medición Fasorial)</i>
<i>GPS</i>	<i>Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global)</i>
<i>SVC</i>	<i>Static Var Compensator (Compensador Estático de Vars)</i>
<i>GIRJA</i>	<i>Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla</i>
<i>GIRD</i>	<i>Generador de Inducción con Rotor Devanado</i>
<i>GCP</i>	<i>Generador con Convertidor Pleno</i>
<i>GIDA</i>	<i>Generador de Inducción Doblemente Alimentado</i>
<i>CENACE</i>	<i>Centro Nacional de Control de Energía</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)</i>
<i>NREL</i>	<i>National Renewable Energy Laboratory (Laboratorios Nacionales de Energía Renovable)</i>
<i>CFE</i>	<i>Comisión Nacional de Electricidad</i>
<i>IIE</i>	<i>Instituto de Investigaciones Eléctricas</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)</i>
<i>CIGRE</i>	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas)</i>
<i>EDF</i>	<i>Électricité de France (Electricidad de Francia)</i>
<i>ENEL</i>	<i>Ente Nazionale per l'Energia eLettrica (Autoridad Nacional para la Electricidad)</i>
<i>FACTS</i>	<i>Flexible Alternating Current Transmission System (Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna)</i>
<i>BCS</i>	<i>Baja California Sur</i>
<i>SIN</i>	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>
<i>TCR</i>	<i>Thyristor Controlled Reactor (Reactor Controlado por Tiristores)</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Puerta Aislada)</i>

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes

La energía eólica se ha utilizado desde hace tiempo como energía mecánica para molinos y bombeo de agua, a partir de 1980 progresa la tecnología eólica para la producción de energía eléctrica. En sus inicios, los aerogeneradores tenían potencias de 20 a 50 kW, eran pesados, ruidosos, con baja disponibilidad, difícil regulación y con un gran coste unitario de inversión.

Poco más de treinta años después, la potencia se sitúa entre 1.5 y 3 MW por aerogenerador, son mucho más ligeros, mas disponibles, presentan un buen control de la regulación y su coste unitario de inversión ha disminuido, según el tipo y tamaño de la máquina.

En el desarrollo de los Sistemas de Conversión de Energía Eólica (WECS) se distinguen las siguientes etapas [1]:

- Etapa de inicio: corresponde a las décadas de 1970 y 1980. Durante la segunda se consolida el modelo tripala, básicamente de velocidad fija, regulación por pérdida aerodinámica (*stall*), generador eléctrico asíncrono, con rotor en jaula de ardilla y de una capacidad nominal unitaria no mayor de 300 kW. Este periodo histórico esta denominado por el llamado “modelo danés”.
- Etapa de crecimiento: en la década de 1990, se introduce la regulación aerodinámica por paso variable (*pitch*), la turbina de velocidad variable y el generador asíncrono doblemente alimentado, favorecido por el desarrollo de la electrónica de potencia. La potencia nominal crece de 300 kW a inicios de la década, hasta 1500 kW a finales de la misma.
- Etapa de consolidación y gran desarrollo: a partir del año 2000. Se consolida la turbina regulada por paso variable frente a la de paso fijo por perdida aerodinámica. También aumenta notablemente el uso de turbinas con rotor de velocidad variable frente a las de velocidad fija o semivariable. Se estudian los problemas de integración de los aerogeneradores a la red eléctrica. Se desarrollan sistemas de predicción de producción y entrega de energía eléctrica a corto plazo (24 y 48 hrs). Los nuevos aerogeneradores se sitúan entre 1 y 3 MW, siendo la potencia unitaria media instalada del orden de 1.5 MW. Se inician los parques eólicos marinos (*offshore*). Se espera en un futuro próximo contar

con aerogeneradores de 4 a 6 MW y un gran desarrollo en el sector marino. También se espera mayor presencia de generadores síncronos de imanes permanentes accionados por turbinas de velocidad variable sin caja multiplicadora, que estén conectados a la red a través de convertidores electrónicos. Actualmente se considera la potencia nominal de 5 a 6 MW como el límite máximo técnicamente viable para un aerogenerador.

Debido al desarrollo antes descrito, en años recientes la energía eólica se ha convertido en una parte importante en la generación de energía eléctrica en muchos países, y su importancia continuará incrementándose. Desde el punto de vista técnico las empresas eléctricas tienen que tener en cuenta que el objetivo principal de un sistema eléctrico es cumplir en cada momento la igualdad entre la demanda y la generación de energía, ya que no se dispone de capacidad para almacenar energía eléctrica en grandes cantidades. Ahora bien, con la integración de la energía eólica a la red, el objetivo principal también debe cumplirse, pero con la inclusión de este tipo de generación se produce un reto importante, debido a la naturaleza fluctuante del viento y por consecuencia la potencia que se inyectaría a la red [2].

El reto fundamental de la integración de energía eólica a la red se compone de los siguientes dos aspectos:

- ¿Cómo mantener un nivel de voltaje aceptable para todos los consumidores del sistema eléctrico?
- ¿Cómo mantener el equilibrio entre generación y demanda?; es decir, cómo la generación de energía eólica y los diferentes tipos de generación convencional deberán satisfacer la demanda.

En general las empresas eléctricas siempre han trabajado con estos retos, pero en tanto el grado de penetración de energía eólica aumenta día con día, la confiabilidad de los sistemas eléctricos pudiera correr un gran riesgo. Estas preocupaciones se expresan en los contenidos de los Códigos de Red de cada país.

El Código de Red define los requerimientos mínimos que se deben de cumplir para la conexión de generación y carga en la red eléctrica, pudiendo así garantizar un funcionamiento eficiente, seguro y económico de los sistemas de transmisión y distribución. Esto es muy importante para la conexión de parques eólicos a la red eléctrica [2].

La presencia de parques eólicos en la red de transmisión genera serias preocupaciones en la seguridad y estabilidad del sistema. En los estudios de impacto en la red, debidos a la integración de parques eólicos, el problema de estabilidad de voltaje es un problema clave debido al tipo de aerogeneradores que conformen el parque. En la actualidad existen muchos parques eólicos que se instalaron antes del auge de la electrónica de potencia, éstos están primordialmente integrados por generadores de inducción con rotor jaula de ardilla de velocidad fija, este tipo de generadores consumen potencia reactiva, lo que afectara la estabilidad de voltaje en las redes en que esté conectado el parque. Hoy en día los generadores de inducción doblemente alimentados de velocidad variable, son los más utilizados en la producción de energía eólica, ya que cuentan con control de voltaje y de factor potencia. Este tipo de generadores utiliza convertidores electrónicos

de potencia y por lo tanto son capaces de regular su propia potencia activa y reactiva, para poder operar a un factor de potencia determinado o poder controlar el voltaje. Pero debido a la limitada capacidad del convertidor, la capacidad del control de voltaje de un generador de inducción doblemente alimentado no puede compararse con la de un generador síncrono convencional. Cuando el control de voltaje en el punto de conexión está más allá de la capacidad del convertidor del generador, también se verá afectada la estabilidad de voltaje en la red [3].

La estabilidad de voltaje ha sido desde la década de 1970 un tema de gran importancia, debido a los colapsos de voltaje que se han presentado mundialmente. A continuación se realiza una breve descripción de algunos eventos reportados en la literatura asociados con este tipo de estabilidad.

Francia 1978:

Un descenso de temperatura no previsto provocó un importante incremento de carga entre las 7:00 y las 8:00 de la mañana, la carga demandada era de 4600 MW que fue mayor a los 3000 MW del día anterior, como consecuencia aumentaron los flujos de potencia ya de por sí elevados, del este del país hacia París. Esto causó severas caídas de voltaje en la red de 400 kV de la zona parisina, los voltajes se situaban entre 374 y 342 kV. A las 8:26 la línea de 400 kV Bezaumont-Creney que transportaba potencia desde Alemania hasta las proximidades de París, fue abierta por la operación de la protección de sobrecorriente. Esto produjo a una serie de sobrecargas que causaron una sucesión de desconexiones que terminaron por colapsar casi toda la red francesa. Inmediatamente después de este incidente, los operadores franceses procedieron a la reenergización de la red. Esto provocó la existencia de grandes flujos de potencia desde los Alpes a la zona occidental del país, repercutiendo en bajos voltajes y altas corrientes en las líneas de transmisión. Como consecuencia de la apertura de estas líneas por la protección de sobrecarga, se produjo el colapso total de la red [4].

Suecia 1983:

Un cortocircuito en un bus, ubicado en la subestación Hamra cerca de Estocolmo, produjo la pérdida de la subestación y de dos líneas de transmisión de 400 kV. Aproximadamente 8 segundos después se produjo el disparo de dos líneas de 220 kV por sobrecarga. Los transformadores regulables restauraron el voltaje a los consumidores, pero se produjo una fuerte caída de voltaje en el sistema de transmisión, y un fuerte incremento de corriente en las líneas del norte al sur del país. Aproximadamente cincuenta segundos después del cortocircuito, se produjo la desconexión de otra línea de transmisión de 400 kV. Después ocurrieron disparos en cascada en el sureste sueco. La frecuencia y el voltaje colapsaron, las protecciones de baja frecuencia y de bajo voltaje no fueron capaces de recuperar al sistema eléctrico. Unidades nucleares de generación operando en isla, salieron de operación por el disparo de los relevadores de sobrecorriente y baja impedancia, provocando un colapso total del sistema, la pérdida de carga fue de 11400 MW [4].

Estados Unidos/Canadá 2003:

Este incidente afectó a cerca de cincuenta millones de clientes de Estados Unidos y Canadá, la causa directa del disturbio se debió al disparo en cascada de líneas de transmisión. Por el disparo de estas líneas de transmisión ocurrió un incremento de carga en las líneas restantes, produciendo una reducción en los voltajes. El análisis posterior demostró, que el disturbio fue

inevitable cuando la línea de transmisión Sammis–Star se disparó innecesariamente por la operación de tercera zona de la protección de distancia. Las altas corrientes, y las caídas de voltaje causadas por el disparo de las líneas de transmisión, causaron una disminución en la impedancia aparente medida por el relevador, por lo que ocurrió un disparo en cascada en las líneas de transmisión y generadores que aún se encontraban en operación, que tuvo como consecuencia un desabastecimiento de energía eléctrica en parte de los Estados Unidos y Canadá [5].

Grecia 2004:

Era bien sabido que el sistema griego era propenso a la inestabilidad de voltaje, debido a la gran distancia que existe entre los centros de generación ubicados en el norte y oeste de Grecia, y el principal centro de carga en Atenas. En consecuencia, se optó por aplicar una serie de medidas preventivas para reforzar al sistema, como la construcción de nuevas líneas de transmisión, instalación de transformadores regulables bajo carga y de bancos de capacitores, que se deseaban instalar en el periodo previo a los Juegos Olímpicos de 2004. El incidente ocurrió cuando las medidas preventivas no estaban instaladas en su totalidad. El disturbio comenzó poco después de las 12:00 de la tarde en un caluroso día de julio, cuando la carga se incrementaba debido al uso de aire acondicionado. La pérdida de una unidad de generación cerca de Atenas, llevó al sistema a un estado de emergencia, por lo que se decidió comenzar a desconectar la carga en esa zona, pero durante la aplicación de esta maniobra, otra unidad generadora en la misma planta se disparó. La curva 1 de la Fig. 1.1 muestra la curva PV justo antes de que la segunda unidad de generación se disparara. La curva 2 de la Fig. 1.1 muestra la curva PV simulada justo después del disparo de la segunda unidad de generación. Es evidente que la curva se desplazó hacia la izquierda disminuyendo el margen de estabilidad, llevando al sistema a una inminente disminución del voltaje. Cuando los voltajes comenzaron a disminuir, el elemento de bajo voltaje del relevador de distancia abrió las líneas de 400 kV que unían los principales centros de generación y de carga, separando la parte sur de la parte norte del sistema griego. La generación que quedaba en la parte sur de Grecia también se disparó por bajo voltaje, lo cual condujo a un apagón total en Atenas [5].

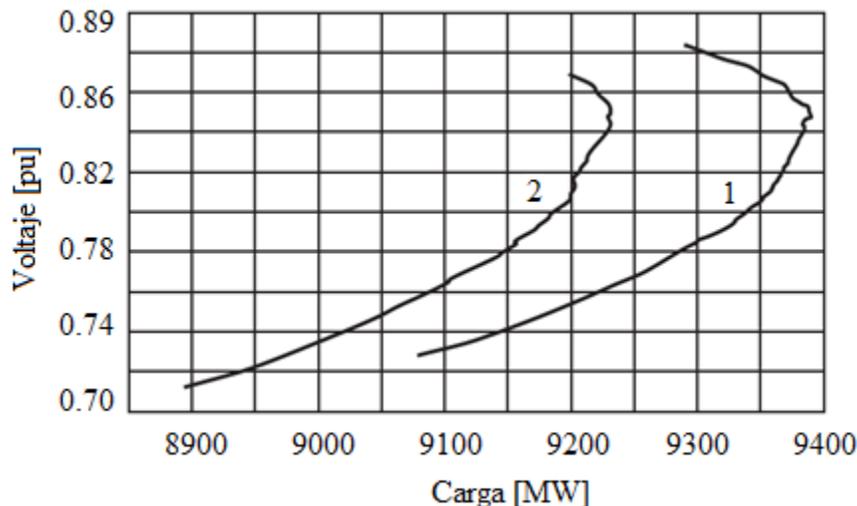


Fig. 1.1 Curvas PV del incidente ocurrido en Grecia [5]

Eventos de este tipo dieron origen a investigaciones y propuestas de métodos de estudio para detectar y predecir la inestabilidad de voltaje con buena precisión. Los métodos de estudio se basan en técnicas de detección y predicción de la estabilidad de voltaje. La detección se utiliza para obtener el estado de operación de los buses, la predicción encuentra los márgenes y límites de voltaje para la operación segura en los buses. Estos estudios se realizan por medio de métodos analíticos y de monitoreo [6].

Métodos Analíticos

Se utilizan para estudiar en detalle las causas y los efectos de la estabilidad de voltaje, así como el comportamiento de las variables y los elementos del sistema. Los resultados de estos estudios se utilizan para definir soluciones preventivas y correctivas de la inestabilidad de voltaje. Cada uno de estos métodos utiliza formulaciones matemáticas que requieren de herramientas computacionales eficientes para el análisis de grandes sistemas de potencia. Los estudios analíticos se pueden realizar en forma estática, como los métodos basados en flujos de potencia convencionales y los flujos de continuación. También se pueden realizar análisis dinámicos de los estados del sistema como los transitorios y de señal pequeña.

i) Flujos de potencia convencionales: Representan la variación de los voltajes en los buses del sistema con respecto al cambio de la potencia en la carga. Estas técnicas calculan los estados, límites y márgenes de estabilidad de voltaje en el sistema de potencia, para el estado normal de operación y después de contingencias. Sus resultados se utilizan para graficar voltaje vs. potencia, calcular límites, márgenes e índices de proximidad a la inestabilidad, así como identificación de áreas, buses o elementos débiles del sistema. Las técnicas desarrolladas para los métodos de flujos convencionales son:

1) Análisis de sensibilidad: Esta técnica se basa en el análisis de la variación de voltaje-potencia reactiva, para determinar los márgenes y límites de estabilidad de voltaje, así como las áreas y zonas más sensibles del sistema.

2) Reducción de la matriz jacobiana: Se basa en la reducción de la matriz jacobiana para encontrar las expresiones que definan los límites de estabilidad, los márgenes del sistema, la proximidad a la inestabilidad de voltaje, los buses y elementos con deficiencia de reactivos en la red. Estas técnicas se dividen en análisis modal y singularidad de la matriz jacobiana.

a) Análisis modal: Este método calcula un número específico de valores y vectores característicos asociados a la matriz jacobiana reducida. Cada uno de los valores característicos está asociado con un modo de variación de voltaje-potencia reactiva, este proporciona una medida relativa de la proximidad de la inestabilidad de voltaje. Los vectores característicos se utilizan para proporcionar información de los elementos de la red y analizar cómo estos participan en cada modo [7].

b) Singularidad de la matriz jacobiana: Propone un análisis de valores singulares de la matriz jacobiana reducida, permitiendo determinar la singularidad de la matriz, lo que significa que el flujo de potencia no tendrá solución en dicho caso. La metodología busca identificar el mínimo valor singular junto con los vectores singulares, así al detectar el

mínimo valor singular se interpreta como una medida de proximidad a la singularidad, con el cálculo de los vectores singulares se identificarán las sensibilidades de los voltajes y las direcciones más sensitivas a los cambios de potencia reactiva, por lo que se podrán identificar los buses más sensibles en el comportamiento más crítico o próximo a la inestabilidad de voltaje [8].

3) Funciones de energía: Se utiliza para determinar la estabilidad del sistema, comparando la diferencia de energía entre un punto de equilibrio estable y un punto de equilibrio inestable, utilizando soluciones de flujos de potencia antes y después de una contingencia. Si el voltaje del punto de equilibrio estable coincide con el voltaje del punto de equilibrio inestable, la diferencia de energía entre ellos será cero y se puede presentar un colapso de voltaje, por lo tanto esto podrá definir límites y márgenes de estabilidad de voltaje [9].

ii) Flujos de Continuación: Es un método basado en flujos de potencia, el cual tiene como objetivo encontrar con precisión los límites de estabilidad de voltaje. Este método tiene una gran ventaja con respecto a los flujos de potencia convencionales, ya que no presentan problemas de convergencia cuando el sistema se acerca al punto de colapso. En general los flujos de continuación corresponden a una reformulación de las ecuaciones de flujos de potencia, de modo que ellas permanezcan bien condicionadas en todas las posibles condiciones de carga. En este método se estudian los cambios en la estabilidad con respecto a la variación de uno o varios parámetros del sistema, utilizando la teoría de bifurcación. Una parte de esta teoría se concentra en el estudio de los cambios de estabilidad en los puntos de equilibrio cuando ciertos parámetros, llamados parámetros de bifurcación, varían lentamente. Así, a los puntos de equilibrio donde la estabilidad de estos equilibrios cambia significativamente, por ejemplo de estable a inestable, se conoce como puntos de bifurcación. El problema de estabilidad de voltaje se puede asociar directamente a bifurcaciones silla y límite. Este enfoque evita que la matriz jacobiana sea singular en el punto de colapso de voltaje. Además, a través de esta metodología se pueden trazar ciertas curvas tanto para puntos de operación estables, como para los inestables [10].

iii) Análisis Dinámicos: Estas técnicas se basan en la solución de las ecuaciones diferenciales que describen al sistema, se utilizan para el análisis de estabilidad transitoria y de señal pequeña. Permiten crear diferentes escenarios que incluyen el estado de operación normal y de contingencia, se utilizan para determinar los tiempos de respuesta y comportamiento de los elementos ante diferentes tipos de eventos que pueden ocurrir en el sistema. El análisis dinámico es útil para el estudio detallado de situaciones específicas de colapso de voltaje, incluyendo caídas de voltaje transitorias, así como para la coordinación de protecciones y controles [7].

Métodos de Monitoreo

Son técnicas basadas en la toma de datos reales que permiten definir estados de operación, zonas críticas de la red, límites y márgenes de estabilidad de voltaje. Estas se utilizan como herramienta para la detección y predicción de estabilidad de voltaje. Se pueden medir los fasores de voltaje para analizar la estabilidad de voltaje en tiempo real, para el control del voltaje, estimar el estado del sistema y calcular los márgenes de estabilidad de voltaje. La detección y predicción de la estabilidad de voltaje se puede realizar hoy en día con mediciones fasoriales utilizando PMU's y sistemas GPS [6].

1.2 Estado del arte

La estabilidad de un sistema de potencia ha sido reconocida como un problema importante para el funcionamiento seguro del sistema desde la década de 1920. Muchos de los grandes apagones causados por la inestabilidad del sistema, han puesto de manifiesto la importancia de este fenómeno. Históricamente, la estabilidad transitoria de ángulo del rotor había sido el problema de estabilidad dominante en la mayoría de los sistemas, siendo el foco de atención de la industria eléctrica. Como los sistemas de potencia han evolucionado a través del continuo crecimiento de las interconexiones, la utilización de nuevas tecnologías, controles y el aumento de la operación bajo condiciones de estrés cada vez mayor para satisfacer la demanda, han surgido diferentes formas de inestabilidad en el sistema.

El problema de estabilidad de voltaje ha tomado mucha importancia, se ha convertido en un fenómeno que limita la operación de los sistemas de potencia en el mundo, que sumado a la presencia cada vez mayor de generación eólica en las redes eléctricas, afecta a este tipo de estabilidad de manera significativa.

En la referencia [3] publicada en 2006, evalúan el impacto de la integración de energía eólica en la estabilidad de voltaje, utilizando una red de prueba de siete buses interconectada con un sistema bus infinito y con un parque eólico. Utilizan métodos de estado estacionario (curvas PV y VQ) y dinámico para analizar la estabilidad. Analizan parques eólicos integrados por generadores de inducción con rotor jaula de ardilla y por generadores de inducción doblemente alimentados. En la publicación demuestran que los generadores de inducción con rotor jaula de ardilla disminuyen la estabilidad de voltaje, debido a la gran cantidad de potencia reactiva que absorben este tipo de generadores durante la operación continua o con contingencias (cortocircuitos) en la red. Mientras que los generadores de inducción doblemente alimentados son capaces de regular potencia reactiva, ya que pueden absorber o suministrar potencia reactiva por los convertidores, por lo que se mejora la estabilidad de voltaje.

En la referencia [11] publicada en 2007, proponen utilizar un sistema de almacenamiento de energía para mejorar la estabilidad de voltaje en una red eléctrica. La propuesta comprende la aplicación de las siguientes etapas: (a) cuantificación del impacto del parque eólico en la estabilidad de voltaje de la red, (b) determinación de los niveles de penetración de energía eólica aceptable y (c) uso del sistema de almacenamiento de energía para facilitar la integración de la energía eólica. El objetivo es integrar la máxima cantidad posible de energía eólica, sin comprometer la estabilidad de voltaje de la red. Su eficacia se evalúa en una red de seis buses, que tiene interconectado un parque eólico de 140 MW. La estabilidad de voltaje se evalúa con curvas VQ y con valores característicos, para diferentes niveles de producción de energía eólica. El parque, así como el sistema de almacenamiento se modelan como buses PQ.

En la referencia [12] publicada en 2008, describen los efectos que tendrán las características mecánicas de una turbina eólica y los parámetros de una red, en la estabilidad de voltaje transitoria cuando se utilizan aerogeneradores de velocidad fija. Utilizan los modelos de tercer y quinto orden del generador de inducción, implementándolos en Matlab-Simulink®. Utilizando estos modelos simulan una falla trifásica en una línea cercana al generador, que después se libera mediante la desconexión de la línea fallada, con lo que se evalúa y se discuten los efectos que

tienen las características mecánicas de la turbina y los parámetros de la red en un caso sencillo. Los parámetros considerados son el coeficiente de inercia de la turbina eólica, la velocidad del viento, la potencia de cortocircuito en el bus de conexión y la compensación de potencia reactiva.

En la referencia [13] publicada en 2012, analizan la reducción de la estabilidad de voltaje, al integrar grandes parques eólicos conformados por generadores de inducción doblemente alimentados a una red. Se determina el modelo matemático de un parque eólico conectado a una red, analizando las relaciones entre la potencia de salida del parque y el voltaje en el punto de interconexión. Para evaluar la estabilidad de voltaje se utilizan métodos estáticos basados en flujos de potencia para determinar las curvas PV, considerando que el parque opera a diferentes factores de potencia y con diferentes potencias de salida. Esta metodología se aplica al sistema de potencia de la provincia de Xinjiang, evaluando la capacidad de este sistema para integrar parques eólicos.

En la referencia [14] publicada en 2013, realizan un análisis probabilístico (utilizado el método de Monte Carlo para considerar la incertidumbre de la velocidad del viento) de estabilidad de voltaje e identificación de buses críticos usando índices múltiples, que sirven para determinar el índice de cambio de voltaje de bus, y el índice de sensibilidad de voltaje de bus con respecto a la potencia activa y al margen de potencia reactiva, determinando las curvas PV y VQ respectivamente. Utilizan el sistema de prueba IEEE de 39 buses para evaluar el impacto de la incertidumbre de la generación eólica, en la estabilidad de voltaje, la capacidad total de transferencia y para demostrar la factibilidad del método de identificación que se propone.

1.3 Justificación

Las energías renovables se basan en los flujos y ciclos implícitos de la naturaleza. Son aquellas que se generan y se espera que perduren por cientos o miles de años. Además, se distribuyen en amplias zonas y su adecuada utilización tiene un impacto ambiental favorable en el entorno, por lo que hoy en día se convierten en una herramienta de gran importancia, ante la necesidad de disminuir significativamente la emisión de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

Ciertamente los combustibles fósiles han sido una base para el desarrollo nacional en México. Los pronósticos indican que seguirán ocupando una participación destacada como fuente primaria de energía para las próximas décadas [15]; sin embargo, hoy es necesario iniciar las acciones que nos permitan, en un futuro no muy lejano, diversificar las fuentes de energía para atender las necesidades de los consumidores.

Así como otras fuentes de energía renovable, la energía eólica presenta ventajas importantes para cualquier matriz energética debido a sus costos, no produce emisión de gases de efecto invernadero y no está sujeta a la volatilidad del precio de los combustibles. En cambio presenta desventajas debido principalmente a la intermitencia del viento y a las distancias existentes entre las zonas con potencial eólico y las redes eléctricas. Estas y otras ventajas y desventajas, son analizadas por grupos de investigación nacionales e internacionales.

La estabilidad de voltaje es uno de los problemas más importantes, para evaluar el impacto que tendrá la interconexión de parques eólicos con la red eléctrica, debido principalmente al manejo de potencia reactiva que tengan los aerogeneradores que conformen los parques.

1.4 Objetivos

Evaluar cómo se afecta la estabilidad de voltaje de la red eléctrica de Baja California Sur con la interconexión de dos parques eólicos, para esto se analizaran diferentes escenarios de operación en los que se considera la variabilidad del recurso eólico.

Los objetivos particulares son:

- Entender la formulación matemática para analizar la estabilidad de voltaje, así como las principales causas que producen la inestabilidad de voltaje en las redes eléctricas, a través del uso de métodos estáticos.
- Obtener el modelo equivalente de los parques eólicos a partir de sus diagramas unifilares, utilizando la metodología propuesta por E. Muljadi en [16,17].
- Realizar simulaciones de estabilidad de voltaje de la red eléctrica de Baja California Sur, utilizando el modelo equivalente de los parques eólicos.
- Proponer medidas correctivas para mejorar la estabilidad de voltaje en la red, utilizando compensadores de potencia reactiva.

1.5 Metodología

Con la finalidad de conseguir el objetivo de esta tesis, se siguió la siguiente metodología:

- a) Analizar las mediciones del Instituto de Investigaciones Eléctricas [18], de velocidad del viento, realizadas en estaciones meteorológicas del estado de Baja California Sur, para evaluar el potencial eólico en dicha región.
- b) Especificar capacidad, componentes y topología de dos parques eólicos que cumplan con los requerimientos del Código de Red.
- c) Calcular los modelos equivalentes de los parques eólicos, en base a las especificaciones del punto anterior.
- d) Evaluación de la estabilidad de voltaje de la red eléctrica de Baja California Sur, con la inclusión de los dos parques eólicos, utilizando análisis de sensibilidad VQ y análisis modal. Como herramienta auxiliar se obtendrán las curvas PV y VQ para obtener márgenes de estabilidad de voltaje.
- e) Con los resultados obtenidos al aplicar análisis modal, se determinaron las contingencias más severas que afectan la estabilidad de voltaje de la red. Por lo que se determinó cómo se reducen los márgenes de estabilidad, cuando la red es sometida a contingencias.
- f) Se analizaron diferentes casos del punto anterior, con especial interés en identificar cómo influyen los parques eólicos en la estabilidad de voltaje de la red.
- g) Se propone la instalación de un compensador de potencia reactiva, para mejorar los márgenes de estabilidad, cuando la red se encuentra en condiciones normales de

operación, sufra contingencias y en los parques eólicos existan variaciones en la velocidad del viento.

1.6 Metas

Con la finalidad de conseguir el objetivo de esta tesis, se plantean las siguientes metas:

- Aplicar la normatividad vigente para la interconexión de generación eólica con una red eléctrica.
- Evaluar la estabilidad de voltaje de una red eléctrica real, a la que se le interconectara generación eólica.
- Utilizar de manera eficiente el software comercial NEPLAN®, para realizar el análisis de estabilidad de voltaje y las medidas correctivas para mejorar la estabilidad.

1.7 Publicaciones

Con los resultados obtenidos en el presente trabajo se elaboró el siguiente artículo:

- A. Mejia-Romero, C. Ángeles-Camacho. “Análisis Estático de Estabilidad de Voltaje en Redes con Generación Eólica”. Vigésimoséptima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, RVP-AI/2014. IEEE sección México.

1.8 Infraestructura

- En el laboratorio de electrónica de potencia del Instituto de Ingeniería, se cuenta con la licencia del software NEPLAN®, este software es una herramienta para planificación, optimización y simulación para redes de transmisión, distribución, generación e industriales.
- Se cuenta con la base de datos de los parámetros eléctricos que conforman la red eléctrica de Baja California Sur. Además de los resultados de estudios de estado estacionario elaborados con el software PSS®E, para poder validar los resultados obtenidos con NEPLAN®.

1.9 Estructura de la tesis

El presente trabajo de tesis está conformado por seis capítulos y dos apéndices, el contenido general de cada uno de éstos se describe a continuación.

Capítulo 1: Presenta el estado del arte de los sistemas de conversión de energía eólica, así como de los métodos utilizados para evaluar la estabilidad de voltaje. Además se plantea la justificación, objetivos, metodología, metas e infraestructura para poder desarrollar el presente trabajo de tesis.

Capítulo 2: Proporciona un panorama general de la energía eólica, presentando conceptos relacionados con el origen del viento, tratamiento y análisis de datos de mediciones de viento, formulación matemática para evaluar el potencial eólico en una región, descripción de los principales subsistemas que conforman un aerogenerador y la normatividad utilizada para clasificar aerogeneradores.

Capítulo 3: Describe de manera general el principio de operación de los principales generadores utilizados en la producción de energía eólica. Además se discuten los puntos clave que especifica el Código de Red Mexicano para poder realizar la interconexión de parques eólicos con la red eléctrica, enfocándose en los requerimientos de voltaje y potencia reactiva. El capítulo finaliza realizando la deducción del modelo equivalente de un parque eólico, y con los resultados obtenidos se realiza un ejemplo numérico.

Capítulo 4: Introduce los conceptos relacionados con la clasificación de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, concentrándose principalmente en la estabilidad de voltaje. A través del análisis de un sistema de potencia radial, se pretende establecer la problemática fundamental de la estabilidad de voltaje, para que posteriormente se presente la formulación matemática de los métodos estáticos utilizados en el presente trabajo de tesis, como son las curvas PV y VQ, análisis de sensibilidad y análisis modal. Para finalizar el contenido del capítulo se exponen conceptos relacionados con el control de voltaje y de la potencia reactiva, que repercuten directamente en las medidas preventivas para la inestabilidad de voltaje.

Capítulo 5: Se realiza una breve descripción de la red eléctrica de Baja California Sur, el análisis de mediciones anemométricas de dos estaciones meteorológicas y la propuesta de los parques eólicos a interconectarse con la red. Definidos los parques se obtienen los equivalentes, que se interconectarán. Obtenida esta información se realiza la evaluación de la estabilidad de voltaje, y se analizan diferentes escenarios de operación. Con los resultados obtenidos del análisis de estabilidad de voltaje, se propone la instalación de un compensador de potencia reactiva para mejorar los márgenes de estabilidad de la red, y se vuelve a evaluar la estabilidad de la red con la inclusión del compensador.

Capítulo 6: Se presentan las conclusiones generales y trabajos futuros.

Apéndice A: Muestra el principio de operación del Compensador Estático de VAR (SVC) y su representación en estudios de flujos de potencia.

Apéndice B: Proporciona la base de datos de los parámetros eléctricos de la red de prueba de 10 buses y de la red de Baja California Sur, que se utilizaron para realizar las simulaciones.

Apéndice C: Se realiza la deducción de los elementos que conforman las matrices jacobiana y jacobiana reducida.

Capítulo 2

Energía Eólica

2.1 Origen del viento

El viento es el aire en movimiento. A escala global se debe a las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre. Las diferencias de densidad y presión originadas por estas variaciones de temperatura son la causa del movimiento de las masas de aire [1].

La velocidad del viento, es el resultado de la acción de fuerzas de origen diverso: gravedad, gradiente de presión, coriolis y rozamiento. El gradiente de presión crea el movimiento de las masas de aire, cuanto mayor sea su valor, también lo será la velocidad del viento.

Los vientos generales que circundan el globo terrestre se llaman macro climáticos. Esto es debido a la orografía del terreno y a las diferencias de presión, ciertas condiciones específicas originan los llamados vientos micro climáticos o locales. Estos últimos pueden ser clasificados en vientos inducidos térmicamente, vientos inducidos por la orografía y vientos generales influenciados por los efectos climáticos locales.

De forma general, se puede considerar que los factores que influyen en el régimen de vientos de una zona determinada son [19]:

- Situación geográfica.
- Características climáticas locales.
- Topografía de la zona.
- Irregularidades del terreno.

2.2 Medición y tratamiento de los datos eólicos

La velocidad del viento es una magnitud vectorial y aunque el vector velocidad tiene tres componentes, en aplicaciones de energía eólica solo se consideran las componentes en el plano horizontal (plano paralelo a la superficie terrestre). La componente vertical del eje z en general es mucho menor que las otras dos. Los aparatos de medición solo registran el módulo y la dirección de la componente del plano horizontal. La velocidad del viento se caracteriza por dos

valores: el módulo de la componente de la velocidad en el plano horizontal (denominada velocidad o intensidad del viento) y la dirección de donde sopla.

La velocidad del viento se mide con un anemómetro y la dirección con una veleta. Los sensores deben de situarse en lugares despejados y sin obstáculos en los alrededores. La altura estándar de medición es de 10 m sobre el suelo. Para evaluaciones del potencial eólico conviene medir también a otras alturas (25, 50 y 75 m) [1]. Además del anemómetro y de la veleta, se requieren termómetros y barómetros para medir la temperatura ambiente del aire y la presión atmosférica. La señal captada por el sensor de medición se envía a un sistema de registro de datos.

A diferencia de otras magnitudes, como la presión o la temperatura, la velocidad del viento puede variar rápidamente tanto en módulo como en dirección. Los instrumentos de medida de velocidad y dirección del viento miden valores con una determinada frecuencia de muestreo (por ejemplo una medición cada 1 o 2 segundos) y estos valores se promedian para intervalos de algunos minutos (en general 10 minutos).

La velocidad del viento en un cierto instante se conoce como velocidad instantánea. Su promedio durante 2 minutos, se conoce como viento aeronáutico y si la medida se realiza por periodos de 10 minutos como viento meteorológico. Los valores promedio representan las características medias del viento instantáneo durante un periodo de tiempo.

El tratamiento estadístico del viento se realiza a partir de series de mediciones de la velocidad y dirección del viento en el lugar de estudio. La frecuencia de muestreo (frecuencia de medición) y la amplitud del intervalo de tiempo promedio (intervalos de tiempo en los que se promedian los N valores instantáneos para obtener un valor medio que se asigna a todo el intervalo) dependen del instrumental disponible, su nivel de automatización, la capacidad de tratamiento de datos y los fines que se persigan.

En estudios de viabilidad para la instalación de parques eólicos debe medirse la velocidad del viento con una frecuencia de muestreo de una medida por segundo, y promediar el conjunto de medidas durante un intervalo de 10 minutos, durante el cual se dispone de $N=600$ medidas, para obtener una velocidad media suficientemente representativa. A partir del tratamiento estadístico de las mediciones se definen las siguientes magnitudes [1]:

Velocidad media	$\langle v \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i$	
Desviación estándar	$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \langle v \rangle)^2}$	(2.1)
Intensidad de turbulencia	$I_t = \frac{\sigma}{\langle v \rangle}$	

Los resultados deben analizarse junto con el comportamiento del viento en la zona, obtenido a partir de las series históricas de medidas procedentes de estaciones meteorológicas próximas. Las series históricas deben de ser lo más largas posibles. Si esto no es posible, y cuanto más corta sea la serie, con mayor prudencia se deben extraer conclusiones.

Según la medición y el tratamiento de los resultados, en la práctica hay diversas formas de presentación de los datos del viento, entre los cuales se pueden citar los siguientes [1]:

a) Datos de viento en forma de tablas o series numéricas:

- Valores promedio durante 10 minutos de velocidad y dirección instantáneas: constituyen series de gran detalle. Con seis datos por hora, por un año se tiene 52560 valores para cada magnitud (velocidad y dirección).
- Valores medios horarios de velocidad y dirección: se elaboran promediando para cada hora los seis valores horarios indicados en el apartado anterior. Para un año se dispone de 8760 valores para cada magnitud.
- Valores medios trihorarios de velocidad y dirección: se forman a partir de la media trihoraria de los valores anteriores, para las 0, 3, 6, ..., 21 horas de cada día. Para un año se tienen 2920 valores de cada magnitud.
- Valores medios diarios (365), decenales (36), mensuales (12) y anual (1) de la velocidad y dirección obtenidos por promedio de los anteriores. Se pueden encontrar resúmenes meteorológicos de velocidad media mensual y la dirección dominante.

b) Representaciones gráficas:

La representación más usada es la denominada rosa de los vientos. Consiste en un diagrama polar en el cual se definen diferentes direcciones o rumbos de distintos valores relacionados con la velocidad y dirección del viento. El número de rumbos, cuyos valores principales corresponden con los puntos cardinales, suelen ser de 8, 12 o 16. La rosa de los vientos permite representar las direcciones dominantes de los vientos. En general, no coincide la dirección dominante con la mayor intensidad del viento ya que en muchos casos los vientos más intensos son los que soplan más horas al año procedentes de una determinada dirección. Este es un aspecto importante a tener en cuenta para una correcta colocación de los aerogeneradores.

2.3 Variación del viento con la altura

Uno de los fenómenos más significativos en la explotación de la energía eólica es el incremento de la velocidad del viento con la altura. Debido a la fricción de la masa de aire que fluye sobre la superficie de la tierra, la velocidad del viento disminuye desde un valor a una gran altura, llamada altura gradiente de típicamente alrededor de 2000 m, hasta cero sobre el suelo. Los cambios en la velocidad del viento a la altura gradiente solo dependen de presiones y de la latitud. La capa límite terrestre consta de un número de capas, cada una gobernada por un diferente conjunto de parámetros de flujo. Sin embargo, de estas la capa superficial y la capa de Ekman son las de mayor interés. La capa superficial, que se extiende desde el suelo hasta una altura aproximada de 100 m, será la región en donde quedarán instalados los aerogeneradores.

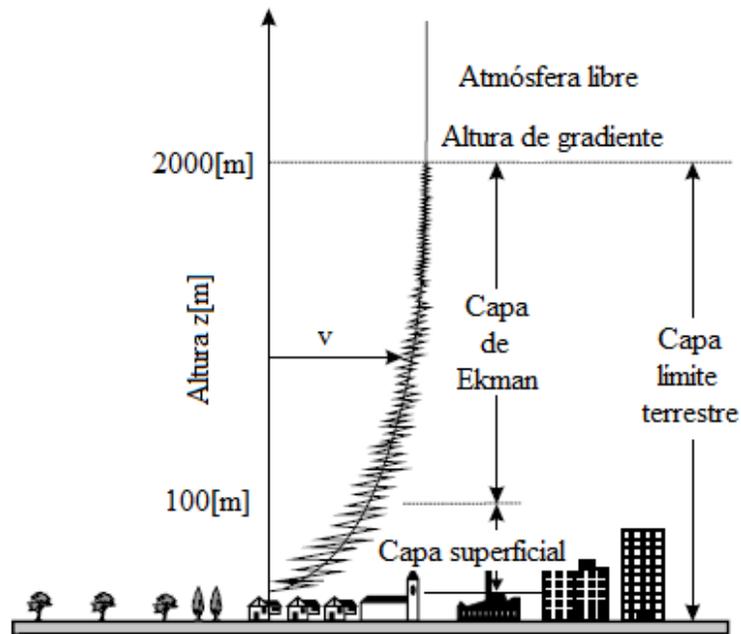


Fig. 2.1 Variación de la velocidad del viento con la altura

Solo las medidas realizadas, por lo menos, a la altura del buje del rotor de la turbina, cuya energía se desee evaluar, proporcionarán una suficiente precisión para hacer un cálculo más realista del valor del recurso eólico. Sin embargo, para estimaciones preliminares un posible planteamiento que reduce el costo de realizar mediciones a alturas elevadas, consiste en usar las medidas del viento realizadas a una altura de referencia y extrapolarlas hasta la altura del buje del rotor de la turbina.

Dos modelos matemáticos o leyes se han usado comúnmente para cuantificar el perfil vertical de la velocidad del viento en regiones de terreno plano homogéneo. Estas son la ley logarítmica y la ley exponencial [19]. La primera se deriva de una combinación de investigaciones teóricas y semi empíricas, es válida sobre un gran rango de altitudes y viene dada por:

$$v = v_0 [\ln(h_0/z_0)/\ln(h/z_0)] \quad (2.2)$$

Donde v y v_0 son las velocidades del viento a las alturas h y h_0 , mientras que z_0 es la longitud de la rugosidad del terreno.

Por contraste, la ley exponencial, es empírica y su validez está generalmente limitada a las más bajas elevaciones de la atmósfera. Sin embargo, la ley exponencial es el modelo más comúnmente usado para describir las variaciones de la velocidad del viento en elevaciones sobre el suelo, y viene dada por:

$$v = v_0 (h/h_0)^\gamma \quad (2.3)$$

Donde γ es un exponente que representa el coeficiente de fricción encontrado por el viento. En la Tabla 2.1 se indican valores de γ y z_0 en función de diversos terrenos.

Tabla 2.1 Valores de γ y z_0 para distintos terrenos

Tipo de terreno	γ	z_0 m
Liso (mar, arena, nieve)	0.10-0.13	0.001-0.02
Moderadamente rugoso (hierba, campos, regiones rurales)	0.13-0.20	0.02-0.3
Rugoso (bosques, barrios)	0.20-0.27	0.3-2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0.27-0.40	2-10

2.4 Potencial eólico

Para la obtención del potencial eólico en cierta región, se requiere analizar los siguientes aspectos:

2.4.1 Potencia eólica disponible

Una masa de aire m con una velocidad v posee una energía cinética E_c dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.4)$$

El caudal másico de aire \dot{m} de densidad ρ que fluye con una velocidad v a través de una superficie de área A perpendicular a la dirección de flujo, es:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (2.5)$$

La potencia eólica disponible P_d del aire que atraviesa dicha sección es [2]:

$$P_d = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.6)$$

La potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire (aproximadamente de 1225 kg/m^3), al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de su velocidad. Esta potencia es la máxima que se podría obtener del viento si se pudiera extraer del mismo toda su energía cinética [1,2].

2.4.2 Potencia eólica extraída

Cuando el viento incide sobre el rotor tiene una energía cinética que la turbina eólica no aprovecha en su totalidad, ya que una parte del viento conserva cierta velocidad, es decir no cede toda su energía cinética, además de la energía que cede el viento al rotor, una pequeña parte se pierde por rozamientos aerodinámicos y mecánicos, por lo que la energía final en el eje del rotor es siempre menor que la cedida por el viento a las palas [1].

En el eje del rotor se obtiene una potencia P_e capaz de accionar una carga, como un generador eléctrico. Esta potencia se conoce como potencia en el eje del rotor. La potencia del viento antes de incidir sobre el rotor de la turbina se conoce como potencia eólica disponible P_d . Su relación

con la potencia P_e se establece a través de un rendimiento de conversión o coeficiente de potencia C_p definido como la relación entre la potencia en eje del rotor y la disponible del viento.

$$C_p = \frac{P_e}{P_d} \quad (2.7)$$

El coeficiente de potencia C_p está en función de la velocidad específica λ_0 y del ángulo de paso del perfil β ; λ_0 define la relación entre la velocidad u del extremo de las palas de la turbina y la velocidad del viento v [20], el valor de λ_0 puede calcularse con:

$$\lambda_0 = \frac{u}{v} = \frac{\omega_{RT} R_{RT}}{v} \quad (2.8)$$

En donde:

ω_{RT} : velocidad de giro del rotor de la turbina en rad/s.

R_{RT} : radio del rotor de la turbina en m.

La Fig. 2.2 muestra la variación del coeficiente C_p y de la velocidad específica λ_0 para distintos tipos de rotores eólicos [19].

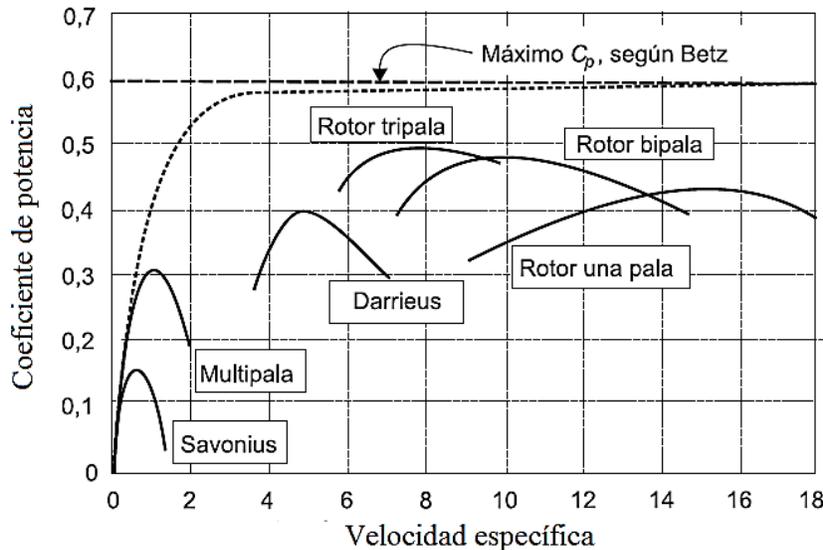


Fig. 2.2 Coeficientes de potencia para distintos tipos de rotores eólicos

Por lo que la potencia de acuerdo con (2.7) puede calcularse como [2,20]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda_0, \beta) \quad (2.9)$$

2.4.3 Potencia eólica extraída máxima teórica

El teorema de Betz establece un límite máximo para la potencia que puede extraerse del flujo de viento de velocidad v . Sea un flujo de aire que atraviesa el área A barrida por un rotor como se

muestra en la Fig. 2.3. El aire se considera como un fluido incompresible (densidad constante). Según la ecuación de continuidad se puede definir lo siguiente:

$$v_1 A_1 = v A = v_2 A_2 \quad (2.10)$$

La fuerza F , que el fluido realiza sobre el rotor, se determina a partir de la variación de la cantidad de movimiento del fluido:

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (2.11)$$

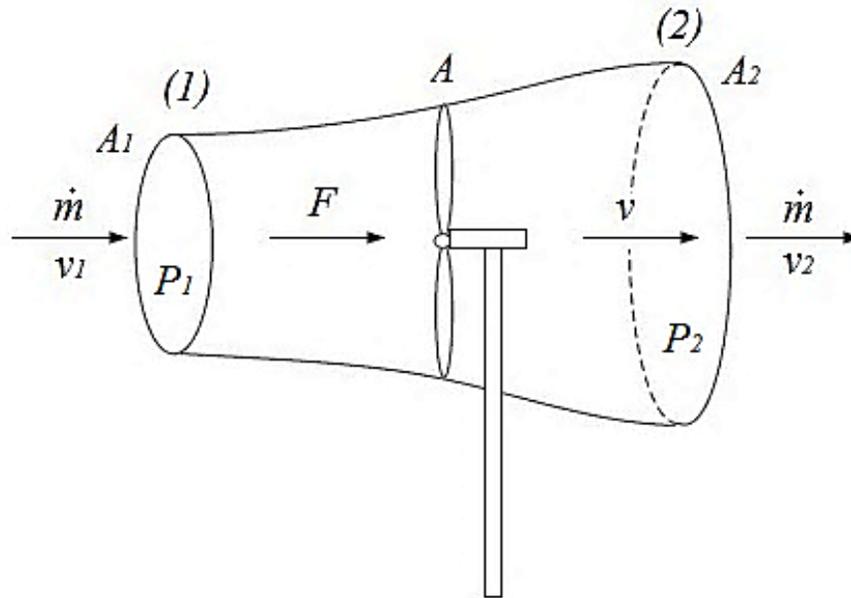


Fig. 2.3 Flujo de aire circulando a través del área A barrida por el rotor

Aplicando el teorema de Bernoulli entre las secciones (1) y (2) de la Fig. 2.3, se tiene:

$$F = (P_2 - P_1)A = \frac{1}{2} \rho A (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.12)$$

Considerando que la velocidad del viento v que cruza el área del rotor, se puede calcular como el promedio de las velocidades v_1 y v_2 , se plantea (2.13):

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (2.13)$$

La potencia P que el flujo de aire cede al rotor de la turbina es el producto de la fuerza por la velocidad, por lo que combinando las ecuaciones (2.12) y (2.13) se tiene:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.14)$$

Ahora, considerando que no hay instalado ningún aerogenerador en el área A , la potencia P_0 que producirá un flujo de aire en el área A con la velocidad v_1 se puede calcular como:

$$\dot{m} = \rho A v_1 \quad (2.15)$$

$$P_0 = \frac{1}{2} \dot{m} v_1^2 = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (2.16)$$

La relación entre la potencia P y P_0 puede ser expresada como:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right) \right) \quad (2.17)$$

Realizando cambios de variable de las relaciones de potencia y de velocidad, $\mathbf{P} = P/P_0$ y $\mathbf{v} = v_2/v_1$ la ecuación (2.17) se puede expresar como:

$$\mathbf{P} = \frac{1}{2} (1 - \mathbf{v}^2)(1 + \mathbf{v}) = \frac{1}{2} (1 + \mathbf{v} - \mathbf{v}^2 - \mathbf{v}^3) \quad (2.18)$$

La condición de máxima potencia se determina cuando $d\mathbf{P}/d\mathbf{v} = 0$, por lo que al aplicarlo a (2.18) se obtiene:

$$\frac{d\mathbf{P}}{d\mathbf{v}} = -\frac{3}{2} \mathbf{v}^2 - \mathbf{v} + \frac{1}{2} = 0 \quad (2.19)$$

Las raíces del polinomio (2.19) son: $\mathbf{v}_1 = 1/3$ y $\mathbf{v}_2 = -1$, el primer valor representa el máximo de la función, lo que conduce a que la máxima potencia se alcanza para una velocidad $\mathbf{v} = 1/3$, pero regresando a las variables originales se tiene:

$$\mathbf{v} = \frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3} \Rightarrow v_2 = \frac{v_1}{3} \quad (2.20)$$

Sustituyendo (2.20) en la ecuación (2.14) se obtiene la potencia máxima P_{max} que teóricamente puede extraerse de un flujo de viento de velocidad v_1 .

$$P_{max} = \frac{1}{4} \rho A \left(v_1 + \frac{v_1}{3} \right) \left(v_1^2 - \frac{v_1^2}{9} \right) = \frac{16}{54} \rho A v_1^3 = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A v_1^3 \right) = \frac{16}{27} P_d = 0.593 P_d \quad (2.21)$$

La expresión (2.21) constituye el teorema de Betz, según el cual la energía máxima que teóricamente puede ser aprovechada del viento es solo el 59.3% de la energía disponible (energía cinética que lleva el viento). Por lo tanto el máximo C_p es igual a 0.593. En la práctica, en las turbinas modernas los valores máximos de C_p están alrededor de 0.5. El límite de Betz expresa: “la máxima energía que puede extraerse de un flujo de aire con una turbina ideal es igual al 59.3% de la energía cinética del flujo incidente” [1].

2.5 Componentes de los aerogeneradores

Los aerogeneradores están integrados por un conjunto de subsistemas cuyo objetivo es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica de la forma más óptima posible. De forma general pueden señalarse los siguientes subsistemas [19]:

- Subsistema de captación.
- Subsistema de transmisión mecánica.
- Subsistema de generación eléctrica.
- Subsistema de orientación.
- Subsistema de soporte.

2.5.1 Subsistema de captación

Es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Está integrado por el rotor, el cual se compone de las palas y del buje.

En función de la posición del eje de giro del rotor los aerogeneradores se clasifican en máquinas de eje horizontal y vertical. Estas últimas, debido a su bajo rendimiento, prácticamente han desaparecido del mercado actual. Los aerogeneradores de eje horizontal son los sistemas de captación eólica más desarrollados y utilizados en la producción energética. El rotor es a menudo considerado como el subsistema más importante, tanto desde el punto de vista de funcionamiento como del costo.

Los componentes más importantes en el rotor son las palas. Estas son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil. La forma básica de dimensionamiento de las palas vienen dadas por el diseño global de la turbina y por consideraciones aerodinámicas.

Dependiendo del número de palas de los rotores éstos se clasifican en rotores multipala (rotores lentos), con un número de palas comprendido entre 6 y 24, y en rotores tipo hélice (rotores rápidos). Para clasificar a los rotores en lentos o rápidos se utiliza la velocidad específica λ_0 . Valores de λ_0 superiores a 5 se usan en el diseño de rotores rápidos, mientras que valores de λ_0 comprendidos entre 1 y 2 se suelen adoptar para rotores lentos. Los rotores tipo hélice giran a mayores velocidades y presentan mejores rendimientos aerodinámicos que los rotores multipala, por lo que se suelen usar para la generación de electricidad.

Los rotores rápidos pueden ser tripala (el más utilizado, 68%), bipala (26%) o monopala (6%). Los rotores bipala y monopala son más económicos y ligeros que los tripala, debido al ahorro y menor peso que supone un menor número de palas, sin embargo, son más ruidosos debido a que necesitan girar a mayor velocidad que los tripala para producir la misma energía. Los rotores monopala requieren un contrapeso que equilibre la pala, por tanto, en cuanto al peso se refiere no presentan ventajas frente a los bipala. En función de la disposición del rotor frente a la velocidad del viento éstos pueden clasificarse en rotores de barlovento (los más frecuentes) o

de sotavento (autoorientables), cuyas palas presentan una cierta inclinación respecto del plano de giro de tal manera que el rotor al girar describe un cono.

Con la disposición sotavento se consiguen ventajas desde el punto de vista de la orientación, sin embargo, se presenta un problema adicional conocido como efecto sombra, producido por la torre de sustentación el cual origina oscilaciones en las palas.

La regulación y control del rotor sirve para regular su potencia, controlar su velocidad de rotación, dejándolo fuera de la acción del viento para evitar que se dañe cuando la velocidad alcanza valores muy elevados.

Los sistemas de regulación y control de potencia más utilizados en turbinas eólicas se clasifican en [1,19]:

- Sistema pasivo por pérdida aerodinámica (*stall*): la pala permanece fija, unida rígidamente al buje del rotor. En algunos modelos se permite el giro de su punta que actúa como freno aerodinámico. La regulación se consigue por un perfil de pala diseñado de forma tal, que provoca un aumento de la pérdida aerodinámica a medida que aumenta la velocidad del viento. El proceso es el siguiente: cuando crece la velocidad del viento alrededor de la pala, aumenta la potencia captada por el rotor. Cuando esta velocidad alcanza un cierto valor, el diseño del perfil de la pala hace que se comiencen a presentar turbulencias de gran importancia y que se inicie la pérdida aerodinámica de la pala, como consecuencia la potencia se limita, dejando de aumentar. Si la velocidad del viento alcanza un cierto valor, las pérdidas aerodinámicas son de tal magnitud que conduce al frenado del rotor.
- Sistema activo o de ángulo de paso variable (*pitch*): la pala puede girar sobre sí misma, alrededor de su eje longitudinal, con lo que cambia el ángulo de ataque del viento y en consecuencia varía la fuerza aerodinámica que éste ejerce sobre la pala. Así, se puede regular la velocidad de giro y la potencia del rotor de forma continua. El control se realiza de forma que, para velocidades del viento inferiores a la nominal del aerogenerador, se ajuste el ángulo para extraer del viento la máxima potencia. Por encima de esta velocidad nominal, el ajuste se realiza para mantener constante la potencia captada por el viento.

El buje es el elemento al cual se unen las palas. A través del mismo la potencia eólica captada por el rotor se transmite a la caja multiplicadora de velocidad. Hay tres tipos básicos de bujes que se utilizan en las turbinas modernas de eje horizontal: bujes rígidos (utilizados en rotores tripala), bujes balanceantes y bujes para palas articuladas.

2.5.2 Subsistema de transmisión mecánica

Está compuesto por todas las partes en rotación de la turbina. Éstas incluyen un eje de baja velocidad (en el lado del rotor), acoplamientos, freno, caja multiplicadora y un eje de alta velocidad (en el lado del generador).

Toda turbina tiene un eje principal, algunas veces denominado eje de baja velocidad o eje del rotor. El eje principal transfiere el par desde el rotor al resto de la transmisión mecánica.

Los acoplamientos tienen como función conectar los ejes. Hay dos lugares en particular de las turbinas donde es probable que se instalen grandes acoplamientos: entre el eje principal y la caja multiplicadora y entre el eje de salida de la caja multiplicadora y el generador.

La caja multiplicadora tiene como función adaptar la baja velocidad de rotación del eje del rotor a las mayores velocidades de operación del generador eléctrico. Existen dos tipos básicos de cajas multiplicadoras, de ejes paralelos y de ejes planetarios. En algunos diseños de aerogeneradores no considera el uso de la caja multiplicadora, siendo sustituida su función por elementos de carácter electrónico.

Los aerogeneradores emplean frenos mecánicos para poder parar la turbina. En otros casos, el freno mecánico se usa sólo para impedir que el rotor gire cuando la turbina no está funcionando.

El freno de uso más común en los aerogeneradores es el freno de disco y suele estar ubicado en el lado de baja velocidad de la caja multiplicadora o en el lado de alta velocidad de la misma. Si se instala en el eje de baja velocidad el par que ha de frenarse es alto, sin embargo, si se instala en el eje de alta el par es menor, pero en el proceso intervienen los engranes de la multiplicadora, los cuales pueden dañarse.

2.5.3 Subsistema eléctrico

El sistema eléctrico de un aerogenerador incluye todos los dispositivos que intervienen en el proceso de conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, el generador constituye la parte medular de dicho subsistema.

La generación eléctrica se realiza por medio del generador situado en la góndola y que se acciona por el subsistema de transmisión mecánica. Los tipos de generadores utilizados en la producción eólica son:

- Generador de inducción con rotor jaula de ardilla (*GIRJA*).
- Generador de inducción con rotor devanado (*GIRD*).
- Generador con convertidor pleno (*GCP*).
- Generador de inducción doblemente alimentado (*GIDA*).

2.5.4 Subsistema de orientación

El cambio en la dirección del viento incidente, hace necesaria la reorientación del rotor, situándole perpendicularmente a dicha dirección. Existen dos clases de sistema de orientación: orientación activa y orientación pasiva.

Las turbinas con orientación activa normalmente disponen de rotor barlovento. Para realizar la orientación se utiliza la información obtenida a partir de los datos de dirección de viento y la

posición del aerogenerador. La información conseguida es transmitida a un sistema de actuación, que generalmente es de tipo hidráulico o eléctrico.

Los sistemas de orientación denominados pasivos cuentan con elementos mecánicos que aprovechan las propias fuerzas aerodinámicas para realizar las maniobras de orientación. Como en el caso de los rotores sotavento, éstos generan fuerzas aerodinámicas, que tienden a autoorientar la turbina en la dirección del viento.

2.5.5 Subsistema de soporte

El subsistema está constituido por la góndola y la torre. La góndola está formada por el bastidor o estructura de acero, en la que se montan la mayoría de los distintos subsistemas del aerogenerador y la carcasa, está diseñada de forma aerodinámica, para proteger de los agentes atmosféricos a los demás subsistemas.

La torre es el elemento encargado de elevar al aerogenerador respecto del nivel del suelo. La altura mínima de la torres está condicionada por el diámetro del rotor del subsistema de captación y la altura máxima por el costo y la dificultad de instalación. La torre se ancla en el suelo mediante zapatas de cimentación con pernos de alta resistencia, cuya dimensión depende de las características del terreno, del tamaño del aerogenerador y de las necesidades mecánicas que produzcan el régimen de vientos en la zona de instalación.

En la Fig. 2.4 se indica la ubicación de algunos de los componentes de un aerogenerador.

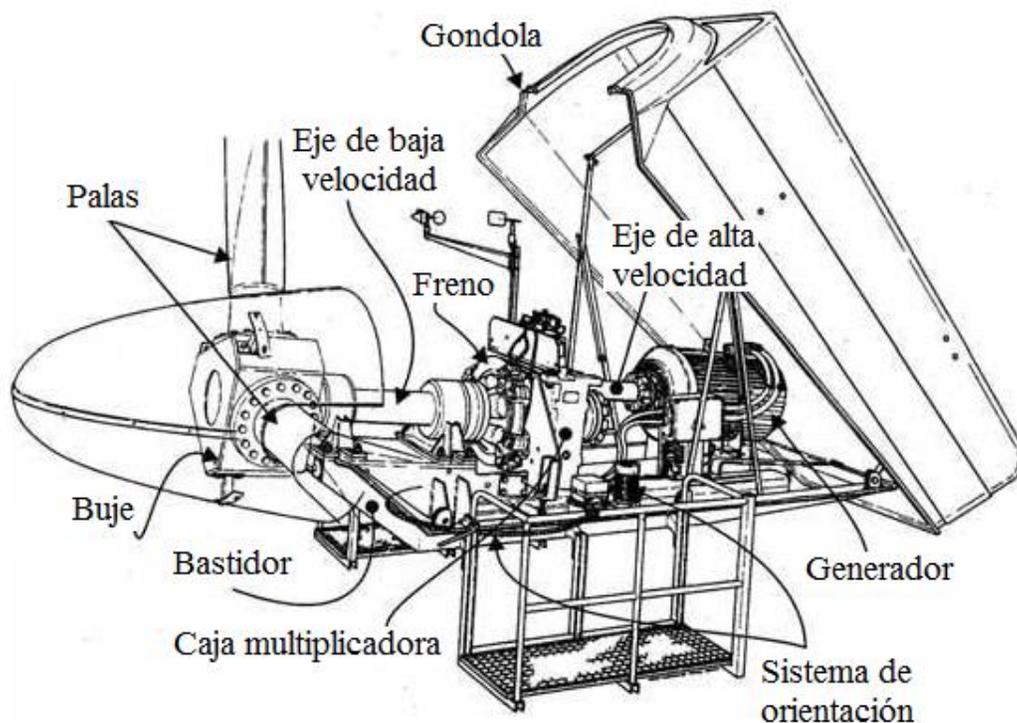


Fig. 2.4 Componentes en un aerogenerador [19]

2.6 Curva potencia-velocidad de un aerogenerador

La curva de la potencia de un aerogenerador en función de la velocidad del viento se conoce como curva de potencia, la norma *IEC 61400* especifica su determinación. Corresponde a condiciones de atmosfera estándar, con presión atmosférica de 1.013 mbar, temperatura de 15 °C y densidad del aire de 1225 kg/m³. La velocidad del viento se mide a la altura del buje del aerogenerador [21].

Para la elaboración de esta curva, se pueden realizar mediciones cada segundo de la potencia y velocidad del viento. Las medidas se promedian cada 10 minutos para obtener un valore medio de la potencia y de la velocidad en ese intervalo de tiempo. La Fig. 2.5 muestra una curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW.

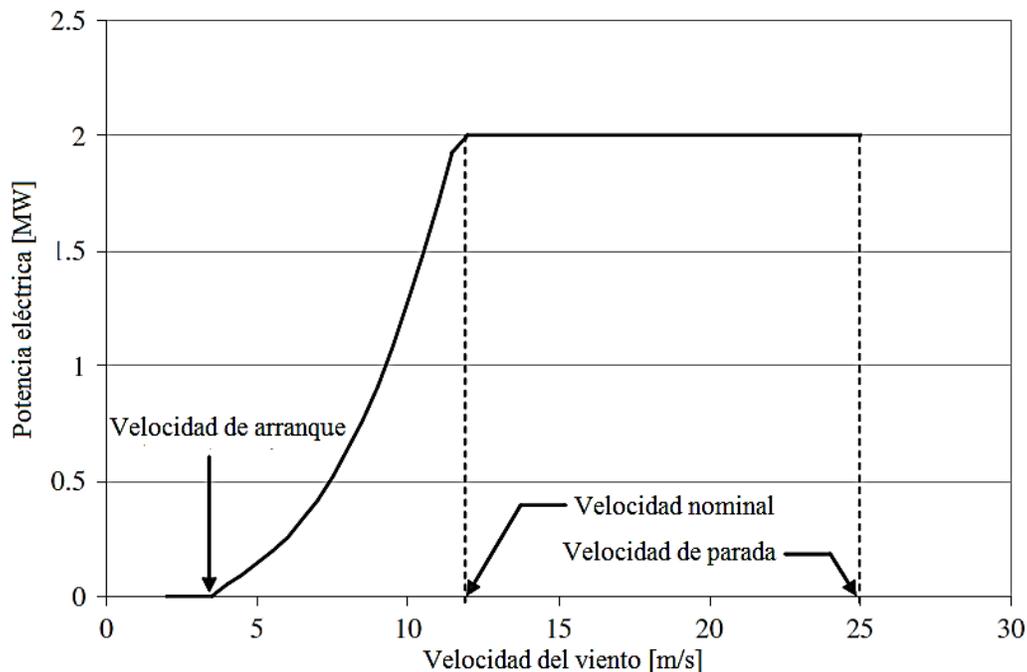


Fig. 2.5 Curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW

En la curva de potencia se distinguen las siguientes velocidades significativas [20]:

- Velocidad de arranque: es la velocidad del viento para la que el generador comienza a suministrar potencia útil, en rotores tripala suele ser del orden de 4 m/s.
- Velocidad nominal: es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador, en rotores tripala suele ser del orden de 12 a 15 m/s.
- Velocidad de parada: es la velocidad del viento para la cual el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control, para evitar el riesgo de sufrir daños que pueda causar una velocidad de viento muy elevada, en rotores tripala esta velocidad suele ser del orden de 25 a 30 m/s.

2.7 Clasificación de aerogeneradores según su tipo de clase

Para la optimización energética y económica no se proyecta al aerogenerador para aprovechar la potencia eólica correspondiente a velocidades elevadas, ya que éstas se presentan en pocas horas al año, por lo que un diseño con estas características conduciría a un conjunto turbina, caja multiplicadora y generador eléctrico sobredimensionado, que trabajaría por debajo de su capacidad nominal la mayor parte del año, con el consiguiente sobre costo económico y pérdida de rendimiento. Por ello la velocidad del viento para la que se diseña el aerogenerador se obtiene a partir de realizar un análisis entre el potencial eólico, la ley de distribución de velocidades del viento y la turbulencia.

Debido a que el diseño y selección de los aerogeneradores, depende del análisis de los factores antes mencionados, La Comisión de Electrotécnica Internacional unifica criterios y a través de la norma *IEC 61400-1* establece los requisitos mínimos para aerogeneradores cuyas condiciones de viento vienen definidas por la velocidad y por los parámetros de turbulencia, estos criterios se muestran en la Tabla 2.2 [21].

Tabla 2.2 Clases de aerogeneradores según IEC 61400-1 [21]

Parámetro		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
v_{ref} [m/s]		50	42.5	37.5	30	Valores a ser especificados por el diseñador
$\langle v \rangle$ [m/s]		10	8.5	7.5	6	
Alta turbulencia (A)	I_{t15}	0.18	0.18	0.18	0.18	
	a	2	2	2	2	
Baja turbulencia (B)	I_{t15}	0.16	0.16	0.16	0.16	
	a	3	3	3	3	

En donde:

v_{ref} : velocidad de referencia, es el valor máximo de la velocidad promedio en intervalos de 10 minutos que estadísticamente se presenta con un periodo de recurrencia de 50 años a la altura del buje de la máquina.

$\langle v \rangle$: velocidad media anual del viento a la altura de la máquina.

I_{t15} : intensidad de turbulencia a 15 m.

a : parámetro de variación de la turbulencia.

Los aerogeneradores no incluidos en estas clases, se clasifican como clase S y sus valores de diseño los especifica el fabricante. Como las clases de I a IV no alcanzan velocidades medias anuales mayores de 10 m/s, se denominan clase 0, a los aerogeneradores para lugares con condiciones excepcionales de viento, superiores a medias anuales de 10 m/s [21].

2.8 Parques eólicos en México

En base a estudios realizados por los Laboratorios Nacionales de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL), CFE y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), demostraron que Oaxaca posee los lugares de mayor potencial eólico en México, sin embargo se deben mencionar también otras regiones como Zacatecas y el litoral de la península de Baja California, así como grandes extensiones de los litorales del Pacífico y del Golfo de México [22]. Por esta razón México cuenta con una gran diversidad de parques eólicos en operación y en desarrollo. La Tabla 2.3 muestra características de algunos parques instalados en México [23,24].

Tabla 2.3 Parques eólicos en México

Parque	Modelo	Tipo de Generadores	Núm. de Generadores	Capacidad MW	Ubicación
La Venta	Vestas-V27	<i>GIRJA</i>	7	1.575	Oaxaca
La Venta II	Gamesa-G52	<i>GIDA</i>	98	83.3	Oaxaca
Parques Ecológicos de México	Gamesa-G52	<i>GIDA</i>	94	79.9	Oaxaca
Erus, Fase I	Acciona-AW70-1500	<i>GIDA</i>	25	37.5	Oaxaca
Erus, Fase II	Acciona-AW70-1500	<i>GIDA</i>	141	211.5	Oaxaca
Bii Nee Stipa I	Gamesa-G52	<i>GIDA</i>	31	26.35	Oaxaca
La Mata-La Ventosa	Clipper-C89	<i>GCP</i>	27	67.5	Oaxaca
Fuerza Eólica del Istmo I	Clipper-C93	<i>GCP</i>	20	50	Oaxaca
Fuerza Eólica del Istmo II	Clipper-C93	<i>GCP</i>	12	30	Oaxaca
La Venta III	Gamesa-G52	<i>GIDA</i>	121	102.85	Oaxaca
Oaxaca I	Vestas-V80	<i>GIDA</i>	51	102	Oaxaca
Oaxaca II,III,IV	Acciona-AW70-1500	<i>GIDA</i>	204	306	Oaxaca
Bii Nee Stipa II	Gamesa-G80	<i>GIDA</i>	37	74	Oaxaca
Piedra Larga-Fase I	Gamesa-G80	<i>GIDA</i>	45	90	Oaxaca
Bii Nee Stipa III	Gamesa-G80	<i>GIDA</i>	35	70	Oaxaca
Los Vergeles	Siemens-2.3-108	<i>GIDA</i>	70	161	Tamaulipas
La Rumorosa I	Gamesa-G87	<i>GIDA</i>	5	10	Baja California
Arriaga	Vestas-V90	<i>GIDA</i>	16	28.8	Chiapas

Capítulo 3

Generación Eólica

3.1 Tipos de generadores

Las máquinas que actualmente utilizan los aerogeneradores suelen ser máquinas de inducción o síncronas, cada una de éstas tiene diferentes características. A continuación se describe de manera general los diferentes tipos de generadores utilizados en la generación eólica.

a) Generador de inducción rotor jaula de ardilla (*GIRJA*) [20]: este tipo de generador se acciona por un rotor eólico de velocidad de giro constante y regulación pasiva por pérdida aerodinámica como se muestra en la Fig. 3.1

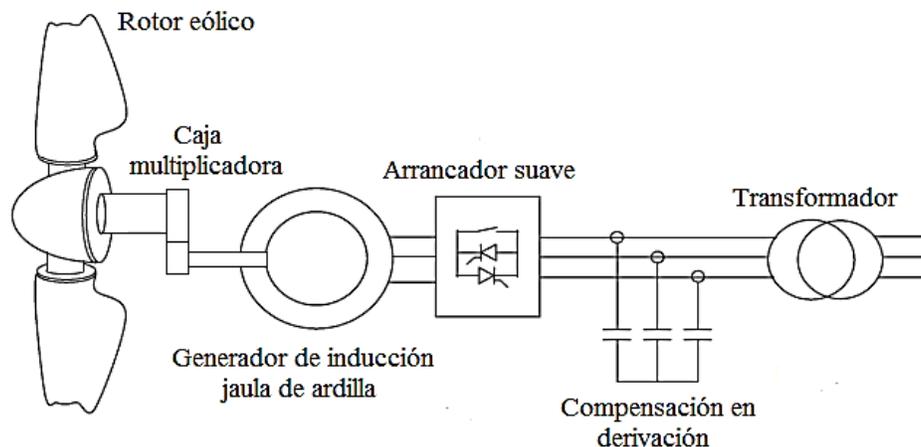


Fig. 3.1 Generador de inducción rotor jaula de ardilla

El generador se acciona a través de la caja multiplicadora. Este tipo de generador eléctrico consume potencia reactiva, que puede absorber de la red o de un compensador en derivación. La instalación de compensadores variables facilita la regulación de potencia reactiva. Para limitar las corrientes de arranque se emplea un sistema de arranque suave basado en componentes de electrónica de potencia. Algunas de estas unidades incorporan dos generadores, uno con la mitad de potencia del otro [1]. El generador de mayor potencia actúa con velocidades elevadas del viento, mientras que el de menor potencia trabaja para vientos más suaves. Esta configuración es robusta y simple, con un bajo costo. Sin embargo presenta dificultades para la regulación de

voltaje y frecuencia, además de que depende de potencia reactiva exterior. Frente a los huecos de voltaje se produce una aceleración del rotor y una vez desaparecido el hueco, el generador vuelve a absorber reactivos, ocasionando una caída de voltaje y dificultando la recuperación del mismo.

b) Generador de inducción con rotor devanado (*GIRD*) [20]: el sistema utiliza un generador de inducción con rotor devanado, un rotor eólico con regulación activa, multiplicadora, compensador de potencia reactiva en derivación y resistencias variables en el rotor, como se muestra en la Fig. 3.2. El control se realiza por medio de la variación de las resistencias externas que están en serie con el devanado del rotor, esto proporciona una variación limitada de la velocidad del generador en aproximadamente un 10% [2], con el fin de proporcionar una potencia de salida más constante ante cambios de la velocidad del viento.

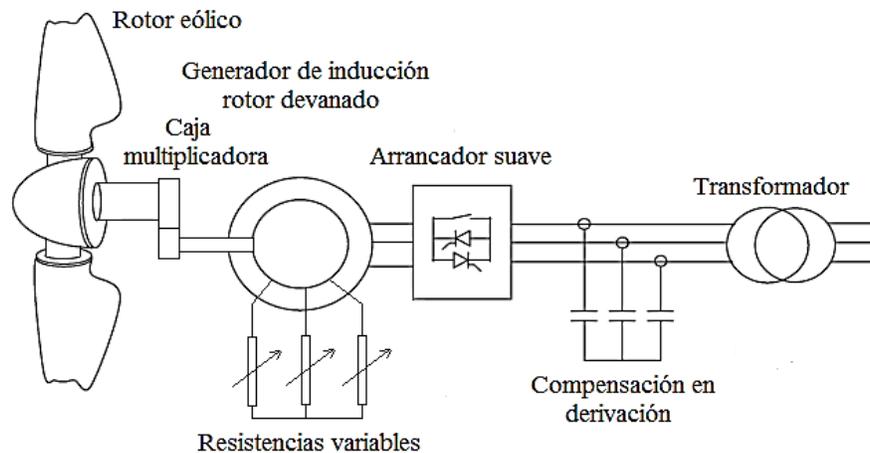


Fig. 3.2 Generador de inducción con rotor devanado

c) Generador con convertidor pleno (*GCP*) [20]: el rotor eólico es de velocidad variable con regulación de ángulo de paso variable, puede o no incluir caja multiplicadora y se pueden utilizar generadores de inducción, síncronos o síncronos de imanes permanentes.

Como el accionamiento del generador es a velocidad variable, el voltaje generado es a frecuencia variable. Para su interconexión a la red, se requiere que el voltaje sea de frecuencia constante, por lo que se incorpora un convertidor electrónico formado por dos elementos principales: un rectificador y un inversor unidos por un enlace de corriente directa. El rectificador se alimenta con el voltaje a frecuencia variable procedente del estator del generador, y el inversor convierte el voltaje rectificado a frecuencia constante para su interconexión a la red. Toda la potencia eléctrica que se genera pasa por el convertidor, por lo que debe dimensionarse para poder manejar esta potencia. Este sistema presenta un buen control de potencia reactiva, ya que los convertidores son capaces de generar o absorber potencia reactiva de manera independiente, el generador puede operar en el modo de control de factor de potencia o control de voltaje. La respuesta frente a huecos de voltaje es satisfactoria, ya que el generador puede soportar huecos, actuando sobre el convertidor del lado de la red, reduciendo el aumento de la corriente que puede producirse tras el hueco. En caso de una falla, dado que toda la corriente debe circular a través del convertidor, puede suceder que el generador deba desconectarse de la red, si el convertidor no está suficientemente sobredimensionado para soportar el paso de las

elevadas corrientes de cortocircuito [1]. La regulación de frecuencia presenta menos problemas que los casos anteriores. Este tipo de generador está ganando poco a poco una amplia aceptación y podría convertirse en un generador estándar para la instalación de futuros parques eólicos, ya que permite la operación del aerogenerador en un amplio rango de velocidades de viento y se puede omitir la caja multiplicadora. La configuración típica de este tipo de generadores se muestra en la Fig. 3.3.

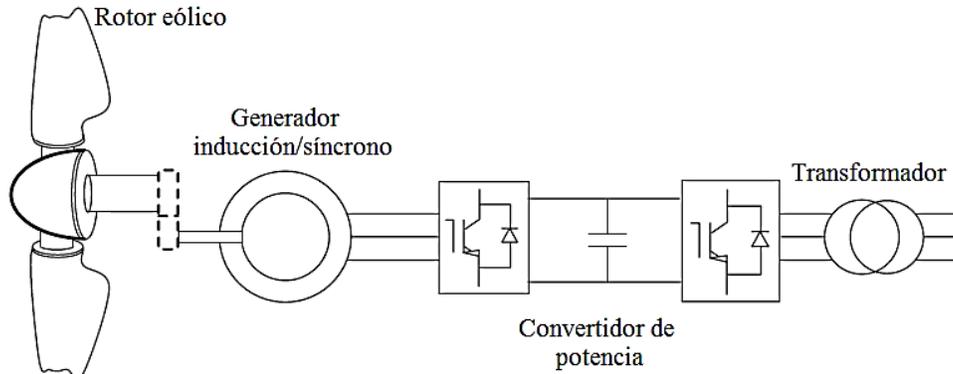


Fig. 3.3 Generador con convertidor pleno

d) Generador de inducción doblemente alimentado (*GIDA*) [20]: los *GIDA* se emplean con rotores eólicos de velocidad variable y regulación de ángulo de paso variable en aerogeneradores de alta potencia. La velocidad variable del rotor eólico permite disminuir los esfuerzos y el desgaste de los componentes mecánicos, así como las fluctuaciones de voltaje, por otra parte aprovechar mejor la energía del viento, en especial a bajas velocidades.

El principio de funcionamiento del *GIDA* se basa en inyectar corrientes trifásicas de amplitud y frecuencias variables en el rotor, a través del convertidor de potencia, con el objetivo de regular la potencia activa y reactiva suministrada por el generador, ante variaciones de la velocidad del viento.

El estator se acopla a la red a través de un transformador, mientras que el rotor devanado con anillos colectores está conectado a la red a través de un convertidor electrónico de potencia. El generador de inducción trabaja a velocidad variable y el control se realiza por medio de la inyección de corriente al devanado del rotor, el intervalo de variación de velocidad es del orden de $\pm 30\%$.

El convertidor electrónico de potencia está formado por dos unidades *back-to-back* con transistores IGBT's unidos a través de una conexión de corriente directa con un capacitor. El convertidor desacopla la frecuencia de la red eléctrica, de la frecuencia mecánica del rotor eólico, permitiendo la operación de velocidad variable de la turbina eólica. El generador y los convertidores están protegidos por sobrecorriente por el *crowbar*. Tan pronto se detecta la presencia de sobrecorrientes, el *crowbar* se inserta en el circuito del rotor, que queda temporalmente en cortocircuito a través de una resistencia, por la acción de un interruptor electrónico de acción rápida.

Estos aerogeneradores incorporan una caja multiplicadora que acopla el eje del rotor eólico al eje del rotor del generador. Suelen tener tres etapas de multiplicación y una relación del orden de 1:50. La Fig. 3.4 muestra un esquema de este tipo de configuración.

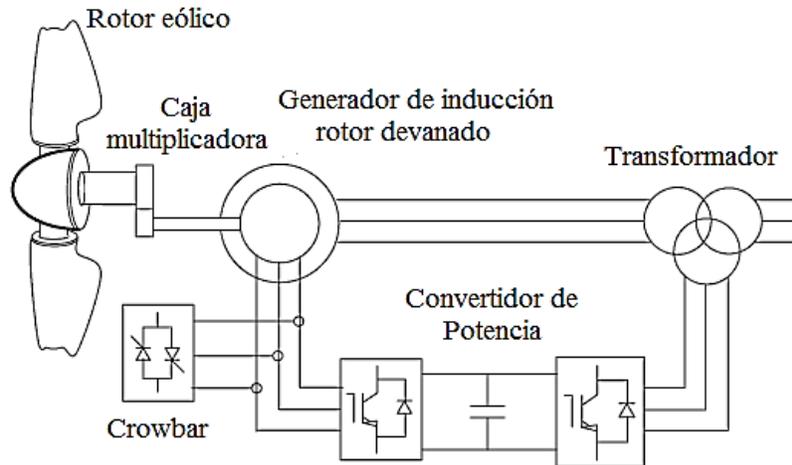


Fig. 3.4 Generador de inducción doblemente alimentado

La técnica utilizada para el control eléctrico del *GIDA*, es el control en modo de corriente, ésto se puede realizar eligiendo un esquema de control vectorial, donde el eje d del marco de referencia dq es colineal con el voltaje del estator, girando a la frecuencia de la red [25], como se muestra en la Fig. 3.5.

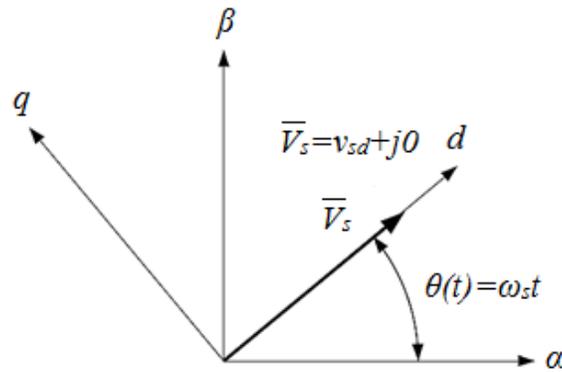


Fig. 3.5 Orientación de ejes dq elegidos para el análisis

A partir del marco de referencia elegido, se pueden deducir las expresiones que rigen el intercambio de potencia activa y reactiva entre el estator y la red, en función de la corriente del rotor, esta corriente puede descomponerse en dos componentes ortogonales d y q . La componente d de esta corriente es utilizada para regular la potencia activa, mientras que la componente q se utiliza para regular la potencia reactiva, por conveniencia a este control se le denomina control *PVdq* [20]. Lo anterior se puede verificar con el siguiente análisis.

Las ecuaciones (3.1) y (3.2) representan los voltajes y los eslabonamientos de flujo de los circuitos equivalentes del *GIDA* en el marco de referencia dq según la Fig. 3.6 [26].

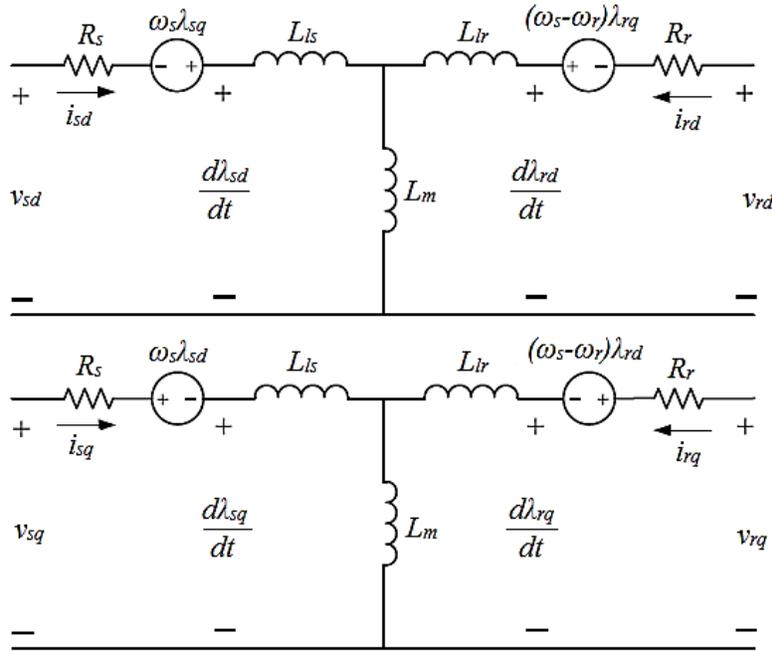


Fig. 3.6 Circuitos equivalentes del GIDA

$$\begin{aligned}
 v_{sd} &= R_s i_{sd} - \omega_s \lambda_{sq} + \frac{d\lambda_{sd}}{dt} \\
 v_{sq} &= R_s i_{sq} + \omega_s \lambda_{sd} + \frac{d\lambda_{sq}}{dt} \\
 v_{rd} &= R_r i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{rq} + \frac{d\lambda_{rd}}{dt} \\
 v_{rq} &= R_r i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{rd} + \frac{d\lambda_{rq}}{dt}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$\begin{aligned}
 \lambda_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\
 \lambda_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\
 \lambda_{rd} &= L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\
 \lambda_{rq} &= L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \\
 L_s &= L_{ls} + L_m \\
 L_r &= L_{lr} + L_m
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Para el diseño de los sistemas de control del convertidor del lado del rotor, es conveniente usar un modelo de orden reducido del GIDA, la reducción se realiza considerando constantes los eslabonamientos de flujo transitorios del estator, esta suposición es válida para el diseño de los sistemas de control de potencia activa y reactiva para el convertidor del lado del rotor, con variaciones relativamente pequeñas en el voltaje de la red [20]. Por lo que las ecuaciones de voltaje del estator (3.1) se simplifican en:

$$\begin{aligned}
 v_{sd} &= R_s i_{sd} - \omega_s \lambda_{sq} \\
 v_{sq} &= R_s i_{sq} + \omega_s \lambda_{sd}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Usando las relaciones eslabonamiento de flujo-corriente (3.2), las corrientes del estator se pueden expresar como:

$$\begin{aligned} i_{sd} &= \frac{\lambda_{sd}}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \\ i_{sq} &= \frac{\lambda_{sq}}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Si se desprecian las resistencias del estator, de (3.3) se puede despejar los eslabonamientos de flujo, obteniendo:

$$\begin{aligned} \lambda_{sd} &= \frac{v_{sq}}{\omega_s} \\ \lambda_{sq} &= -\frac{v_{sd}}{\omega_s} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Sustituyendo (3.5) en (3.4):

$$\begin{aligned} i_{sd} &= \frac{v_{sq}}{\omega_s L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \\ i_{sq} &= -\frac{v_{sd}}{\omega_s L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \end{aligned} \quad (3.6)$$

La potencia activa y reactiva del estator en el marco de referencia dq está dada por:

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{3}{2} (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}) \\ Q_s &= \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}) \end{aligned} \quad (3.7)$$

De acuerdo con la figura 3.5 se puede plantear que:

$$V_s = v_{sd} \text{ y } v_{sq} = 0 \quad (3.8)$$

Tomando en cuenta la consideración anterior y utilizando (3.6) en (3.7), las potencias en el estator están dadas por:

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{3}{2} v_{sd} i_{sd} = -\frac{3}{2} V_s \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \\ Q_s &= -\frac{3}{2} v_{sd} i_{sq} = -\frac{3}{2} V_s \left(-\frac{V_s}{\omega_s L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \right) = \frac{3}{2} \left(\frac{V_s^2}{\omega_s L_s} + V_s \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \right) \end{aligned} \quad (3.9)$$

Como se observa en (3.9) la potencia activa puede ser controlada por la corriente de eje d , mientras que la potencia reactiva es controlada por la corriente de eje q , estas corrientes son reguladas por el convertidor de potencia del lado del rotor. Como conclusión de este análisis se puede destacar que el *GIDA* es capaz de regular su potencia activa y reactiva. Desde el punto de vista de potencia reactiva el *GIDA* puede operar en cualquiera de los siguientes modos [26]:

- Control de factor de potencia.
- Control de voltaje.

Cabe mencionar que el control de potencia reactiva es parcial, con un margen de regulación inferior a la de un generador síncrono, ya que la capacidad de regulación depende de la capacidad del convertidor.

Para concluir con la descripción del *GIDA*, es importante señalar que el costo de este generador es más elevado que el *GIRJA* y el *GIRD*, ya que se debe de agregar al costo de la máquina el costo del convertidor. También es mayor el costo de mantenimiento, en especial por la presencia de escobillas y de anillos colectores en el rotor devanado. Su comportamiento cuando se conecta a la red eléctrica es mucho mejor que el *GIRJA* y el *GIRD*, ya que puede regularse el voltaje, la frecuencia y la potencia activa por medio del convertidor. Tiene una mejor capacidad de soportar huecos de voltaje. En caso de un cortocircuito, se puede presentar el efecto transformador y que se reflejen elevadas corrientes del estator en el rotor, por lo que debe operar el *crowbar* para proteger al convertidor.

3.2 Parques eólicos

Son instalaciones formadas por un conjunto de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica que puede ser enviada a una red externa. Independientemente del tipo de generador eléctrico, la energía eléctrica se genera de forma trifásica en baja tensión, generalmente en 690 y 575 V entre fases. Este voltaje se eleva por medio de un transformador, a voltajes que se sitúan entre 20 y 35 kV, este transformador se puede localizar en la base del aerogenerador o en algunos casos en un compartimiento aislado en la góndola. La conexión de los aerogeneradores se lleva a cabo a través de la red interna de los parques, la cual se encarga de transportar toda la potencia generada hasta una subestación eléctrica. En esta subestación se vuelve a elevar el nivel de voltaje en un intervalo de 115 a 400 kV. De esta subestación sale una o varias líneas de transmisión para su posible interconexión con la red externa. Si el parque opera en la modalidad de autoabastecimiento, las cargas se pueden alimentar a través de la red interna del parque. La Fig. 3.7 muestra un parque eólico típico.



Fig. 3.7 La venta II [23]

3.3 Código de Red

En México, el código de red lleva por nombre: “*Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano*”, el propósito de este documento es establecer los términos y condiciones para la interconexión de aerogeneradores al sistema eléctrico nacional. En éste se describen los requerimientos para instalaciones conectadas a 115 kV y mayores [27]. Se especifica el conjunto de requerimientos que deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica los Permisionarios y la CFE que utilicen generadores impulsados por el viento. El documento menciona los estándares técnicos que son requeridos por la industria eléctrica con el objetivo de tener parámetros mínimos para la interconexión de este tipo de generación; los estándares de la serie *IEC 61400* especifican lo relacionado con requerimientos de sistemas de generación eólica; así mismo, en los estándares *IEC 61400-21*, *IEC 61000-3-6* e *IEC 61400-3-7* referentes a armónicos y *flicker*.

Entre los requerimientos técnicos más importantes se encuentran: la regulación de la potencia activa y el control de la frecuencia, la regulación de potencia reactiva y el factor de potencia, la regulación del voltaje, los límites de operación en cuanto a voltaje y frecuencia se refiere, calidad de la energía y el comportamiento de los parques eólicos ante perturbaciones en la red, como los huecos de voltaje.

El documento está estructurado de la siguiente forma:

1. Introducción.
2. Frecuencias de corte.
3. Niveles de armónicos en las corrientes.
4. Potencia reactiva y calidad del voltaje.
5. Protecciones.
6. Comunicaciones, medición y control.
7. Pruebas.
8. Estudios y análisis para la interconexión de aerogeneradores.

Como herramienta para el desarrollo del presente trabajo de tesis es necesario citar el contenido del apartado 4.1. Además, es importante mencionar que dentro de la serie de estudios que se realizan para evaluar los efectos de la interconexión de parques eólicos con la red eléctrica que especifica el apartado 8 del código de red, el estudio de estabilidad de voltaje se encuentra dentro de la gama de estudios a realizarse.

4.1 Potencia reactiva.

Para colaborar en el control de voltaje en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del operador del sistema (CENACE). Debe tener opciones de control de voltaje y de control de factor de potencia en un rango de 0.95 en atraso y en adelante [27].

Según lo indicado en la primera parte del apartado 4.1 del código de red, los aerogeneradores deben de contar con una curva de capacidad mínima como la que se muestra en la Fig. 3.8, ya que éstos deben de ser capaces de absorber o producir potencia reactiva, esta tarea la pueden llevar a cabo los aerogeneradores *GCP* o *GIDA* según la clasificación expuesta en la sección 3.1.

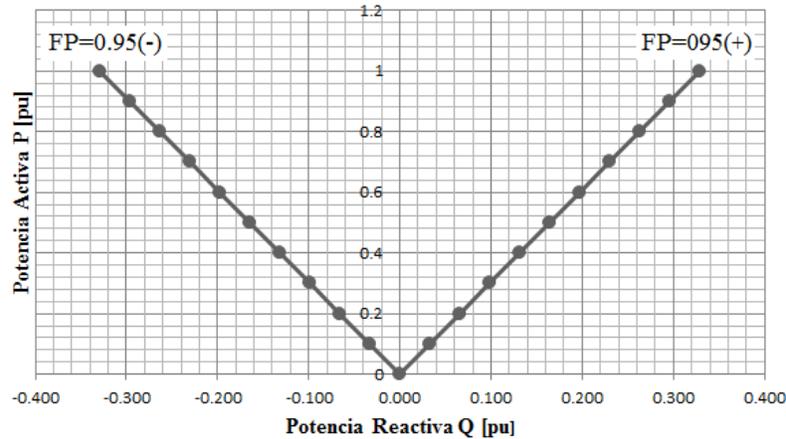


Fig. 3.8 Curva de capacidad mínima de un generador eólico

En la segunda parte del apartado 4.1 se menciona:

En estado permanente el parque de generación 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 [27].

Los aerogeneradores que conformen al parque eólico deben tener la capacidad de regular potencia reactiva, con el objetivo de realizar el control del voltaje, esto equivale a decir que el parque eólico debe de cumplir con las políticas de despacho de potencia activa y reactiva. La Fig. 3.9 muestra el polígono de operación de aerogeneradores en función del factor de potencia y el voltaje [28].

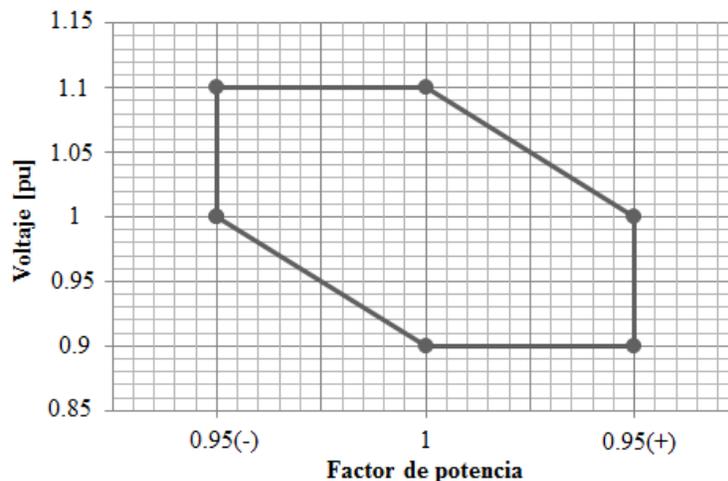


Fig. 3.9 Polígono de operación de un generador eólico

3.4 Modelo equivalente de un parque eólico

Un parque eólico puede tener un gran número de aerogeneradores interconectados entre sí a través de una red interna. Si bien el impacto de un aerogenerador sobre la red del sistema eléctrico es mínimo, de manera colectiva los aerogeneradores pueden tener un impacto significativo en la red. Dado que no es práctico representar todos los aerogeneradores de manera individual para llevar a cabo simulaciones, se requiere una representación equivalente simplificada, lo cual se puede llevar a cabo determinando un modelo equivalente de los aerogeneradores, así como un modelo equivalente de la red interna del parque. La metodología usada para determinar el equivalente es desarrollada por E. Muljadi en [16,17]. La Fig. 3.10 muestra el modelo equivalente de un parque eólico.

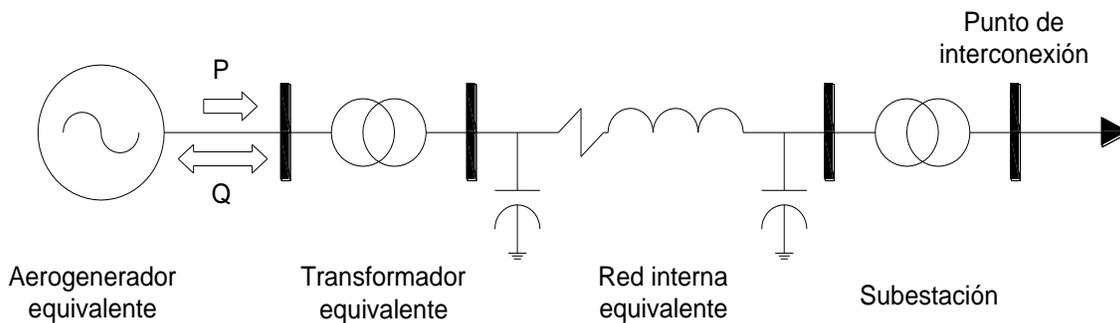


Fig. 3.10 Diagrama unifilar del modelo equivalente de un parque eólico

3.4.1 Modelo equivalente de los aerogeneradores

Se supondrá que todos los aerogeneradores instalados en el parque eólico son iguales, el aerogenerador equivalente representara la suma de la capacidad de cada aerogenerador, por lo que las potencias del aerogenerador equivalente pueden ser:

Para los 4 tipos de aerogeneradores.

$$P_{eq} = \sum_{i=1}^j P_i$$

Para los 4 tipos de aerogeneradores.

$$Q_{eq} = \sum_{i=1}^j Q_i \quad (3.10)$$

Para GCP y GIDA.

$$\sum_{i=1}^j Q_{i \text{ mín}} \leq Q_{eq} \leq \sum_{i=1}^j Q_{i \text{ máx}}$$

3.4.2 Modelo equivalente de la red interna

El modelo toma en cuenta la configuración de los circuitos que conforman la red interna del parque eólico, diferenciando entre la configuración serie y paralelo, así como de las pérdidas y caídas de voltaje. Para realizar la formulación del modelo se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- La inyección de corriente de las máquinas es la misma en magnitud y ángulo.
- La potencia reactiva generada por las capacitancias de los cables, mantiene el voltaje en los buses de la red interna en 1 pu.
- Los generadores generalmente operan con un factor de potencia de 0.95 en atraso o en adelanto, por lo que se supondrá que todos los generadores operan a factor de potencia unitario, por lo que $S=P$.
- Las líneas o cables que conformen la red interna se consideraran como ramas RX , es decir se despreciara el efecto de la susceptancia y por tanto su impedancia será $Z=R+jX$. No obstante, el efecto de la susceptancia se puede tomar en cuenta una vez que se obtenga la impedancia equivalente, concentrando el efecto de la susceptancia equivalente en los extremos de ésta, adoptando una configuración π .

Para la configuración serie se analiza la Fig. 3.11, en la cual (a) representa tres máquinas conectadas a través de impedancias, y en (b) se muestra su equivalente.

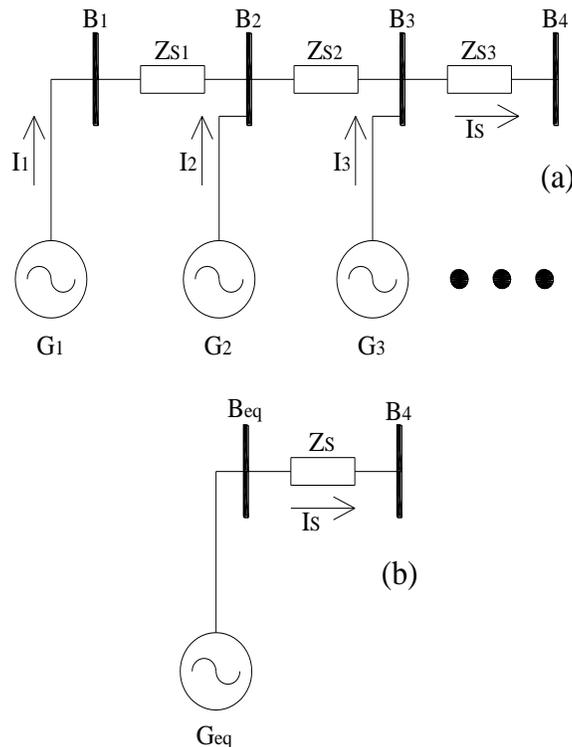


Fig. 3.11 Configuración serie en parques eólicos (a) y su equivalente (b)

Se plantean las caídas de voltaje en todas las impedancias de la Fig. 3.11 (a):

$$\begin{aligned}
 \Delta V_{Z_{S1}} &= I_1 Z_{S1} = \left(\frac{S_1}{V}\right) Z_{S1} = \left(\frac{P_1}{V}\right) Z_{S1} = \frac{Z_{S1}}{V} (P_1) \\
 \Delta V_{Z_{S2}} &= (I_1 + I_2) Z_{S2} = \left(\frac{P_1}{V} + \frac{P_2}{V}\right) Z_{S2} = \frac{Z_{S2}}{V} (P_1 + P_2) \\
 \Delta V_{Z_{S3}} &= (I_1 + I_2 + I_3) Z_{S3} = \left(\frac{P_1}{V} + \frac{P_2}{V} + \frac{P_3}{V}\right) Z_{S3} = \frac{Z_{S3}}{V} (P_1 + P_2 + P_3)
 \end{aligned}
 \tag{3.11}$$

Definiendo a P_{ZSi} como el flujo de potencia total que fluye por la impedancia i -ésima, las pérdidas en cada impedancia se calculan como:

$$\begin{aligned} S_{Per-ZS1} &= \Delta V_{ZS1} I_{ZS1}^* = \frac{P_1^2}{VV^*} Z_{S1} = \frac{P_{ZS1}^2}{VV^*} Z_{S1} \\ S_{Per-ZS2} &= \Delta V_{ZS2} I_{ZS2}^* = \frac{(P_1 + P_2)^2}{VV^*} Z_{S2} = \frac{P_{ZS2}^2}{VV^*} Z_{S2} \\ S_{Per-ZS3} &= \Delta V_{ZS3} I_{ZS3}^* = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{VV^*} Z_3 = \frac{P_{ZS3}^2}{VV^*} Z_{S3} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Las pérdidas totales del sistema, se pueden calcular sumando las pérdidas de cada impedancia, de manera que:

$$S_{Per-Tot} = \frac{1}{VV^*} (P_{ZS1}^2 Z_{S1} + P_{ZS2}^2 Z_{S2} + P_{ZS3}^2 Z_{S3}) \quad (3.13)$$

De igual forma, se planteará la caída de voltaje y las pérdidas en el equivalente de la Fig. 3.11 (b).

$$\begin{aligned} \Delta V_{ZS} &= I_S Z_S = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)}{V} Z_S \\ S_{Per-Eq} &= \Delta V_{ZS} I_S^* = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{VV^*} Z_S \end{aligned} \quad (3.14)$$

Las pérdidas del sistema completo, así como las del sistema equivalente deben ser iguales, por lo que se puede igualar (3.13) y (3.14):

$$\frac{1}{VV^*} (P_{ZS1}^2 Z_{S1} + P_{ZS2}^2 Z_{S2} + P_{ZS3}^2 Z_{S3}) = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{VV^*} Z_S \quad (3.15)$$

De (3.15) se puede despejar Z_S , que representa la impedancia equivalente de la configuración serie.

$$Z_S = \frac{P_{ZS1}^2 Z_1 + P_{ZS2}^2 Z_2 + P_{ZS3}^2 Z_3}{(P_1 + P_2 + P_3)^2} \quad (3.16)$$

La ecuación (3.16) se puede generalizar para un número determinado de impedancias, que interconectan aerogeneradores en configuración serie, como a continuación se expresa.

$$Z_S = \frac{\sum_{i=1}^j P_{ZSi}^2 Z_{Si}}{(\sum_{i=1}^j P_i)^2} \quad (3.17)$$

Para la configuración en paralelo se analiza la Fig. 3.12, en la cual (a) representa tres máquinas conectadas a un bus a través de impedancias, y en (b) se muestra su equivalente.

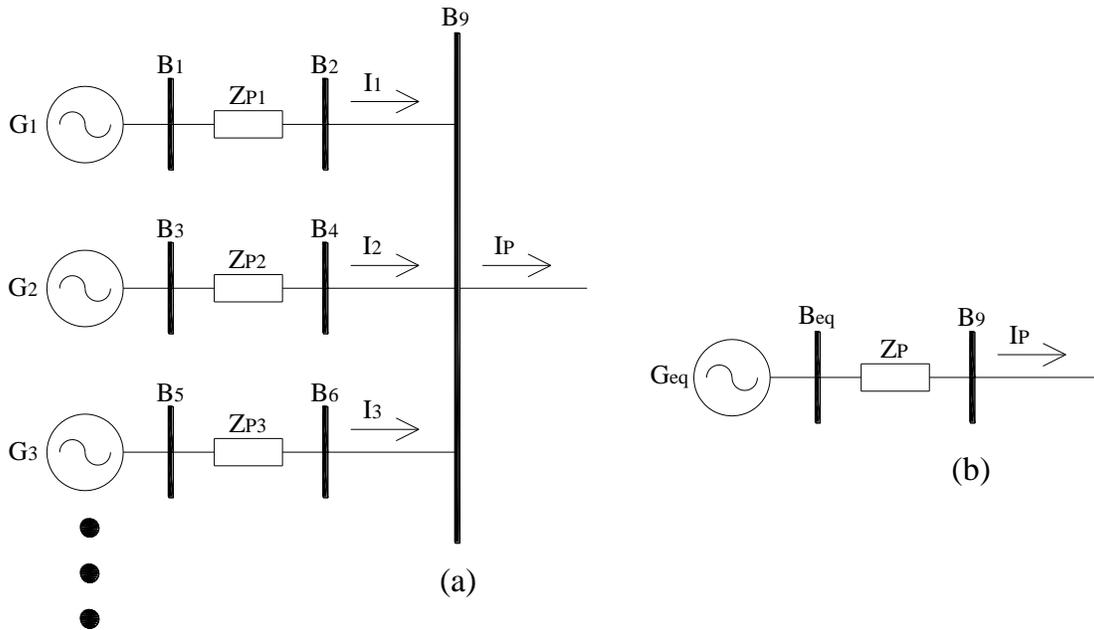


Figura 3.12 Configuración paralelo en parques eólicos (a) y su equivalente (b)

Al igual que para la configuración serie, se plantean las caídas de voltaje a través de las impedancias de la Fig. 3.12 (a).

$$\begin{aligned}\Delta V_{ZP1} &= I_1 Z_{P1} = \left(\frac{S_1}{V}\right) Z_{P1} = \frac{Z_{P1}}{V} (P_1) \\ \Delta V_{ZP2} &= I_2 Z_{P2} = \frac{Z_{P2}}{V} (P_2) \\ \Delta V_{ZP3} &= I_3 Z_{P3} = \frac{Z_{P3}}{V} (P_3)\end{aligned}\quad (3.18)$$

Las pérdidas en cada impedancia están dadas por:

$$\begin{aligned}S_{Per-ZP1} &= \Delta V_{ZP1} I_{ZP1}^* = \frac{P_1^2}{VV^*} Z_{P1} \\ S_{Per-ZP2} &= \Delta V_{ZP2} I_{ZP2}^* = \frac{P_2^2}{VV^*} Z_{P2} \\ S_{Per-ZP3} &= \Delta V_{ZP3} I_{ZP3}^* = \frac{P_3^2}{VV^*} Z_{P3}\end{aligned}\quad (3.19)$$

Las pérdidas totales del sistema se calculan sumando las pérdidas de cada impedancia, de manera que:

$$S_{Per-Tot} = \frac{1}{VV^*} (P_1^2 Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3}) \quad (3.20)$$

También se plantea la caída de voltaje y las pérdidas en el equivalente de la Fig. 3.12 (b).

$$\Delta V_{ZP} = I_P Z_P = (I_1 + I_2 + I_3) Z_P = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)}{V} Z_P$$

$$S_{Per-Eq} = \Delta V_{ZP} I_P^* = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{V V^*} Z_P \quad (3.21)$$

Las pérdidas del sistema completo, así como las del sistema equivalente deben ser iguales, por lo que se puede igualar (3.20) y (3.21):

$$\frac{1}{V V^*} (P_1^2 Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3}) = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{V V^*} Z_P \quad (3.22)$$

De (3.22) se puede despejar Z_P , que representa la impedancia equivalente de la configuración paralelo.

$$Z_P = \frac{P_1^2 Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3}}{(P_1 + P_2 + P_3)^2} \quad (3.23)$$

La ecuación (3.23) se puede generalizar para un número determinado de impedancias, que interconectan aerogeneradores en configuración paralelo, como a continuación se expresa.

$$Z_P = \frac{\sum_{i=1}^j P_i^2 Z_{Pi}}{(\sum_{i=1}^j P_i)^2} \quad (3.24)$$

De las dos configuraciones anteriores, se puede llegar a presentar una combinación de éstas, esto se puede analizar a partir de la siguiente figura.

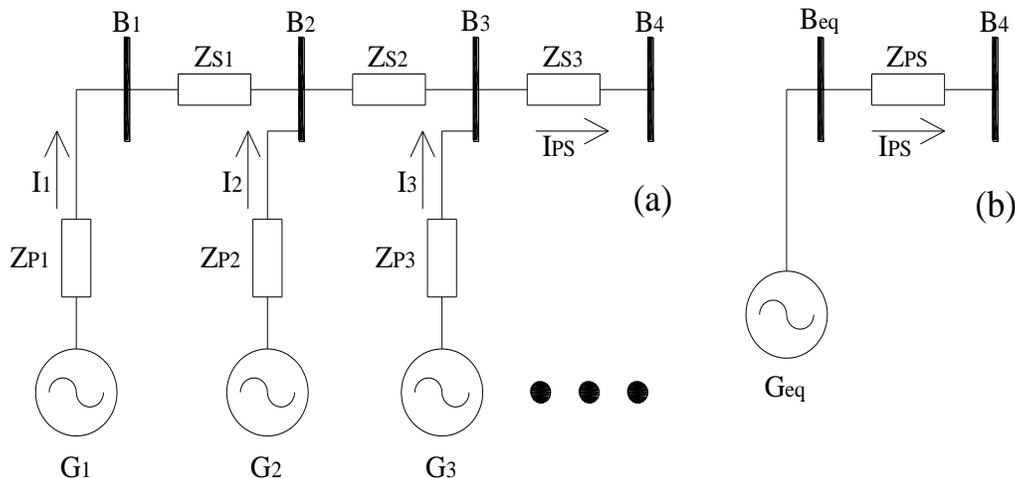


Fig. 3.13 Configuración paralelo-serie en parques eólicos (a) y su equivalente (b)

Se plantean las caídas de voltaje a través de las impedancias de la Fig. 3.13 (a).

$$\begin{aligned}
 \Delta V_{ZP1} &= I_1 Z_{P1} = \frac{Z_{P1}}{V} (P_1) \\
 \Delta V_{ZP2} &= I_2 Z_{P2} = \frac{Z_{P2}}{V} (P_2) \\
 \Delta V_{ZP3} &= I_3 Z_{P3} = \frac{Z_{P3}}{V} (P_3) \\
 \Delta V_{ZS1} &= I_1 Z_{S1} = \frac{Z_{S1}}{V} (P_1) \\
 \Delta V_{ZS2} &= (I_1 + I_2) Z_{S2} = \frac{Z_{S2}}{V} (P_1 + P_2) \\
 \Delta V_{ZS3} &= (I_1 + I_2 + I_3) Z_{S3} = \frac{Z_{S3}}{V} (P_1 + P_2 + P_3)
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

Ahora, como para los casos anteriores se plantean las pérdidas en todas las impedancias.

$$\begin{aligned}
 S_{Per-ZP1} &= \Delta V_{ZP1} I_{ZP1}^* = \frac{P_1^2}{VV^*} Z_{P1} \\
 S_{Per-ZP2} &= \Delta V_{ZP2} I_{ZP2}^* = \frac{P_2^2}{VV^*} Z_{P2} \\
 S_{Per-ZP3} &= \Delta V_{ZP3} I_{ZP3}^* = \frac{P_3^2}{VV^*} Z_{P3} \\
 S_{Per-ZS1} &= \Delta V_{ZS1} I_{ZS1}^* = \frac{P_{ZS1}^2}{VV^*} Z_{S1} \\
 S_{Per-ZS2} &= \Delta V_{ZS2} I_{ZS2}^* = \frac{P_{ZS2}^2}{VV^*} Z_{S2} \\
 S_{Per-ZS3} &= \Delta V_{ZS3} I_{ZS3}^* = \frac{P_{ZS3}^2}{VV^*} Z_{S3}
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

Las pérdidas totales del sistema, se obtienen sumando las pérdidas individuales.

$$S_{Per-Tot} = \frac{1}{VV^*} (P_1^2 Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3} + P_{ZS1}^2 Z_{S1} + P_{ZS2}^2 Z_{S2} + P_{ZS3}^2 Z_{S3}) \tag{3.27}$$

También se plantea la caída de voltaje y las pérdidas en el equivalente de la Fig. 3.13 (b).

$$\begin{aligned}
 \Delta V_{ZPS} &= I_{PS} Z_{PS} = (I_1 + I_2 + I_3) Z_{PS} = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)}{V} Z_{PS} \\
 S_{Per-Eq} &= \Delta V_{ZPS} I_{PS}^* = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{VV^*} Z_{PS}
 \end{aligned} \tag{3.28}$$

Las pérdidas del sistema completo, así como las del sistema equivalente deben ser iguales, por lo que se puede igualar (3.27) y (3.28):

$$\frac{1}{VV^*} (P_1^2 Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3} + P_{ZS1}^2 Z_{S1} + P_{ZS2}^2 Z_{S2} + P_{ZS3}^2 Z_{S3}) = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{VV^*} Z_{PS} \tag{3.29}$$

De (3.29) se puede despejar Z_{PS} , que representa la impedancia equivalente de la combinación de las configuraciones paralelo-serie.

$$Z_{PS} = \frac{P_1^2 Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3} + P_{ZS1}^2 Z_{S1} + P_{ZS2}^2 Z_{S2} + P_{ZS3}^2 Z_{S3}}{(P_1 + P_2 + P_3)^2} \quad (3.30)$$

La ecuación (3.30) se puede expresarse de la siguiente forma.

$$Z_{PS} = \frac{Z_{P1} + P_2^2 Z_{P2} + P_3^2 Z_{P3}}{(P_1 + P_2 + P_3)^2} + \frac{P_{Z1}^2 Z_1 + P_{Z2}^2 Z_2 + P_{Z3}^2 Z_3}{(P_1 + P_2 + P_3)^2} \quad (3.31)$$

La ecuación (3.31) se puede generalizar para un número determinado de impedancias, que interconectan aerogeneradores en configuración paralelo-serie, como a continuación se expresa.

$$Z_{PS} = \frac{\sum_{i=1}^j P_i^2 Z_{Pi}}{(\sum_{i=1}^j P_i)^2} + \frac{\sum_{i=1}^j P_{ZSi}^2 Z_{Si}}{(\sum_{i=1}^j P_i)^2} \quad (3.32)$$

De la ecuación anterior se puede observar, que cuando la red interna del parque está compuesta por la configuración paralelo-serie, su equivalente respectivo representa un circuito en el que la impedancia Z_P está en serie con la impedancia Z_S , como se muestra en la siguiente figura.

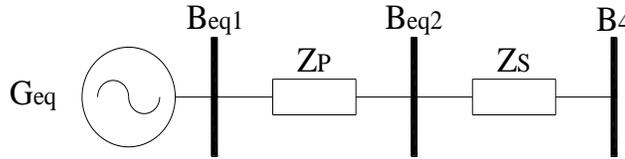


Fig. 3.14 Circuito equivalente de la reducción paralelo-serie

La topología del circuito anterior, corresponde a la misma topología del equivalente de la Fig. 3.10, por lo que la Fig. 3.14 representa el equivalente que se deseaba determinar. Las impedancias Z_P y Z_S , pueden representar impedancias de transformadores o de cables que conformen la red interna del parque. La capacidad del transformador equivalente, se obtiene al igual que en los aerogeneradores sumando sus capacidades nominales, pudiéndose mantener sus parámetros equivalentes en pu.

$$S_{Teq} = \sum_{i=1}^j S_i \quad (3.33)$$

El efecto de la susceptancia de líneas o cables que conformen la red interna del parque, pueden tomarse en cuenta sumando las susceptancia de cada sección π , de forma que la susceptancia equivalente puede calcularse como:

$$B_{eq} = \sum_{i=1}^j B_i \quad (3.34)$$

3.5 Representación de aerogeneradores en estudios de flujos de potencia

El análisis de flujos de potencia se utiliza para determinar los voltajes (magnitud y ángulo) en los buses de una red eléctrica, así como los flujos de potencia activa y reactiva que circulan por la red, bajo una determinada condición de carga. La representación de los aerogeneradores para el análisis de flujos de potencia es un paso importante para determinar apropiadamente la solución de estado estacionario. La representación dependerá del tipo de generador que utilice el aerogenerador.

GIRJA y *GIRD*: se pueden representar como un bus *PQ* [26], en el cual la potencia activa generada se definirá como una inyección y no como una absorción de potencia, mientras que la potencia reactiva que necesitan estos tipos de generadores dependerá del circuito equivalente de la máquina, de los compensadores en derivación que cuente y de la potencia real que esté generando. En [29] desarrollan la ecuación (3.35) con la cual se puede calcular la potencia reactiva que absorbe este tipo de generadores en función de los parámetros que se acaban de mencionar.

$$Q = V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X \frac{V + 2RP}{2(R^2 + X^2)} - X \frac{\sqrt{(V^2 + 2RP)^2 - 4P^2(R^2 + X^2)}}{2(R^2 + X^2)} \quad (3.35)$$

V representa el voltaje en las terminales del generador, *P* es la potencia activa que esté generando, *X* es la suma de las reactancias del estator y del rotor, *X_c* es la reactancia del compensador en derivación y *R* es la suma de las resistencias de estator y del rotor. Sin embargo de acuerdo con el requerimiento del código de red en el que los generadores deben ser capaces de absorber o suministrar potencia reactiva, el uso de este tipo de generadores ha disminuido. Como se observa en la Tabla 2.3, sólo un parque eólico instalado en México cuenta con generadores de este tipo, sin embargo se debe de contar con herramientas para realizar el análisis de flujos de potencia para parques eólicos que tengan este tipo de generadores.

GCP y *GIDA*: se pueden representar como buses *PQ* o como buses *PV* dependiendo del modo de control en el que estén operando los generadores, cuando se utiliza el control del factor de potencia corresponderá a buses *PQ* [26], mientras que cuando se utiliza el control de voltaje corresponderá a buses *PV* [26,30]. Para el caso de que se representen como bus *PQ* la potencia activa al igual que para los *GIRJA* y *GIRD* se considera como una inyección de potencia, mientras que la potencia reactiva que manejara el generador dependerá del factor de potencia en el que esté operando, ya sea 0.95 en atraso o en adelanto, por lo que la potencia reactiva absorbida o suministrada por el generador se puede calcular como:

$$Q = P_{Gen} \tan(\cos^{-1}(0.95)) \quad (3.36)$$

También se puede interpretar que el generador operará en la parte izquierda o derecha de la curva de capacidad mínima de la Fig. 3.8.

Cuando los generadores se representen como buses *PV*, la potencia activa especificada será la potencia que esté produciendo el generador, el voltaje especificado corresponderá al voltaje en

las terminales de los generadores, además se deben de especificar los límites de potencia reactiva, que pueden ser obtenidos a través de la curva de capacidad mínima como se muestra en la Fig. 3.15.

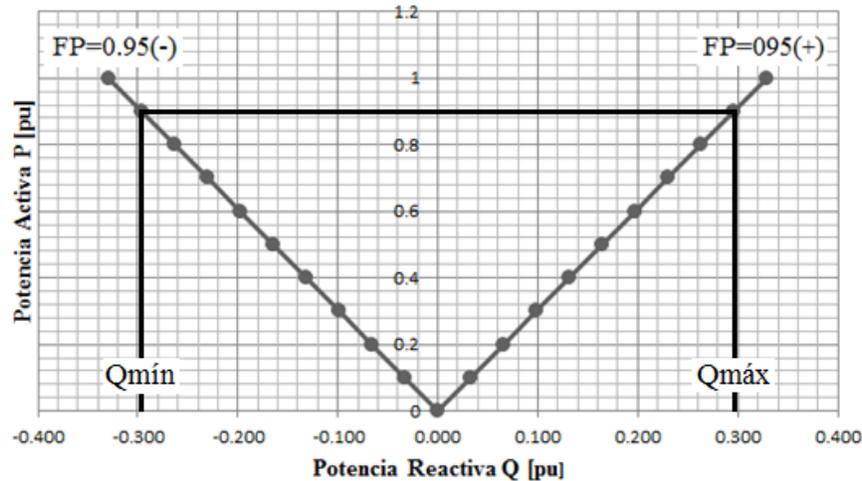


Fig. 3.15 Límites de potencia reactiva de la curva de capacidad mínima

3.6 Ejemplo de aplicación

Para reafirmar de una manera adecuada los conceptos presentados en las secciones 3.4 y 3.5, se realizó una simulación de flujos de potencia de un parque eólico de 40 MW, integrado por 20 *GIDA* de 2 MW, se asumió que las máquinas están generadas a su máxima capacidad, los límites de potencia reactiva se pueden obtener de la curva de capacidad mínima de la Fig. 3.8 o utilizando la ecuación (3.36), mientras que el voltaje especificado es de 1 pu. Este parque se interconectó con una red de prueba de 10 buses como se muestra en la Fig. 3.16. También se realizó la simulación con el parque eólico equivalente obtenido. Como primer paso se determinó el parque equivalente, para lo cual la Tabla 3.1 proporciona los valores base que se utilizaron para transformar las impedancias de los cables que conforman la red interna del parque. En la Tabla 3.2 se especifican los valores de impedancias de los cables.

Tabla 3.1 Valores base

Base	V kV	S MVA	Z Ω	Y S
	35	100	12.25	1/12.25

Tabla 3.2 Impedancias de cables

Cable 35 kV	R Ω/km	X Ω/km	B S/km
	0.076	0.19	105.55751x10 ⁻⁶
Cable 35 kV	R pu/km	X pu/km	B pu/km
	6.20408x10 ⁻³	15.5102x10 ⁻³	1.29308x10 ⁻³

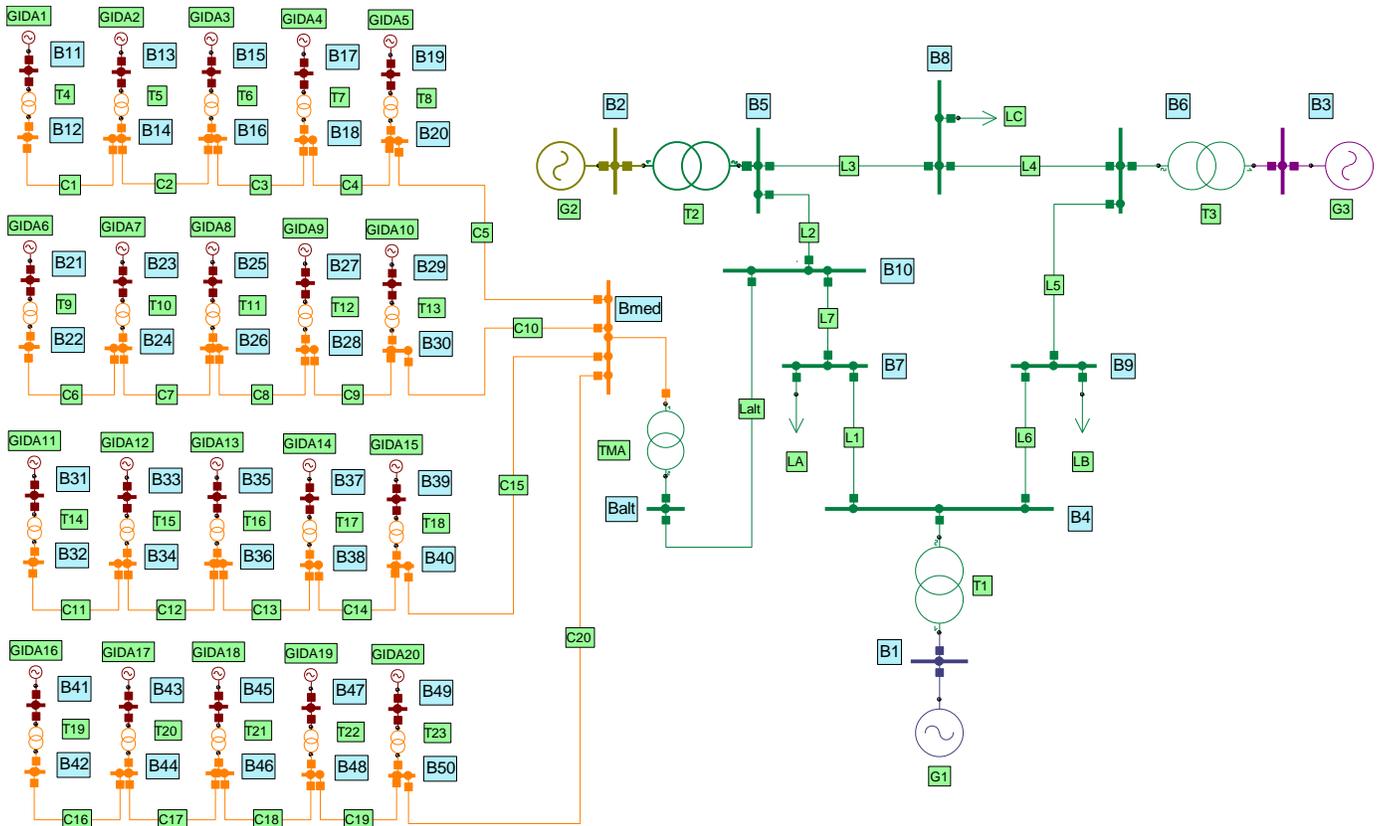


Fig. 3.16 Parque eólico completo interconectado a la red de prueba

Como se observa en la Fig. 3.16 el parque consta de cuatro filas de elementos eléctricos, cada fila tiene cinco generadores, cinco transformadores y cinco secciones de cable, los valores eléctricos de los elementos también son los mismos, por lo que al realizar el equivalente de la primera fila le corresponderán los mismos valores a las restantes.

Las Tablas 3.3 y 3.4 muestran los cálculos para obtener los equivalentes de cables, usando la reducción serie y de los transformadores usando la reducción en paralelo, esto correspondiente para la primera fila.

Tabla 3.3 Impedancia equivalente de cables Z_{eq1}

Rama	Flujo de potencia en rama P_r MW	Longitud km	R pu	X pu	$P_r^2 R$	$P_r^2 X$
B12 B14	2	0.684	0.00424	0.0106	0.01697	0.04243
B14 B16	4	0.684	0.00424	0.0106	0.06789	0.16974
B16 B18	6	0.684	0.00424	0.0106	0.15276	0.38192
B18 B20	8	0.684	0.00424	0.0106	0.27159	0.67897
B20 Bmed	10	2	0.0124	0.03102	1.24081	3.10204
$\sum P_r^2 R$	$\sum P_r^2 X$	$(\sum P_{Gen})^2$	R_{eq1} pu	X_{eq1} pu		
1.75	4.375	100	0.0175	0.04375		

Tabla 3.4 Impedancia equivalente de transformadores Z_{eqT1}

Rama		Flujo de potencia en rama P_r MW	S_T MVA	R_T pu	X_T pu	$P_r^2 R_T$	$P_r^2 X_T$
B11	B12	2	2.1	0.0073	0.06	0.0292	0.24
B13	B14	2	2.1	0.0073	0.06	0.0292	0.24
B15	B16	2	2.1	0.0073	0.06	0.0292	0.24
B17	B18	2	2.1	0.0073	0.06	0.0292	0.24
B19	B20	2	2.1	0.0073	0.06	0.0292	0.24
$\sum P_r^2 R_T$		$\sum P_r^2 X_T$	$(\sum P_{Gen})^2$	R_{eqT1} pu		X_{eqT1} pu	
0.146		1.2	100	0.00146		0.012	

Con las reducciones hechas hasta este momento el parque adopta la configuración que se muestra en la siguiente figura.

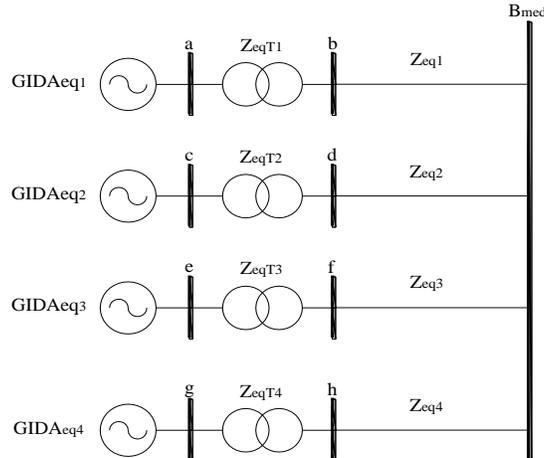


Fig. 3.17 Primera reducción del parque eólico

Para encontrar el equivalente final del parque, se utiliza la reducción paralelo en los cables y en los transformadores de la Fig. 3.17, las Tablas 3.5 y 3.6 muestran los cálculos y las impedancias equivalentes.

Tabla 3.5 Impedancia equivalente de cables Z_{eq}

Rama		Flujo de potencia en rama P_r MW	R pu	X pu	$P_r^2 R$	$P_r^2 X$
b	Bmed	10	0.0175	0.04375	1.75	4.375
d	Bmed	10	0.0175	0.04375	1.75	4.375
f	Bmed	10	0.0175	0.04375	1.75	4.375
h	Bmed	10	0.0175	0.04375	1.75	4.375
$\sum P_r^2 R$		$\sum P_r^2 X$	$(\sum P_{Gen})^2$		R_{eq} pu	X_{eq} pu
7		17.5	1600		0.004375	0.0109375

Tabla 3.6 Impedancia equivalente de transformadores Z_{eqT}

Rama		Flujo de potencia en rama P_r MW	S_T MVA	R_T pu	X_T pu	$P_r^2 R_T$	$P_r^2 X_T$
a	b	10	10.5	0.00146	0.012	0.146	1.2
c	d	10	10.5	0.00146	0.012	0.146	1.2
e	f	10	10.5	0.00146	0.012	0.146	1.2
g	h	10	10.5	0.00146	0.012	0.146	1.2
$\sum P_r^2 R_T$		$\sum P_r^2 X_T$	$(\sum P_{Gen})^2$	R_{eqT} pu		X_{eqT} pu	
0.584		4.8	1600	0.000365		0.003	

El equivalente correspondiente a la susceptancia de los cables se muestra en la Tabla 3.7, con este resultado y el obtenido de la Tabla 3.5, se puede utilizar una configuración π para representar el cable de la red interna del parque.

Tabla 3.7 Susceptancia equivalente del cable

Cable km	B_{eq} pu
18.944	0.024496

Con los equivalentes calculados de los generadores, transformadores y cables que conforman el parque, la Fig. 3.18 muestra el equivalente final del parque eólico interconectado a la red de prueba de 10 buses. El siguiente paso es simular los flujos de potencia considerando el parque completo y el parque equivalente, los resultados de esta simulación se presentan en las Tablas 3.8, 3.9 y 3.10.

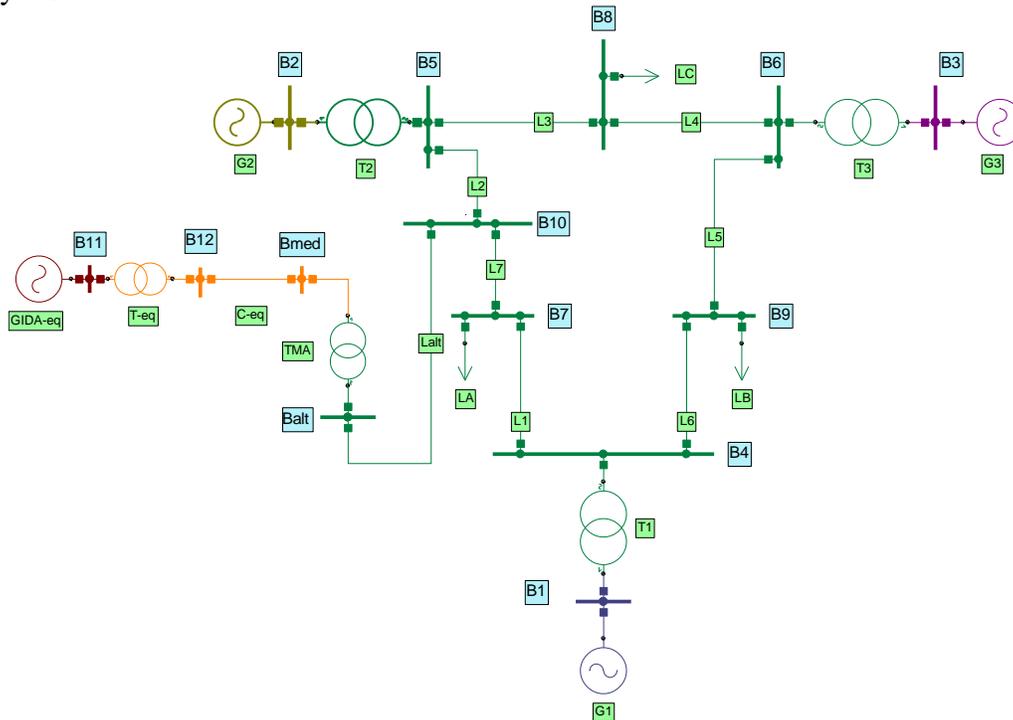


Fig. 3.18 Parque eólico equivalente interconectado a la red de prueba

Tabla 3.8 Voltajes obtenidos de la simulación

Red con parque completo				Red con parque equivalente			
Bus	Voltaje pu	Voltaje kV	Ángulo °	Bus	Voltaje pu	Voltaje kV	Ángulo °
B1	1.0400	17.160	0	B1	1.0400	17.160	0
B2	1.0250	18.450	12.9	B2	1.0250	18.450	12.9
B3	1.0250	14.145	7.3	B3	1.0250	14.145	7.3
B4	1.0220	235.059	-1	B4	1.0216	234.962	-1
B5	1.0232	235.342	7.3	B5	1.0226	235.203	7.3
B6	1.0310	237.137	4.6	B6	1.0308	237.090	4.6
B7	0.9891	227.487	-1.4	B7	0.9880	227.243	-1.4
B8	1.0136	233.133	3.9	B8	1.0132	233.028	3.9
B9	1.0088	232.025	-2	B9	1.0084	231.940	-2
B10	1.0092	232.124	3.9	B10	1.0077	231.770	3.9
Bmed	1.0030	35.106	6.2	Bmed	0.9997	34.989	6.3
Balt	1.0093	232.135	4	Balt	1.0076	231.766	4

Tabla 3.9 Flujos de potencia obtenidos de la simulación

Red con parque completo				Red con parque equivalente			
B-envío	B-recepción	P MW	Q MVAR	B-envío	B-recepción	P MW	Q MVAR
B4	B7	11.782	29.027	B4	B7	11.635	29.804
B7	B4	-11.629	-45.526	B7	B4	-11.477	-46.23
B5	B10	76.792	-3.241	B5	B10	76.691	-2.045
B10	B5	-75.888	-8.009	B10	B5	-75.786	-9.168
B5	B8	86.208	-1.788	B5	B8	86.309	-2.002
B8	B5	-85.601	-8.531	B8	B5	-85.701	-8.284
B6	B8	14.451	5.07	B6	B8	14.352	5.337
B8	B6	-14.399	-26.469	B8	B6	-14.299	-26.716
B6	B9	70.549	-17.687	B6	B9	70.648	-17.593
B9	B6	-68.722	-11.595	B9	B6	-68.815	-11.643
B4	B9	21.371	2.62	B4	B9	21.277	2.581
B9	B4	-21.278	-18.405	B9	B4	-21.185	-18.357
B7	B10	-113.371	-4.474	B7	B10	-113.523	-3.77
B10	B7	115.475	-0.218	B10	B7	115.638	-0.826
Balt	B10	39.601	-8.168	Balt	B10	39.867	-9.934
B10	Balt	-39.587	8.227	B10	Balt	-39.852	9.995
B1	B4	33.153	32.806	B1	B4	32.913	33.561
B4	B1	-33.153	-31.647	B4	B1	-32.913	-32.385
B2	B5	163	10.846	B2	B5	163	11.841
B5	B2	-163	5.029	B5	B2	-163	4.048
B3	B6	85	-8.546	B3	B6	85	-8.189

Tabla 3.10 Aportaciones de generadores obtenidas de la simulación

Red con parque completo			Red con parque equivalente		
Generador	P MW	Q MVAR	Generador	P MW	Q MVAR
G1	33.153	32.806	G1	32.913	33.561
G2	163	10.846	G2	163	11.841
G3	85	-8.576	G3	85	-8.189
<i>GIDA's</i>	40	-6.524	<i>GIDA-eq</i>	40	-10.416

Al comparar los resultados obtenidos de voltajes y de flujos de potencia, en las simulaciones de la red con parque completo y de la red con parque equivalente, se observa que son muy parecidos. Las variaciones obtenidas, se deben a las consideraciones que se realizaron para poder formular el modelo equivalente del parque eólico. Como fue, suponer que los generadores operan a factor de potencia unitario y suponer que la potencia reactiva generada por las capacitancias de los cables de la red interna de los parques, mantienen el voltaje de los buses de la red interna en 1 pu.

La mayor diferencia obtenida, es que los *GIDA's* absorben menos potencia reactiva, de la que absorbe el *GIDA-eq*. Sin embargo se puede observar en la Tabla 3.10, que para el caso de la red con parque completo, los generadores G1 y G2 inyectan menos potencia reactiva, de la que inyectan para el caso de la red con parque equivalente. Mientras que el generador G3 absorbe más potencia reactiva, de la que absorbe para el caso de la red con parque equivalente.

Esto se debe a que para el caso de la red con parque equivalente, la magnitud de voltaje en los buses que se presentan en la Tabla 3.8 disminuyen, con excepción de los buses B1, B2 y B3 que son buses de voltaje controlado por los generadores. Ya que no se presentan cambios en la cargabilidad o topología de la red, o en su defecto cambios en la potencia generada por el *GIDA'eq*, el decremento de los voltajes se debe a la impedancia del equivalente de la red interna del parque eólico, razón por la cual se presentan diferencias entre las potencias que inyectan los generadores G1, G2 y G3 para el caso de la red con parque equivalente.

Capítulo 4

Estabilidad de Voltaje

4.1 Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad de un sistema de potencia se refiere a la capacidad de éste para regresar a la operación normal o estable después de haber sido sometido a algún tipo de perturbación. Un grupo de trabajo del *IEEE/CIGRE* propuso varias definiciones relacionadas con la estabilidad de los sistemas de potencia [31], en la Fig. 4.1 se muestra la clasificación propuesta.

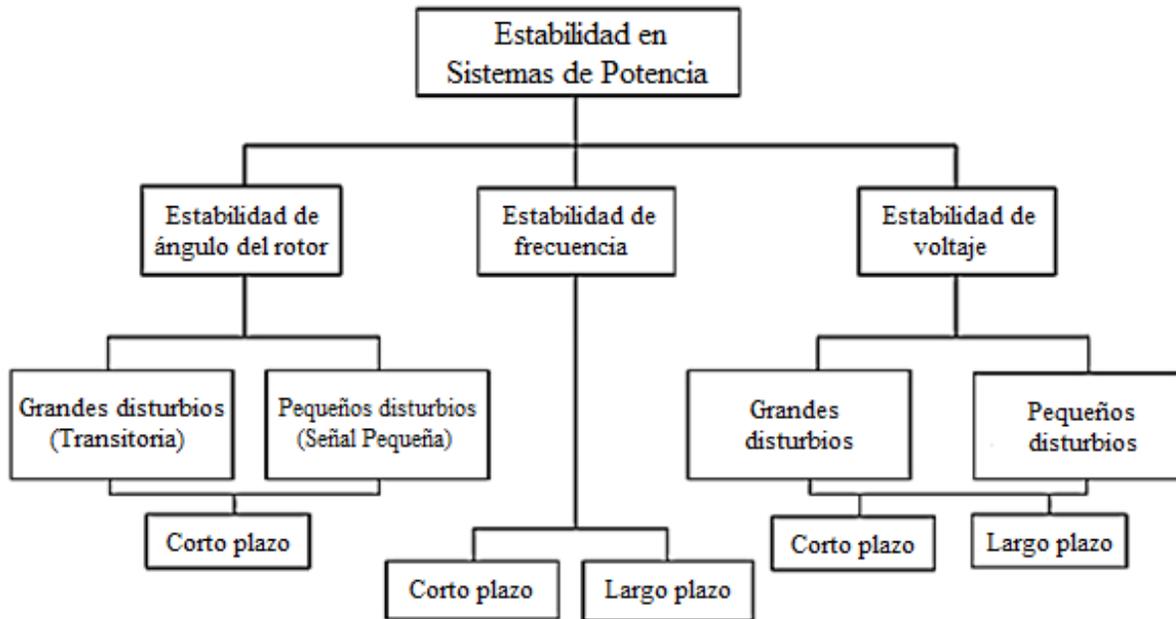


Fig. 4.1 Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia

La clasificación de la estabilidad en los sistemas de potencia que se muestra en la Fig. 4.1 se basa en las siguientes consideraciones [32]:

- La naturaleza física del problema de inestabilidad, indicado por la variable del sistema en la cual se puede observar la inestabilidad.

- El tamaño del disturbio, lo que influye en el método de cálculo y en la predicción de la estabilidad. Un disturbio es clasificado como pequeño si es posible analizar sus efectos utilizando un modelo lineal del sistema, en caso contrario se clasifica como un gran disturbio.
- El periodo de tiempo que hay que tomar en cuenta para evaluar la estabilidad.

Las siguientes definiciones pretenden explicar de manera general los principales problemas de estabilidad que se presentan en un sistema de potencia.

Estabilidad de ángulo del rotor: está relacionada con la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado, de mantener el sincronismo tras una perturbación. Esta capacidad depende de la habilidad para mantener o recuperar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada una de las máquinas síncronas del sistema. La inestabilidad se produce por un aumento en el ángulo de algunos generadores, que conduce a la pérdida de sincronismo con otros generadores [32].

Estabilidad de frecuencia: está relacionada con la capacidad de un sistema de potencia de mantener estable la frecuencia tras una perturbación severa, esto provoca como consecuencia un desequilibrio importante entre la generación y la carga. La inestabilidad se presenta en forma de oscilaciones severas de frecuencia, estas oscilaciones pueden provocar la desconexión de unidades de generación y/o carga [32].

Estabilidad de voltaje: se define como la capacidad de un sistema de potencia de mantener valores estables de voltaje (valores de voltaje dentro de límites previamente establecidos) en todos los buses del sistema, en condiciones normales de operación y tras ser sometido a una perturbación [31,32]. En las siguientes secciones del presente capítulo, se discutirá de manera más detallada este tipo de estabilidad

4.2 Estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad de voltaje también está relacionada con la capacidad de un sistema para mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la carga, después de producirse una perturbación; en algunas ocasiones a la estabilidad de voltaje suele llamársele estabilidad de carga.

La inestabilidad de voltaje provoca la caída progresiva del voltaje en algunos buses del sistema, provocando la pérdida de carga en un área determinada, disparo de líneas de transmisión o en otros elementos de protección, que conducen a interrupciones en cascada. Aunque la inestabilidad de voltaje es un problema local, puede afectar a todo el sistema, llegando incluso a producir un colapso de voltaje. Se conoce como colapso de voltaje al proceso mediante el cual la inestabilidad produce una excesiva caída de voltaje en una parte significativa del sistema.

La estabilidad de voltaje se puede clasificar en cuatro categorías dependiendo del tamaño del disturbio y del tiempo de estudio [31,32].

- i. Estabilidad de voltaje de grandes disturbios: se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes estables tras grandes perturbaciones, tales como cortocircuitos en el sistema, pérdidas de generación o contingencias en los circuitos de la red. Esta capacidad viene determinada por las características del sistema y de las cargas. El periodo de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos a decenas de minutos.
- ii. Estabilidad de voltaje de pequeños disturbios: se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes estables cuando se somete a pequeñas perturbaciones, tales como cambios incrementales en la carga del sistema.
- iii. Estabilidad de voltaje a corto plazo: involucra la dinámica de los componentes de acción rápida, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y reguladores automáticos de voltaje. El periodo de estudio de interés está en el orden de varios segundos, el análisis requiere de la solución de las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento del sistema.
- iv. Estabilidad de voltaje a largo plazo: involucra a los componentes de acción lenta, tales como transformadores con cambiadores de derivación, cargas controladas con termostato y limitadores de corriente de campo de generadores. El periodo de estudio de interés se extiende hasta varios minutos, en este marco de tiempo se considera que la mayoría de los elementos importantes en problemas de corto plazo han alcanzado sus condiciones de estado estacionario, por lo tanto éstos pueden ser representados por medio de ecuaciones algebraicas que definan el comportamiento del sistema.

4.3 Elementos del sistema para evaluar la estabilidad de voltaje

Al evaluar la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia hay que considerar el comportamiento de los siguientes elementos [31]:

Generadores: juegan un papel importante para proporcionar el suficiente soporte de potencia reactiva para el sistemas de potencia, siendo por tanto responsables en gran parte de mantener valores aceptables de voltaje en todo el sistema. La máxima potencia reactiva de salida del generador está limitada por la corriente de campo y por la corriente del estator, que se pueden conocer a través de la curva de capacidad del generador.

Redes de transmisión: la máxima carga que puede ser abastecida por los sistemas de potencia está limitada por la capacidad de las líneas de transmisión que lo componen. La capacidad máxima de las líneas de transmisión está condicionada por sus límites térmicos. Si el sistema opera alrededor de los límites máximos de operación de las líneas, esto puede provocar la desconexión de las mismas con la consiguiente sobrecarga del sistema, que puede causar la inestabilidad de voltaje.

Cargas: son un mecanismo clave para determinar la estabilidad de voltaje de los sistemas de potencia, ya que son las encargadas de dirigir las respuestas del voltaje en los buses. Existen muchos modelos de cargas que se pueden clasificarse en dinámicos y estáticos principalmente. Los modelos de cargas dinámicos suelen estar representados por ecuaciones diferenciales, mientras que para representar las cargas estáticas se emplean modelos de impedancia constante, corriente constante o potencia constante, conocidos como modelos *ZIP*. En los sistemas de potencia, las cargas se encuentran agregadas, de manera que el modelo de representación de una

carga será la combinación de los modelos de las cargas que las componen. Otro aspecto importante en el consumo de las cargas, es la utilización de transformadores con cambiadores de derivación, estos dispositivos tienen gran influencia en el restablecimiento de la potencia demandada por las cargas del sistema, gracias a su capacidad de mantener el voltaje en el lado de baja. El comportamiento del voltaje en el lado de alta se asemeja a los modelos de potencia constante, lo que puede agravar la inestabilidad de voltaje.

Compensadores: las variaciones de voltaje con respecto a sus valores nominales se deben principalmente a una carencia de potencia reactiva en el sistema. Los elementos de compensación de potencia reactiva instalados en el sistema mejoran los voltajes en los buses, reducen las corrientes en las líneas así como las pérdidas, además de mejorar la estabilidad de voltaje, por lo tanto resulta de suma importancia representar apropiadamente las características de los compensadores en estudios de estabilidad de voltaje.

4.4 Descripción del fenómeno de colapso de voltaje

En un evento que conduce a la pérdida de estabilidad de voltaje, se pueden identificar las siguientes fases [33]:

- a. El fenómeno comienza con una perturbación detonadora, típicamente la salida inesperada de una línea de transmisión, generador, transformador o equipo de compensación reactiva, esto produce la caída de voltaje en un sector del sistema. Al disminuir el voltaje, disminuye la disponibilidad de potencia reactiva entregada por las líneas y por los compensadores en derivación, así como aquella consumida por las cargas. Como resultado, se incrementa el flujo de reactivos por las líneas de transmisión en el entorno de la zona con bajos voltajes.
- b. Los transformadores con cambiadores derivación cercanos a las cargas comienzan a tratar de restaurar los voltajes, lo que tiende a llevar los consumos al nivel original. Pero al incrementar la potencia transferida, aumenta la corriente y las pérdidas reactivas, pudiéndose producir un efecto de reducción de voltaje en el extremo receptor donde se encuentran las cargas. De hecho, la acción del control de voltaje con los transformadores puede en algunos casos, empeorar los voltajes.
- c. Paralelamente, el regulador automático de voltaje de los generadores trata de sostener el voltaje en el extremo transmisor, lo que puede llevar a algunos de ellos a alcanzar su límite de entrega de potencia reactiva, ante lo cual los dispositivos de protección, tales como los limitadores de excitación máxima, reducen la elevada corriente de campo. Lo que provocará un déficit de potencia reactiva y que el voltaje en las cargas disminuya aún más.
- d. Se debe entonces optar por desconectar carga, si la reducción es lo suficientemente grande, el sistema se estabilizará, aunque con bajos voltajes. Pero si la reducción de carga no es significativa, el incremento de la corriente a través del sistema puede llegar a activar la operación de algunos de los relevadores de protección (sobrecorriente o distancia), desconectando líneas y/o transformadores (sin desconectar carga) e incrementando la caída de voltaje (aparte de debilitar al sistema). Si las desconexiones afectan a los generadores, habrá un déficit de potencia activa, lo que podría activar los relevadores de baja frecuencia y seguidamente desconectar algunas cargas.

- e. Si esta medida no estabiliza la frecuencia, el sistema podría entrar en inestabilidad de ángulo del rotor, y como resultado final se llegaría al colapso total del sistema.

4.5. Transferencia de potencia en un sistema de dos buses

Se considerará un sistema radial, formado por un generador conectado a un bus de carga a través de una línea de transmisión sin pérdidas por efecto joule como se muestra en la Fig. 4.2.

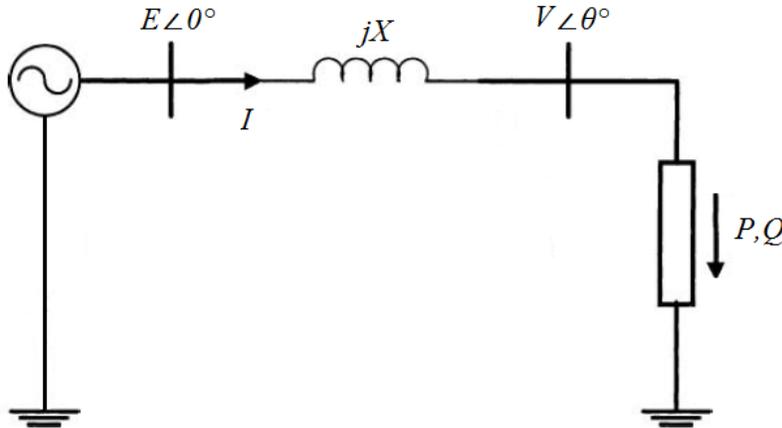


Fig. 4.2 Sistema radial de dos buses

Si los voltajes E y V se mantienen constantes, entonces la máxima transferencia de potencia ocurre con un ángulo (θ) de 90° . La relación entre θ y la potencia transferida (P) a través de la línea de transmisión se muestra en la Fig. 4.3.

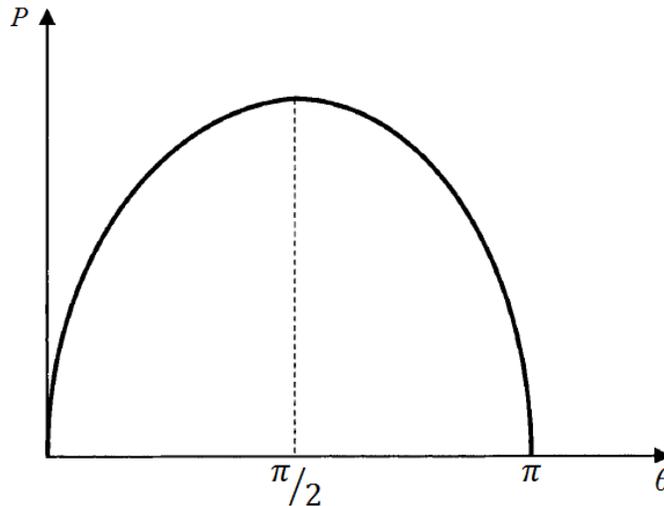


Fig. 4.3 Relación entre P y θ

Considerando que el generador puede mantener constante el voltaje en sus terminales, y que el voltaje en el bus de carga ya no es constante, la relación entre el voltaje del bus de carga y la transferencia de potencia a través de la línea de transmisión se muestra en la Fig. 4.4.

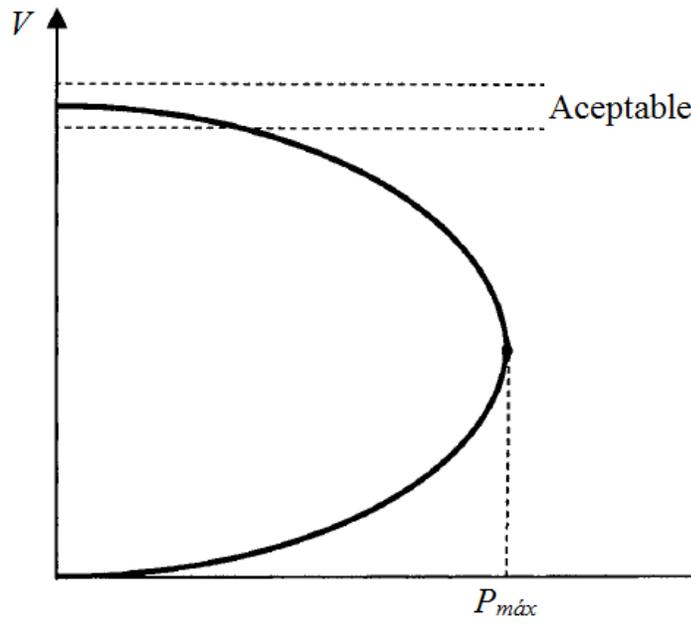


Fig. 4.4 Variación del voltaje en el bus de carga con respecto de P

Con el aumento de carga, el voltaje en el bus de carga disminuye, hasta alcanzar un valor crítico que corresponde a la máxima transferencia de potencia, esta máxima transferencia de potencia se relaciona con la inestabilidad de voltaje.

4.5.1 Derivación del voltaje crítico y de la potencia máxima

Para el sistema de la Fig. 4.2, el voltaje crítico y la potencia máxima pueden ser derivados con el siguiente análisis.

El voltaje en el bus de carga, así como la potencia consumida por la carga puede calcularse como:

$$S = \bar{V}\bar{I}^* = \bar{V} \left(\frac{\bar{E} - \bar{V}}{jX} \right)^* = \bar{V} \left(\frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} \right) = V \angle \theta \left(\frac{E \angle 0^\circ - V \angle -\theta}{-jX} \right) \quad (4.1)$$

Transformando el denominador de la potencia a la forma polar se tiene:

$$S = \frac{EV \angle \theta - V^2 \angle 0^\circ}{X \angle -90^\circ} = \frac{EV}{X} \angle (\theta + 90^\circ) - \frac{V^2}{X} \angle 90^\circ \quad (4.2)$$

Recordando que las relaciones de transformación de forma polar a rectangular son:

$$\begin{aligned} Z &= A \angle \alpha \\ Z &= a + jb \\ a &= A \cos \alpha \\ b &= A \sin \alpha \end{aligned} \quad (4.3)$$

Transformando (4.2) con (4.3):

$$S = \frac{EV}{X} (\cos(\theta + 90^\circ) + j \sin(\theta + 90^\circ)) - \frac{V^2}{X} (\cos 90^\circ + j \sin 90^\circ) \quad (4.4)$$

Utilizando las identidades trigonométricas (4.5), la ecuación (4.4) se puede expresar como (4.6):

$$\begin{aligned} \sin(x + y) &= \sin x \cos y + \cos x \sin y \\ \cos(x + y) &= \cos x \cos y - \sin x \sin y \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$S = \frac{EV}{X} ((\cos \theta \cos 90^\circ - \sin \theta \sin 90^\circ) + j(\sin \theta \cos 90^\circ + \cos \theta \sin 90^\circ)) - j \frac{V^2}{X} \quad (4.6)$$

Agrupando parte real y parte imaginaria de (4.6):

$$S = -\frac{EV}{X} \sin \theta + j \left(\frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \right) \quad (4.7)$$

De (4.7) se puede conocer la potencia activa y la potencia reactiva consumida por la carga.

$$\begin{aligned} P &= -\frac{EV}{X} \sin \theta \\ Q &= \frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Despejando las funciones trigonométricas de (4.8), y usando la identidad pitagórica de suma de senos y cosenos cuadrados se puede plantear (4.10).

$$\begin{aligned} \sin \theta &= -\frac{PX}{EV} \\ \cos \theta &= \frac{QX + V^2}{EV} \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\left(-\frac{PX}{EV} \right)^2 + \left(\frac{QX + V^2}{EV} \right)^2 = 1 \quad (4.10)$$

Desarrollando los cuadrados y simplificando se obtiene:

$$V^4 + V^2(2QX - E^2) + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (4.11)$$

Multiplicando ambos lados de (4.11) por $1/E^4$ se tiene:

$$\frac{V^4}{E^4} + \frac{V^2}{E^2} \left(\frac{2QX}{E^2} - \frac{E^2}{E^2} \right) + \frac{P^2 X^2}{E^4} + \frac{Q^2 X^2}{E^4} = 0 \quad (4.12)$$

Definiendo:

$$v = \frac{V}{E}, \quad p = \frac{PX}{E^2} \quad y \quad q = \frac{QX}{E^2} \quad (4.13)$$

Sustituyendo (4.13) en (4.12):

$$v^4 + v^2(2q - 1) + p^2 + q^2 = 0 \quad (4.14)$$

Sea ϕ el ángulo del factor de potencia de la carga, y sustituyendo $q = p \tan \phi$ en (4.14):

$$v^4 + v^2(2p \tan \phi - 1) + p^2 \sec^2 \phi = 0 \quad (4.15)$$

La ecuación (4.15) representa una ecuación cuadrática con respecto de v^2 , la solución de esta ecuación cuadrática está dada por:

$$v^2 = \frac{-(2p \tan \phi - 1)}{2} \pm \frac{\sqrt{(2p \tan \phi - 1)^2 - 4p^2 \sec^2 \phi}}{2} \quad (4.16)$$

El voltaje v tiene cuatro soluciones, de las cuales dos tienen un importante significado físico. Una de las dos soluciones de interés corresponde a un voltaje elevado (puntos de la curva por encima del voltaje crítico y de la potencia máxima), mientras que la segunda solución corresponderá a un voltaje pequeño (puntos de la curva por debajo del voltaje crítico y de la potencia máxima).

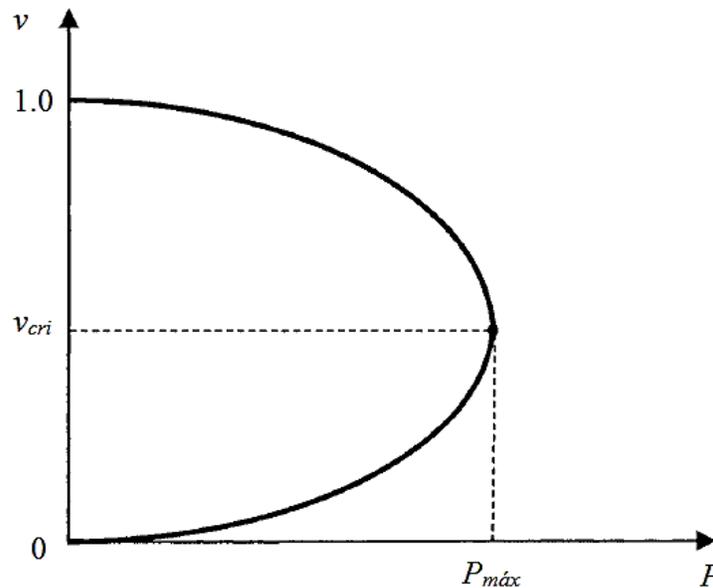


Fig. 4.5 Voltaje crítico y potencia máxima derivados de la solución de voltajes de la ecuación cuadrática

Si el discriminante de la ecuación (4.16) es cero, las dos soluciones de v^2 son reales e iguales, por lo que puede definir la condición de potencia máxima y de voltaje crítico, como se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 p_{\text{máx}} &= \frac{\cos \phi}{2(1 + \sin \phi)} \\
 v_{\text{cri}} &= \frac{1}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \sin \phi}}
 \end{aligned}
 \tag{4.17}$$

Para un factor de potencia unitario $\phi=0$, el voltaje crítico y la potencia máxima tendrán un valor de:

$$v_{\text{cri}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \quad y \quad p_{\text{máx}} = \frac{1}{2}
 \tag{4.18}$$

Si se desea conocer la relación entre θ y ϕ , para la condición de máxima potencia. Se puede derivar de la siguiente forma, se sabe que:

$$\cos^2 \theta = 1 - \sin^2 \theta
 \tag{4.19}$$

Usando las ecuaciones (4.8) y (4.13), se puede plantear que:

$$\sin \theta = -\frac{p_{\text{máx}}}{v_{\text{cri}}}
 \tag{4.20}$$

Sustituyendo (4.20) en (4.19) y considerando $p_{\text{máx}}$ y v_{cri} de (4.17), se obtiene la siguiente relación:

$$\cos \theta = \sqrt{1 + \sin \phi}
 \tag{4.21}$$

Con la relación anterior, se puede determinar la potencia máxima y el voltaje crítico en función del ángulo θ del voltaje del bus de carga.

4.5.2 Voltaje crítico y potencia máxima a través del análisis del jacobiano

Para el sistema de potencia de dos buses de la Fig. 4.2, las ecuaciones de flujo de potencia son (4.8), estas ecuaciones se pueden plantear de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 0 &= P + \frac{EV}{X} \sin \theta = f_1(E, V, \theta) \\
 0 &= Q + \frac{V^2}{X} - \frac{EV}{X} \cos \theta = f_2(E, V, \theta)
 \end{aligned}
 \tag{4.22}$$

El jacobiano estará dado por:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \theta} & \frac{\partial f_1}{\partial V} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \theta} & \frac{\partial f_2}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{EV}{X} \cos \theta & \frac{E}{X} \sin \theta \\ \frac{EV}{X} \sin \theta & \frac{2V}{X} - \frac{E}{X} \cos \theta \end{bmatrix}
 \tag{4.23}$$

Calculando el determinante del jacobiano se obtiene:

$$\det[J] = \frac{2EV^2}{X^2} \cos \theta - \frac{E^2V}{X^2} \tag{4.24}$$

Igualando el determinante del jacobiano a cero para analizar la singularidad se obtiene:

$$\cos \theta = \frac{1}{2 \left(\frac{V}{E}\right)} = \frac{1}{2v_{cri}} \tag{4.25}$$

Con esta relación se puede obtener el voltaje crítico, en función del ángulo θ del voltaje del bus de carga. De manera general se puede decir que el jacobiano es singular en el punto de voltaje crítico y potencia máxima, por lo que bajo esta condición de operación el sistema puede presentar inestabilidad de voltaje. Esto da lugar a problemas de convergencia si se aplica el método tradicional de Newton-Raphson para resolver las ecuaciones de flujos de potencia [31].

4.6 Relaciones potencia-voltaje

La ecuación (4.16) como ya se mencionó anteriormente representa una ecuación cuádrlica con respecto de v^2 , por lo que la solución de v puede expresarse como:

$$v = \sqrt{\frac{1}{2} - p \tan \phi \pm \sqrt{\frac{1}{4} - p^2 - q}} \tag{4.26}$$

En el espacio, la ecuación (4.26) define una superficie como la que se muestra en la Fig. 4.6. La superficie se encuentra en la zona definida por los planos p - v , q - v y p - q

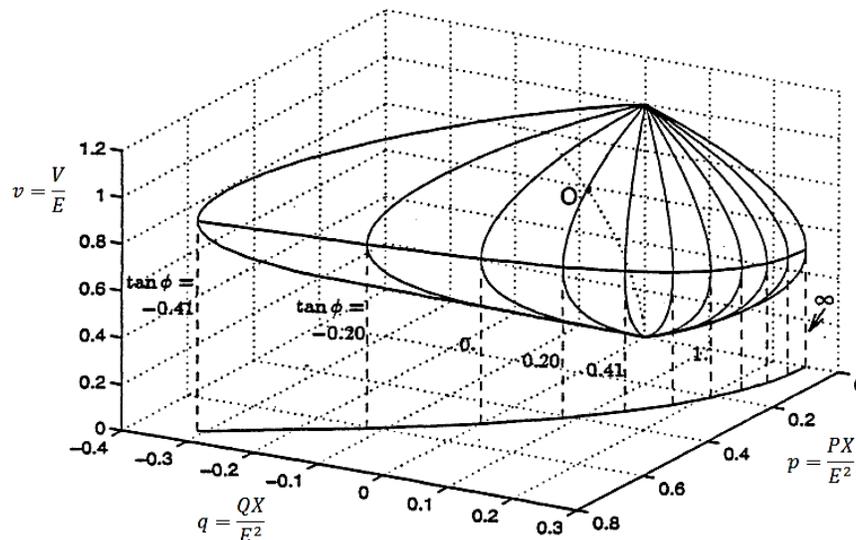


Fig. 4.6 Superficie de las relaciones p - v - q

La parte superior de la superficie corresponde a un voltaje elevado, mientras que la parte inferior corresponde al voltaje pequeño. En el “ecuador” de la superficie se definen los puntos críticos de operación (voltaje crítico y potencia máxima) [34].

La proyección sobre el plano $p-q$ define una parábola, para la cual los puntos que están dentro de ella corresponderán a puntos que dan solución a las ecuaciones de flujos de potencia, esta parábola define la zona para la cual existe solución real de la ecuación (4.26) como se muestra en la Fig. 4.7 [35].

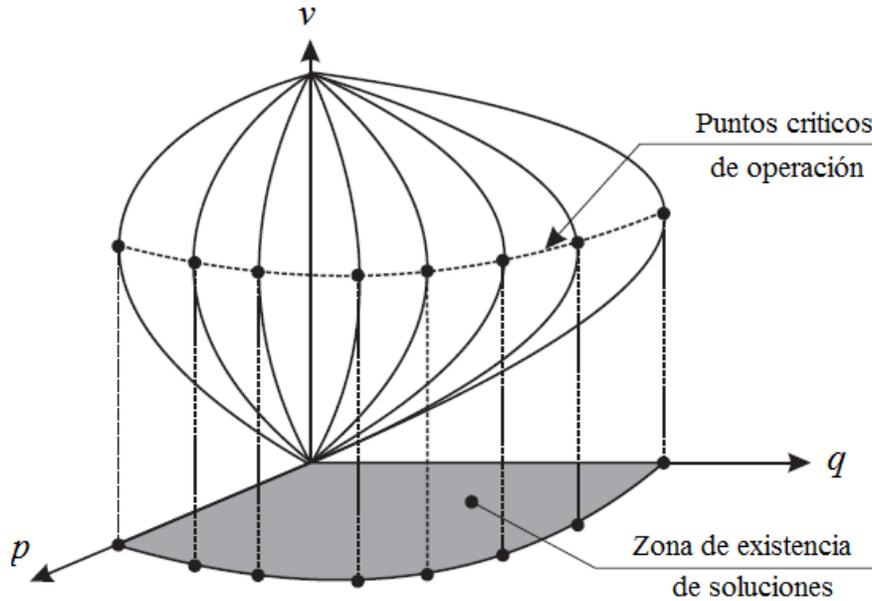


Fig. 4.7 Parábola proyectada sobre el plano $p-q$

Los “meridianos” dibujados con líneas continuas de la Fig. 4.6, corresponden a las intersecciones con los planos verticales $q=p \tan \phi$, para variaciones de ϕ de $-\pi/8$ a $\pi/2$ con incrementos de $\pi/16$. Proyectando estos meridianos en el plano $p-v$ proporciona las curvas del voltaje en función de la potencia activa, para diversos valores de $\tan \phi$. Estas curvas generalmente se conocen como curvas PV o curvas de “nariz”. Las cuales juegan un papel importante en la comprensión y explicación del fenómeno de inestabilidad de voltaje [34]. De manera similar la proyección de los “meridianos” en el plano $q-v$ proporciona las curvas VQ. Se considera que para obtener las curvas PV la potencia reactiva será constante, mientras que para obtener las curvas VQ la potencia activa será constante.

4.7 Características de las curvas PV y VQ

Las formas más lentas de inestabilidad de voltaje se analizan con frecuencia como problemas de estado estacionario; las simulaciones de flujos de potencia son el método primario de estudio. Se simulan los estados instantáneos “snapshots” o “fotografías del sistema”, después de una perturbación o durante el aumento de carga. Además de los flujos de potencia después de la perturbación, se utilizan otros dos métodos basados en flujos de potencia, que son las curvas PV y VQ [36]. Estas curvas determinan los límites de cargabilidad del sistema en estado estacionario, los cuales están relacionados con la estabilidad de voltaje.

4.7.1 Curvas PV

Las curvas PV son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de voltaje en el estudio de sistemas radiales. Este método es también utilizado para grandes redes malladas donde P es la carga total en un área y V es el voltaje en un bus crítico o representativo. P también puede ser la potencia transferida a través de una línea o enlace de interconexión. Puede graficarse el voltaje en varios buses. Una desventaja en este tipo de curvas es que en la simulación de flujos de potencia, va a divergir en el punto cercano a la “nariz” o en el punto de máxima potencia sobre la curva. Otra desventaja es el hecho de que la generación tiene que ser re-despachada realísticamente conforme la carga del área se incrementa [4,34]. La Fig. 4.8 muestra una familia de curvas PV a diferentes factores de potencia para el sistema de dos buses de la Fig. 4.2.

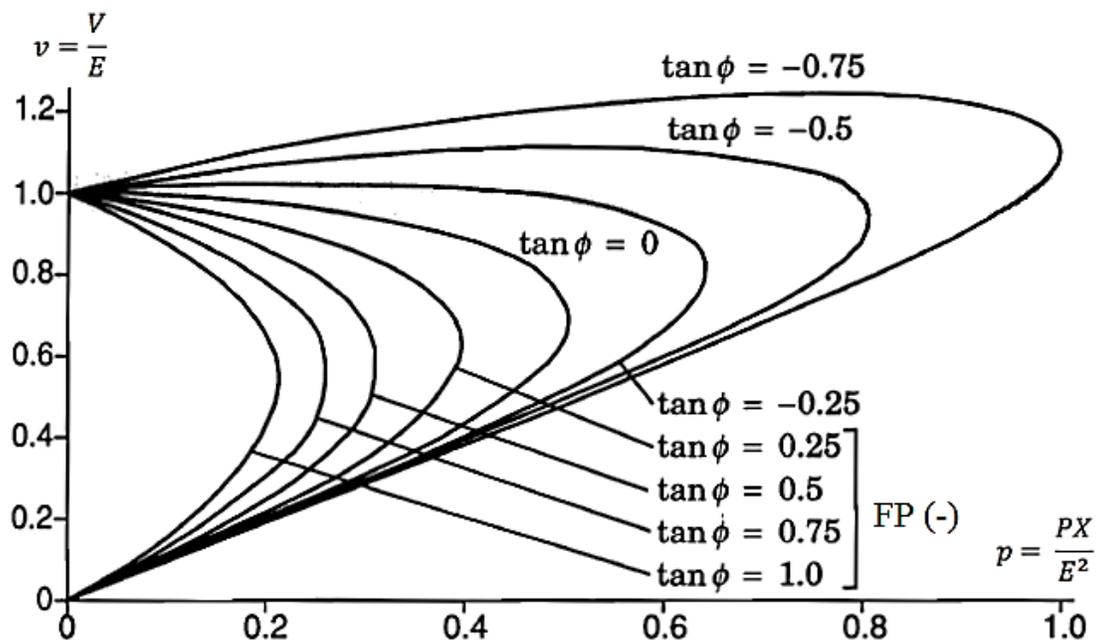


Fig. 4.8 Familia de curvas PV

Las siguientes observaciones pueden hacerse con respecto a las curvas de la Fig. 4.8 [34]:

- Para una potencia de carga determinada hay dos soluciones de voltaje, una de ellas con un voltaje elevado (corriente pequeña) que corresponde a los puntos por encima del punto crítico (parte superior de la curva) y la otra con un voltaje pequeño (corriente elevada) que corresponde a los puntos por debajo del punto crítico (parte inferior de la curva). La solución con un voltaje elevado corresponde a condiciones normales de operación, con un valor de voltaje V cercano al voltaje E . Esto quiere decir que una solución proporcionara un voltaje estable y la otra uno inestable.
- A medida que la carga es compensada (que corresponde a valores pequeños de $\tan \phi$) se incrementa la potencia máxima. Sin embargo, el voltaje también se incrementa, esta situación es peligrosa en el sentido de que en el punto de capacidad de transferencia máxima se pueden alcanzar voltajes cercanos a los valores normales de operación. Por lo que para un alto grado de compensación y una potencia de carga cercana al valor

máximo, las dos soluciones de voltaje estarán cercanas una de la otra, esto dificultara decidir cuál de las soluciones corresponderá a una solución de voltaje estable.

- Para cargas sobre compensadas ($\tan \phi < 0$), en la parte superior de la curva PV el voltaje aumenta con incrementos en la potencia de carga, esto se debe al valor negativo de $\tan \phi$, ya que mientras más potencia activa sea consumida por la carga, se necesita más potencia reactiva.

4.7.2 Curvas VQ

Para grandes redes malladas, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujo de potencia. Las curvas VQ grafican el voltaje en un bus crítico o de prueba contra la potencia reactiva en el mismo bus. Un capacitor síncrono ficticio es utilizado como artificio para representar la inyección de potencia reactiva en el bus de prueba. En términos de un programa de flujos de potencia, el bus de prueba es convertido en un “bus PV” sin límites de potencia reactiva. Las simulaciones de flujos de potencia son efectuadas para una serie de voltajes asignados al capacitor síncrono, de esta forma la potencia reactiva entregada por el capacitor síncrono es graficada contra los voltajes asignados. La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el bus de prueba, el punto de operación se encontraría en el valor cero de potencia reactiva, lo cual corresponde a remover el capacitor síncrono ficticio [4,34]. La Fig. 4.9 muestra una familia de curvas VQ (a diferentes valores de potencia activa) para el sistema de dos buses de la Fig. 4.2

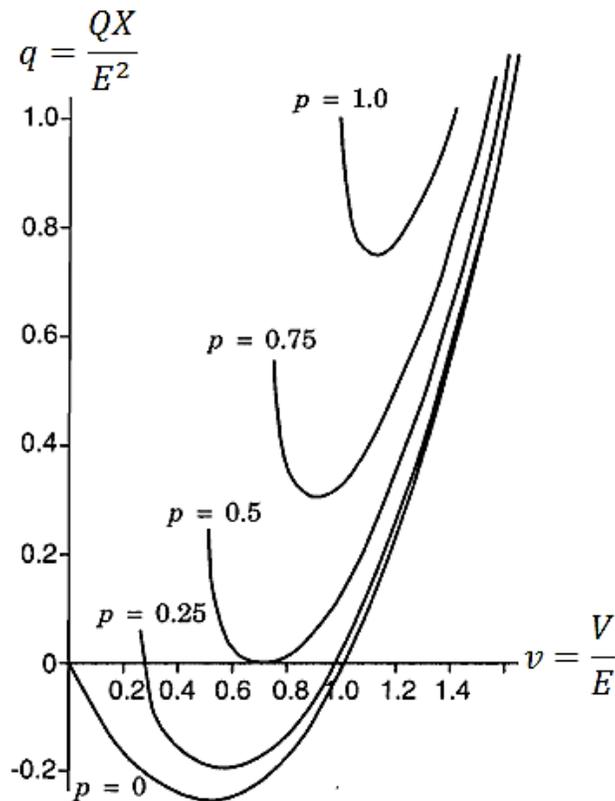


Fig. 4.9 Familia de curvas VQ

Estas curvas son frecuentemente llamadas curvas QV sin embargo, es importante señalar que al emplear la terminología VQ se hace énfasis que el voltaje es la variable independiente. Las curvas VQ tienen varias ventajas como [4]:

- La seguridad del voltaje está muy relacionada con la potencia reactiva, por lo que las curvas VQ mostrarán la cantidad necesaria de potencia reactiva para obtener un nivel específico de voltaje. El punto mínimo de la curva es el punto crítico, es decir, todos los puntos a la izquierda del punto crítico (parte izquierda de la curva) son inestables. Asimismo, todos los puntos a la derecha del punto crítico (parte derecha de la curva) son estables. Si el punto crítico de la curva, está por encima del eje horizontal, el sistema es deficiente de potencia reactiva, pero si el punto crítico está por debajo del eje horizontal el sistema tiene un margen de potencia reactiva (Fig. 4.10a).
- Las curvas VQ pueden ser calculadas en punto a lo largo de la curva PV para analizar la robustez del sistema.
- Las características de compensación reactiva en derivación del bus de prueba (capacitor, SVC o capacitor síncrono), pueden ser dibujadas directamente en la curva VQ . El punto de operación es la intersección de la característica VQ del sistema y de la característica de la compensación reactiva (Fig. 4.10b). Esto es de utilidad debido a que la compensación reactiva es a menudo la solución para los problemas de estabilidad de voltaje.
- La pendiente de la curva VQ indica la robustez del bus de prueba (el ΔV para un ΔQ).
- Para mayor comprensión, la potencia reactiva de los generadores puede ser dibujada en la misma gráfica. Cuando los generadores cercanos alcanzan sus límites de VAR, la pendiente de la curva será menos pronunciada y se acercará a la parte inferior de la curva.

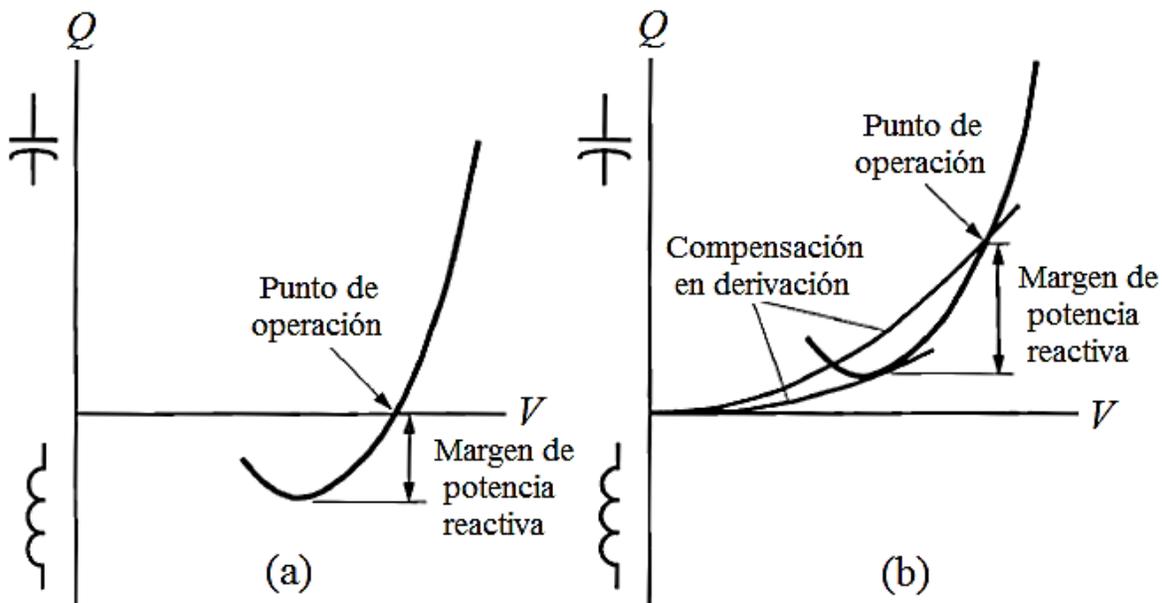


Fig. 4.10 Márgenes de potencia reactiva

Desde el punto de vista computacional el artificio del nodo PV minimiza los problemas de divergencia de los flujos de potencia. De este modo, pueden ser obtenidas soluciones incluso por

el lado izquierdo de la curva. La divergencia ocurre solamente cuando los voltajes en los buses alejados del bus PV, son arrastrados a valores muy bajos. Las necesidades de re-asignación de generación son mínimas debido a que los únicos cambios en la potencia activa, son provocados por los cambios en las pérdidas [4].

4.8 Análisis de estabilidad de voltaje usando métodos estáticos

El análisis de estabilidad de voltaje del sistema comprende analizar los aspectos siguientes [36,37]:

- Proximidad a la inestabilidad de voltaje: la cercanía del sistema a la inestabilidad de voltaje se puede medir en función de cantidades físicas, como nivel de carga, flujo de potencia activa por una interfaz crítica y la reserva de potencia reactiva. Deben considerarse las posibles contingencias, como interrupciones o cortes en líneas, pérdida de una unidad generadora o una fuente de potencia reactiva.
- Mecanismos de inestabilidad de voltaje: ¿cómo y por qué sucede la inestabilidad de voltaje?, ¿cuáles son los factores principales que conducen a la inestabilidad?, ¿cuáles son las áreas propensas a presentar inestabilidad de voltaje? y ¿cuáles son las formas más efectivas para mejorar la inestabilidad de voltaje?

Las técnicas de análisis estático permiten examinar una amplia gama de condiciones del sistema y pueden describir la naturaleza del problema, indicando los principales factores causantes. El análisis dinámico es útil para llevar a cabo el estudio detallado de situaciones de inestabilidad de voltaje específicas, coordinación de protecciones y controles, así como las pruebas de las medidas correctivas. Además, con las simulaciones dinámicas se podrá determinar la evolución del sistema para que esté alcance el régimen estacionario y como sucederá esto. A continuación se describen de manera general las técnicas dinámicas y estáticas para analizar la estabilidad de voltaje.

i) Análisis dinámico [36]: La estructura general del modelo del sistema para el análisis de estabilidad de voltaje es semejante a la del análisis de estabilidad transitoria. Las ecuaciones generales del sistema se pueden expresar de la siguiente forma:

$$[\dot{X}] = f(X, V) \quad (4.27)$$

Y un conjunto de ecuaciones algebraicas:

$$[I(X, V)] = [Y][V] \quad (4.28)$$

Con un conjunto de condiciones iniciales conocidas (X_0, V_0) , donde:

[X]: vector de estado del sistema.

[V]: vector de voltaje de los buses.

[I]: vector de inyección de corrientes.

[Y]: matriz de admitancias nodales de la red.

La ecuación (4.27) se puede resolver en el dominio del tiempo al emplear algún método de integración numérica, mientras que la ecuación (4.28) se puede resolver utilizando los métodos de análisis de flujos de potencia, con estas herramientas se puede evaluar la estabilidad de voltaje del sistema de manera dinámica.

ii) Análisis estático [36]: El método estático captura “*snapshots*” de las condiciones del sistema en varios marcos de tiempo. En cada uno de estos marcos se supone que $[\dot{X}]$ es cero de la ecuación (4.28) y que las variables de estado asumen valores adecuados para el marco específico de tiempo. Así las ecuaciones generales del sistema se reducen a ecuaciones puramente algebraicas que permiten usar técnicas de análisis estático.

En el análisis estático se determina la estabilidad de voltaje al calcular las curvas PV y VQ para ciertos buses seleccionados. En las publicaciones han aparecido técnicas como el análisis de sensibilidad VQ y el análisis modal. Estos métodos proporcionan información relacionada con la estabilidad de voltaje desde una perspectiva a nivel de todo el sistema, así como también poder identificar áreas con problemas potenciales.

4.8.1 Análisis de sensibilidad VQ

Un sistema es estable en términos de voltaje para una condición de operación determinada, si para cada bus del sistema la magnitud de voltaje aumenta a medida que la inyección de potencia reactiva en el mismo bus se incrementa. Un sistema es inestable en términos de voltaje si por lo menos en un bus del sistema la magnitud de voltaje disminuye a medida que la inyección de potencia reactiva en el bus se incrementa. En otras palabras, un sistema es estable en términos de voltaje si la sensibilidad VQ es positiva en todos los buses, e inestable si la sensibilidad VQ es negativa en al menos un bus [7].

Recordando que las ecuaciones linealizadas de estado estacionario de un sistema de potencia están dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Dónde:

$[\Delta P]$: Cambio incremental en la potencia activa del bus.

$[\Delta Q]$: Cambio incremental en la potencia reactiva del bus.

$[\Delta\theta]$: Cambio incremental en el ángulo de voltaje del bus.

$[\Delta V]$: Cambio incremental en la magnitud de voltaje del bus.

Los elementos de la matriz jacobiana proporcionan la sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios de voltaje en el bus.

Si se utiliza el modelo convencional de flujos de potencia para el análisis de la estabilidad de voltaje, la matriz jacobiana (4.29) será la misma matriz jacobiana utilizada cuando se resuelven las ecuaciones de flujo de potencia utilizando el método de Newton-Raphson.

La estabilidad de voltaje de un sistema es afectada tanto por la potencia activa como por la potencia reactiva. Sin embargo, en cada punto de operación se puede mantener constante la potencia activa y evaluar la estabilidad de voltaje considerando las relaciones incrementales entre la potencia reactiva y el voltaje. Esto es análogo al procedimiento utilizado para la construcción de la curva VQ. A pesar de que los cambios incrementales de potencia activa son despreciados en la formulación, los efectos de los cambios de carga en el sistema o los niveles de transferencia de potencia, son tomados en cuenta mediante el estudio de las relaciones incrementales entre la potencia reactiva y el voltaje en diferentes condiciones de operación.

Basado en las consideraciones anteriores, sea $[\Delta P]=0$, la ecuación (4.29) adopta la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

De la cual se plantean las siguientes dos ecuaciones:

$$\begin{aligned} 0 &= [J_{P\theta}][\Delta\theta] + [J_{PV}][\Delta V] \\ \Delta Q &= [J_{Q\theta}][\Delta\theta] + [J_{QV}][\Delta V] \end{aligned} \quad (4.31)$$

Despejando $[\Delta\theta]$ de la primera ecuación de (4.31) se obtiene:

$$\begin{aligned} [J_{P\theta}][\Delta\theta] &= -[J_{PV}][\Delta V] \\ [J_{P\theta}]^{-1}[J_{P\theta}][\Delta\theta] &= -[J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V] \\ \Delta\theta &= -[J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V] \end{aligned} \quad (4.32)$$

Sustituyendo (4.32) en la segunda ecuación de (4.31):

$$\begin{aligned} \Delta Q &= -[J_{Q\theta}][J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V] + [J_{QV}][\Delta V] \\ \Delta Q &= ([J_{QV}] - [J_{Q\theta}][J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}])[\Delta V] \\ \Delta Q &= [J_R][\Delta V] \end{aligned} \quad (4.33)$$

Dónde:

$$[J_R] = [J_{QV}] - [J_{Q\theta}][J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}] \quad (4.34)$$

$[J_R]$ es conocida como la matriz jacobiana reducida del sistema, la ecuación (4.33) se puede escribir como:

$$[\Delta V] = [J_R]^{-1}[\Delta Q] \quad (4.35)$$

La matriz $[J_R]$ relaciona directamente el voltaje y la inyección de potencia reactiva en los buses del sistema. Eliminando la potencia activa y el ángulo que forman parte de las ecuaciones de estado estacionario del sistema, se permite centrar el estudio en la demanda de reactivos del sistema. Los elementos de la matriz $[J_R]^{-1}$ representan las sensibilidades VQ de los buses del sistema, los elementos que forman la diagonal principal de esta matriz representan las sensibilidades propias, mientras que los elementos fuera de la diagonal principal representan las sensibilidades mutuas [7,37].

La sensibilidad VQ en un bus representa la pendiente de la curva VQ en un punto de operación determinado. Una sensibilidad VQ positiva es indicativo de un punto de operación estable; entre menor sea la sensibilidad más estable es el sistema. A medida que la estabilidad disminuye la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el límite de estabilidad (máxima cargabilidad). De manera contraria, una sensibilidad VQ negativa es indicativo de un punto de operación inestable. Una sensibilidad negativa pequeña representa un punto de operación muy inestable [7,37].

4.8.2 Análisis modal

El enfoque del análisis modal tiene la ventaja adicional con respecto al análisis de sensibilidad VQ de proporcionar información relacionada con los mecanismos de inestabilidad de voltaje. Las características de estabilidad de voltaje se pueden identificar al calcular los valores y los vectores característicos de la matriz jacobiana reducida $[J_R]$ definida por la ecuación (4.34).

Este método se basa en la suposición de que la matriz $[J_R]$ es simétrica. Si se desprecia la resistencia de líneas de transmisión y transformadores, así como el efecto de los transformadores con cambiadores de fase, la matriz de admitancia nodal será simétrica por lo que la matriz $[J_R]$ también será simétrica [35,37].

Los valores característicos de la matriz $[J_R]$ son los n parámetros escalares λ que satisfacen la ecuación característica:

$$\det([J_R] - \lambda[I]) = 0 \quad (4.36)$$

Para cada valor característico λ_i existe un vector columna $[\zeta_i]$ de orden $n \times 1$, denominado vector característico derecho que satisface la siguiente condición:

$$[J_R][\zeta_i] = \lambda_i[\zeta_i] \quad (4.37)$$

De forma análoga, para cada valor característico λ_i existe un vector fila $[n_i]$ de orden $1 \times n$, denominado vector característico izquierdo que satisface la siguiente condición:

$$[n_i][J_R] = \lambda_i[n_i] \quad (4.38)$$

Los vectores característicos derecho e izquierdo correspondientes a diferentes valores característicos tienen la propiedad de ser ortogonales. En otras palabras, si λ_i no es igual a λ_j , se cumple que:

$$[n_j][\zeta_i] = 0 \quad (4.39)$$

Sin embargo, en el caso de que los vectores característicos correspondan al mismo valor característico se tiene que:

$$[n_i][\zeta_i] = C_i \quad (4.40)$$

Donde C_i es una constante diferente de cero, sin embargo es práctica común normalizar los vectores característicos derecho e izquierdo de tal manera que:

$$[n_i][\zeta_i] = 1 \quad (4.41)$$

Los valores y vectores característicos son denominados propiedades características de una matriz. Con la finalidad de expresar las propiedades características de la matriz $[J_R]$ en forma resumida es conveniente definir las siguientes matrices modales:

$$[\xi] = [[\zeta_1] \quad [\zeta_2] \quad \cdots \quad [\zeta_n]] \quad (4.42)$$

$$[\eta] = [[n_1]^T \quad [n_2]^T \quad \cdots \quad [n_n]^T]^T \quad (4.43)$$

$$[\Lambda] = \text{diag}[\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \cdots \quad \lambda_n] \quad (4.44)$$

Cada una de las matrices $[\xi]$, $[\eta]$ y $[\Lambda]$ son de orden $n \times n$. En términos de estas matrices, las ecuaciones (4.38) y (4.41) pueden ser expresadas de la siguiente forma respectivamente.

$$[\eta][J_R] = [\Lambda][\eta] \quad (4.45)$$

$$[\eta][\xi] = [I] \quad (4.46)$$

Despejando $[\eta]$ de la ecuación (4.46):

$$[\eta] = [\xi]^{-1} \quad (4.47)$$

Despejando $[J_R]$ de (4.45) y utilizando (4.47) se obtiene:

$$\begin{aligned} [\eta]^{-1}[\eta][J_R] &= [\eta]^{-1}[\Lambda][\eta] \\ [J_R] &= [\xi][\Lambda][\eta] \end{aligned} \quad (4.48)$$

Dónde:

$[\xi]$: matriz de vectores característicos normalizados derechos de $[J_R]$.

$[\eta]$: matriz de vectores característicos normalizados izquierdos de $[J_R]$.

$[\Lambda]$: matriz diagonal de valores característicos de $[J_R]$.

De la ecuación (4.48) se puede plantear que:

$$[J_R]^{-1} = [\xi][\Lambda]^{-1}[\eta] \quad (4.49)$$

La existencia de la inversa de la matriz $[J_R]$, se puede analizar a través del cálculo del determinante de la matriz $[J]$, mediante el uso de la fórmula de Schur [38].

$$\det[J] = \det[J_{P\theta}] \cdot \det[J_R] \quad (4.50)$$

De lo que se concluye que la matriz $[J]$ será singular cuando las matrices $[J_{P\theta}]$ o $[J_R]$ sean singulares. Si no hay problemas de estabilidad de ángulo del rotor ($\det[J_{P\theta}] \neq 0$), la matriz $[J]$ será singular, sólo si $[J_R]$ es singular [38,39]. Por lo tanto, la matriz $[J_R]$ tendrá inversa si el determinante de la matriz $[J]$ es distinto de cero. Si la condición anterior se cumple, se asegura que no se presentarán valores característicos con valor cero en la matriz $[J_R]$, ya que el producto de los valores característicos de una matriz es igual a su determinante.

Continuando con el análisis, sustituyendo (4.49) en (4.35) se obtiene:

$$[\Delta V] = [\xi][\Lambda]^{-1}[\eta][\Delta Q] = \sum_{i=1} \lambda_i^{-1} [\xi_i][\eta_i][\Delta Q] \quad (4.51)$$

Cada valor característico λ_i y los correspondientes vectores característicos asociados $[\xi_i]$ y $[\eta_i]$ definen el i -ésimo modo de variación VQ del sistema de potencia.

Premultiplicando ambos lados de (4.51) por $[\xi]^{-1}$ y considerando (4.47) se tiene:

$$\begin{aligned} [\xi]^{-1}[\Delta V] &= [\xi]^{-1}[\xi][\Lambda]^{-1}[\eta][\Delta Q] \\ [\xi]^{-1}[\Delta V] &= [\Lambda]^{-1}[\eta][\Delta Q] \\ [\eta][\Delta V] &= [\Lambda]^{-1}[\eta][\Delta Q] \end{aligned} \quad (4.52)$$

De (4.52) se puede definir:

$$[v_{mod}] = [\Lambda]^{-1}[q_{mod}] \quad (4.53)$$

Dónde:

$[v_{mod}] = [\eta][\Delta V]$: es el vector de variaciones de voltajes modales.

$[q_{mod}] = [\eta][\Delta Q]$: es el vector de variaciones de potencias reactivas modales.

La diferencia entre las ecuaciones (4.35) y (4.53) es que la matriz $[\Lambda]^{-1}$ es una matriz diagonal, mientras que la matriz $[J_R]^{-1}$, en general, no es diagonal. La ecuación (4.53) representa ecuaciones desacopladas de primer orden, por lo que esta ecuación puede expresarse como:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ \vdots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_3 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_3 \\ \vdots \\ q_n \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

Por lo tanto, para el i -ésimo modo se tiene que:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (4.55)$$

En este sentido la magnitud de λ_i determina el grado de estabilidad del i -ésimo voltaje modal.

El valor característico λ_i positivo más pequeño indica como el i -ésimo voltaje modal está más cercano a ser inestable [7,37].

Por lo que:

- Si $\lambda_i > 0$, el i -ésimo voltaje modal y la i -ésima variación de potencia reactiva modal están en la misma dirección, indicando que el sistema es estable en términos de voltaje.
- Si $\lambda_i < 0$, el i -ésimo voltaje modal y la i -ésima variación de potencia reactiva modal están en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable en términos de voltaje.
- Si $\lambda_i = 0$, el i -ésimo voltaje modal colapsaría debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal provoca cambios infinitos en el voltaje modal.

Si se desean examinar las relaciones entre las sensibilidades VQ de los buses y los valores característicos de $[J_R]$; de la ecuación (4.51), se puede suponer que $[\Delta Q] = [e_k]$, si los elementos de $[e_k]$ son iguales a cero, excepto el k -ésimo elemento el cual es uno. Se tiene entonces que:

$$[\Delta V] = \sum_{i=1} \lambda_i^{-1} \eta_{ik} [\xi_i] \quad (4.56)$$

Donde η_{ik} es el k -ésimo elemento $[\eta_i]$.

Por lo que la sensibilidad VQ en el bus k está dada por:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_{i=1} \lambda_i^{-1} \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (4.57)$$

De la ecuación anterior se puede observar que las sensibilidades VQ no pueden identificar modos individuales de inestabilidad de voltaje, en cambio estas proporcionan información con respecto a los efectos combinados de todos los modos de las variaciones de voltaje-potencia reactiva [37].

La magnitud de los valores característicos puede proporcionar una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. Sin embargo los valores característicos no indican una medida absoluta debido a la no linealidad del problema. La aplicación del análisis modal ayuda a determinar qué tan estable es el sistema y cuanta carga extra o nivel de transferencia de potencia puede ser agregado. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal resulta muy útil para identificar las áreas críticas en estabilidad de voltaje y los elementos que participan en cada modo [37].

4.8.2.1 Factores de participación de buses

La participación relativa del bus k en el modo i está dada por el factor de participación de bus determinado por:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (4.58)$$

De la ecuación (4.58), se puede observar que P_{ki} determina la contribución de λ_i a la sensibilidad VQ en el bus k . Los factores de participación de buses determinan las áreas asociadas con cada modo. De esta forma se pueden identificar áreas débiles de voltaje o áreas inestables. La suma de todas las participaciones de buses para cada modo es igual a la unidad debido a que los correspondientes vectores característicos derechos e izquierdos están normalizados [37].

En general hay dos tipos de modos:

- Modos localizados: tiene muy pocos buses con grandes participaciones y todos los buses restantes tienen participaciones cercanas a cero.
- Modos no localizados: tiene muchos buses con pequeñas pero similares participaciones y el resto de los buses cuenta con participaciones cercanas a cero.

Un modo localizado típico se presenta cuando un bus de carga está conectado a una red muy robusta a través de una línea de transmisión larga. En cambio un modo no localizado típico se presenta cuando en una región de un sistema es sometida a incrementos de carga y el principal soporte de potencia reactiva de esta región no puede soportar el incremento.

Es poco práctico e innecesario calcular todos los valores característicos de $[J_R]$ para un sistema real con varios miles de buses. Por otro lado, calcular solamente el mínimo valor característico de $[J_R]$ no es suficiente debido a que existe generalmente más de un modo débil asociado con diferentes partes del sistema, y el modo asociado con el valor característico mínimo podría no ser el modo más problemático conforme el sistema es estresado. En la práctica rara vez es necesario calcular más de 5 o 10 de los valores característicos más pequeños para identificar los modos más críticos [37].

4.8.2.2 Factores de participación de ramas

Para calcular el factor de participación de la j -ésima rama asociado con el modo i , se puede realizar el siguiente análisis.

Despejando $[\Delta Q]$ de (4.53) y considerando (4.47). Además se puede asumir que el vector de variaciones de potencias reactivas modales $[q_{mod}]$ tiene todos sus elementos igual a cero excepto el i -ésimo, el cual es igual a uno, el correspondiente vector de variaciones de potencia reactiva es:

$$[\Delta Q^{(i)}] = [\eta]^{-1}[q_{mod}] = [\xi][q_{mod}] = [\xi_i] \quad (4.59)$$

Con el vector de variaciones de potencia reactiva de bus, se puede definir el vector de variaciones de voltaje de bus $[\Delta V^{(i)}]$:

$$[\Delta V^{(i)}] = \frac{1}{\lambda_i}[\Delta Q^{(i)}] = \frac{1}{\lambda_i}[\xi_i] \quad (4.60)$$

Y el correspondiente vector de variaciones de ángulo de bus a partir de (4.32) es:

$$[\Delta\theta^{(i)}] = -[J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V^{(i)}] = -[J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}]\frac{1}{\lambda_i}[\xi_i] \quad (4.61)$$

Con las variaciones de voltaje ($[\Delta V^{(i)}]$) y ángulo ($[\Delta\theta^{(i)}]$), de un bus de envío (k) y uno de recepción (m), puede calcularse el cambio linealizado de pérdidas de potencia reactiva en la j -ésima rama, utilizando la siguiente ecuación [40].

$$\Delta Q_{perd} = \text{Imag}\{\Delta S_k^{(i)} + \Delta S_m^{(i)}\} \quad (4.62)$$

En donde:

$$\begin{aligned} \Delta S_k^{(i)} &= \frac{(\Delta V_k^{(i)} \angle \Delta\theta_k^{(i)})^2}{\bar{Z}_{km}} + (\Delta V_k^{(i)} \angle \Delta\theta_k^{(i)})^2 (\bar{Y}_k) \\ \Delta S_m^{(i)} &= \frac{(\Delta V_m^{(i)} \angle \Delta\theta_m^{(i)})^2}{\bar{Z}_{mk}} + (\Delta V_m^{(i)} \angle \Delta\theta_m^{(i)})^2 (\bar{Y}_m) \end{aligned} \quad (4.63)$$

Por lo tanto, la participación relativa de la rama j en el modo i está dada por el factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{perd}(\text{para la rama } j)}{\text{maxima}\{\Delta Q_{perd}\}(\text{de todas las ramas})} \quad (4.64)$$

Los factores de participación de ramas indican, para cada modo, las ramas que consumen más potencia reactiva, en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva. Las ramas con grandes factores de participación son enlaces débiles o son ramas altamente cargadas. Los factores de participación de las ramas son útiles para identificar las medidas correctivas que permiten corregir problemas de estabilidad de voltaje y para seleccionar las contingencias más críticas que pudieran presentarse en el sistema [7,37].

4.8.2.3 Factores de participación de generadores

Como en el caso de los factores de participación de ramas, para una variación de potencia reactiva dada, se determina las variaciones de voltaje y ángulo en las terminales de los generadores, por lo que se puede calcular el cambio de potencia reactiva producido por la m -ésima máquina de la siguiente forma [41].

$$\Delta Q_m = J_{Q\theta}\Delta\theta_m^{(i)} + J_{QV}\Delta V_m^{(i)} \quad (4.65)$$

La participación relativa de la m -ésima máquina en el modo i está dado por el factor de participación:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m(\text{para la máquina } m)}{\text{maxima}\{\Delta Q_m\}(\text{de todas las máquinas})} \quad (4.66)$$

Los factores de participación de generadores, indican para cada modo, los generadores que suministran más potencia reactiva, en respuesta a un cambio incremental en la cargabilidad reactiva del sistema. La participación de los generadores provee información importante con respecto a la distribución apropiada de reservas de reactivos entre todas las maquinas, con el objetivo de mantener un margen adecuado de estabilidad de voltaje [7,37].

4.9 Control de voltaje y potencia reactiva

Para una operación eficiente y confiable de los sistemas de potencia, el control del voltaje y de la potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos [37]:

- Los voltajes en las terminales de todos los equipos en el sistema deben de estar dentro de límites aceptables. Tanto los equipos de la compañía suministradora como de los consumidores son diseñados para operar a un cierto voltaje nominal. La operación prolongada de los equipos a voltajes fuera de rango de operación puede causar efectos adversos en su desempeño y posiblemente causar daño.
- La estabilidad del sistema aumenta para maximizar la utilización del sistema de transmisión. El control de la potencia reactiva y el voltaje tienen un gran impacto en la estabilidad de voltaje del sistema.
- El flujo de potencia reactiva es minimizado para reducir las pérdidas I^2R e I^2X a un mínimo practico. Esto asegura que el sistema de transmisión opere eficientemente, principalmente para la transferencia de potencia reactiva.

El problema de mantener los voltajes dentro de los límites requeridos es complicado por el hecho de que el sistema de potencia suministra potencia a un gran número de cargas que son alimentadas desde varias unidades de generación. Como las cargas varían, los requerimientos de potencia reactiva varían también.

Debido a que la potencia reactiva no puede ser transmitida por grandes distancias, el control de voltaje debe ser efectuado por el uso de dispositivos especiales dispersos a través del sistema. La selección y coordinación apropiada de equipos para el control de potencia reactiva y voltaje son uno de los mayores retos de ingeniería en los sistemas de potencia.

4.9.1 Producción y absorción de potencia reactiva

Los generadores síncronos pueden generar o absorber potencia reactiva dependiendo de la excitación. Cuando son sobreexcitados suministran potencia reactiva y cuando son subexcitados absorben potencia reactiva. La capacidad de absorber o suministrar potencia reactiva depende de las características del generador.

Las líneas de transmisión, dependiendo de la corriente de carga, pueden absorber o suministrar potencia reactiva. A cargas por debajo de la carga natural, las líneas producen una potencia reactiva neta, a cargas por encima de la carga natural, las líneas absorben potencia reactiva.

Los cables subterráneos, debido a su alta capacitancia, poseen una alta carga natural. Cuando son cargados por debajo de su carga natural pueden generar potencia reactiva.

Los transformadores siempre absorben potencia reactiva independientemente de su carga, sin carga, la reactancia de magnetización es la que afecta predominantemente y a plena carga la reactancia de cortocircuito es la que afecta predominantemente.

Las cargas, normalmente absorben potencia reactiva. Un bus típico para un sistema de potencia está compuesto de un gran número de dispositivos. Las características típicas de un bus de carga es que este absorbe potencia reactiva. Cargas con un factor de potencia bajo y atrasado causan una excesiva caída de voltaje. Los consumidores industriales normalmente consumen potencia real y reactiva, pero esto incentiva para mejorar el factor de potencia con el uso de capacitores en derivación.

Los dispositivos de compensación son usualmente instalados para suministrar o absorber potencia reactiva y de este modo controlar el balance de potencia reactiva.

4.9.2 Métodos de control de voltaje

El control de los niveles de voltaje está acompañado del control de la producción y absorción de potencia reactiva en todo el sistema. Las unidades de generación proveen los medios básicos de control de voltaje, los reguladores automáticos de voltaje controlan la excitación de campo para mantener el nivel de voltaje programado en las terminales del generador. Medios adicionales son usualmente requeridos para controlar el voltaje en el sistema. Los dispositivos empleados para este propósito pueden clasificarse de la siguiente forma [37]:

- Fuentes de potencia reactiva, tales como capacitores en derivación, reactores en derivación, capacitores síncronos y *FACTS*.
- Compensadores de reactancia de línea, tales como capacitores serie y *FACTS*.
- Transformadores reguladores, tales como transformadores con cambiadores de derivación.

Los capacitores y reactores en derivación, así como los capacitores serie proveen una compensación pasiva. Estos pueden permanecer conectados permanentemente al sistema o pueden ser swichados. Estos dispositivos contribuyen al control del voltaje por la modificación de las características de la red.

Los capacitores síncronos y los *FACTS* proveen una compensación activa, la potencia reactiva absorbida/suministrada es entonces automáticamente ajustada para mantener el voltaje en los buses en donde son instalados. Estos equipos junto con las unidades de generación, mantienen los voltajes en puntos específicos del sistema. Los voltajes en otras partes del sistema son determinados por los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos de la red.

4.10 Medidas preventivas para la inestabilidad de voltaje

Los siguientes puntos pueden considerarse útiles para prevenir problemas de inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia [36]:

- Aplicación de dispositivos compensadores de potencia reactiva: se deben de asegurar márgenes adecuados de estabilidad con una selección adecuada de esquemas de compensación, en términos de su capacidad y ubicaciones.
- Control de voltaje en la red y en la potencia reactiva de salida de los generadores: varias empresas del ramo eléctrico en el mundo como EDF (Francia) y ENEL (Italia), están desarrollando esquemas especiales para el control de voltaje y de potencia reactiva.
- Coordinación de protecciones/controles: se debe asegurar que haya una coordinación adecuada entre protecciones y controles de los equipos. La última alternativa debe ser la desconexión de equipos para evitar condiciones de sobrecarga.
- Control de transformadores con cambiadores de derivación: se pueden controlar local o centralmente para reducir el riesgo de colapso de voltaje.
- Desconexión deliberada por bajo voltaje: para casos no planeados o extremos podrían emplearse esquemas de desconexión de carga por bajo voltaje. La desconexión estratégica de carga es la forma más económica de evitar un colapso de voltaje. Se deben diseñar esquemas de desconexión deliberada de carga, para diferenciar entre fallas, caídas transitorias de voltaje y condiciones de bajo voltaje que lleven al sistema al colapso de voltaje.
- Papel del operador: los operadores deben de ser capaces de reconocer características relacionadas con la estabilidad de voltaje y emprender las acciones correctivas necesarias para prevenir el colapso del sistema. El monitoreo y el análisis en tiempo real tienen una utilidad extraordinaria para identificar problemas potenciales de estabilidad de voltaje, así como las medidas correctivas apropiadas.

Capítulo 5

Caso de Estudio

5.1 Red eléctrica de Baja California Sur (BCS)

En nuestro país, los sistemas eléctricos se desarrollan atendiendo diversos factores, tales como las características físicas de las diferentes regiones, el tipo de demanda y los recursos energéticos disponibles, de forma tal que la planeación y expansión de estos, deben incorporar suficiente capacidad de generación y red de transmisión, tanto para satisfacer la demanda de cada región, como para contar con la reserva necesaria que permita cumplir con los criterios de confiabilidad. En este sentido, por motivos de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, la CFE divide al país en nueve áreas eléctricas de generación y transmisión que son: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur, de las cuales las primeras siete forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es decir, que con la excepción de las dos regiones de la península de Baja California, el resto de los sistemas regionales comparten recursos en una red nacional.

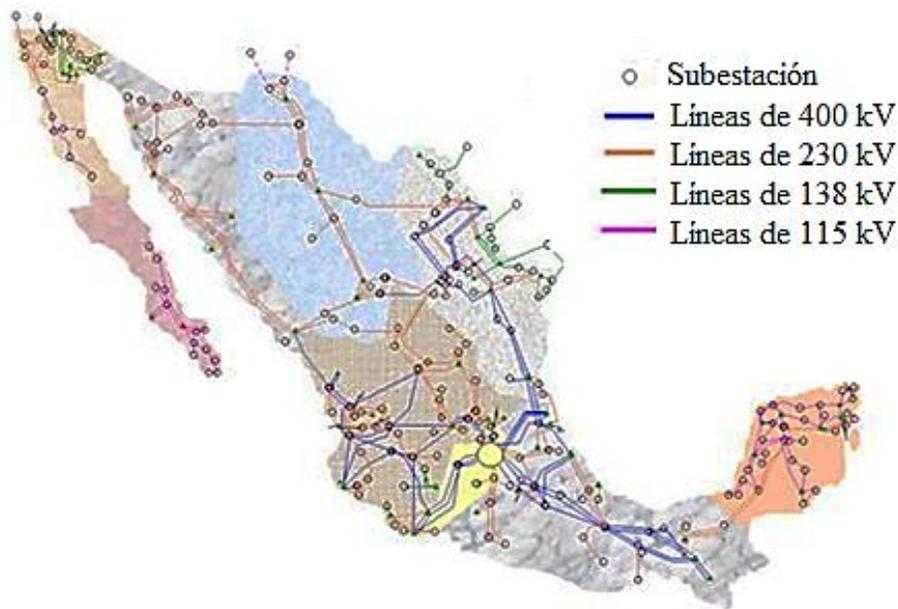


Fig. 5.1 Sistema Eléctrico Nacional

La red eléctrica de BCS, que opera de forma aislada del SIN, da servicio a las ciudades de Villa Insurgentes, Ciudad Constitución, La Paz, San José del Cabo, Cabo San Lucas, Loreto, Puerto Escondido y Santo Domingo, así como a diversos poblados situados a lo largo de la costa del Océano Pacífico y el mar de Cortés.

La carga demandada por estas ciudades en los últimos años alcanzó un valor máximo de 382.5 MW, con una tendencia a aumentar este valor registrado.

Las principales centrales de generación en BCS están constituidas por unidades térmicas convencionales, plantas de combustión interna que utilizan diésel para su operación y una gran cantidad de unidades de turbo gas que se han incorporado a la red para cubrir los picos de demanda, y a su vez para apoyar el suministro en condiciones de emergencia. En la siguiente tabla se muestra el número de unidades que conforman las centrales de generación, las cuales tienen una capacidad instalada de 576 MW.

Tabla 5.1 Centrales de generación de BCS

Tipo	Nombre de la Central	Número de Unidades	Capacidad MW
Diésel	General Agustín Olachea	3	110
Diésel	Corumel	2	82
Turbo Gas	Los Cabos	6	175
Turbo Gas	Ciudad Constitución	1	35
Termoeléctrica	Punta Prieta I	2	62
Termoeléctrica	Punta Prieta II	3	112

La red eléctrica está conformada por 71 buses y 44 líneas de transmisión. Estos elementos están distribuidos a lo largo del estado de BCS, los cuales enlazan los principales centros de generación con los principales centros de carga del estado.

Además cuenta con 44 transformadores de dos devanados y 3 transformadores de tres devanados, que se utilizan para adecuar el nivel de voltaje en la red, ya sea para la transformación de voltajes de generación a transmisión, transmisión a distribución y elevación o disminución de voltajes en la red de transmisión.

Todas las unidades de generación con las que cuenta la red operan a un voltaje de 13.8 kV, mientras que en la red de transmisión operan en dos niveles de voltaje principalmente, que son 115 y 230 kV, las cargas presentes en la red operan en 115, 34.5 y 13.8 kV.

La red también cuenta con un total de 16 compensadores en derivación de potencia reactiva, estos se encuentran principalmente instalados en los centros de carga y en algunos buses cercanos a estos.

En la Fig. 5.2 se muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica de BCS, en la cual se pueden identificar los elementos eléctricos que se acaban de describir.

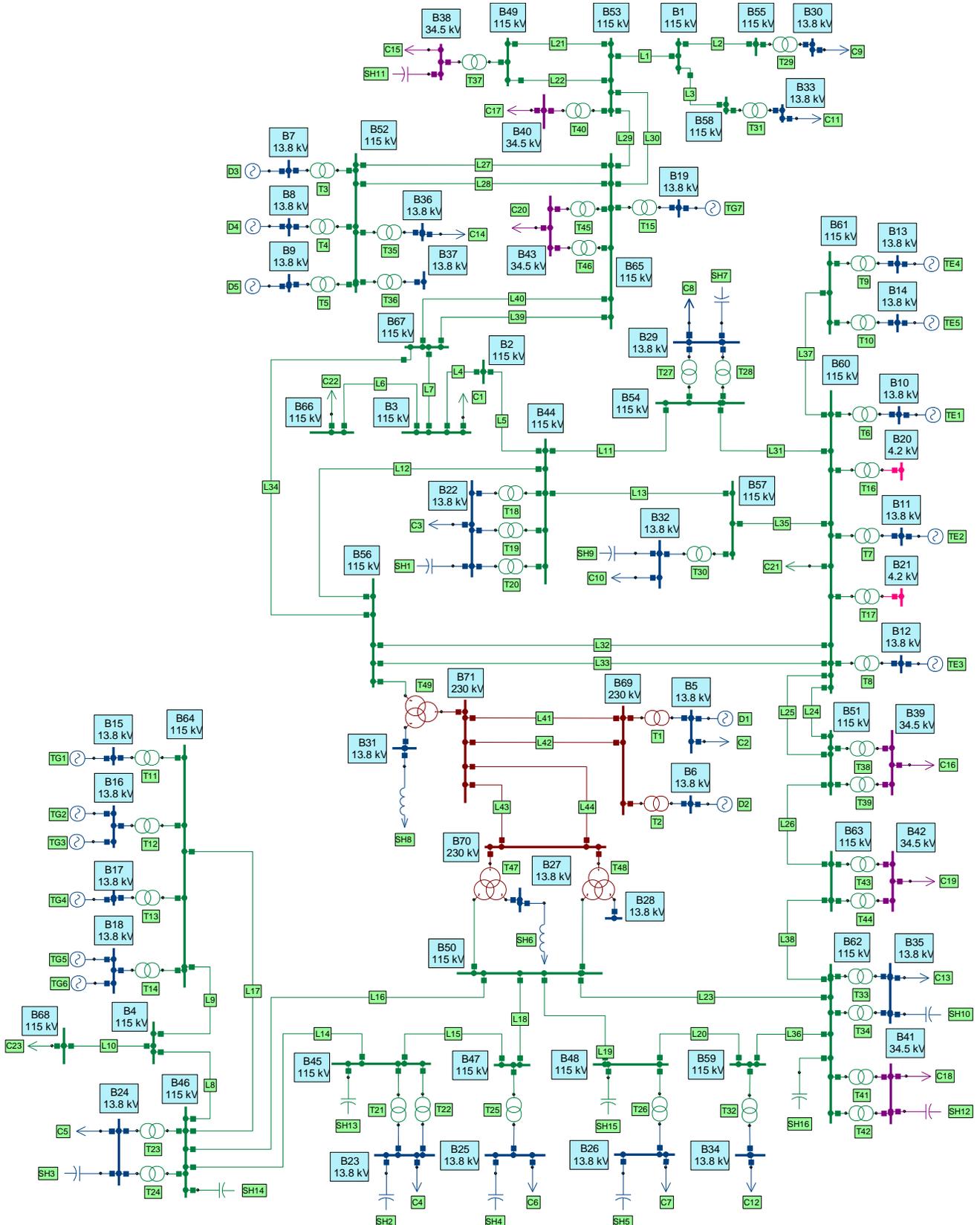


Fig. 5.2 Diagrama unifilar de la red eléctrica de BCS

5.2 Recurso eólico en el estado de BCS

La península de Baja California es una región con una barrera eólica natural perpendicular a los vientos occidentales. México cuenta con información anemométrica recabada por los NREL. Para el caso de BCS, las áreas con vientos excelentes para el aprovechamiento de recurso eólico como fuente de energía, están localizadas en las inmediaciones de la zona de Guerrero Negro y en algunas áreas ubicadas frente a las costas del Océano Pacífico. Sin embargo la mayoría de las zonas cuentan con un potencial de moderado a bueno, con velocidades aproximadas a los 6 m/s, es decir aceptables para su aprovechamiento como fuentes de generación eléctrica de mediana escala. Los NREL han desarrollado una serie de mapas de viento de los estados del país, la Fig. 5.3 muestra el mapa del estado de BCS.

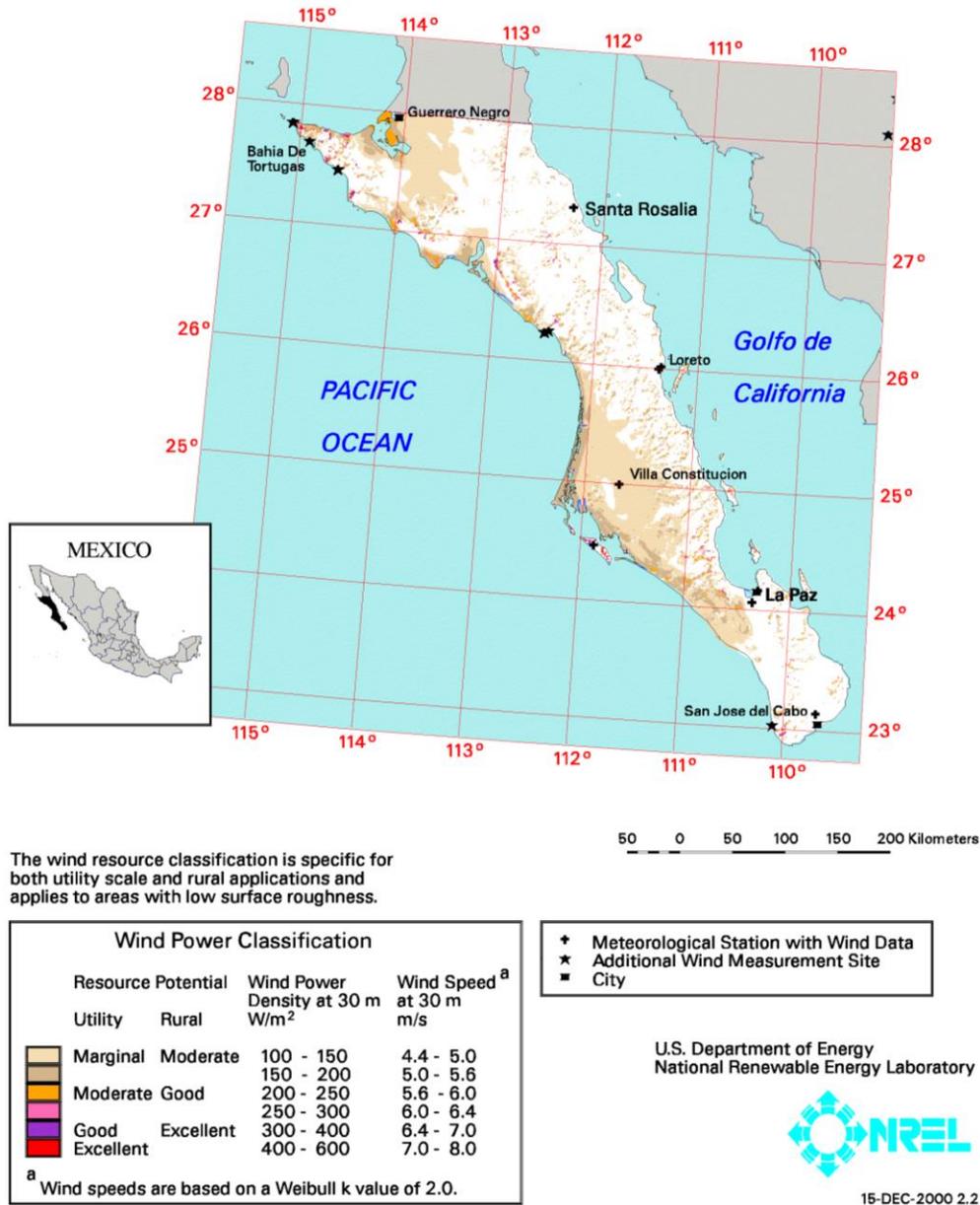


Fig. 5.3 Recurso eólico de BCS publicado por NREL [42]

Además de la información proporcionada por los NREL referente al estado de BCS, la CFE y el IIE también han realizado mediciones anemométricas en BCS para poder evaluar el potencial eólico en esta zona. Esto se ha realizado instalando estaciones anemométricas en: la Región del Pacífico Norte, El Paso, San Bartolo, Rancho Mar Azul, Bahía de Tortugas, Bahía Magdalena, San Hilario y San Carlos. Para el presente trabajo se utilizara la base de datos anemométrica de del IIE [18], correspondiente a las mediciones realizadas en San Hilario y en el Rancho Mar Azul.

Las mediciones corresponderán a un año completo de enero a diciembre, y se cuenta con un total de 52560 mediciones, que corresponden a valores promedio cada 10 minutos. A continuación se presentan los valores de las mediciones.

a) Mediciones en San Hilario:

La estación anemométrica se instaló en la localidad de San Hilario situada en el municipio de La Paz. Las mediciones se realizaron a una altura de 15 m utilizando el equipo de medición NRG System y Campbell, que cuenta con Veleta NRG 200 P, Anemómetro de copas Máximo # 40 y el sistema de adquisición de datos Campbell modelo CR10X. En la siguiente grafica se muestra los valores de las mediciones de la velocidad del viento para el año completo.

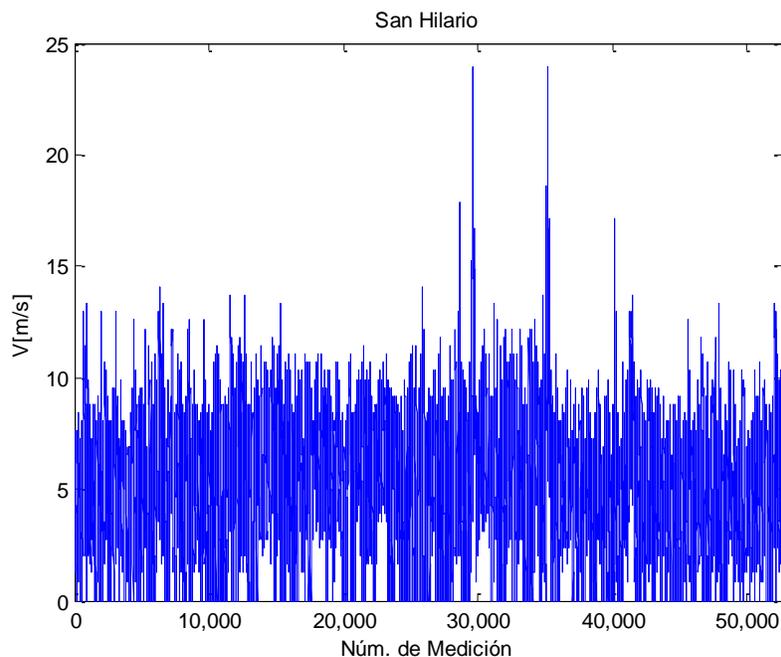


Fig.5.4 Mediciones anuales de velocidad del viento en San Hilario

Como se explicó en la sección 2.3, existe un incremento de la velocidad del viento con la altura. Dado que las mediciones se realizaron a una altura de 15 m, se aplicó la ley exponencial utilizando la ecuación (2.3), para obtener la velocidad del viento a una altura de 100 m y con un coeficiente de fricción γ de 0.25, que se determinó utilizando la Tabla 2.1 y en base al tipo de terreno (Fig. 5.5) en donde se realizaron las mediciones.



Fig. 5.5 Entorno orográfico en San Hilario

La gráfica de la Fig. 5.6 muestra los resultados aplicando las anteriores condiciones. La velocidad promedio anual que se obtiene es de 7.87 m/s para una altura de 100 m sobre el nivel del suelo.

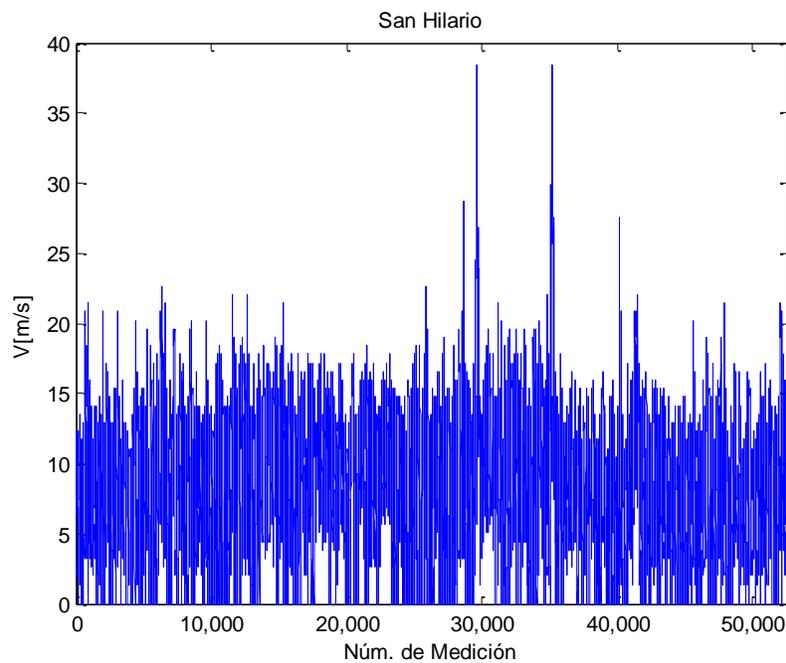


Fig. 5.6 Velocidades en San Hilario a 100 m

En el siguiente histograma se presenta de manera simplificada, los rangos de velocidades que se presentan a los largo del año en base al total de mediciones.

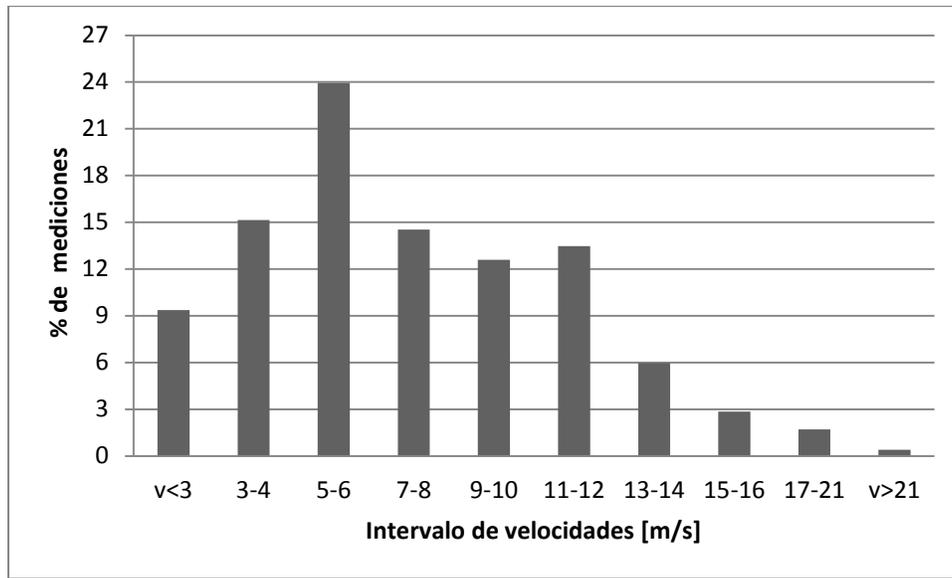


Fig. 5.7 Porcentajes de intervalos de mediciones en San Hilario

b) Mediciones en Rancho Mar Azul:

La estación anemométrica se instaló en la localidad de Mar Azul situada en el municipio de La Paz. Las mediciones se realizaron a una altura de 20 m, utilizando equipo de medición con las mismas características que el de la estación anemométrica de San Hilario. En la siguiente grafica se muestra los valores de las mediciones de la velocidad del viento para el año completo.

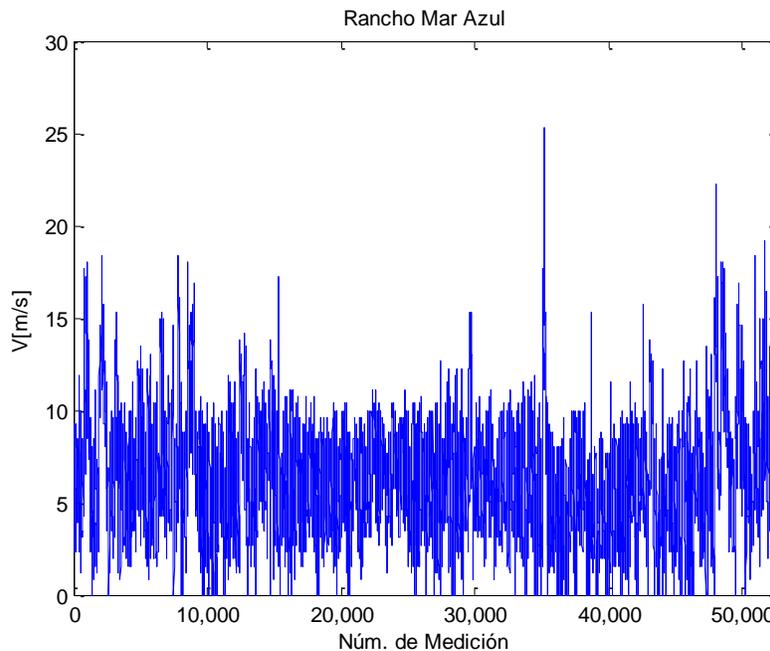


Fig.5.8 Mediciones anuales de velocidad del viento en Rancho Mar Azul

También a estas mediciones se les aplicó la ley exponencial, para obtener la velocidad del viento a una altura de 100 m y con un coeficiente de fricción γ de 0.19, que se determinó utilizando la Tabla 2.1 y en base al tipo de terreno (Fig. 5.9) en donde se realizaron las mediciones.



Fig. 5.9 Entorno orográfico en Rancho Mar Azul

La gráfica de la Fig. 5.10 muestra los resultados aplicando las anteriores condiciones. La velocidad promedio anual que se obtiene es de 8.36 m/s para una altura de 100 m sobre el nivel del suelo.

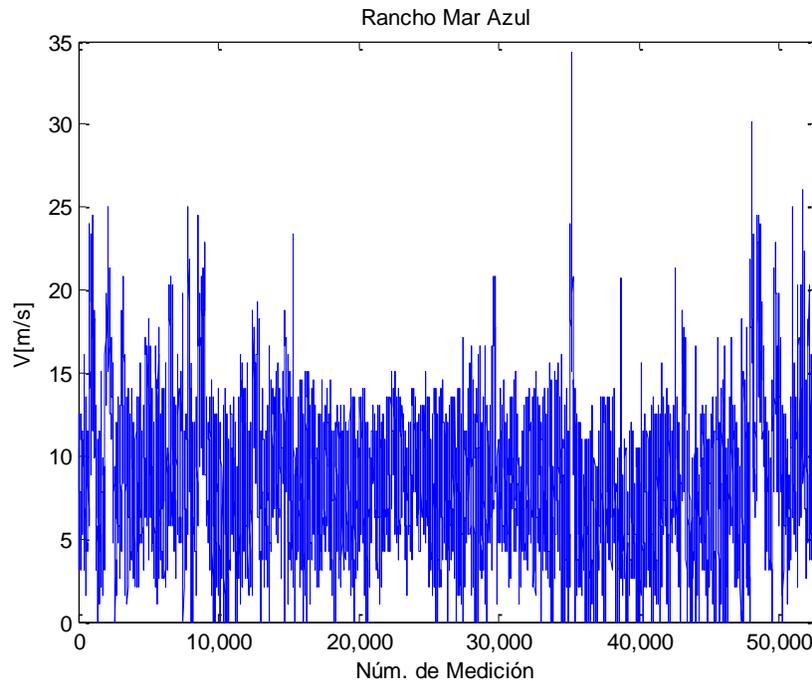


Fig. 5.10 Velocidades en Rancho Mar Azul a 100 m

En el siguiente histograma se presenta de manera simplificada, los rangos de velocidades que se presentan a los largo del año en base al total de mediciones.

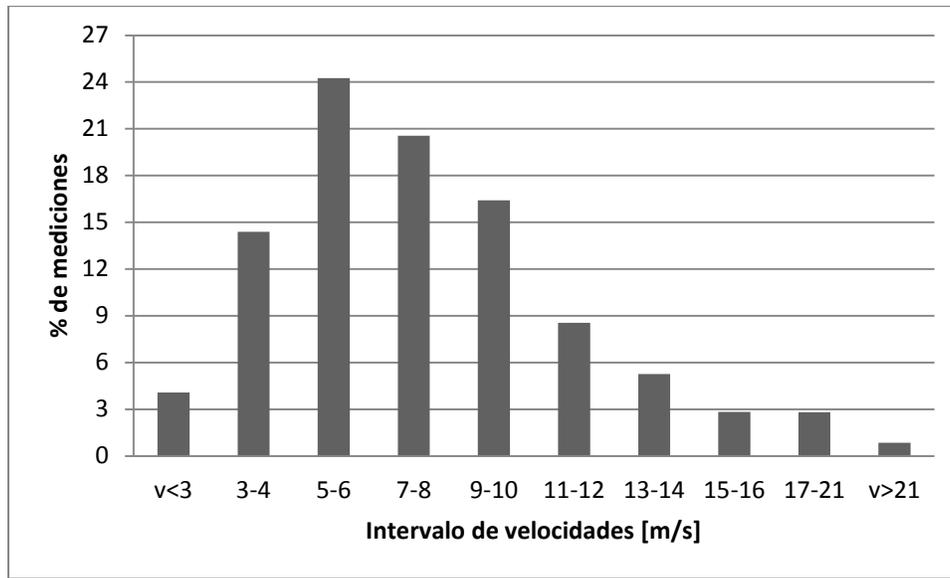


Fig. 5.11 Porcentajes de intervalos de mediciones en Rancho Mar Azul

5.3 Propuesta de parques eólicos

En base a los resultados obtenidos al evaluar el potencial eólico del estado de BCS, es claro que estas zonas tienen potencial para la producción de energía eléctrica. Por esta razón, se proponen dos parques eólicos, que se instalarían en las zonas en donde se realizaron las mediciones, estos parques eólicos se interconectarán a la red eléctrica de BCS. En el mapa que se muestra en la siguiente figura se pueden apreciar las zonas geográficas en donde se ubicarían los parques eólicos.

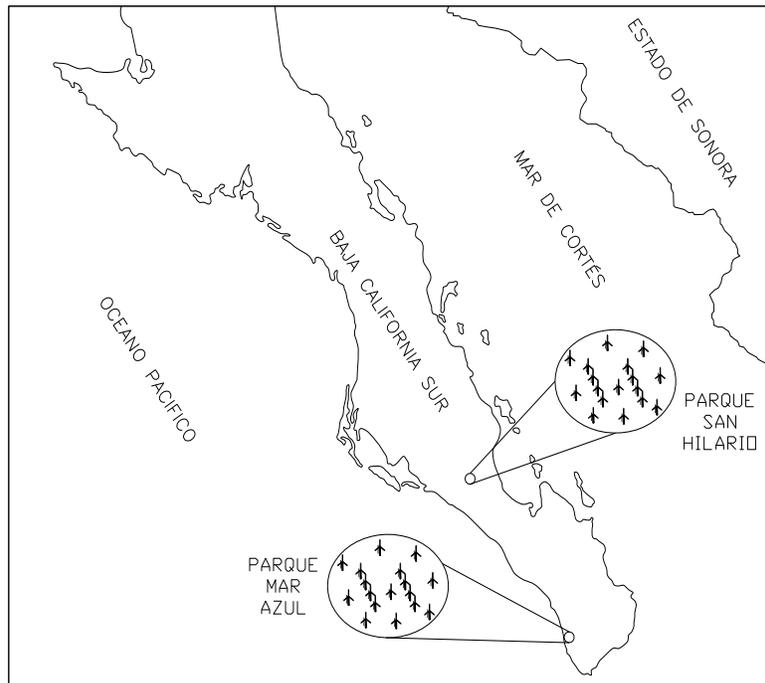


Fig. 5.12 Zona geográfica de ubicación de los parques eólicos

a) Selección de aerogeneradores de los parques.

Las capacidades de los parques eólicos se proponen con el objetivo de poder cubrir alrededor del 20% de la carga máxima total demandada por el sistema eléctrico de BCS. Por lo que el parque eólico San Hilario tendrá una capacidad de 30 MW y el parque eólico Mar Azul una capacidad de 40 MW. Los aerogeneradores a instalarse en los dos parques eólicos serán marca Gamesa modelo G90-2.0MW. De acuerdo con la clasificación de la norma *IEC 61400-1*, los aerogeneradores del parque San Hilario y del parque Mar Azul serán Clase-II (clase seleccionada de acuerdo velocidad media anual del viento a la altura del buje de la máquina). Este tipo de máquinas cumple con los requerimientos del Código de Red Mexicano y tiene las siguientes características.

Tabla 5.2 Características del aerogenerador G90-2.0MW

Rotor		Palas		Torre		Multiplicadora		Generador	
Diámetro	90 m	Núm.	3	Tipo	Modular (5 secciones)	Tipo	1 etapa planetaria y 2 etapas de ejes paralelos	Tipo	GIDA
Área de barrido	6362 m ²	Long.	44 m	Altura	100 m			Potencia nominal	2 MW
								Voltaje nominal	690 V
								Frecuencia	50 Hz/60 Hz
								Factor de potencia	0.95(+)-0.95(-) en todo el rango de potencias

La Fig. 5.13 muestra la curva de potencia proporcionada por el fabricante, para el aerogenerador Gamesa G90-2.0 MW.

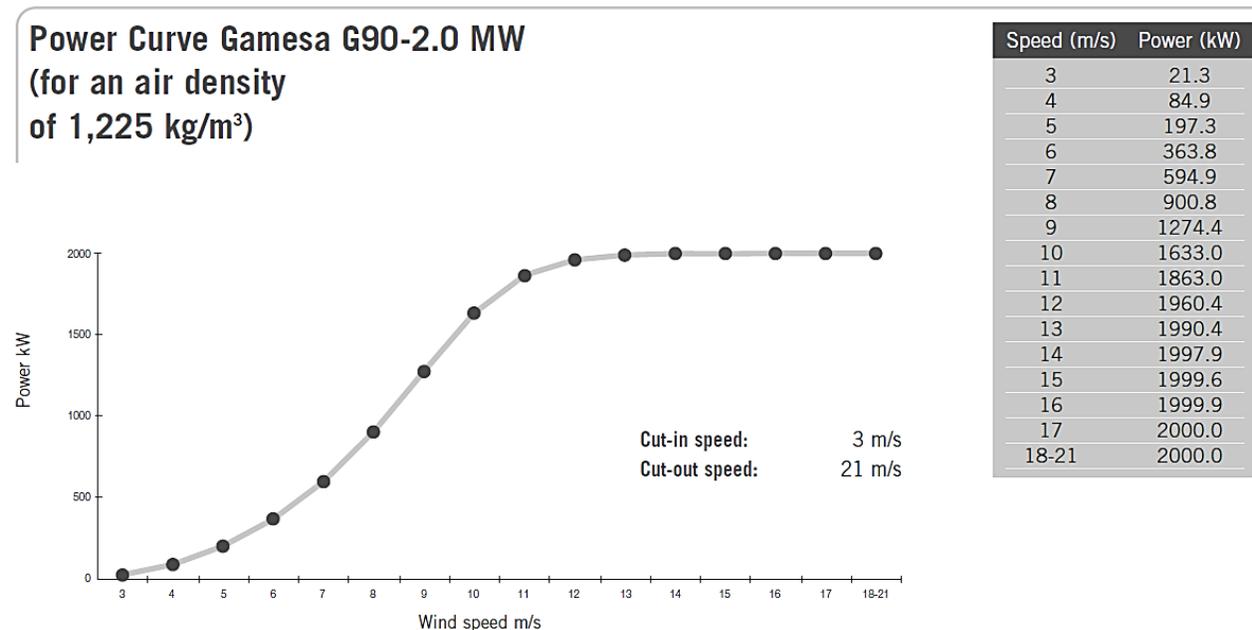


Fig. 5.13 Curva de potencia.

b) Configuración de los parques.

El parque eólico San Hilario estará conformado por tres circuitos, los cuales tienen cinco aerogeneradores cada uno, cada máquina tiene su respectivo transformador elevador de voltaje; el parque está interconectado a través de cables de potencia XLP que forman una red interna, la longitud total de los cables utilizados es de 11160 m por fase. Los tres circuitos llegan a una subestación elevadora y de esta sale una línea de transmisión. En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar del parque eólico San Hilario, así como el bus en donde se interconectará a la red eléctrica de BCS.

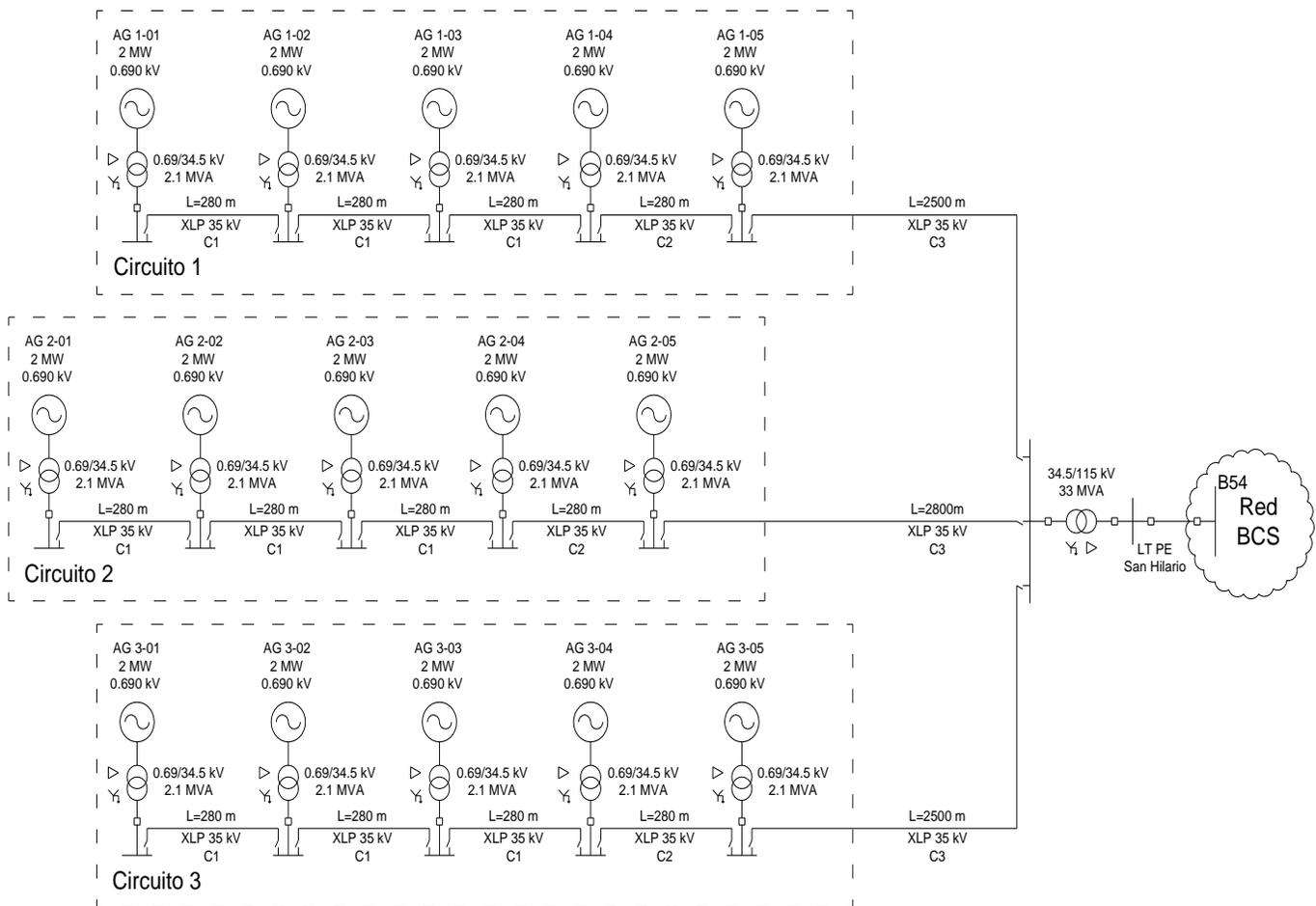


Fig. 5.14 Diagrama unifilar del parque eólico San Hilario

Como para el caso del parque eólico San Hilario, el parque Mar Azul también es dividido en circuitos, para este caso se tendrán cuatro circuitos, cada circuito está conformado por cinco máquinas que tienen su conjunto generador transformador, al igual que el parque anterior. La red interna también se interconecta utilizando cables de potencia XLP, pero para este caso se utilizan 11680 m de cable por fase. Estos cables también llegan a una subestación elevadora, de la cual sale una línea de transmisión para la interconexión del parque con la red de BCS, como se muestra en el diagrama unifilar de la Fig. 5.15.

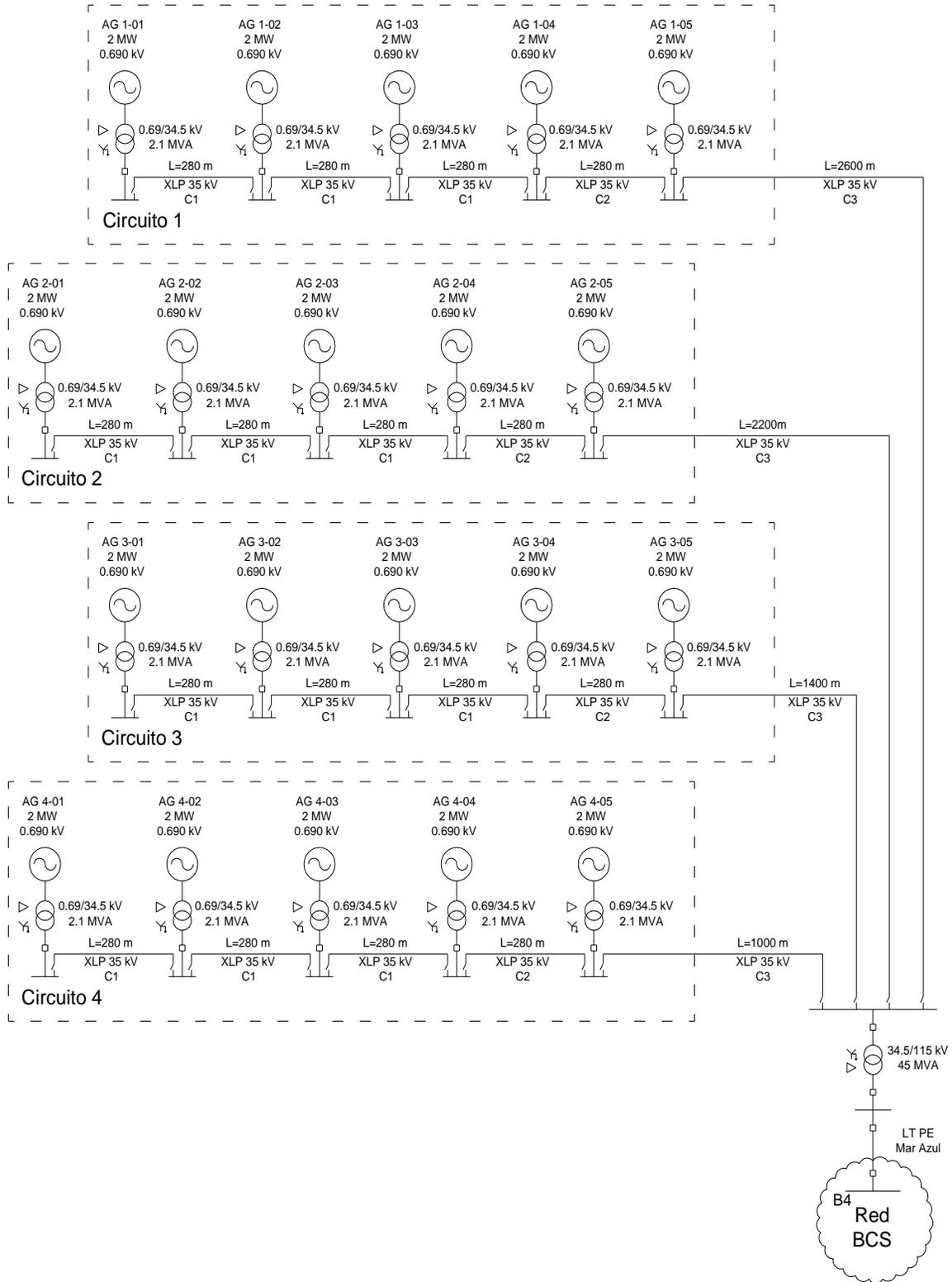


Fig. 5.15 Diagrama unifilar del parque eólico Mar Azul

La siguiente tabla proporciona información relacionada con los elementos eléctricos que conforman los parques eólicos.

Tabla 5.3 Características de los elementos de los parques

Transformadores				
Tipo	V kV	S MVA	Z %	X/R
Pedestal	0.69/34.5	2.1	6	8
Potencia	34.5/115	33	12	20
Potencia	34.5/115	45	16	25
Líneas de Transmisión				
Elemento	R Ω/km	X Ω/km	Longitud km	
LT PE San Hilario	0.119	0.476	14	
LT PE Mar Azul	0.093	0.389	22	
Cables de Potencia				
Elemento	R Ω/km	X Ω/km	B μS/km	
C1	0.391	0.230	60.319	
C2	0.126	0.200	90.478	
C3	0.076	0.190	105.558	

5.4 Equivalentes de los parques eólicos

Para obtener los modelos equivalentes de los parques, se aplicara la metodología presentada en la sección 3.4, se asumirán que todos los generadores están operando a su capacidad nominal para calcular el equivalente, en la Fig. 5.16 se muestran los equivalentes de los parques.

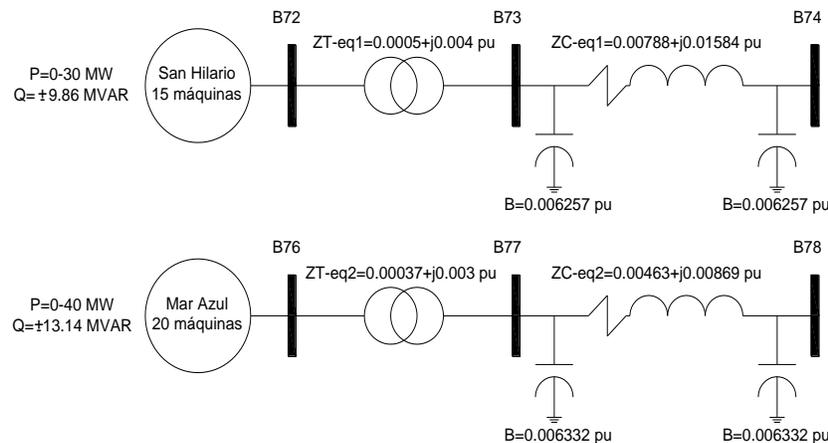


Fig. 5.16 Equivalentes de los parques eólicos

Es importante mencionar que cuando disminuye la potencia de los generadores para calcular los equivalentes, se obtienen impedancias casi del mismo valor a las que se obtienen cuando los generadores operan a capacidad nominal. Un inconveniente que presenta la formulación utilizada para determinar el equivalente, es cuando los generadores no inyectan potencia, ya que las impedancias tendrán un valor de cero. Pero por la situación que se acaba de mencionar, en la que las impedancias de los equivalentes no varían significativamente cuando se disminuye la potencia, en el presente trabajo se utilizará el equivalente calculado a capacidad plena de los generadores, para representar a los parques en cualquier condición de operación. En la Fig. 5.17 se presenta el diagrama unifilar de la red de BCS con los dos parques eólicos interconectados a ésta, con este diagrama unifilar se evaluara la estabilidad de voltaje de la red.

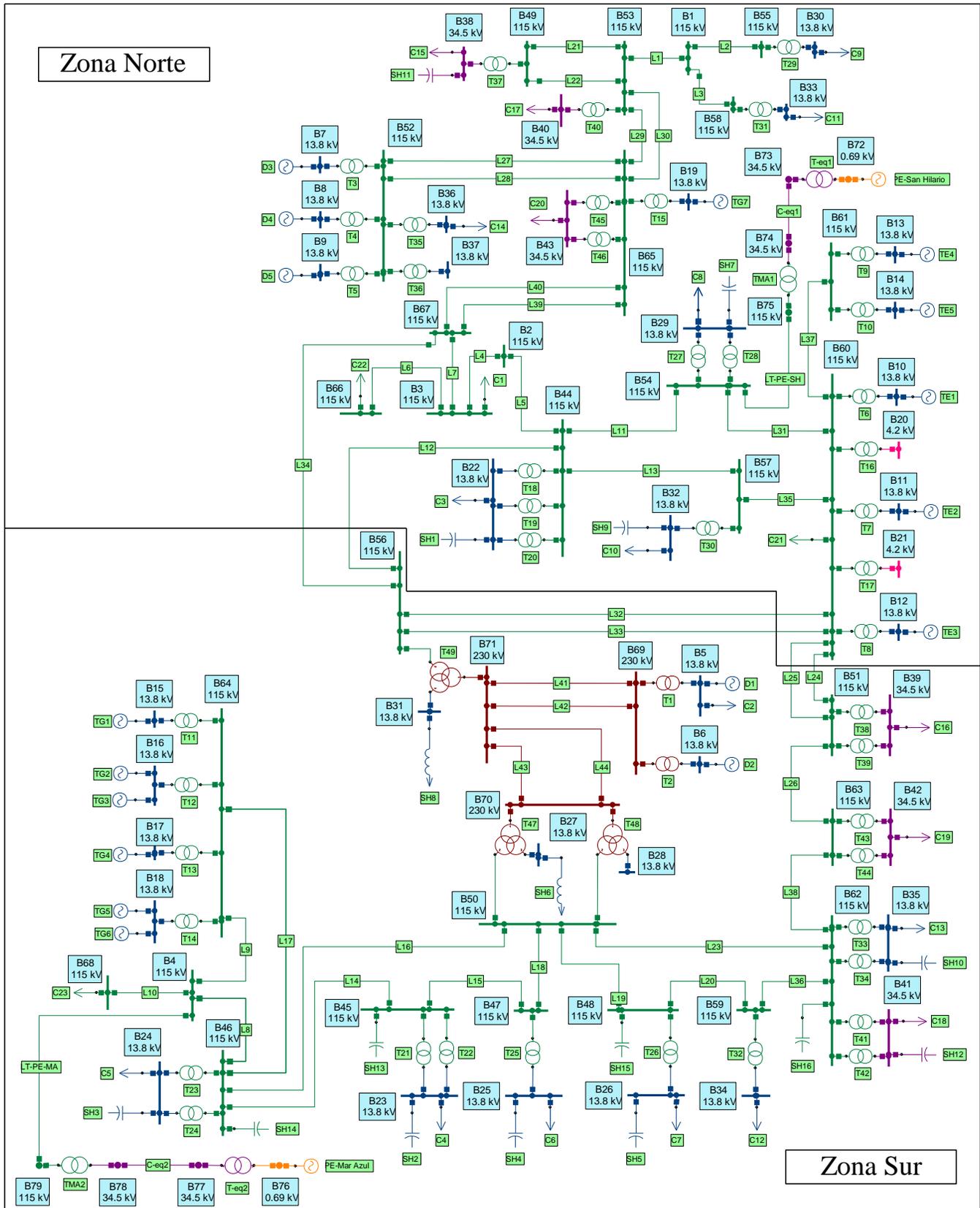


Fig. 5.17 Diagrama unifilar de la red de BCS con los parques eólicos

5.5 Evaluación de la estabilidad de voltaje de la red de BCS

Para evaluar la estabilidad de voltaje se utiliza el software NEPLAN®, este software cuenta con un módulo de análisis de estabilidad de voltaje basado en los métodos presentados en las secciones 4.7 y 4.8 del presente trabajo.

Los métodos que utiliza el software son métodos estáticos, que dentro de la clasificación expuesta en la sección 4.2, se tratan de métodos para evaluar la estabilidad de voltaje a largo plazo.

En las secciones siguientes se evaluará la estabilidad de voltaje, considerando los siguientes casos de estudio:

- Red eléctrica sin generación eólica (caso base): se establecerán las condiciones iniciales de la red, cuando no tenga conectados los parques eólicos, determinando las sensibilidades y los valores característicos, además se obtendrán las curvas PV y VQ para determinar márgenes de estabilidad.
- Red eléctrica con generación eólica (segundo caso de estudio): se evaluará la estabilidad de la red con la inclusión de los dos parques eólicos, en primera estancia a capacidad plena y en segunda sin generación, sin embargo se considera que cuando no hay generación, permanecen conectadas las redes internas equivalentes de ambos parques.
- Red eléctrica en condiciones críticas de operación (tercer caso de estudio): En base a los resultados obtenidos de los factores de participación (FP) del caso anterior, se determinará la condición de operación crítica de la red. Después se considerará variación en la velocidad del viento, y que la red esté operando con la contingencia crítica, para poder evaluar la estabilidad en esta condición de operación.
- Propuesta para mejorar la estabilidad de voltaje: se propone instalar un compensador de potencia reactiva en el bus con mayor FP, que se obtiene al evaluar la estabilidad de voltaje, del caso anterior. Para que después se realice la simulación del segundo y tercer caso de estudio, y poder analizar cómo se mejora la estabilidad de voltaje con la instalación del compensador.

En los casos de estudio a analizar, se suponen las siguientes condiciones:

- a) Todos los elementos que conforman el diagrama unifilar de la Fig. 5.17 están conectados, con excepción de los generadores TG3, TG6 y de los parques eólicos (para los casos en los que se considera que no están conectados los parques).
- b) La red eléctrica no sufre contingencias (desconexión de elementos que la conforman). Lo anterior solo no se cumple en el tercer caso de estudio, ya que este caso tiene como propósito evaluar las contingencias en la red.
- c) Se utiliza la demanda máxima registrada en la red.
- d) Cuando se analizan casos en los que los parques eólicos inyectan potencia a la red, el generador equivalente de los parques eólicos se representa como un bus PV.

5.6 Red eléctrica sin generación eólica (caso base)

La siguiente tabla muestra los resultados al aplicar el análisis de sensibilidad al caso base.

Tabla 5.4 Sensibilidades del caso base

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B33	1.6729	B43	0.4357	B47	0.0930
B30	1.3876	B23	0.4053	B48	0.0914
B20	1.2861	B66	0.3489	B45	0.0857
B21	1.1734	B24	0.3328	B68	0.0806
B36	1.1654	B29	0.3066	B70	0.0784
B37	1.0581	B22	0.2607	B57	0.0776
B38	0.9186	B49	0.2420	B54	0.0766
B42	0.8847	B28	0.2131	B50	0.0754
B40	0.7000	B27	0.2102	B52	0.0691
B34	0.6636	B53	0.1937	B46	0.0638
B39	0.6586	B31	0.1931	B4	0.0637
B26	0.6352	B3	0.1917	B44	0.0631
B55	0.6331	B63	0.1850	B69	0.0591
B32	0.6190	B2	0.1663	B71	0.0576
B25	0.6069	B67	0.1561	B56	0.0559
B58	0.5557	B65	0.1334	B64	0.0494
B1	0.5547	B51	0.1326	B61	0.0455
B41	0.5361	B59	0.1124	B60	0.0446
B35	0.5029	B62	0.1045		

Como todas las sensibilidades de la Tabla 5.4 son positivas, el sistema es estable en términos de voltaje. Se puede observar que los buses B33, B30, B20 y B21 presentan los mayores valores de sensibilidad, esto se debe a que estos buses pertenecen a circuitos radiales de la red, esta característica los hace muy sensibles en términos VQ . Sin embargo, también este análisis arroja que los buses de carga de la zona sur presentan valores elevados de sensibilidad, por lo que estos buses son propensos a presentar problemas de estabilidad de voltaje. Para continuar con el análisis de estabilidad, pero ahora utilizando análisis modal, la siguiente tabla muestra los cinco modos más críticos obtenidos de la matriz jacobiana reducida del caso base.

Tabla 5.5 Modos críticos del caso base

Modo	Valor característico
1	0.2540
2	0.5203
3	0.7658
4	0.7936
5	0.8618

Como se muestra en la Tabla 5.5 todos los valores característicos son positivos, por lo que el sistema es estable en términos de voltaje, como ya se había determinado al utilizar el análisis de sensibilidad. Para concluir con el análisis, se obtendrán las curvas PV y VQ, dichas curvas se determinarán para todos los buses de carga de la red eléctrica de BCS. Como se puede observar en la Fig. 5.18 la cargabilidad máxima del sistema se alcanza a una potencia de 540.281 MW, los buses de carga ubicados en la zona sur de la red son los que presentan los mayores decrementos de voltaje a medida que la carga se incrementa.

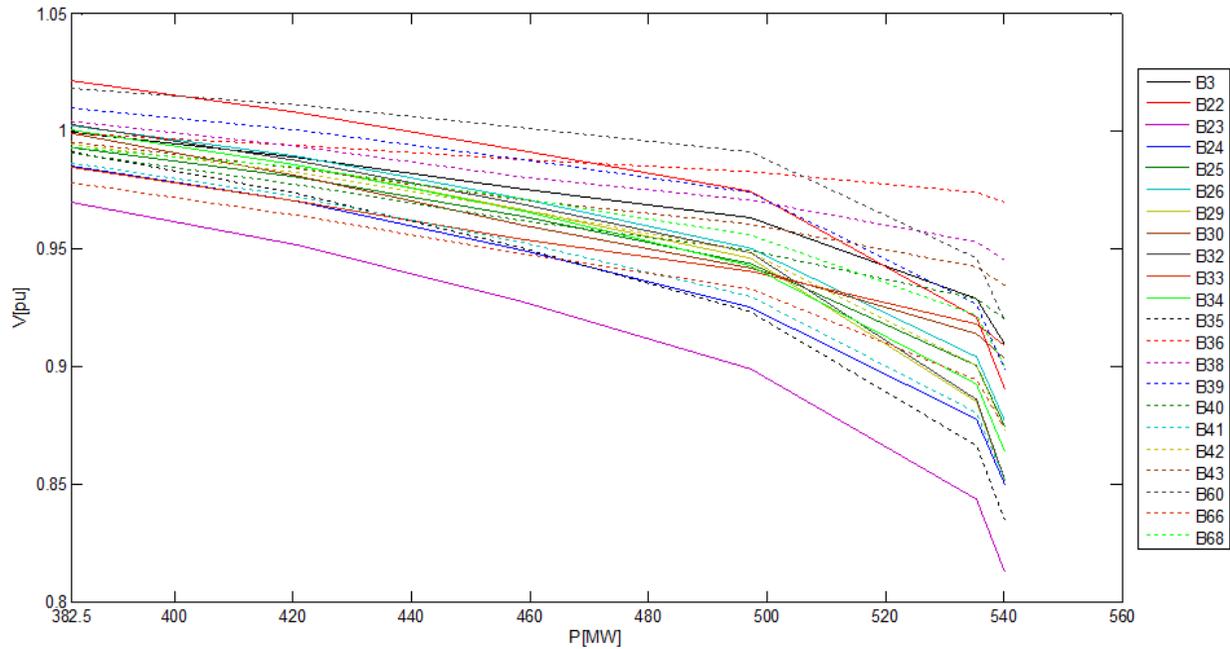


Fig. 5.18 Curvas PV del caso base

En la Fig. 5.19 se muestra que todos los buses de carga tienen un margen de potencia reactiva, debido a que las curvas VQ tienen valores por debajo del eje horizontal, por lo que los buses son capaces de suministrar reactivos a las cargas. Sin embargo se observa en la figura, que los buses que se encuentran en la zona norte de la red, son los que menos potencia reactiva pueden suministrar a las cargas. Los buses B60 y B68 son los que más potencia reactiva pueden suministrar, esto se debe a que dichos buses están muy cercanos a las unidades de generación. El bus que menor potencia reactiva puede suministrar es el B33.

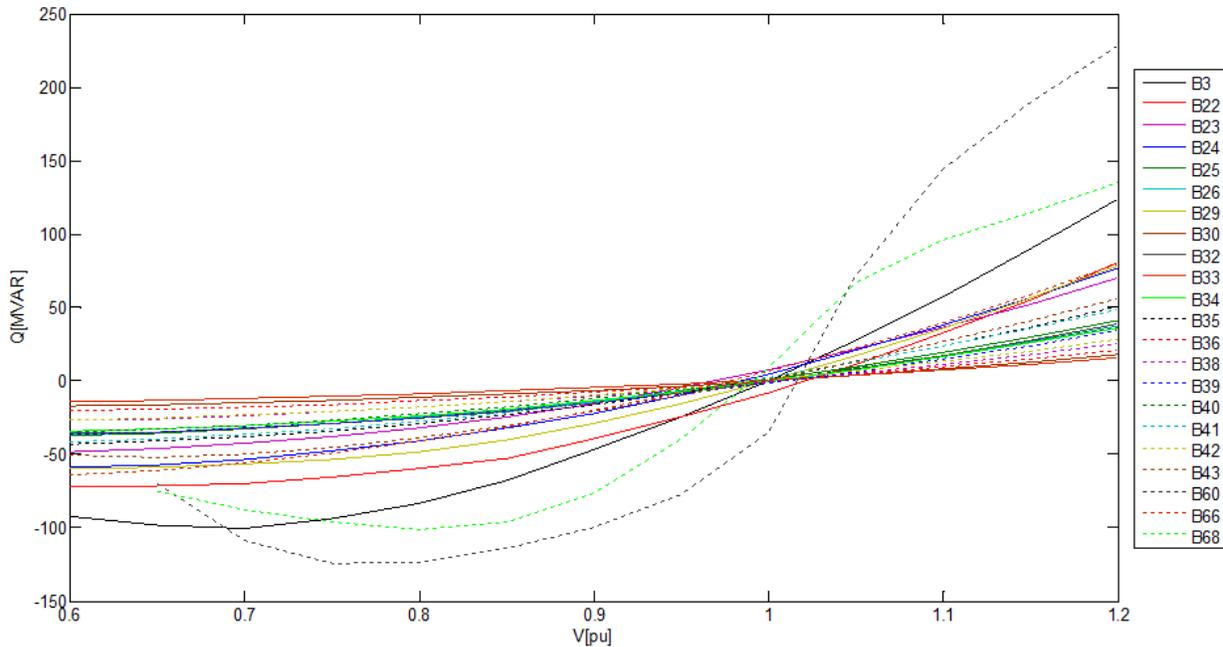


Fig. 5.19 Curvas VQ del caso base

5.7 Red eléctrica con generación eólica (segundo caso de estudio)

Primeramente se analiza el caso en el que los parques eólicos operaran a su capacidad nominal. De acuerdo con la curva de potencia de los aerogeneradores, esta situación se presenta con velocidades de viento en un rango de 17 a 21 m/s. Si se consultan los histogramas de las Fig. 5.7 y 5.11, del total de mediciones, se tiene un 1.71 % para el parque San Hilario y un 2.81 % para el parque Mar Azul, en las que operarían a capacidad nominal.

La siguiente tabla muestra los resultados al aplicar el análisis de sensibilidad, cuando los parques eólicos operan a capacidad nominal:

Tabla 5.6 Sensibilidades del segundo caso con parques a capacidad nominal

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B33	1.6745	B66	0.3467	B45	0.0802
B30	1.3890	B24	0.3266	B70	0.0749
B20	1.2852	B29	0.2938	B57	0.0732
B21	1.1724	B22	0.2549	B68	0.0728
B36	1.1660	B49	0.2416	B50	0.0711
B37	1.0585	B28	0.2092	B52	0.0690
B38	0.9190	B27	0.2064	B54	0.0653
B42	0.8837	B53	0.1933	B46	0.0578
B40	0.7003	B31	0.1892	B44	0.0574
B34	0.6608	B3	0.1891	B69	0.0573
B39	0.6568	B63	0.1820	B4	0.0559
B55	0.6333	B2	0.1625	B71	0.0554
B26	0.6324	B67	0.1544	B56	0.0518
B32	0.6156	B65	0.1329	B64	0.0451
B25	0.6033	B51	0.1296	B61	0.0421
B58	0.5558	B59	0.1083	B60	0.0411
B1	0.5548	B62	0.1004	B74	0.0270
B41	0.5330	B79	0.0963	B78	0.0153
B35	0.4995	B75	0.0960	B73	0.0123
B43	0.4356	B47	0.0881	B77	0.0070
B23	0.3996	B48	0.0872		

Los resultados de la tabla anterior muestran que los buses disminuyen el valor de su sensibilidad, con respecto a las obtenidas en el caso base. Con excepción de los buses B37, B38, B40 y B58 que incrementan su sensibilidad, también con respecto a lo obtenido en el caso base, sin embargo se puede apreciar que cuando los parques operan a su capacidad nominal, mejoran la estabilidad de voltaje de la red, por el soporte de potencia reactiva que estos brindan.

El siguiente paso es realizar el análisis modal, también se analizarán los cinco modos de menor magnitud de la matriz jacobiana reducida. Para cada modo se obtendrán los FP de buses, ramas y generadores.

En el caso base no se presentan los resultados de los FP, porque esencialmente se obtienen los mismos resultados que a continuación se presentan, en cuestión del orden de los elementos con mayores FP, aunque con un valor numérico diferente. Además de que para este caso, se podrá observar cómo influyen los parques eólicos en los FP de generadores.

Tabla 5.7 Modos críticos del segundo caso con parques a capacidad nominal

Modo	Valor característico
1	0.2547
2	0.5494
3	0.7696
4	0.7926
5	0.8614

Tabla 5.8 FP asociados al modo 1

Bus	FP de Bus	Bus	FP de Bus	Rama	FP de Rama	Rama	FP de Rama	Generador	FP de Gen
B33	0.2287	B54	0.0004	L1	1.0000	T14	0.0695	D3	1.0000
B30	0.2106	B57	0.0004	L39	0.4855	T28	0.0627	D4	0.9801
B55	0.1284	B39	0.0004	L40	0.4855	L31	0.0626	D5	0.9420
B58	0.1162	B75	0.0003	T29	0.4687	T2	0.0625	TE3	0.2753
B1	0.1161	B51	0.0003	L34	0.4021	T27	0.0623	TE2	0.2666
B38	0.0392	B35	0.0003	L27	0.3326	T1	0.0549	TE1	0.2613
B40	0.0356	B34	0.0003	L28	0.3326	T15	0.0544	TE4	0.2423
B49	0.0262	B63	0.0002	L44	0.2936	L35	0.047	D2	0.2190
B53	0.0247	B60	0.0002	L43	0.2936	L33	0.0435	D1	0.1893
B43	0.0169	B61	0.0002	L2	0.2901	L32	0.0434	PE-San Hilario	0.1813
B65	0.0133	B41	0.0002	T5	0.2704	L42	0.0408	TG4	0.1025
B67	0.0068	B26	0.0002	T40	0.1969	L41	0.0408	TG1	0.1004
B36	0.0060	B71	0.0002	L7	0.1651	T11	0.0394	TG2	0.0999
B37	0.0054	B62	0.0002	L22	0.1472	T37	0.0375	TG5	0.0925
B66	0.0054	B59	0.0002	L30	0.1432	L25	0.0339	PE-Mar Azul	0.0662
B3	0.0048	B69	0.0002	L29	0.1432	L24	0.0339		
B52	0.0030	B70	0.0002	L21	0.1409	T22	0.0321		
B2	0.0023	B25	0.0002	L4	0.1371	L26	0.0304		
B22	0.0006	B48	0.0002	L6	0.1210	L16	0.0286		
B32	0.0006	B28	0.0002	T9	0.0989	T13	0.0281		
B20	0.0005	B27	0.0002	L5	0.0982	T34	0.0279		
B31	0.0005	B50	0.0001	T46	0.0904	T21	0.0255		
B44	0.0005	B23	0.0001	T8	0.0881	T35	0.0255		
B29	0.0005	B47	0.0001	T7	0.086	T4	0.0237		
B21	0.0005	B24	0.0001	T6	0.0848	T10	0.0233		
B56	0.0005	B45	0.0001	T30	0.0758	T20	0.0232		
B42	0.0004	B46	0.0001	T45	0.0696	L13	0.0232		

Tabla 5.9 FP asociados al modo 2

Bus	FP de Bus	Bus	FP de Bus	Rama	FP de Rama	Rama	FP de Rama	Generador	FP de Gen
B42	0.0868	B71	0.0078	L43	1.0000	T42	0.0686	TG4	1.0000
B34	0.0678	B66	0.0076	L44	1.0000	T1	0.0675	TG1	0.9800
B35	0.0576	B31	0.0074	T14	0.3679	L23	0.0635	TG2	0.9742
B26	0.0559	B79	0.0074	T22	0.2191	L31	0.0556	D2	0.9641
B41	0.0558	B2	0.0070	T11	0.2086	L6	0.0553	TG5	0.9021
B20	0.0507	B30	0.0069	T34	0.2080	L35	0.0531	TE3	0.8789
B25	0.0423	B69	0.0067	T9	0.1713	TMA2	0.0519	D1	0.8540
B21	0.0355	B44	0.0067	T21	0.1710	L5	0.0493	TE2	0.8510
B63	0.0324	B56	0.0066	T30	0.1702	L20	0.0468	TE1	0.8339
B23	0.0306	B64	0.0065	L26	0.1696	T19	0.0455	TE4	0.7739
B62	0.0306	B57	0.0065	T8	0.1525	L32	0.0451	PE-Mar Azul	0.6625

B59	0.0304	B3	0.0062	T2	0.1493	L33	0.0451	PE-San Hilario	0.5232
B39	0.0286	B54	0.0061	T7	0.1489	T29	0.0445	D3	0.1801
B28	0.0275	B60	0.0051	T13	0.1485	L14	0.0430	D4	0.1765
B27	0.0271	B61	0.0050	T6	0.1467	T10	0.0404	D5	0.1697
B48	0.0260	B75	0.0050	T23	0.1397	L17	0.0376		
B50	0.0230	B67	0.0037	T24	0.1353	T20	0.0359		
B47	0.0210	B55	0.0024	T32	0.1313	L1	0.0351		
B24	0.0204	B58	0.0019	T28	0.1084	L4	0.0337		
B70	0.0179	B1	0.0019	T27	0.1077	T18	0.0319		
B45	0.0173	B36	0.0013	L38	0.1068	L36	0.0312		
B32	0.0156	B38	0.0012	L42	0.0982	L27	0.0299		
B51	0.0142	B43	0.0011	L41	0.0982	L28	0.0299		
B33	0.0128	B37	0.0010	L16	0.0973	L7	0.0267		
B46	0.0127	B40	0.0008	T33	0.0914	T5	0.0264		
B68	0.0097	B65	0.0007	L34	0.0882	T43	0.0255		
B22	0.0095	B49	0.0005	T12	0.0872	T44	0.0244		
B4	0.0095	B53	0.0004	L25	0.0750	L8	0.0222		
B29	0.0092	B52	0.0002	L24	0.0750	L13	0.0216		

Tabla 5.10 FP asociados al modo 3

Bus	FP de Bus	Bus	FP de Bus	Rama	FP de Rama	Rama	FP de Rama	Generador	FP de Gen
B20	0.5290	B65	0.0040	L44	1.0000	T27	0.1688	D3	1.0000
B36	0.0881	B32	0.0039	L43	1.0000	T29	0.1638	D4	0.9801
B21	0.0573	B67	0.0038	T14	0.5893	T46	0.1633	D5	0.9420
B37	0.0371	B45	0.0036	T22	0.4211	L4	0.1569	TG4	0.7414
B33	0.0370	B63	0.0031	L34	0.4125	T33	0.1522	TG1	0.7266
B38	0.0242	B2	0.0027	T34	0.4067	T37	0.1497	TG2	0.7223
B34	0.0188	B46	0.0026	T11	0.3341	T42	0.1438	TG5	0.6688
B26	0.0150	B70	0.0023	T30	0.3282	T12	0.1397	TE3	0.6243
B42	0.0146	B52	0.0021	T21	0.3254	L5	0.1385	TE2	0.6045
B41	0.0132	B68	0.0020	T5	0.3169	L7	0.1368	TE1	0.5924
B35	0.0132	B4	0.0020	L39	0.3074	L30	0.1027	TE4	0.5498
B40	0.0122	B29	0.0017	L40	0.3074	L29	0.1027	PE-Mar Azul	0.5008
B25	0.0119	B79	0.0016	T35	0.3055	L16	0.0861	PE-San Hilario	0.3533
B23	0.0075	B22	0.0015	T32	0.2959	L12	0.0845	D2	0.1360
B43	0.0072	B64	0.0014	L27	0.2842	TMA2	0.0844	D1	0.1215
B59	0.0058	B55	0.0011	L28	0.2842	L35	0.0817		
B66	0.0056	B57	0.0011	T40	0.2813	L22	0.0799		
B62	0.0056	B31	0.0010	T9	0.2630	L21	0.0755		
B30	0.0055	B54	0.0010	T23	0.2577	T19	0.0748		
B49	0.0055	B60	0.0010	T24	0.2496	L23	0.0709		
B28	0.0054	B61	0.0010	T13	0.2378	L31	0.0687		
B27	0.0054	B44	0.0009	T8	0.2340	L20	0.0685		
B48	0.0048	B75	0.0008	T7	0.2285	L14	0.0662		
B24	0.0048	B58	0.0008	T6	0.2252	T45	0.0649		
B53	0.0043	B1	0.0007	L26	0.2212	T10	0.0620		
B3	0.0042	B56	0.0006	L38	0.2010	L17	0.0614		
B47	0.0042	B71	0.0001	L6	0.1720	L18	0.0556		
B50	0.0041	B69	0.0001	T28	0.1699	L25	0.0542		

Tabla 5.11 FP asociados al modo 4

Bus	FP de Bus	Rama	FP de Rama	Rama	FP de Rama	Generador	FP de Gen
B36	0.3366	T35	1.0000	T2	0.0298	D3	1.0000
B20	0.2829	L40	0.8943	T32	0.0278	D4	0.9801
B37	0.1225	L39	0.8943	T23	0.0271	D5	0.9420
B33	0.0832	T5	0.8580	T24	0.0262	TE3	0.0800
B38	0.0598	L34	0.8271	T13	0.0253	TE2	0.0775
B40	0.0288	T40	0.7217	L38	0.0232	TE1	0.0759
B43	0.0157	L27	0.7158	L11	0.0219	TE4	0.0705
B49	0.0128	L28	0.7158	T10	0.0215	D2	0.0329
B53	0.0098	T46	0.4049	L12	0.0196	TG4	0.0292
B30	0.0092	T37	0.3962	L42	0.0190	TG1	0.0286
B65	0.0085	T29	0.3469	L41	0.0190	TG2	0.0284
B52	0.0057	L4	0.3118	T12	0.0149	D1	0.0266
B21	0.0051	L7	0.3059	T19	0.0142	TG5	0.0263
B66	0.0049	L6	0.2701	T33	0.0136	PE-Mar Azul	0.0197
B67	0.0047	L30	0.2508	T42	0.0125	PE-San Hilario	0.0017
B3	0.0037	L29	0.2508	T20	0.0107		
B55	0.0017	L5	0.2032	L16	0.0101		
B2	0.0013	L22	0.1988	T18	0.0095		
B58	0.0011	L21	0.1875	TMA2	0.0090		
B1	0.0011	L43	0.1752	L14	0.0071		
B39	0.0001	L44	0.1752	L17	0.0065		
B34	0.0001	T45	0.1588	L23	0.0061		
B26	0.0001	L31	0.1479	L20	0.0056		
B60	0.0001	T1	0.1319	L18	0.0054		
B61	0.0001	T15	0.1006	T39	0.0054		

Tabla 5.12 FP asociados al modo 5

Bus	FP de Bus	Bus	FP de Bus	Rama	FP de Rama	Rama	FP de Rama	Generador	FP de Gen
B21	0.8351	B57	0.0006	L43	1.0000	L40	0.1983	TE3	1.0000
B20	0.1065	B50	0.0006	L44	1.0000	T42	0.1967	TE2	0.9683
B36	0.0211	B45	0.0006	T30	0.8548	T33	0.1915	TE1	0.9488
B34	0.0034	B60	0.0005	T14	0.7403	T5	0.1885	TE4	0.8808
B37	0.0031	B61	0.0005	T9	0.6160	T12	0.1755	TG4	0.6370
B26	0.0027	B54	0.0005	T22	0.5692	T19	0.1754	TG1	0.6243
B32	0.0025	B31	0.0005	T8	0.5480	L25	0.1644	TG2	0.6206
B25	0.0022	B66	0.0005	T34	0.5423	L24	0.1644	TG5	0.5746
B41	0.0021	B44	0.0004	T7	0.5352	L35	0.1584	PE-San Hilario	0.5440
B35	0.0021	B2	0.0004	T6	0.5274	L34	0.1516	PE-Mar Azul	0.4336
B42	0.0014	B75	0.0004	T35	0.5183	L6	0.1483	D3	0.4067
B23	0.0013	B46	0.0004	T21	0.4383	T10	0.1453	D4	0.3986
B29	0.0009	B3	0.0003	T32	0.4233	L12	0.1441	D5	0.3831
B59	0.0009	B56	0.0003	T11	0.4197	L5	0.132	D2	0.0451
B28	0.0008	B68	0.0003	T28	0.3965	T20	0.1143	D1	0.0421
B27	0.0008	B4	0.0003	T27	0.3938	TMA2	0.1067		
B62	0.0008	B70	0.0003	T23	0.3424	T18	0.1007		
B24	0.0008	B79	0.0003	T24	0.3317	L31	0.0937		
B22	0.0007	B63	0.0002	T13	0.2987	L18	0.0918		
B48	0.0007	B64	0.0002	L38	0.2710	L14	0.0817		
B39	0.0007	B51	0.0002	L26	0.2239	L20	0.0807		
B47	0.0006	B67	0.0001	L39	0.1983	T1	0.0780		

Como se muestra en la Tabla 5.7 todos los valores característicos son positivos, por lo que el sistema es estable en términos de voltaje. Se debe destacar que los tres primeros modos aumentan su magnitud, mientras que los otros dos la disminuyen, con respecto a los modos obtenidos en el caso base. Lo siguiente que se debe de analizar son los resultados presentados en las Tablas 5.8 a 5.12 referentes a los FP asociados a cada modo obtenido.

- Primer modo: los buses con mayor FP son B30, B33, B55, B58 y B1, los buses restantes para este modo tienen FP cercanos a cero. Los buses con mayores FP pertenecen a circuitos radiales que se encuentran en la zona norte de la red, y como se mencionó anteriormente estos buses son muy sensibles en términos VQ . En cuestión de los FP de ramas, la línea con mayor FP es la línea L1 que enlaza circuitos radiales de la zona norte de la red. Para el caso de FP de generadores, el generador D3 es el que tiene el mayor valor, sin embargo los generadores D4 y D5 tienen un valor cercano al FP de D3.
- Segundo modo: para este modo no existen buses con FP de gran valor como se presentó en el primer modo, se tienen muchos buses con similares FP y cercanos a cero, pero se pueden destacar los buses B42, B34, B35, B26 y B41, estos buses se localizan en la zona sur de la red. En cuanto a los FP de ramas las líneas L43 y L44 son las que presentan los mayores valores, además de que estas líneas tienen el mismo FP. El generador TG4 es el que tiene el mayor FP, para este modo casi todos los generadores tienen un alto FP con excepción de los generadores D3, D4 y D5.
- Tercer modo: el bus con mayor FP es B20, los buses restantes tienen valores cercanos a cero, pero de estos buses los que tienen el mayor FP son B36, B21, B37 y B33, todos estos buses están localizados en la zona norte de la red. Para este modo se obtiene que las ramas con mayor FP son las líneas L44 y L43, que coinciden con las obtenidas en el segundo modo. En cuanto a los FP de generadores se tiene una combinación de lo obtenido en el primer y segundo modo, ya que se obtiene que los generadores con mayor FP son D3, D4 y D5, sin embargo como sucede en el segundo modo, casi todos los generadores de este modo tienen grandes FP con excepción de los generadores D2 y D1.
- Cuarto modo: los buses con mayores FP son B36, B20 y B37 pertenecientes a la zona norte de la red. Para este modo se obtiene que las ramas con mayores FP son las conformadas por el transformador T35 y por las líneas L40 y L39 que tienen el mismo FP. En cuanto a los FP de generadores se repiten los resultados obtenidos en el primer modo, en el que los generadores D3, D4 y D5 son los que tienen los mayores FP.
- Quinto modo: los buses con mayores FP son B21 y B20, esto coincide con lo obtenido en el tercer y cuarto modo. Nuevamente para este modo se obtiene que las ramas con mayor FP son las líneas L43 y L44. Los generadores con mayores FP son TE3, TE2 y TE1, aunque los demás generadores también tienen grandes FP, con excepción de los generadores D2 y D1.

De estos resultados se debe destacar que aunque el primer, tercer, cuarto y quinto modo, indican que las zonas propensas a presentar problemas de estabilidad se encuentran en la zona norte de la red, hay que recordar que la presencia de circuitos radiales en esta zona los hace más sensibles en términos VQ . Otro aspecto importante a destacar es que los parques eólicos contribuyen con los FP de todos los modos analizados.

Para concluir, en las siguientes figuras se muestra las curvas PV y VQ. En cuanto a las curvas PV, se puede observar cómo se incrementan el margen de cargabilidad de 540.281 MW que se tenía en el caso base, a 577.575 MW con los generadores a capacidad plena. Mientras que en las curvas VQ se puede apreciar que el sistema aumenta su capacidad de proporcionar reactivos a las cargas. Se debe destacar que la observación anterior no es muy significativa, si se compara con las curvas VQ obtenidas en el caso base. Sin embargo puede observarse el efecto que tendrán los parques eólicos cuando operan a capacidad nominal.

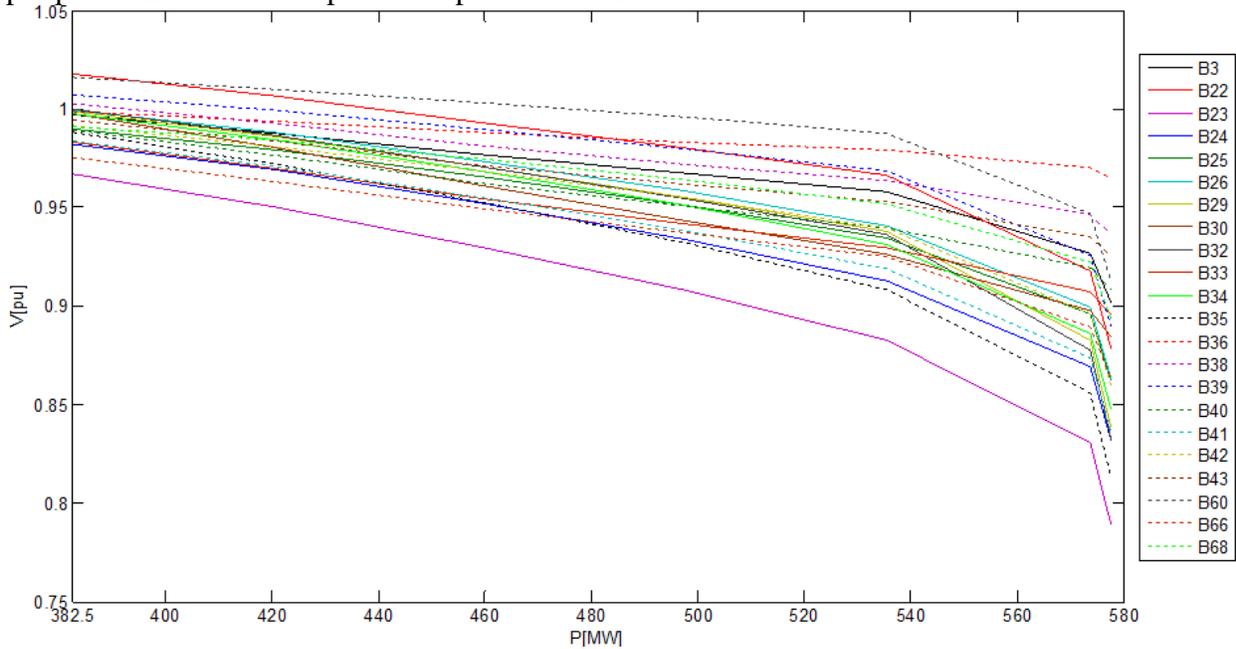


Fig. 5.20 Curvas PV del segundo caso con parques a capacidad nominal

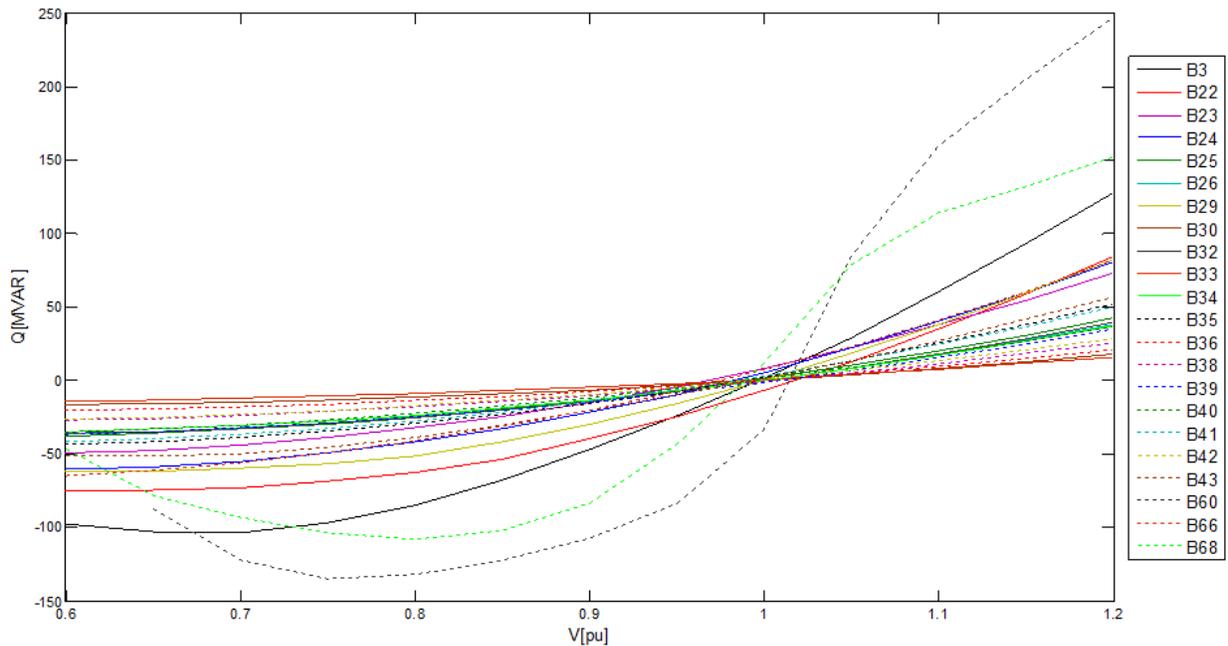


Fig. 5.21 Curvas VQ del segundo caso con parques a capacidad nominal

En cuanto a las condiciones operativas de los parques, el parque San Hilario tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B75) de 1.0018 pu y está absorbiendo 1.707 MVAR, mientras que el parque Mar Azul tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B79) de 0.9947 pu y está inyectando 1.046 MVAR, bajo la condición de operación de este caso de estudio los parques eólicos cumplen con los requerimientos establecidos en el apartado 4.1 del Código de Red.

Ahora se analizará el caso en el que los parques eólicos no generen energía eléctrica, esta situación puede ocurrir con frecuencia debido a la variabilidad del recurso eólico. De acuerdo con la curva de potencia, esta situación se presenta con velocidades menores de 3 m/s y a velocidades mayores de 21 m/s. Si se consultan los histogramas de las Fig. 5.7 y 5.11, del total de mediciones, se tiene un 9.76 % para el parque San Hilario y un 4.92 % para el parque Mar Azul, en las que los parques no producirían energía eléctrica.

Únicamente se presentan los resultados de sensibilidades y valores característicos, ya que las curvas PV y VQ son esencialmente las mismas a las obtenidas en el caso base.

Tabla 5.13 Sensibilidades del segundo caso con parques sin generación

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B33	1.6724	B77	0.4953	B59	0.1123
B30	1.3871	B74	0.4894	B62	0.1044
B20	1.2852	B78	0.4865	B47	0.0930
B21	1.1727	B43	0.4356	B48	0.0914
B36	1.1653	B23	0.4048	B45	0.0857
B37	1.0580	B66	0.3487	B68	0.0806
B38	0.9183	B24	0.3325	B70	0.0784
B42	0.8840	B29	0.3063	B57	0.0775
B40	0.6998	B22	0.2605	B54	0.0766
B34	0.6630	B49	0.2419	B50	0.0753
B39	0.6581	B28	0.2130	B52	0.0691
B26	0.6346	B27	0.2101	B46	0.0638
B55	0.6329	B53	0.1936	B4	0.0637
B32	0.6184	B31	0.1930	B44	0.0631
B25	0.6064	B3	0.1916	B69	0.0591
B58	0.5555	B63	0.1849	B71	0.0575
B1	0.5545	B2	0.1662	B56	0.0559
B41	0.5356	B67	0.1560	B64	0.0494
B72	0.5177	B65	0.1333	B61	0.0455
B73	0.5052	B51	0.1325	B60	0.0445
B35	0.5024	B79	0.1288		
B76	0.5024	B75	0.1269		

Tabla 5.14 Modos críticos del segundo caso con parques sin generación

Modo	Valor característico
1	0.2531
2	0.4393
3	0.6170
4	0.7801
5	0.7937

Los resultados de las sensibilidades obtenidos en este caso, comparados con los obtenidos en el caso base y en el segundo caso con los parques a capacidad plena, muestran que las sensibilidades disminuyen en los buses pertenecientes a circuitos radiales de la zona norte, mientras que las sensibilidades de los buses de la zona sur aumenta o en algunos casos es la misma. Los buses que más incrementan su sensibilidad, comparados con lo que se tenía en el segundo caso con parques a capacidad plena, son los buses asociados con los equivalentes de los parques eólicos, esto se debe a que cuando el parque no inyecta potencia a la red, el circuito del equivalente tiene la configuración de un circuito radial.

Con los resultados obtenidos al aplicar el análisis modal se puede observar que la magnitud de los cinco valores característicos disminuye, con respecto a las magnitudes obtenidas en el caso base y a las obtenidas en el segundo caso con los parques a capacidad plena, siendo el segundo, tercero y quinto modo los que más disminuyen su magnitud, aunque esta disminución en la magnitud de los valores característicos, se debe como en el caso de las sensibilidades a la presencia de los circuitos radiales de los equivalentes de los parques.

Por lo anterior, si permanecen conectadas las redes internas de los parques a la red, cuando los generadores no estén produciendo energía eléctrica, se ve afectada la estabilidad de voltaje por la presencia de las redes internas de los parques.

5.8 Red eléctrica en condiciones críticas de operación (tercer caso de estudio)

Este caso de estudio tiene el propósito de evaluar la estabilidad de voltaje de la red de BCS cuando ésta es sometida a contingencias, como puede ser desconexión de generadores, líneas de transmisión y transformadores. Se considerará que ambos parques eólicos operan a capacidad plena.

La selección de las contingencias a aplicar se realiza en base a los resultados obtenidos de los FP de ramas y generadores del segundo caso (se seleccionaran los tres elementos con mayor FP) y en base a los siguientes criterios:

- La contingencia a aplicar no debe dividir a la red en dos o más subredes.
- La contingencia a aplicar no debe desconectar carga.

En la siguiente tabla se muestran las contingencias seleccionadas en base a los criterios anteriores para cada modo que se obtuvo en el segundo caso de estudio.

Tabla 5.15 Contingencias más severas a analizar.

Modo		1	2	3	4	5
Ramas	C1	L39 o L40	L43 y L44	L43 y L44	L39 o L40	L43 y L44
	C2	L34	T14	T14	T5	T14
	C3	L27 o L28	T11	L34	L34	T9
Generadores	C1	D3	TG1	D3	D3	TE1
	C2	D4	TG2	D4	D4	TE2
	C3	D5	TG4	D5	D5	TE3

Para poder evaluar que tanto se afecta la estabilidad de voltaje de la red al aplicar las contingencias, en la siguiente tabla se presentan los valores de los cinco modos más críticos al aplicar cada una de las contingencias de la Tabla 5.15.

Tabla 5.16 Valores característicos al aplicar contingencias

Salida del elemento	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4	Modo 5
L27 o L28	0.2150	0.5464	0.7590	0.7837	0.8590
L34	0.2393	0.5470	0.7560	0.7793	0.8600
L39 o L40	0.2461	0.5424	0.7676	0.7861	0.8598
L43 y L44	0.2512	0.2917	0.6816	0.7892	0.8425
T5	0.2386	0.5504	0.7420	0.7806	0.8636
T9	0.2533	0.5266	0.7635	0.7914	0.8560
T11	0.2546	0.5158	0.7635	0.7927	0.8605
T14	0.2549	0.5228	0.7662	0.7936	0.8626
D3	0.2370	0.5504	0.7319	0.7804	0.8638
D4	0.2375	0.5504	0.7330	0.7804	0.8638
D5	0.2372	0.5501	0.7317	0.7799	0.8638
TG1	0.2546	0.5102	0.7621	0.7927	0.8603
TG2	0.2543	0.4619	0.7564	0.7929	0.8599
TG4	0.2542	0.4592	0.7556	0.7927	0.8593
TE1	0.2514	0.4885	0.7579	0.7916	0.8534
TE2	0.2513	0.4876	0.7577	0.7916	0.8533
TE3	0.2512	0.4861	0.7574	0.7915	0.8530

Según los resultados obtenidos de la Tabla 5.16, al aplicar las contingencias, en casi todos los modos disminuye la magnitud del valor característico con respecto al caso base y al segundo caso con los parques a capacidad nominal. Como todos los valores característicos son positivos, el sistema es estable en términos de voltaje para todas las contingencias evaluadas.

Se puede apreciar que el primer y segundo modo se ven afectados dependiendo de la ubicación de la contingencia aplicada. Cuando la contingencia ocurre en la zona norte de la red, el primer modo es el que más disminuye la magnitud de su valor característico, pero cuando la contingencia ocurre en la zona sur, el segundo modo es el que más disminuye la magnitud de su valor característico.

En base a esto se puede considerar que el primer modo está asociado con los buses de la zona norte, mientras que el segundo modo con los buses de la zona sur. Las contingencias que más disminuyen la magnitud de los valores característicos es la salida de las líneas L27 o L28, así como la salida de las líneas L43 y L44. De estas dos contingencias la que más disminuye el margen de cargabilidad del sistema es la salida de las líneas L43 y L44, por lo que ésta es considerada la contingencia crítica. A continuación se muestran los resultados obtenidos de FP generadores, cuando en el sistema ocurre la contingencia crítica.

Como se presenta en la Tabla 5.17, los parques eólicos contribuyen con los FP de generadores para cada modo analizado cuando se aplica la contingencia crítica. El parque Mar Azul es el tercer generador que más contribuye con los FP del segundo modo.

Tabla 5.17 FP de generadores del tercer caso con contingencia crítica

Modo 1		Modo 2		Modo 3		Modo 4		Modo 5	
D3	1.0000	TG2	1.0000	TE3	1.0000	D3	1.0000	TE3	1.0000
D4	0.9801	TG5	0.9259	TE2	0.9683	D4	0.9801	TE2	0.9683
D5	0.9420	PE-Mar Azul	0.6047	TE1	0.9488	D5	0.942	TE1	0.9488
TG2	0.4371	TE3	0.1750	D2	0.6582	D2	0.0500	D3	0.7184
TG5	0.4048	TE2	0.1694	PE-San Hilario	0.5926	TE3	0.0424	D4	0.7041
TE3	0.3999	TE1	0.1660	D1	0.5834	D1	0.0418	D5	0.6768
TE2	0.3872	D2	0.0849	D3	0.4525	TE2	0.0410	D2	0.6311
TE1	0.3794	PE-San Hilario	0.0822	D4	0.4435	TE1	0.0402	PE-San Hilario	0.5914
D2	0.2977	D1	0.0718	D5	0.4263	PE-San Hilario	0.0204	D1	0.5613
PE-Mar Azul	0.2634	D3	0.0711	TG2	0.2210	TG2	0.0136	TG2	0.2151
D1	0.2576	D4	0.0697	TG5	0.2046	TG5	0.0126	TG5	0.1992
PE-San Hilario	0.2426	D5	0.0670	PE-Mar Azul	0.1385	PE-Mar Azul	0.0085	PE-Mar Azul	0.1367

Como se mencionó anteriormente el segundo modo está relacionado con los buses de la zona sur de la red, por esta razón el parque Mar Azul influirá en la estabilidad de voltaje de esta zona, debido a la variabilidad del recurso eólico. En cuanto al primer modo, asociado con los buses de la zona norte de la red, se debe destacar que los resultados obtenidos indican que los parques eólicos no influyen de manera significativa en los FP de generadores para éste modo, por lo que los parques no influirán en la estabilidad de voltaje en los buses de esta zona. Las siguientes figuras muestran las curvas PV y VQ cuando en el sistema ocurre la contingencia crítica.

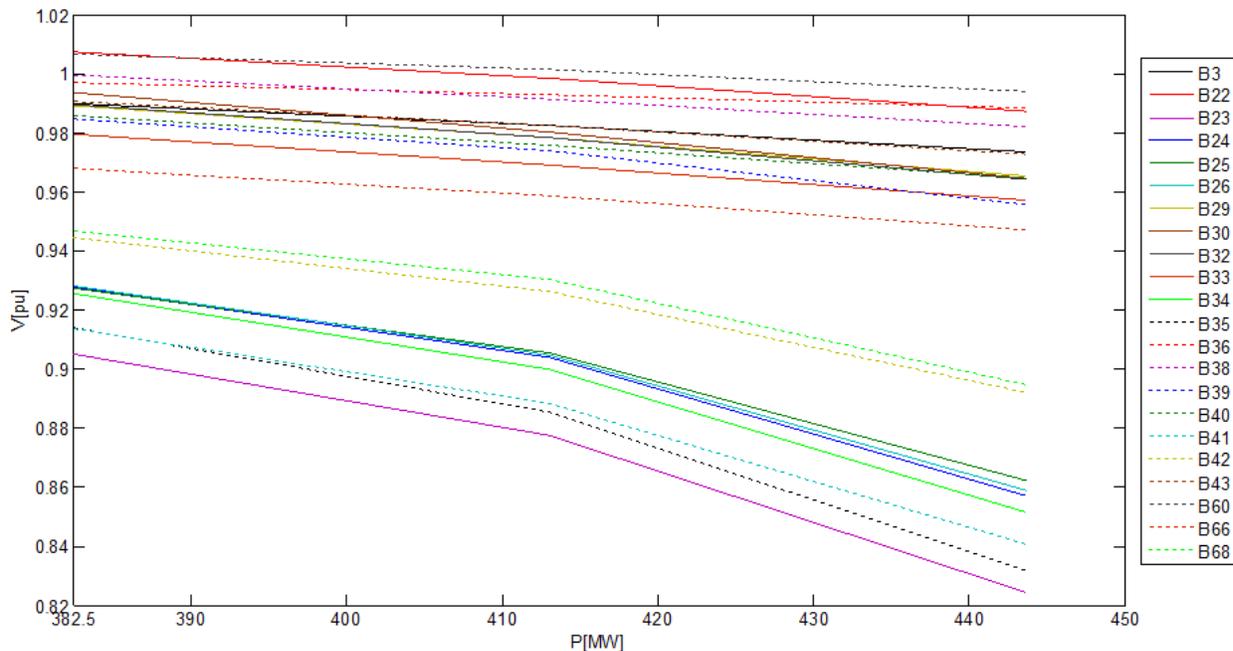


Fig. 5.22 Curvas PV del tercer caso con contingencia crítica

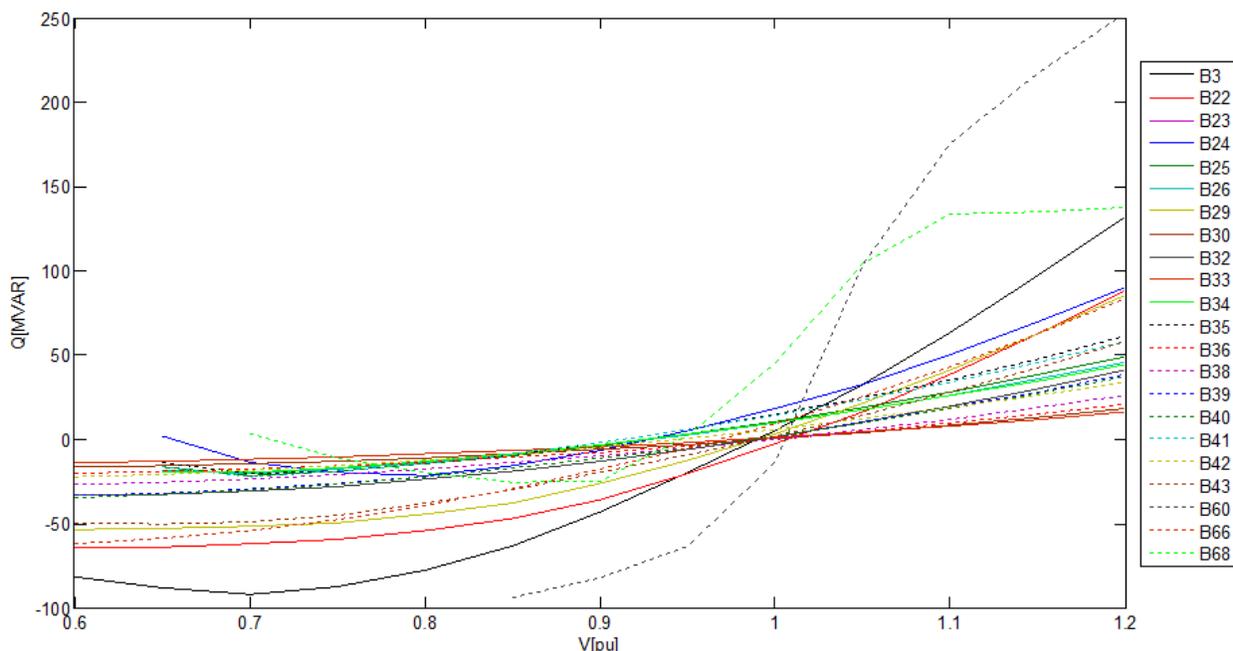


Fig. 5.23 Curvas VQ del tercer caso con contingencia crítica

Lo primero que se debe de notar de las curvas PV obtenidas para este caso, comparadas con las curvas que se obtuvieron en el caso base, es que el margen de cargabilidad del sistema se reduce de 540.281 a 443.7 MW, y comparando el margen de cargabilidad que se tenía en el segundo caso con los parques a capacidad nominal se reduce de 577.575 a 443.7 MW. Otro aspecto importante de mencionar es, que para esta condición de operación los voltajes de los buses B68, B42, B25, B26, B24, B34, B41, B35 y B23 (todos ellos buses de carga de la zona sur) tienen un voltaje inicial menor al que se tenía en el caso base. El valor de los voltajes de estos buses ésta alrededor de 0.9 y 0.95 pu para este caso, mientras que para el caso base y el segundo caso con parques a capacidad nominal, los voltajes estaban alrededor de 0.98 y 1.02 pu. También se puede notar que al incrementar la cargabilidad de los buses de la zona sur, estos serán los que tendrán las caídas de voltaje más considerables, en cambio los buses de la zona norte no tienen caídas de voltaje tan grandes. En cuanto a las curvas VQ, estas muestran como los buses de carga de la zona sur tienen una capacidad de proporcionar reactivos mucho menor a la que se tenía en el caso base y en el segundo caso con parques a capacidad nominal, esto se puede apreciar debido a que las curvas VQ de los buses de la zona sur están más cerca del eje horizontal.

Para este caso, el parque San Hilario tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B75) de 0.9939 pu y está inyectando 0.293 MVAR, mientras que el parque Mar Azul tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B79) de 0.9571 pu y está inyectando 11.224 MVAR, bajo la condición de operación de este caso de estudio los parques eólicos cumplen con los requerimientos establecidos en el apartado 4.1 del Código de Red.

Como se mencionó anteriormente, el parque Mar Azul influirá en la estabilidad de voltaje cuando el sistema sufra la contingencia crítica. Por lo que ahora se evaluara la estabilidad de

voltaje cuando varíe la velocidad del viento en dicho parque. El parque Mar Azul operara con la velocidad mínima registrada para que pueda producir energía eléctrica, esta velocidad tiene un valor de 3.1648 m/s. Si se consulta el histograma de la Fig. 5.11, se puede observar que del total de mediciones en el 14.39 % el parque operaría dentro del rango, en el que produciría energía eléctrica con la velocidad mínima, por lo que el parque inyectaría 0.6356 MW a la red. En cuanto al parque San Hilario operara a su capacidad nominal. Los resultados obtenidos al evaluar la estabilidad de voltaje con las anteriores condiciones de operación son los siguientes.

Tabla 5.18 Sensibilidades con velocidad mínima del parque Mar Azul

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B23	-2.7954	B41	-1.9583	B55	0.6357	B52	0.069
B24	-2.5778	B34	-1.9296	B32	0.6131	B69	0.0668
B45	-2.3915	B25	-1.8923	B58	0.5577	B71	0.0666
B47	-2.3475	B26	-1.8688	B1	0.5567	B57	0.0632
B35	-2.3368	B78	-1.8000	B39	0.4596	B54	0.0571
B46	-2.3234	B77	-1.7903	B43	0.4368	B44	0.0504
B50	-2.3029	B63	-1.1245	B66	0.3459	B56	0.0463
B48	-2.2925	B42	-0.3814	B29	0.2878	B61	0.0300
B70	-2.2690	B51	-0.0916	B22	0.2497	B60	0.0286
B59	-2.2612	B33	1.6814	B49	0.2419	B74	0.0270
B4	-2.2563	B30	1.3956	B53	0.1934	B73	0.0123
B68	-2.2392	B20	1.2912	B3	0.1868		
B62	-2.2317	B21	1.1767	B31	0.1837		
B64	-2.1851	B36	1.1680	B2	0.1586		
B79	-2.1849	B37	1.0603	B67	0.1528		
B28	-2.1503	B38	0.9222	B65	0.1327		
B27	-2.1083	B40	0.7028	B75	0.0900		

Tabla 5.19 Modos críticos con velocidad mínima del parque Mar Azul

Modo	Valor característico
1	-0.0169
2	0.2525
3	0.6623
4	0.7877
5	0.8346

Según los resultados obtenidos de sensibilidades y valores característicos, la red es inestable en términos de voltaje, ya que se tienen valores negativos de sensibilidades y se obtiene un modo negativo. Esto confirma que el parque Mar Azul influirá de manera significativa en la estabilidad de voltaje de la red, ya que cuando el parque operaba a su capacidad nominal, el sistema era estable, pero para el caso, cuando el parque opera con la velocidad mínima para producir energía eléctrica, el sistema se vuelve inestable, por esta razón, si llega a ocurrir la contingencia crítica, la estabilidad de voltaje de la red dependerá de la velocidad en la que opere el parque Mar Azul. Como se puede observar en la Tabla 5.18, los buses que tienen sensibilidades negativas están localizados en la zona sur de la red, con excepción de B31, B69 y B71, mientras que los buses de la zona norte tienen sensibilidades positivas. En cuanto a la Tabla 5.20 asociada con el modo negativo, se puede apreciar que los buses con mayores FP son los de la zona sur de la red, esto coincide con lo obtenido del análisis de sensibilidades, se debe destacar que el bus B23 es el más sensible, además de ser el que tiene el mayor FP, también se puede notar que la línea L26 es la

que tiene el mayor FP de rama, ya que es la única línea que une la zona norte con la zona sur de la red, en cuanto a los FP de generadores el parque Mar Azul no tiene contribución para este modo.

Tabla 5.20 FP asociados al modo 1

Bus	FP de Bus	Bus	FP de Bus	Rama	FP de Rama	Rama	FP de Rama	Generador	FP de Gen
B23	0.0535	B63	0.0218	L26	1.0000	T1	0.0767	TE3	1.0000
B24	0.0488	B42	0.0218	L38	0.6578	T41	0.0719	TE2	0.9683
B35	0.0474	B39	0.0039	T22	0.4514	T26	0.0626	TE1	0.9488
B34	0.0433	B51	0.0039	T21	0.3666	T42	0.0561	D2	0.4899
B26	0.0419	B32	0.0004	T12	0.3656	L36	0.0474	D1	0.4490
B25	0.0417	B60	0.0004	T23	0.3524	L20	0.0399	PE-San Hilario	0.4483
B41	0.0416	B61	0.0004	T24	0.3414	L18	0.0395	D3	0.1292
B45	0.0412	B21	0.0003	T34	0.2496	L15	0.0305	D4	0.1266
B47	0.0405	B20	0.0003	T14	0.2492	T30	0.0282	D5	0.1217
B46	0.0399	B29	0.0003	L25	0.2483	L16	0.0277		
B48	0.0395	B57	0.0003	L24	0.2483	T28	0.0258		
B50	0.0394	B22	0.0003	L17	0.2191	T27	0.0256		
B70	0.0394	B54	0.0003	T33	0.2000	L41	0.0212		
B28	0.0392	B44	0.0003	T11	0.1538	L42	0.0212		
B59	0.0392	B31	0.0003	L9	0.1218	L23	0.0191		
B4	0.0389	B56	0.0002	L14	0.1160	L19	0.0187		
B68	0.0389	B75	0.0002	T13	0.1105	L34	0.0182		
B79	0.0387	B2	0.0002	T32	0.1026	L10	0.0175		
B62	0.0386	B66	0.0001	T8	0.1004	T25	0.0166		
B27	0.0385	B3	0.0001	T7	0.0977	T10	0.0154		
B64	0.0379	B71	0.0001	L8	0.0975	T43	0.0134		
B78	0.0377	B69	0.0001	C-eq2	0.0974	T44	0.0129		
B77	0.0377	B67	0.0001	T6	0.0961	L12	0.0125		

5.9 Propuesta para mejorar la estabilidad de voltaje

Se ha determinado que la red de BCS puede presentar problemas de estabilidad de voltaje, por esta razón la solución más sencilla podría ser poner en marcha los generadores TG3 y TG6, que para todos los casos de estudio analizados se han considerado fuera de operación. Sin embargo, la esencia fundamental del uso de energías renovables es disminuir en la medida de lo posible el uso de generación convencional, que repercute en condiciones ambientales; así como poder tratar de suplir la escasez de combustibles fósiles que se pudiera presentar en un futuro. Por ello, la propuesta de solución que a continuación se planteará, se enfocará en no hacer uso de los generadores TG3 y TG6, para solucionar los problemas de estabilidad de voltaje que tiene la red durante la contingencia crítica y que el parque Mar Azul opere con bajas velocidades de viento.

Se propone el uso de un compensador de potencia reactiva, el cual tendrá como objetivo mejorar la estabilidad de voltaje, éste dispositivo inyecta potencia reactiva a la red para mantener un nivel de voltaje, reduce las corrientes en las líneas de transmisión y por lo tanto reduce las pérdidas, mejorando la estabilidad. La ubicación del compensador se realiza de acuerdo con los resultados obtenidos en el caso de estudio anterior, en el que se determinó que el bus B23 es el que tiene el mayor FP del modo más crítico. En este bus se instalará un SVC (en el apéndice A del presente trabajo se da una descripción de este dispositivo) con las siguientes características.

Tabla 5.21 Parámetros del SVC

$Q_{Cm\acute{a}x}$ MVAR	$Q_{Lm\acute{a}x}$ MVAR	V_{ref} pu	X_{SL} %
30	15	1.0	5

En la Fig. 5.24 se muestra parte del diagrama unifilar en donde se propone instalar el SVC.

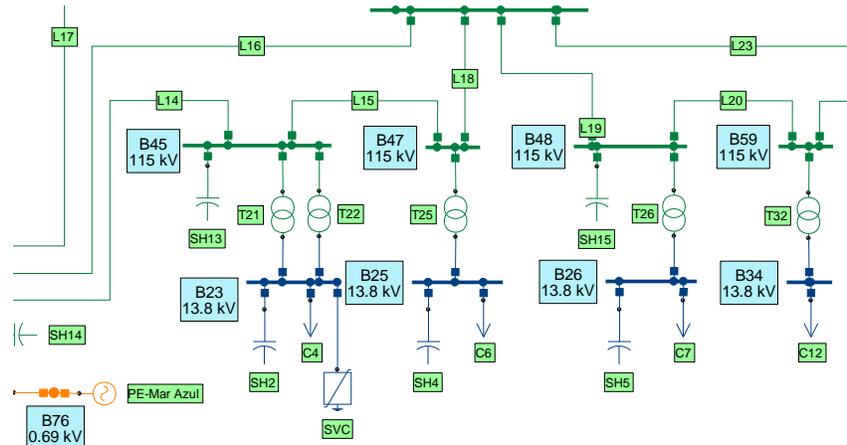


Fig. 5.24 Zona en donde se instala el SVC

A continuación se repite el segundo y tercer caso de estudio, manteniendo las mismas características con las que se realizaron, pero con la incorporación del SVC. Las siguientes tablas y graficas muestran los resultados obtenidos.

i) Segundo caso de estudio:

Tabla 5.22 Sensibilidades del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B33	1.6735	B24	0.3133	B52	0.0690
B30	1.3880	B29	0.2929	B70	0.0685
B20	1.2836	B22	0.2540	B68	0.0657
B21	1.1709	B49	0.2414	B54	0.0648
B36	1.1657	B28	0.1990	B50	0.0620
B37	1.0583	B27	0.1963	B45	0.0599
B38	0.9185	B53	0.1931	B44	0.0568
B42	0.8759	B3	0.1886	B69	0.0558
B40	0.6998	B31	0.1884	B71	0.0536
B39	0.6544	B63	0.1769	B56	0.0511
B34	0.6477	B2	0.1619	B4	0.0489
B55	0.6329	B67	0.1540	B46	0.0481
B26	0.6197	B65	0.1327	B61	0.0417
B32	0.6141	B51	0.1282	B60	0.0407
B25	0.5842	B59	0.0992	B64	0.0403
B58	0.5554	B75	0.0956	B74	0.0270
B1	0.5544	B62	0.0916	B78	0.0153
B41	0.5212	B79	0.0911	B73	0.0123
B35	0.4867	B48	0.0781	B77	0.0070
B43	0.4353	B47	0.0731		
B66	0.3460	B57	0.0727		

Tabla 5.23 Modos críticos del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC

Modo	Valor característico
1	0.2552
2	0.6141
3	0.7902
4	0.7938
5	0.8661

Comparando los resultados obtenidos con SVC y sin SVC se puede observar que los valores de las sensibilidades de los buses disminuyen, con excepción de los buses B74, B78, B73 y B77 cuyos valores son iguales al caso sin SVC, estos buses pertenecen a los equivalentes de ambos parques.

En cuanto a los modos críticos, su magnitud aumenta con respecto al caso sin SVC, siendo el segundo modo el que más aumenta su magnitud, como ya se ha mencionado el segundo modo está relacionado con los buses de la zona sur de la red, y como el SVC se instala en un bus localizado en esta zona, era de esperarse que el segundo modo fuese el que más aumentará su magnitud.

Como se ha disminuido el valor de las sensibilidades de los buses y se ha aumentado la magnitud de los valores característicos críticos, se ha mejorado la estabilidad de voltaje con la incorporación del SVC.

En las siguientes figuras se presentan las curvas PV y VQ para poder conocer si se pudo aumentar los márgenes de estabilidad del sistema, con la incorporación del SVC.

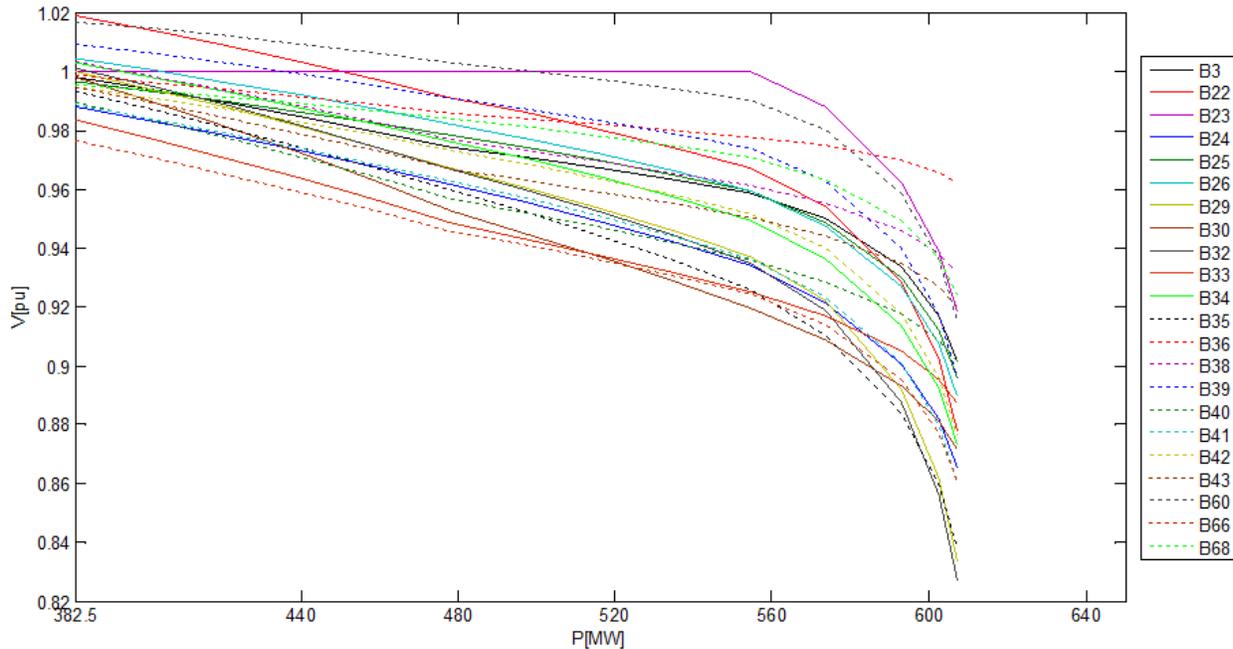


Fig. 5.25 Curvas PV del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC

En base a las características de las anteriores curvas PV, se puede observar que la cargabilidad máxima se alcanza a una potencia de 607.219 MW, que es mayor a los 577.575 MW que se tenían sin SVC, razón por la cual se ha aumentado el margen de cargabilidad de sistema.

Además, se puede apreciar claramente el efecto del SVC en la curva PV del bus B23, debido que se mantiene constante el voltaje en 1 pu, hasta que se pierde el control y se viola su límite capacitivo.

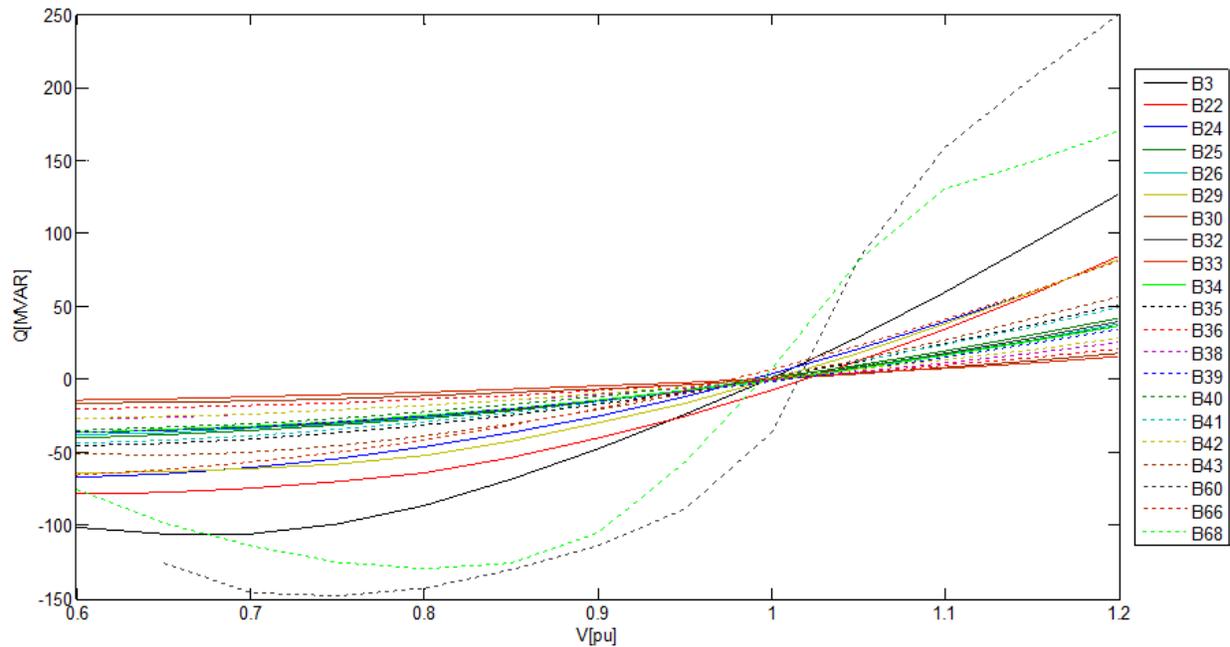


Fig. 5.26 Curvas VQ del segundo caso (parques a capacidad nominal) con SVC

De las curvas VQ se puede notar que los buses de carga de la zona sur incrementan su capacidad de suministrar reactivos por la incorporación del SVC, en cambio los buses de carga de la zona norte no incrementan su capacidad de suministrar reactivos.

En cuanto a las condiciones de los parques, el parque San Hilario tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B75) de 1.0028 pu y está absorbiendo 1.953 MVAR, mientras que el parque Mar Azul tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B79) de 0.9984 pu y está inyectando 0.048 MVAR, bajo la condición de operación de este caso de estudio los parques eólicos cumplen con los requerimientos establecidos en el apartado 4.1 del Código de Red.

Es claro que los reactivos que proporcionaba el parque Mar Azul para esta condición de operación disminuyen al instalar el SVC, ya que para este caso el SVC está inyectando a la red 8.629 MVAR.

Ahora se evaluará la estabilidad de voltaje cuando los parques no producen energía eléctrica, y se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 5.24 Sensibilidades del segundo caso (parques sin generación) con SVC

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B33	1.6714	B74	0.4882	B79	0.1196
B30	1.3861	B35	0.4881	B59	0.1018
B20	1.2834	B77	0.4844	B62	0.0942
B21	1.1710	B78	0.4757	B48	0.0807
B36	1.1650	B43	0.4353	B57	0.0768
B37	1.0577	B66	0.3479	B47	0.0759
B38	0.9177	B24	0.3170	B54	0.0758
B42	0.8754	B29	0.3050	B68	0.0716
B40	0.6993	B22	0.2592	B70	0.0709
B39	0.6554	B49	0.2417	B52	0.0691
B34	0.6485	B28	0.2013	B50	0.0647
B55	0.6324	B27	0.1985	B45	0.0629
B26	0.6205	B53	0.1934	B44	0.0622
B32	0.6168	B31	0.1920	B69	0.0572
B25	0.5854	B3	0.1909	B71	0.0554
B58	0.5551	B63	0.1789	B56	0.0550
B1	0.5540	B2	0.1655	B4	0.0548
B41	0.5224	B67	0.1556	B46	0.0521
B72	0.5164	B65	0.1332	B61	0.0449
B73	0.5039	B51	0.1307	B60	0.0440
B76	0.4915	B75	0.1260	B64	0.0434

Tabla 5.25 Modos críticos del segundo caso (parques sin generación) con SVC

Modo	Valor característico
1	0.2538
2	0.4893
3	0.6363
4	0.7817
5	0.7942

Fundamentalmente se obtuvieron los mismos resultados que en el caso sin SVC, la variación más significativa se da en que se obtienen valores más pequeños de sensibilidades, y valores característicos de mayor magnitud comparados con los obtenidos en el caso sin SVC, por estas razones también bajo esta condición de operación se ha logrado mejorar la estabilidad de voltaje del sistema. La potencia reactiva que está inyectando el SVC es de 7.522 MVAR, que es menor a los 8.629 MVAR que estaba inyectando en el segundo caso, cuando los parques operan a capacidad nominal.

Únicamente se presentaran las curvas PV, ya que las curvas VQ no tienen diferencias tan significativas con respecto a las obtenidas en el segundo caso con los parques a capacidad nominal cuando se instala el SVC.

Como se muestra en las siguientes curvas PV, el margen de cargabilidad máximo se incrementa de 540.281 (que se tenía en el segundo caso cuando los parques no producen energía eléctrica sin SVC) a 568.969 MW. También se puede notar que las caídas de voltaje a medida que se incrementa la carga no son tan grandes, hasta que se pierde el control del voltaje y se viola el límite capacitivo en el bus B23 donde se instala el SVC.

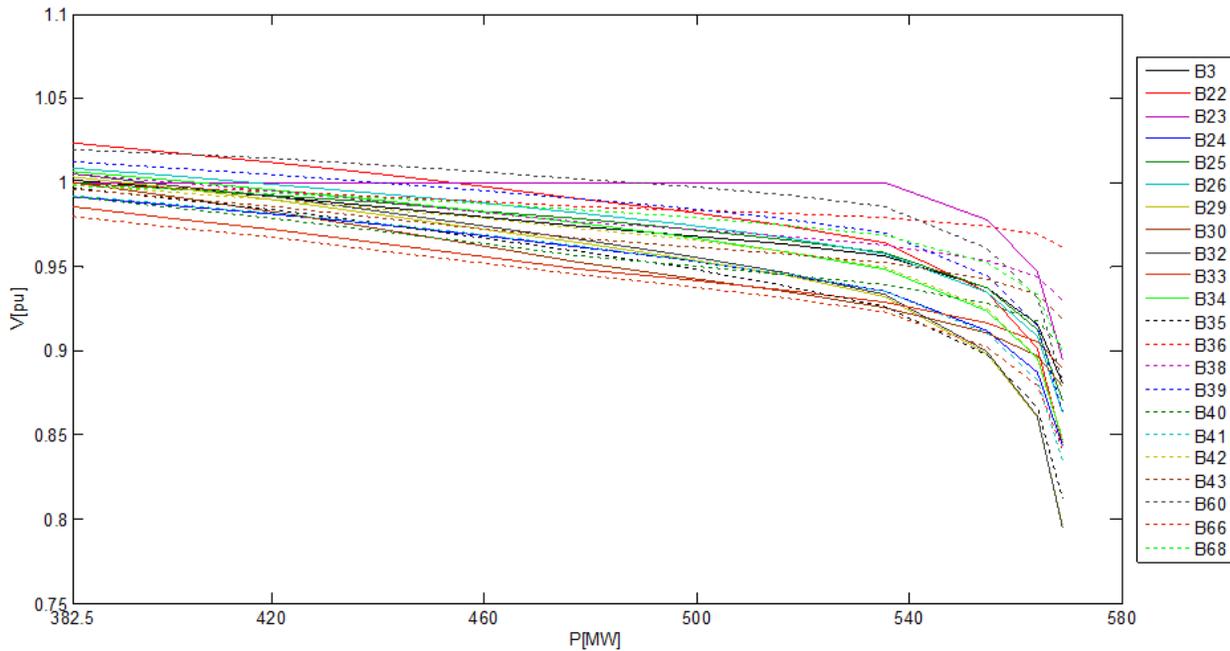


Fig. 5.27 Curvas PV del segundo caso (parques sin generación) con SVC

ii) Tercer caso de estudio:

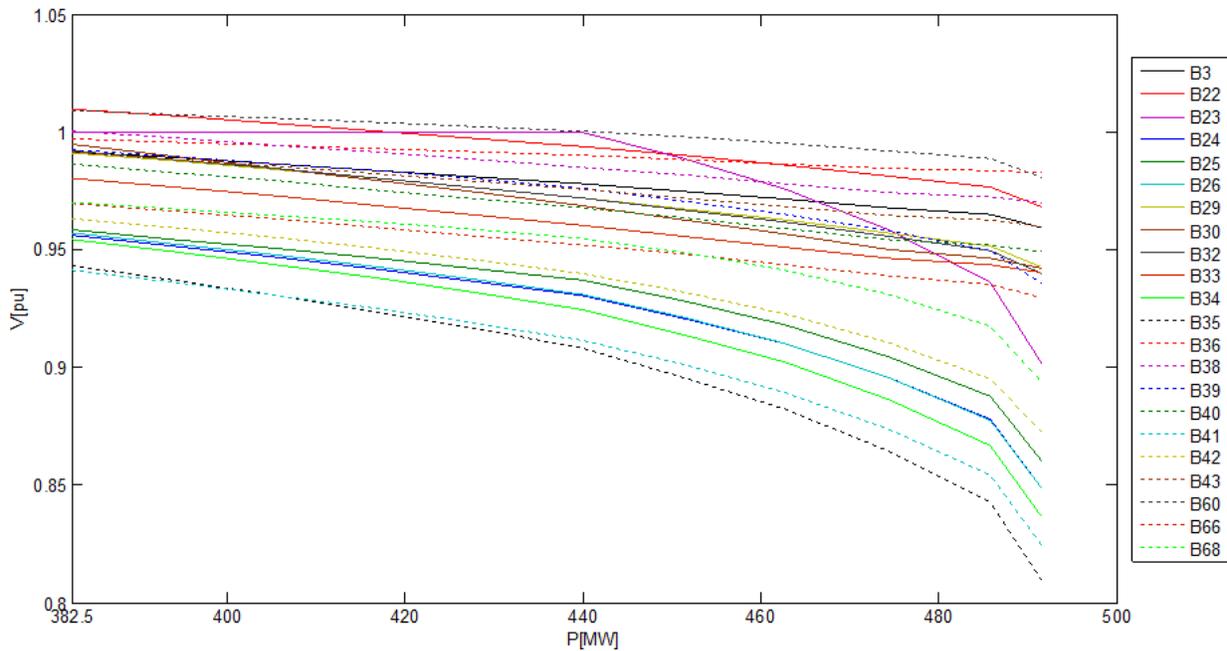


Fig. 5.28 Curvas PV del tercer caso (contingencia crítica) con SVC

El margen de cargabilidad máximo en las curvas PV se incrementa de 443.7 MW (que se tenía en el tercer caso sin SVC) a 491.512 MW, los voltajes iniciales de los buses de la zona sur se mejoran en comparación con los que se tenían en el tercer caso sin SVC, ya que los voltajes en estos buses tenían valores iniciales de entre 0.9 y 0.95 pu, mientras que para este caso solo los

voltajes de los buses B35 y B41 están por debajo de 0.95 pu, debido a que estos buses están alejados de la zona en donde se instaló el SVC.

En cuanto a las curvas VQ los buses que más aumentan su capacidad de proporcionar reactivos son B25, B26, B34, B24 y B28, esto se debe a la cercanía que tienen estos buses con la zona donde se instaló el SVC, y se puede notar que las curvas VQ de los buses de la zona sur se alejan del eje horizontal, por lo que se aumentan su capacidad de proporcionar reactivos a las cargas. En cambio en los buses de la zona norte mientras más alejados se localicen de la zona en donde se instaló el SVC, no presentan cambios significativos en su capacidad de proporcionar reactivos con respecto a la que tenían en el tercer caso sin SVC.

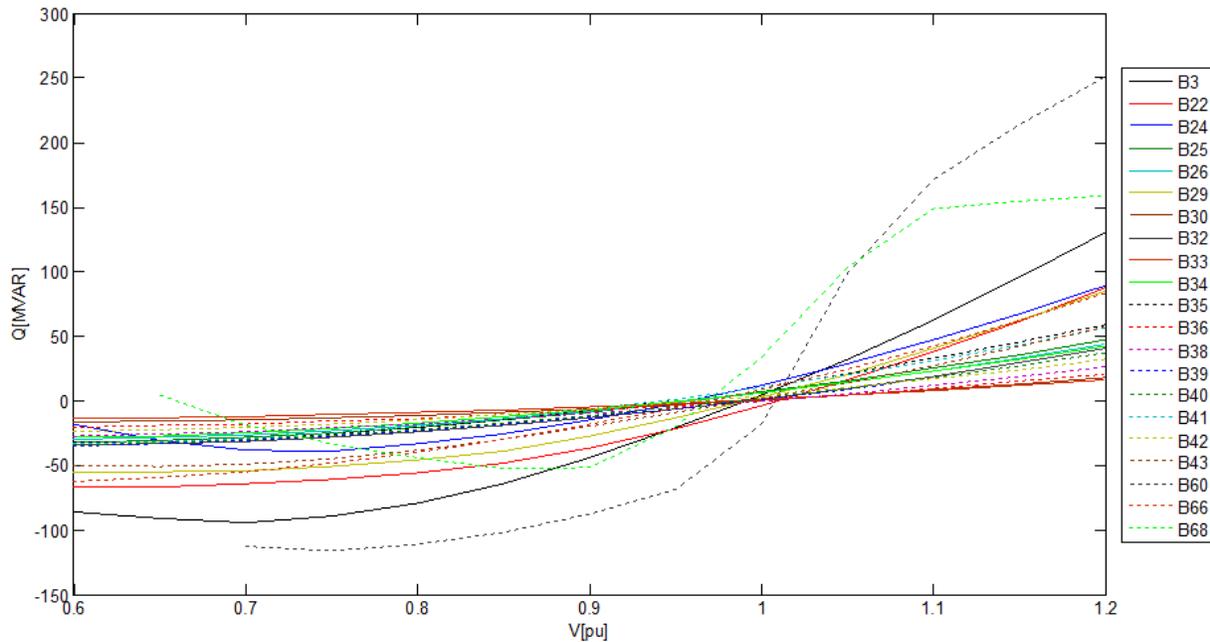


Fig. 5.29 Curvas VQ del tercer caso (contingencia crítica) con SVC

En la Tabla 5.26 se muestran los modos críticos cuando ocurre la contingencia crítica, se puede observar cómo los modos incrementa su magnitud en comparación con los modos del tercer caso sin SVC, en especial el segundo modo que para el caso sin SVC tenía un valor de 0.29017, en cambio los modos restantes aunque aumentan su magnitud no tienen incrementos tan considerables, por lo anterior también para este caso se ha mejorado la estabilidad de voltaje del sistema.

Tabla 5.26 Modos críticos del tercer caso (contingencia crítica) con SVC

Modo	Valor característico
1	0.2526
2	0.4283
3	0.6892
4	0.7899
5	0.8449

En cuanto a las condiciones operativas de los parques, el parque San Hilario tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B75) de 0.9957 pu y está absorbiendo 0.151 MVAR, mientras que el parque Mar Azul tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B79) de 0.9768 pu y está inyectando 5.904 MVAR, bajo la condición de operación de este caso de estudio los parques eólicos cumplen con los requerimientos establecidos en el apartado 4.1 del Código de Red, en cuanto al SVC este está inyectando a la red 20.297 MVAR.

Los anteriores resultados, representan la condición de operación en la que ambos parques operan a su capacidad nominal. En las siguientes tablas se presentan los resultados cuando el parque San Hilario opera a su capacidad nominal y el parque Mar Azul opera con la velocidad mínima para producir energía eléctrica.

Tabla 5.27 Sensibilidades a velocidad mínima del parque Mar Azul con SVC

Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ	Bus	dV/dQ
B33	1.6816	B43	0.4385	B47	0.1350
B30	1.3962	B24	0.3982	B65	0.1346
B20	1.3097	B66	0.3546	B68	0.1220
B21	1.1956	B29	0.3075	B45	0.1105
B36	1.1679	B28	0.2842	B4	0.1042
B37	1.0602	B27	0.2790	B75	0.1036
B42	1.0027	B22	0.2678	B46	0.1031
B38	0.9233	B63	0.2497	B64	0.0911
B34	0.7932	B49	0.2437	B57	0.0836
B26	0.7534	B31	0.1996	B54	0.0745
B39	0.7051	B3	0.1956	B71	0.0739
B40	0.7042	B53	0.1952	B69	0.0730
B25	0.6851	B59	0.1805	B52	0.0694
B41	0.6528	B70	0.1728	B44	0.0670
B55	0.6372	B79	0.1724	B56	0.0617
B32	0.6355	B62	0.1723	B61	0.0531
B35	0.6318	B2	0.1707	B60	0.0517
B58	0.5593	B67	0.1590	B74	0.0270
B1	0.5582	B48	0.1567	B73	0.0123
B77	0.5550	B51	0.1563		
B78	0.5460	B50	0.1388		

Tabla 5.28 Modos críticos a velocidad mínima del parque Mar Azul con SVC

Modo	Valor característico
1	0.2515
2	0.3246
3	0.6756
4	0.7890
5	0.8397

Lo primero que se debe notar es que con la instalación del SVC, el sistema vuelve a ser estable en términos de voltaje, ya que no se obtienen sensibilidades ni modos con valores negativos. Sin embargo se puede notar como los valores de las sensibilidades se incrementan, con respecto a las que se tienen en el segundo caso con los parques a capacidad nominal cuando se instala el SVC. Las únicas sensibilidades que no cambian son las de los buses B74 y B77 que pertenecen al equivalente del parque San Hilario.

Para esta condición de operación, el parque San Hilario tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B75) de 0.9937 pu y está inyectando 0.346 MVAR, mientras que el parque Mar Azul tiene un voltaje en el punto de interconexión (bus B79) de 0.9501 pu y está inyectando 0.209 MVAR, por lo que los parques cumplen con los requerimientos establecidos en el apartado 4.1 del Código de Red, en cuanto al SVC este está inyectando a la red 28.638 MVAR.

En este caso de estudio se presenta una condición peculiar, en la que el generador equivalente del parque Mar Azul no es capaz de sostener el voltaje en las terminales de la máquina equivalente, en las terminales de la máquina (B76) se tiene un voltaje de 0.9554 pu. Un aspecto interesante a analizar es ¿qué pasaría si se desconecta el parque Mar Azul bajo esta condición de operación?, ya que el parque cumple con los requerimientos del Código de Red y según lo especificado por éste, el parque tendría que permanecer conectado a la red. Sin embargo al obtener los modos críticos se tienen los siguientes resultados.

Tabla 5.29 Modos críticos del tercer caso desconectado el parque

Modo	Valor característico
1	0.2517
2	0.3500
3	0.6802
4	0.7889
5	0.8404

Si se comparan los resultados de la Tabla 5.29 con la 5.28 se puede notar que la magnitud de los valores característicos aumenta al desconectar el parque, por lo que el parque Mar Azul vuelve más sensible en términos VQ al sistema, cuando el parque opera con bajas velocidades de viento y en la red ocurre la contingencia crítica. Por lo anterior, la desconexión del parque también podría ser una medida para mejorar la estabilidad de voltaje del sistema.

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1 Conclusiones generales

En el presente trabajo de tesis, se ha presentado una metodología práctica para evaluar la estabilidad de voltaje (a largo plazo) en redes eléctricas que cuentan con generación eólica, considerando los requerimientos de potencia reactiva y voltaje, que especifica el Código de Red Mexicano.

Esta metodología se basa en analizar la relación voltaje-potencia reactiva de la matriz jacobiana reducida, así como la determinación de las curvas PV y VQ. Para integrar los parques eólicos al análisis de estabilidad de voltaje, estos se representaron mediante un modelo equivalente, con el cual se pudo obtener una buena representación de los parques, ya que en las simulaciones se considera el efecto que tendrán los transformadores elevadores de cada aerogenerador y la red interna, en la potencia que inyectaran los parques a la red. Al usar el equivalente de los parques se reducen los cálculos que se realizan durante las simulaciones.

Las técnicas utilizadas para evaluar la estabilidad de voltaje, basadas en sensibilidades VQ y en la obtención de valores y vectores característicos, permiten identificar las zonas más propensas a presentar problemas de estabilidad de voltaje.

Con la información que proporcionan los factores de participación de buses, ramas y generadores, se puede conocer cómo influye en cada modo de voltaje-potencia reactiva los elementos que conforman la red. Otra ventaja que se tiene al obtener los factores de participación, es poder identificar las contingencias más críticas que se pueden presentar en la red, ya que estas disminuirán los márgenes de estabilidad de voltaje. Además de estas ventajas al obtener los factores de participación, estos también pueden proporcionar información relacionada con las medidas correctivas a aplicar para aumentar los márgenes de estabilidad de voltaje, como es el uso de compensadores de potencia reactiva en derivación o serie, en buses o ramas con grandes factores de participación.

El uso de las curvas PV y VQ es de gran ayuda, debido a que se puede conocer cómo será el perfil de voltaje en los buses de la red a medida que se aumenta la carga, además de poder

identificar que buses tienen un margen o un déficit de reactivos. Sin embargo la información más valiosa que proporcionan estas curvas es:

- Determinación del punto de operación crítico (potencia máxima y voltaje crítico), en el cual los buses de la red pueden presentar inestabilidad de voltaje. Pero el punto crítico que se obtiene utilizando estas curvas solo representa una aproximación, debido al problema de convergencia que presenta el método de Newton-Raphson a medida que la red se acerca a este punto de operación.
- Poder cuantificar la disminución de los márgenes de estabilidad de voltaje cuando en la red ocurren contingencias.

En base a los resultados obtenidos de los casos de estudio analizados, se pudo identificar que la estabilidad de voltaje de una red con la presencia de parques eólicos se afecta primordialmente en base a los siguientes aspectos:

- El tipo de generadores de los que este conformado el parque eólico. Lo que se traduce en el manejo de potencia reactiva que tendrá el parque, sin embargo en base a los requerimientos de Código de Red, se deben de utilizar generadores que tengan control de factor de potencia o control de voltaje.
- La variación del margen de cargabilidad máximo que se puede tener en la red, cuando el parque opera a capacidad nominal o cuando opera a capacidad reducida. Por lo que el punto de operación crítico en el que se puede presentar la inestabilidad de voltaje, variara dependiendo de la velocidad del viento que incida sobre el parque, y del índice de penetrabilidad eólica que se tenga en la red.
- Los convertidores de los generadores no sean capaces de sostener el voltaje que estén regulando. Debido a que el *GIDA* y el *GCP* no tienen la misma capacidad de absorción o producción de potencia reactiva que tiene un generador síncrono convencional. Cuando se presentó una situación de este tipo en uno de los casos analizados, el valor de las sensibilidades VQ se incrementó y la magnitud de los valores característicos disminuyó, por lo que la zona de la red en donde se encontraba el parque, se vuelve más sensible ante cambios de voltaje y potencia reactiva.
- El sitio en donde se realice la interconexión del parque con la red. Si la interconexión se realiza en zonas que sean propensas a presentar problemas de estabilidad de voltaje, la presencia del parque puede poner en riesgo la estabilidad, debido principalmente a la naturaleza fluctuante del viento y por consecuencia la capacidad de absorción o inyección de potencia reactiva que tenga el parque. Lo anterior se presentó en uno de los casos de estudio, en el que uno de los parques de la red no afectaba la estabilidad de voltaje; en cambio del otro parque dependía que la red fuera estable en términos de voltaje, dependiendo de la velocidad del viento en la que este operara.

6.2 Recomendaciones para trabajos futuros

En base a la investigación realizada y a los resultados que se han obtenido, se puede plantear trabajar en los siguientes puntos, para profundizar en el análisis de estabilidad de voltaje en redes con generación eólica.

- Realizar simulaciones en el tiempo, en las que se incluya la dinámica de los aerogeneradores, y con ello poder analizar cómo será la respuesta de los parques eólicos cuando en la red se presenten problemas de estabilidad de voltaje.
- Desarrollar esquemas de desconexión de parques eólicos, cuando la red se encuentre en condiciones de emergencia, y el parque eólico esté operando con bajas velocidades de viento.
- Usar los diferentes tipos de *FACTS*, para poder determinar cuál de estos mejora en mayor medida la estabilidad de voltaje de la red.
- Aplicar el método de flujos de continuación, para determinar con precisión el punto de operación crítico de la red eléctrica.
- Implementar esquemas de disparo de carga por bajo voltaje, para disminuir los problemas de estabilidad de voltaje.

Apéndice A

Compensador Estático de VAR (SVC)

A.1 Operación del SVC

Desde el punto de vista de sistemas de potencia, un SVC es equivalente a un capacitor y a un reactor en derivación, ambos pueden ser ajustados para controlar el voltaje y la potencia reactiva en sus terminales o en un bus cercano [37], como se muestra en la Fig. A.1.

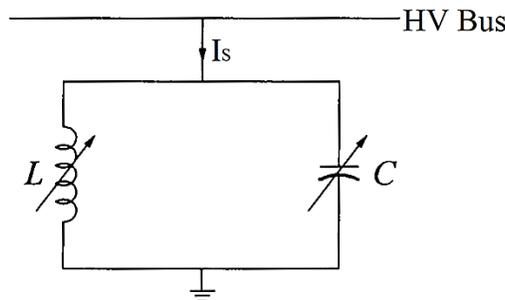


Fig. A.1 Sistema SVC ideal

Idealmente un SVC debería mantener constante el voltaje (asumiendo que este es el objetivo que se desea), teniendo una capacidad ilimitada de generación/absorción de VAR sin pérdidas de potencia activa y reactiva, proporcionando una respuesta instantánea [37]. El funcionamiento del SVC puede ser visualizado en la gráfica del voltaje controlado en función de la corriente reactiva I_S . La característica V/I de un SVC ideal se muestra en la Fig. A.2, esta representa la operación de estado estacionario del SVC.

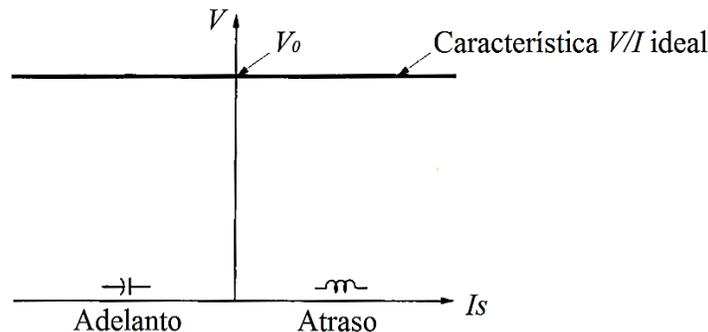


Fig. A.2 Característica V/I del compensador ideal

Ahora se analizan las características de un SVC real, considerando que este está compuesto por un reactor controlable y un capacitor fijo. La característica compuesta es derivada por la suma de las características individuales de los componentes. La característica mostrada en la Fig. A.3(a) es representativa de las características de reactores controlables usados comúnmente.

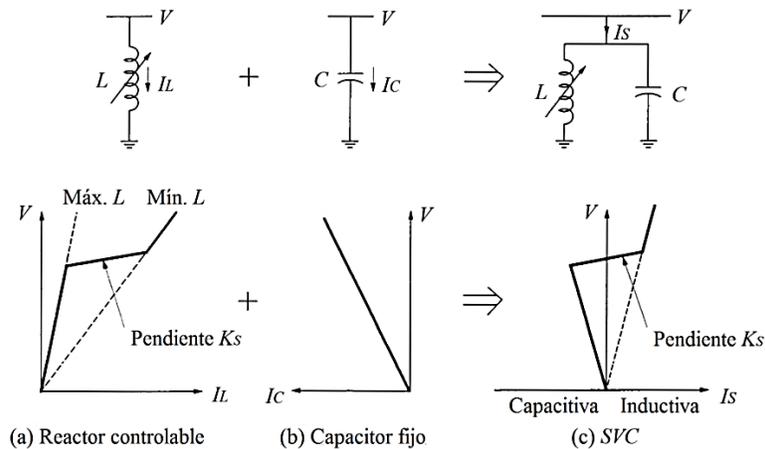


Fig. A3 Características compuestas de un SVC

Con la intención de examinar cómo se comporta un SVC cuando se instala en un sistema de potencia, en la Fig. A4 se presentan tres condiciones de operación del sistema cuando existen variaciones de carga en combinación con la característica de operación del SVC.

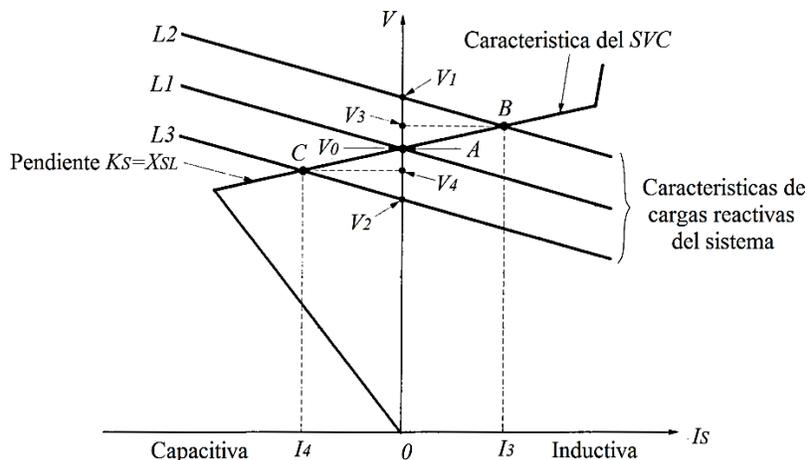


Fig. A4 Comportamiento del SVC con el sistema de potencia

La característica $L1$ representa la condición nominal del sistema, se asume que cruza la característica del SVC en el punto A, en donde $V=V_0$ e $I_S=0$. Si en el sistema de potencia ocurre un decremento de carga (característica $L2$), V_0 se incrementa a V_1 , si no estuviera presente el SVC. Sin embargo con la presencia del SVC el punto de operación se mueve a B por la absorción de la corriente inductiva I_3 , por lo que el SVC mantiene el nivel de voltaje en V_3 . Similarmente, si ocurre un incremento de carga (característica $L3$), V_0 se reduciría a V_2 , pero como está presente el SVC el punto de operación se mueve a C por la inyección de la corriente capacitiva I_4 , y el SVC mantiene el voltaje en V_4 [37,43].

A.2 Representación del SVC en estudios de flujos de potencia

En los estudios de flujos de potencia los dispositivos de compensación de potencia reactiva pasivos son modelados como admitancias de valor fijo cuyo efecto es incluido en la matriz de admitancias nodales de la red. Sin embargo, se requieren modelos especiales para representar al SVC. La Fig. A5 muestra un diagrama esquemático típico de un SVC, este consta de un reactor controlado por tiristores (TCR), capacitor fijo, filtro de armónicos (para los armónicos generados por el TCR), transformador de acoplamiento, transformador de potencial y controlador.

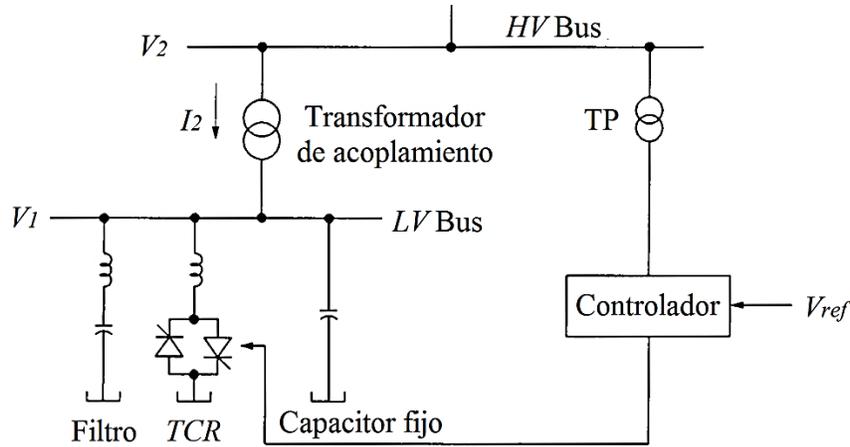


Fig. A5 Esquema típico de un SVC

La característica V/I del SVC de la Fig. A5 se muestran en la siguiente figura.

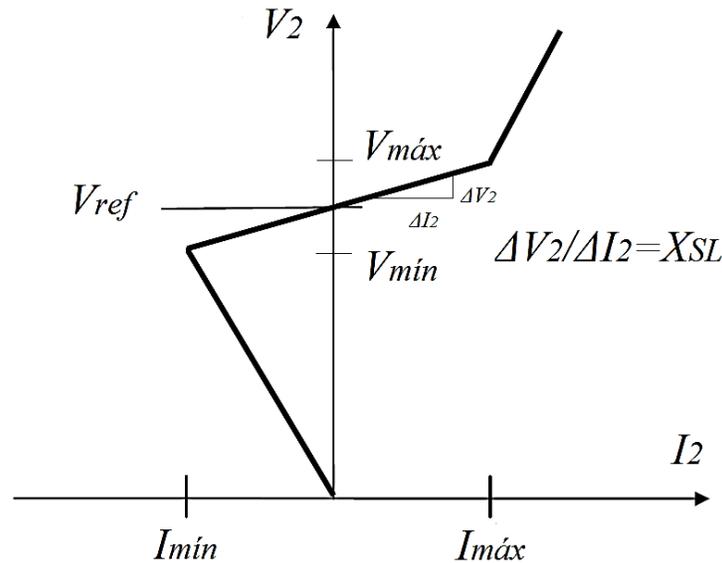


Fig. A6 Característica V/I del SVC

De la Fig. A6 se puede observar que el SVC posee tres posibles modos de operación. Los correspondientes circuitos equivalentes del SVC vistos desde el bus HV se muestran en la siguiente figura.

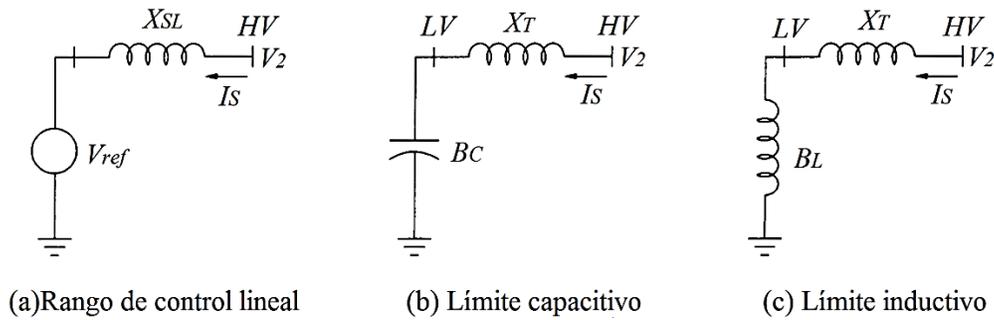


Fig. A7 Circuitos equivalentes del SVC

Dentro del rango de control lineal, el SVC es equivalente a una fuente de voltaje V_{ref} en serie con una reactancia X_{SL} , esta reactancia representa la pendiente de la recta definida por los puntos $(I_{mín}, V_{mín})$ e $(I_{máx}, V_{máx})$ de la característica V/I del SVC. El valor de X_{SL} es determinado por la ganancia de estado estacionario del controlador (regulador de voltaje). Típicamente la pendiente se ajusta en un rango de 1 al 5% [37]. Cuando la operación del SVC alcanza el límite capacitivo este se puede representar como una admitancia B_C (cuyo valor neto es capacitivo) conectada en el bus LV , la reactancia que se encuentra entre los buses LV y HV es la reactancia del transformador de acoplamiento X_T . Similarmente, cuando la operación del SVC llega al límite inductivo, este se puede representar como una admitancia B_L (cuyo valor neto es inductivo).

Para el análisis de flujos de potencia, se pueden utilizar los modelos (a) y (b) de la Fig. A8 para representar al SVC. La reactancia del transformador de acoplamiento X_T es dividida en X_{SL} y $X_T - X_{SL}$, definiendo un bus ficticio (M), como se muestra en la Fig. A8 (a). Esto permite una apropiada representación del SVC mientras opere en el modo lineal, incluyendo el efecto de la reactancia X_{SL} . En este modo el SVC es representado como un bus PV (con $P=0$) que controla remotamente el voltaje del bus M (V_{ref}) [44]. Si el SVC no cuenta con transformador de acoplamiento se puede utilizar el modelo de la Fig. A8 (b), que también se representa como un bus PV que controla el voltaje del bus M (V_{ref}).

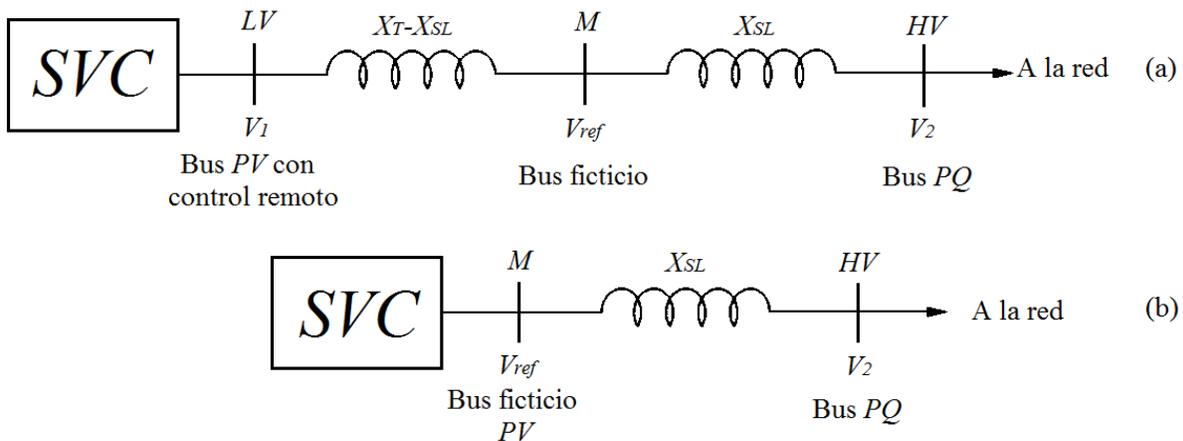


Fig. A8 Modelos del SVC para estudios de flujos de potencia (en el rango de control lineal): (a) con transformador de acoplamiento y (b) sin transformador de acoplamiento

Como ya se mencionó, cuando el SVC opera fuera del rango de control lineal este se puede representar apropiadamente como un admitancia en derivación, dependiendo del límite que sea violado [44].

- Si $V_2 > V_{m\acute{a}x}$ se viola el límite inductivo, entonces:

$$B = B_{m\acute{i}n} = -\frac{Q_{m\acute{a}x}}{V_{m\acute{a}x}^2} \quad (\text{A.1})$$

- Si $V_2 < V_{m\acute{i}n}$ se viola el límite capacitivo, entonces:

$$B = B_{m\acute{a}x} = -\frac{Q_{m\acute{i}n}}{V_{m\acute{i}n}^2} \quad (\text{A.2})$$

Dónde $Q_{m\acute{a}x}$ es la máxima potencia reactiva inductiva y $Q_{m\acute{i}n}$ es la máxima potencia reactiva capacitiva [44]. Estas admitancias estarán conectadas en el bus *LV* si se tiene transformador, o en el bus *HV* si no se tiene. Bajo esta condición de operación no se tendrá control sobre el voltaje.

Apéndice B

Datos de Redes

Las siguientes tablas muestran los parámetros eléctricos de las redes de 10 buses y de BCS, las impedancias están referidas a una base de potencia de 100 MVA, con excepción de la impedancias de T-eq y T-eq2 referidas a una base de 42 MVA, y de la impedancia de T-eq1 referida a una base de 31.5 MVA. En cuanto a la base de voltaje, dependerá del voltaje en donde se encuentre el elemento de la red, esto se puede consultar en el diagrama unifilar de la Fig. 3.18 o en el de la Fig. 5.17.

B.1 Red de prueba de 10 buses

Tabla B.1 Datos de generación y voltajes

Gen	Bus	V pu	θ°	P_{gen} MW	Q_{min} MVAR	Q_{max} MVAR
G1	B1	1.040	0	*	*	*
G2	B2	1.025	*	163	-140	140
G3	B3	1.025	*	83	-75	75
GIDA-eq	B11	1.000	*	40	-13.1473	13.1473

Tabla B.2 Datos de cargas

Carga	Bus	P MW	Q MVAR
LA	B7	125	50
LB	B9	90	30
LC	B8	100	35

Tabla B.3 Datos de líneas y transformadores

Elemento	B-envió	B-recepción	R pu	X pu	B pu
L1	B4	B7	0.010000	0.085000	0.17600
L2	B5	B10	0.016000	0.080500	0.15300
L3	B5	B8	0.008500	0.072000	0.14900
L4	B6	B8	0.011900	0.100800	0.20900
L5	B6	B9	0.039000	0.170000	0.35800
L6	B4	B9	0.017000	0.092000	0.15800
L7	B7	B10	0.016000	0.080500	0.15300
Lalt	Balt	B10	0.000880	0.003670	0
C-eq	B12	Bmed	0.004375	0.010937	0.02449
T1	B1	B4	0	0.057600	0
T2	B2	B5	0	0.062500	0
T3	B3	B6	0	0.058600	0
TMA	Bmed	Balt	0.002675	0.100000	0
T-eq	B11	B12	0.000365	0.003000	0

B.2 Red de BCS del año 2009
Tabla B.4 Datos de generación y voltajes

Gen	Bus	V pu	θ °	P_{gen} MW	P_{min} MW	P_{max} MW	Q_{min} MVAR	Q_{max} MVAR
D1	B5	1.014	0	35.6	0	41	-12	15
D2	B6	1.000	*	28	0	41	-12	15
D3	B7	1.010	*	28	0	34.6	-12	15
D4	B8	1.010	*	28	0	34.6	-12	15
D5	B9	1.025	*	28	0	41	-12	15
TE1	B10	1.007	*	30	0	37.4	-15	20
TE2	B11	1.007	*	30	0	37.4	-15	20
TE3	B12	1.007	*	30	0	37.4	-15	20
TE4	B13	1.014	*	16	0	23.5	-10	10
TE5	B14	1.023	*	22	0	39	-18	10
TG1	B15	1.014	*	24	0	31.9	-10	10
TG2	B16	1.000	*	30	0	38	-21	33
TG3	B16	1.000	*	10	0	27.5	-11	23
TG4	B17	1.014	*	20	0	24.2	-10	10
TG5	B18	1.000	*	28	0	30	-20	20
TG6	B18	1.000	*	10	0	24.2	-10	10
TG7	B19	1.000	*	12	0	35	-10	20
PE-San Hilario	B72	1.000	*	30	0	30	-9.8605	9.8605
PE-Mar Azul	B76	1.000	*	40	0	40	-13.1473	13.1473

Tabla B.5 Datos de cargas

Carga	Bus	P MW	Q MVAR
C1	B3	0.3	0
C2	B5	2.1	0.81
C3	B22	42	12.5
C4	B23	42.5	14.5
C5	B24	45	12.5
C6	B25	5.1	1.9
C7	B26	9.8	2.3
C8	B29	59	12.9
C9	B30	12	2.5
C10	B32	26.8	6.5
C11	B33	0.5	0.1
C12	B34	11.9	3.5
C13	B35	29	8.2
C14	B36	3.8	1.03
C15	B38	4.5	0.5
C16	B39	6	0.9
C17	B40	12.9	4.5
C18	B41	15.8	3.5
C19	B42	7	0.7
C20	B43	21	6.6
C21	B60	7.5	1.5
C22	B66	17	2.5
C23	B68	3.1	0.5

Tabla B.6 Datos de líneas

Elemento	B-envió	B-recepción	R pu	X pu	B pu
L1	B1	B53	0.091375	0.325697	0.043953
L2	B1	B55	0.019224	0.068523	0.009247
L3	B1	B58	0.000000	0.001000	0.000000
L4	B3	B2	0.038780	0.141520	0.016940
L5	B2	B44	0.041940	0.162590	0.019900
L6	B3	B66	0.109340	0.145890	0.018200
L7	B3	B67	0.035940	0.131140	0.015700
L8	B4	B46	0.003870	0.021280	0.003140
L9	B4	B64	0.004760	0.026210	0.003880
L10	B4	B68	0.004340	0.016760	0.002240
L11	B44	B54	0.012390	0.043430	0.005640
L12	B44	B56	0.002770	0.021310	0.003000
L13	B44	B57	0.018050	0.070760	0.008970
L14	B45	B46	0.004810	0.032310	0.004380
L15	B47	B45	0.006600	0.039940	0.005680
L16	B46	B50	0.008810	0.066510	0.009140
L17	B46	B64	0.008630	0.047490	0.007020
L18	B47	B50	0.007640	0.051540	0.007200
L19	B48	B50	0.003250	0.018470	0.002320
L20	B59	B48	0.007900	0.048040	0.006500
L21	B49	B53	0.016220	0.092060	0.012900
L22	B49	B53	0.017010	0.097250	0.013440
L23	B50	B62	0.007600	0.049210	0.007040
L24	B60	B51	0.065760	0.239280	0.030400
L25	B60	B51	0.065760	0.239280	0.030400
L26	B51	B63	0.070050	0.253760	0.030880
L27	B65	B52	0.032100	0.181000	0.022600
L28	B65	B52	0.032100	0.181000	0.022600
L29	B53	B65	0.030770	0.108370	0.013960
L30	B53	B65	0.030770	0.108370	0.013960
L31	B54	B60	0.018640	0.065990	0.008420
L32	B56	B60	0.028670	0.107900	0.012240
L33	B56	B60	0.028400	0.106830	0.012120
L34	B67	B56	0.114430	0.419030	0.050380
L35	B57	B60	0.013980	0.056330	0.007140
L36	B59	B62	0.007510	0.045220	0.006440
L37	B61	B60	0.000410	0.001420	0.000200
L38	B63	B62	0.088890	0.186600	0.021340
L39	B67	B65	0.082050	0.299890	0.035980
L40	B67	B65	0.082050	0.299890	0.035980
L41	B71	B69	0.002700	0.022700	0.042440
L42	B71	B69	0.002700	0.022700	0.042440
L43	B71	B70	0.018090	0.146170	0.298780
L44	B71	B70	0.018090	0.146170	0.298780
C-eq1	B73	B74	0.007800	0.015845	0.012514
C-eq2	B77	B78	0.004634	0.008691	0.012665
LT-PE-SH	B75	B54	0.139970	0.559882	0.000000
LT-PE-MA	B79	B4	0.171896	0.719008	0.000000

Tabla B.7 Datos de transformadores de dos devanados

Elemento	B-envió	B-recepción	R pu	X pu	Tap
T1	B5	B69	0.00000	0.27756	1.00870
T2	B6	B69	0.00000	0.24421	1.00000
T3	B7	B52	0.00000	0.22143	1.00000
T4	B8	B52	0.00000	0.22594	1.00000
T5	B9	B52	0.00000	0.23860	1.00000
T6	B10	B60	0.00000	0.23959	1.02500
T7	B11	B60	0.00000	0.23475	1.02500
T8	B12	B60	0.00000	0.22727	1.02500
T9	B13	B61	0.00000	0.25833	1.02500
T10	B14	B61	0.00000	0.40500	1.02500
T11	B15	B64	0.00000	0.23571	1.00000
T12	B16	B64	0.00000	0.23405	1.00000
T13	B17	B64	0.00000	0.23233	0.99375
T14	B18	B64	0.00000	0.26594	0.95054
T15	B19	B65	0.00000	0.26833	0.95000
T16	B60	B20	0.00000	1.26400	1.00000
T17	B60	B21	0.00000	1.14933	1.00000
T18	B44	B22	0.00000	0.54200	0.97500
T19	B44	B22	0.00000	0.67339	0.93261
T20	B44	B22	0.00000	0.49400	0.97500
T21	B45	B23	0.00000	0.60450	0.98043
T22	B45	B23	0.00000	0.49700	0.97500
T23	B46	B24	0.00000	0.47533	0.97500
T24	B46	B24	0.00000	0.49067	0.97500
T25	B47	B25	0.00000	0.49667	1.00000
T26	B48	B26	0.00000	0.52189	1.00000
T27	B54	B29	0.00000	0.41142	0.98043
T28	B54	B29	0.00000	0.40867	0.98043
T29	B55	B30	0.00000	0.66058	0.95652
T30	B57	B32	0.00000	0.49533	0.97500
T31	B58	B33	0.00000	1.19467	0.95000
T32	B59	B34	0.00000	0.52833	0.97500
T33	B62	B35	0.00000	0.76000	1.00000
T34	B62	B35	0.00000	0.67961	0.95652
T35	B52	B36	0.00000	1.07867	1.00000
T36	B52	B37	0.00000	1.00000	1.00000
T37	B49	B38	0.00000	0.65875	1.00435
T38	B51	B39	0.00000	1.21493	1.00000
T39	B51	B39	0.00000	0.92720	1.00000
T40	B53	B40	0.00000	0.46967	0.98043
T41	B62	B41	0.00000	0.67120	1.02500
T42	B62	B41	0.00000	1.01832	0.98043
T43	B63	B42	0.00000	1.34488	1.00435
T44	B63	B42	0.00000	1.40534	1.00435
T45	B65	B43	0.00000	0.47000	1.00000
T46	B65	B43	0.00000	0.70816	0.95652
T-eq1	B72	B73	0.00050	0.00400	1.00000
T-eq2	B76	B77	0.00037	0.00300	1.00000
TMA1	B74	B75	0.01818	0.36363	1.00000
TMA2	B78	B79	0.01422	0.35555	1.00000

Tabla B.8 Datos de transformadores de tres devanados

Elemento	B _H	B _M	B _L	X _{HM} pu	X _{HL} pu	X _{ML} pu
T47	B70	B50	B27	0.06260	0.21500	0.13300
T48	B70	B50	B28	0.06310	0.21300	0.13500
T49	B71	B56	B31	0.06493	0.21488	0.13411

Tabla B.9 Datos de compensadores

Carga	Bus	Q MVAR
SH1	B22	2.1
SH2	B23	1.8
SH3	B24	1.8
SH4	B25	1.8
SH5	B26	3.3
SH6	B27	-15
SH7	B29	6
SH8	B31	-15
SH9	B32	2
SH10	B35	1.9
SH11	B38	2.6
SH12	B41	3.6
SH13	B45	9
SH14	B46	10.5
SH15	B48	3.6
SH16	B62	6.5

Apéndice C

Elementos de las Matrices Jacobiana y Jacobiana Reducida

A continuación se deducen las ecuaciones que se usan para evaluar los elementos de matriz jacobiana de la ecuación (4.29). La matriz jacobiana tiene la siguiente estructura.

$$[J] = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{matrix} V \\ V \end{matrix} \quad (C.1)$$

Considerando el balance de potencia para un bus k .

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= P_{Gk} - P_{Ck} - \sum_{k \in m} P_{km} = 0 \\ \Delta Q_k &= Q_{Gk} - Q_{Ck} - \sum_{k \in m} Q_{km} = 0 \end{aligned} \quad (C.2)$$

Las potencias activa y reactiva entre dos buses k - m están dadas por las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned} P_{km} &= G_{kk}V_k^2 + V_kV_m[G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ Q_{km} &= -B_{kk}V_k^2 + V_kV_m[G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \end{aligned} \quad (C.3)$$

Los elementos de la matriz jacobiana (C.1), asociados a las ecuaciones de balance de potencia activa (C.2) en un nodo k , quedan definidos de la siguiente forma.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} &= - \sum_{k \in m} V_kV_m[B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_m} &= -V_kV_m[G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \end{aligned} \quad (C.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} V_k &= - \sum_{k \in m} 2G_{kk}V_k^2 + V_kV_m[G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_m} V_m &= -V_kV_m[G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \end{aligned} \quad (C.5)$$

Análogamente, los elementos de la matriz jacobiana (C.1), asociados a las ecuaciones de balance de potencia reactiva (C.2) en un nodo k , quedan definidos de la siguiente forma.

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_k} &= - \sum_{k \in m} V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_m} &= V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)]\end{aligned}\quad (C.6)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} V_k &= - \sum_{k \in m} -2B_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_m} &= -V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)]\end{aligned}\quad (C.7)$$

Ahora se deducen las ecuaciones que se usan para evaluar los elementos de matriz jacobiana reducida de la ecuación (4.34). La matriz jacobiana reducida tiene la siguiente estructura.

$$[J_R] = [J_{QV}] - [J_{Q\theta}] [J_{P\theta}]^{-1} [J_{PV}] = \left[\frac{\partial \Delta Q}{\partial V} V \right] - \left[\frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} \right] \left[\frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial \Delta P}{\partial V} V \right] \quad (C.8)$$

Para realizar el análisis de sensibilidad como se estableció en la sección 4.8.1. Los elementos de las submatrices que conforman la matriz jacobiana reducida (C.8), son los mismos que se presentan en las ecuaciones (C.4), (C.5), (C.6) y (C.7).

Mientras que para realizar el análisis modal como se estableció en la sección 4.8.2. Los elementos de las submatrices que conforman la matriz jacobiana reducida (C.8), se pueden deducir de la siguiente forma.

Considerando las mismas ecuaciones de balance de potencia (C.2), las ecuaciones de potencia activa y reactiva (C.3) y despreciando las resistencias se tiene.

$$\begin{aligned}P_{km} &= V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \\ Q_{km} &= -B_{kk} V_k^2 - V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)\end{aligned}\quad (C.9)$$

Los elementos de las submatrices que conforman la matriz jacobiana reducida (C.8), asociados a las ecuaciones de balance de potencia activa (C.2) en un nodo k , quedan definidos de la siguiente forma.

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} &= - \sum_{k \in m} V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \\ \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_m} &= V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)\end{aligned}\quad (C.10)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} V_k &= - \sum_{k \in m} V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \\ \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_m} V_m &= -V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)\end{aligned}\tag{C.11}$$

Análogamente, los elementos de las submatrices que conforman la matriz jacobiana reducida (C.8), asociados a las ecuaciones de balance de potencia reactiva (C.2) en un nodo k , quedan definidos de la siguiente forma.

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_k} &= - \sum_{k \in m} V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_m} &= V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)\end{aligned}\tag{C.12}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} V_k &= \sum_{k \in m} 2B_{kk} V_k^2 + V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_m} V_m &= V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)\end{aligned}\tag{C.13}$$

Referencias

- [1] Villarubia López M., *Ingeniería de la Energía Eólica*. Marcombo, España, 2012.
- [2] Ackermann T., *Wind Power in Power Systems*. England, John Wiley & Sons Ltd, 2005.
- [3] Chi Y., Liu Y., Wang W., Dai H., “*Voltage Stability Analysis of Wind Farm Integration in to Transmission Network*”. Power System Technology, International Conference, Oct. 2006.
- [4] Taylor C. W., *Power System Voltage Stability*. New York, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [5] Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R., *Power Systems Dynamics, Stability and Control*. John Wiley & Sons Ltd, United Kingdom, 2008.
- [6] Candelo J. E., Gladys C., Ferley C., “*Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia*”. Información Tecnológica, Vol.19, No. 5, pp. 97-110, 2008. <http://www.scielo.cl/pdf/infotec/v19n5/art11.pdf>
- [7] Gao B., Morison G. K., Kundur P., “*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.7, No. 4, pp. 1529-1542, Nov. 1992.
- [8] Ríos M. A., Zapata C. J., Gómez O., Sánchez J. L., “*Voltage Stability assessment with Ranking of Contingencies using QV sensibility*”. IEEE Latin American Transactions, Vol.7, No. 6, pp. 665-672, Dec. 2009.
- [9] Young-Hyun M., Heon-Su R., Jong-Gi L., Baik K., “*Uniqueness of Static Voltage Stability Analysis in Power Systems*”. Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 3, pp. 1536-1541, Jul. 2001.
- [10] Gómez Expósito A., *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. McGraw-Hill, España, 2002.
- [11] Santoso S., Thu Le H., “*Analysis of Voltage Stability and Optimal Wind Power Penetration Limits for a Non-radial Network with an Energy Storage System*”. Power Engineering Society General Meeting, Conference, Tampa, Florida, Jun. 2007.
- [12] Dusonchet L., Massaro F., Telaretti E., “*Wind Turbine Mechanical Characteristics and Grid Parameters Influence on the Transient Voltage*

- Stability of a Fixed Speed Wind Turbine*". 43rd International Universities Power Engineering Conference, Padova, Sep. 2008.
- [13] Jiapaer A., Zeng G., Ma S., Xie H., Tong Y., Huang M., "*Study on Capacity of Wind Power Integrated into Power Grid Based on Static Voltage Stability*". 5th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Hong Kong, Jun. 2012.
- [14] Lin Y., Lei S., "*Comprehensive Probability Analysis on Voltage Stability of Power Grid with Wind Farm Connected*". International Workshop on Energy Systems, Vienna, Nov. 2013.
- [15] Secretaria de Energía (SENER). "*Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*". <http://www.sener.gob.mx/>
- [16] Muljadi E., Pasupalati P., Ellis A., Kosterov D., "*Method of Equivalencing for a Large Wind Power Plant with Multiple Turbine Representation*". Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Jul. 2008.
- [17] Muljadi E., Butterfield C. P., Ellis A., Mechenbier J., Hocheimer J., Young R., Miller N., Delmerico R., Zavadil R., Smith J. C., "*Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant*". Presented at the IEEE Power Engineering Society, Annual Conference, Montreal, Quebec, Jun. 2006.
- [18] Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), base de datos de estaciones meteorológicas. <http://planeolico.iie.org.mx/iiepnud.htm?url=Infanemo>
- [19] Carta González J. A., Calero Pérez R., Colmenar Santos A., Castro Gil M., *Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables*. Madrid, Prentice Hall – Pearson Education, 2009.
- [20] Anaya-Lara O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P., Hughes M., *Wind Energy Generation: Modelling and Control*. United Kingdom, John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [21] IEC 61400-1, *Wind Turbine Generator Systems- Part 1 Safety Requirements*.
- [22] Cárdenas Tovar R., Saldívar Urquiza G., "*Educación y Nuevas Tecnologías Central Eoloeléctrica La Venta II*". Revista Digital Universitaria, Vol. 8, No. 12, Dic. 2007. http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art90/dic_art90.pdf
- [23] CFE. *Primer Foro de Energías Renovables y Cambio Climático*, Oaxaca 2011. http://www.ciedd.oaxaca.gob.mx/foro/info/b3carlos_garcia_aguilar.pdf
- [24] Asociación Mexicana de Energía Eólica. <http://www.amdee.org/>

-
- [25] Berruti F., “Control desacoplado de potencia activa y reactiva instantánea en aerogeneradores basados en máquinas de inducción doblemente alimentadas”. Presentado en el 8° Encuentro de Especialistas en Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas del IEEE, Montevideo-Uruguay, Nov. 2010.
- [26] Vittal V., Ayyanar R., *Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy*. Springer, New York, 2013.
- [27] Comisión Federal de Electricidad CFE. *Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano (Código de Red)*.
- [28] Tsili M., Papathanassiou S., “A Review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms”. *IET Renewable Power Generation*, Vol. 3, No. 3, pp. 308-332, Sep. 2009.
- [29] Feijóo A. L., Cidrás J., “Modeling of Wind Farms in the Load Flow Analysis”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.15, No. 1, pp. 110-115, Feb. 2000.
- [30] Konopinski J., Vijayan P., Ajarapau V., “Extended Reactive Capability of DFIG Wind Parks for Enhanced System Performance”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.24, No. 3, pp. 1346-1355, Aug. 2009.
- [31] Ajarapau V., *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*. Iowa State University, Springer, 2006.
- [32] Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Andersson G., Bose A., Cañizares C., Hatziargyriou N., Hill D., Stankovic A., Taylor C., Van Cutsem T., Vittal V., “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.19, No. 2, pp. 1387-1401, May. 2004.
- [33] Brokering W., Palma Behnk R., Vargas Díaz L., *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Chile, Prentice Hall – Pearson Education, 2008.
- [34] Van Cutsem T., Vournas C., *Voltage Stability of Electric Power Systems*. USA, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [35] Eremia M., Shahidehpour M., *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability and Control*. USA, Wiley-IEEE Press, 2013.
- [36] Kothari D. P., Nagrath I. J., *Modern Power System Analysis*. India, Tata McGraw-Hill, 2003.
- [37] Kundur P., *Power System Stability and Control*. New York, McGraw-Hill, 1994.
-

-
- [38] Padiyar K. R., *Power System Dynamics Stability and Control*. Bangalore India, BS Publications, 2008.
- [39] Hill D. J., Lof P. A., Anderson G., “*Analysis of Long-Term Voltage Stability*”. Power System Computation Conference, Graz, Austria, Aug. 1990.
- [40] Murillo Pérez J. L., *Análisis del STATCOM Trifásico en Estado Estacionario y Dinámico para la Estabilidad de Voltaje*. Tesis de Maestría, CINVESTAV Guadalajara, 2005.
- [41] Rabiee A., “*MVAR Management Using Generator Participation Factors for Improving Voltage Stability Margin*”. Journal of Applied Sciences 9 (11): 2123-2129, 2009.
- [42] National Renewable Energy Laboratory (NREL). *International Wind Resource Maps*. http://www.nrel.gov/wind/international_wind_resources.html#mexico.
- [43] Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H., Ángeles-Camacho C., *FACTS: Modeling and Simulation in Power Networks*, England, John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [44] Mohan Mathur R., Varma R., *Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*, USA, England, John Wiley & Sons Ltd, 2002.